



דוח תקופתי 2024



NEWMED IN NUMBERS

525

רווח נקי



1,136

REVENUES



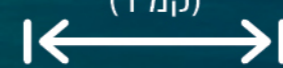
עובדים

23



330

שטח מאגרי לווייתן
(קמ"ר)



9.7

מכירות גז טבעי
לייצוא ממאגר
לווייתן (BCM)



6.12

מחיר ממוצע מכירות
גז טבעי מלווייתן
(דולר) (MMBTU)



11.2

מכירות גז טבעי
ממאגר לווייתן
(BCM)

3,992

סה"כ נכסים
במאזן



1,787

הון עצמי



3,585

שווי שוק

5,327

שווי חלק השותפות בלווייתן



782

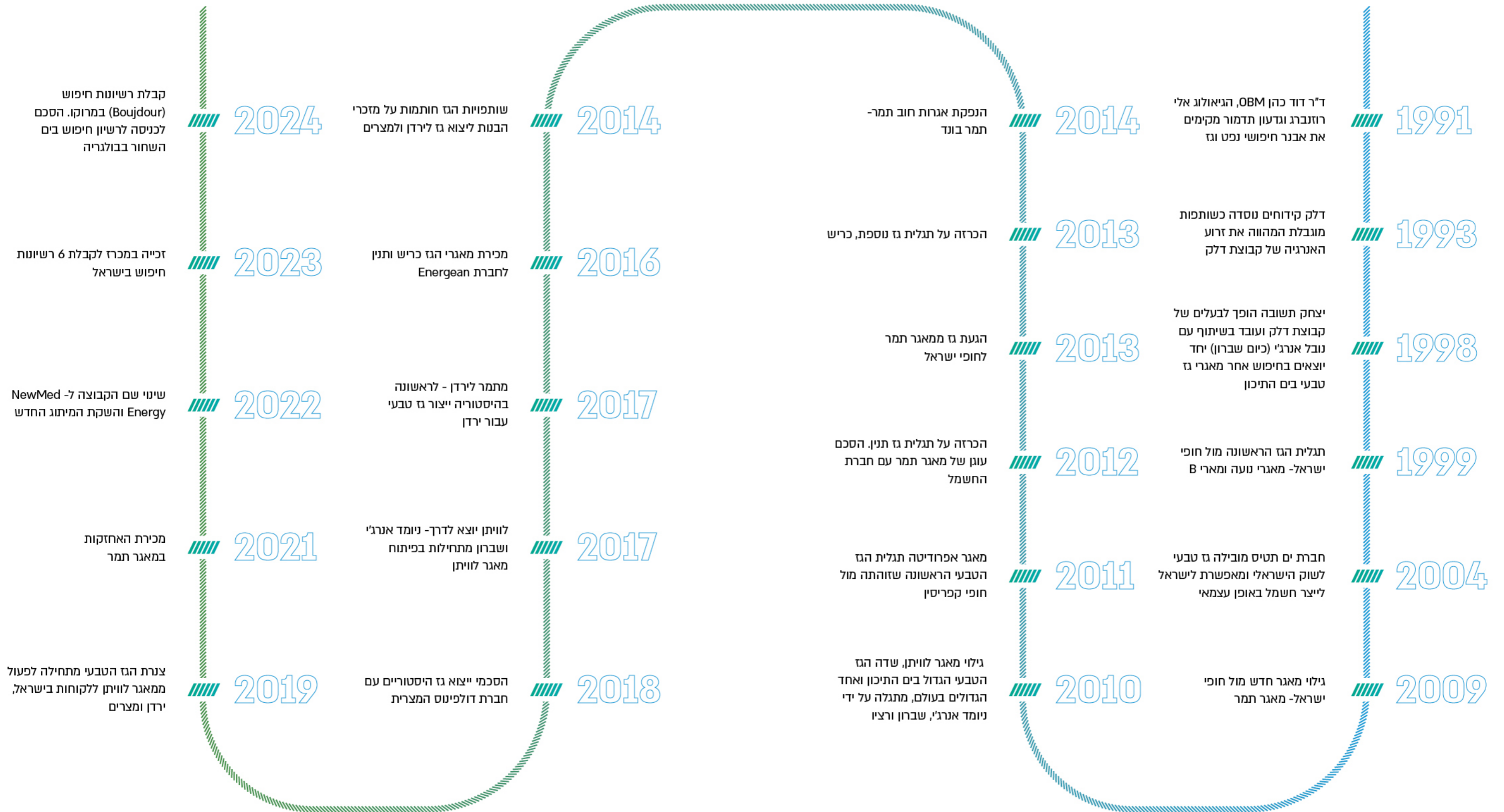
EBITDA



הערות שוליים:

1. הנתונים לעיל מתייחסים לשנת 2024 במילוני דולר, למעט אם צוין אחרת.
2. שווי NPV10 של עתודות ומשאבים מותנים (2P+2C), כפי שפורסם בדוח עתודות משאבים מתונים ותזרים מהוון לחזקת לווייתן מיום 4.2.2025.
3. EBITDA חושב כרווח תפעולי בתוספת פחת, אזילה והפחתות ובניכוי חלק השותפות ברווחי חברות כלולות.
4. מחיר היה"ש מצוטט בבורסה ליום 31.12.2024 בהתאם לשער החליפין היציג מצוטט ליום זה.

OUR EVOLUTION



תוכן עניינים

פרק א'

תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד

פרק ב'

זח דירקטוריון

פרק ג'

זחות כספיים מאוחדים

פרק ד'

פרטים נוספים על התאגיד

פרק ה'

זח בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית
על הדיווח הכספי ועל הגילוי

הערכת שווי



פרק א'

תיאור ההתפתחות הכללית
של עסקי התאגיד



פרק א' - תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד

עמוד		סעיף
2 – א	תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות	.1
5 – א	תחום הפעילות	.2
9 – א	השקעות בהון השותפות ועסקאות שביצעו בעלי עניין ביחידות ההשתתפות מחוץ לבורסה	.3
9 – א	חלוקת רווחים	.4
11 – א	מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות	.5
11 – א	סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים	.6
18 – א	תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות	.7
18 – א	מידע כללי על תחום הפעילות	.7.1
26 – א	פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות	
26 – א	פרויקט לווייתן	.7.2
48 – א	זכויות בקפריסין	.7.3
60 – א	פרויקט ים תטיס	.7.4
63 – א	זכות לתמלוגי-על מחזקות תנין וכריש	.7.5
68 – א	רישיון החיפוש Boujdour Atlantique	.7.6
71 – א	רישיונות חיפוש במקבץ "ו"	.7.7
73 – א	רישיון בולגריה	.7.8
86 – א	פעילות שהופסקה	.7.9
87 – א	אנרגיות מתחדשות	.7.10
90 – א	מוצרים	.7.11
90 – א	לקוחות	.7.12
100 – א	שיווק והפצה	.7.13
112 – א	צבר הזמנות	.7.14
113 – א	תחרות	.7.15
123 – א	עונתיות	.7.16
123 – א	מתקנים וכושר יצור בפרויקט לווייתן	.7.17
126 – א	חומרי גלם וספקים	.7.18
126 – א	הון אנושי	.7.19
127 – א	הון חוזר	.7.20
127 – א	מימון	.7.21
130 – א	מיסוי	.7.22
137 – א	סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם	.7.23
145 – א	מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות	.7.24
172 – א	שיעבודים	.7.25
172 – א	הסכמים מהותיים	.7.26
192 – א	הליכים משפטיים	.7.27
200 – א	יעדים ואסטרטגיה עסקית	.7.28
203 – א	כיסוי ביטוחי	.7.29
204 – א	גורמי סיכון	.7.30

פרק א' – תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד**1. תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות¹**

- 1.1 ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות")² היא שותפות מוגבלת ציבורית, כמשמעותה בפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 (להלן: "פקודת השותפויות"). מאז הקמתה, עוסקת השותפות בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל, בקפריסין, במרוקו ובבולגריה, וכן בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות ולייצור מימן מגז טבעי.
- 1.2 השותפות נוסדה על-פי הסכם שותפות שנחתם ביום 1.7.1993 בין ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ כשותף כללי מצד אחד (להלן: "השותף הכללי"), לבין ניו-מד אנרג'י נאמנויות בע"מ כשותף מוגבל מצד שני (להלן: "השותף המוגבל")³, כפי שתוקן מעת לעת, (להלן: "הסכם השותפות")⁴. השותפות התאגדה ביום 25.7.1993 בהתאם לפקודת השותפויות, אשר על-פיה, הסכם השותפות, כפי שתוקן מעת לעת, מהווה את תקנון השותפות.
- 1.3 בהתאם לתשקיפים שפרסמה השותפות בין השנים 1993-2003, הנפיק השותף המוגבל לציבור יחידות המקנות זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות (להלן: "יחידות השתתפות" או "היחידות"), הרשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ (להלן: "הבורסה"). השותף המוגבל משמש כנאמן ומחזיק את יחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידו בנאמנות עבור בעלי היחידות.
- 1.4 ניהולה השוטף של השותפות מתבצע על-ידי השותף הכללי, תחת פיקוחם של המפקחים, פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול (להלן יחד: "המפקחים" או "המפקח").
- בין השותף המוגבל לבין המפקח נחתם ביום 17.1993 הסכם נאמנות, כפי שתוקן מעת לעת (להלן: "הסכם הנאמנות")⁵, אשר מקנה למפקח סמכויות פיקוח על ניהול השותפות על-ידי השותף הכללי וכן סמכויות פיקוח על מילוי התחייבויות השותף המוגבל כלפי בעלי היחידות.
- 1.5 השותף הכללי והשותף המוגבל הם חברות בנות של דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "דלק אנרגיה"), חברה פרטית בבעלות מלאה של קבוצת דלק בע"מ (להלן: "קבוצת דלק"), אשר בעל השליטה בה הינו מר יצחק שרון (תשובה)⁶. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, מחזיקה קבוצת דלק במישרין ובעקיפין (באמצעות דלק אנרגיה והשותף הכללי, וכן באמצעות החזקה בעקיפין באבנר נפט וגז בע"מ) בכ- 54.66% מהון היחידות המונפק של השותפות.⁷

¹ להגדרות של חלק מהמונחים המקצועיים הכלולים בפרק זה, ראו מילון מונחים מקצועיים בסוף הפרק וכן **נספח א'** לפרק זה.

² שמה הקודם של השותפות היה דלק קידוחים - שותפות מוגבלת. ביום 21.2.2022 שונה שם השותפות לשמה הנוכחי.
³ שמו הקודם של השותף הכללי היה דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ ושמו הקודם של השותף המוגבל היה דלק נאמנויות קידוחים בע"מ. ביום 24.2.2022 שונה שמותיהם לשמה הנוכחי.

⁴ כפי שפורסם בדוח המידי של השותפות מיום 9.1.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-003243).

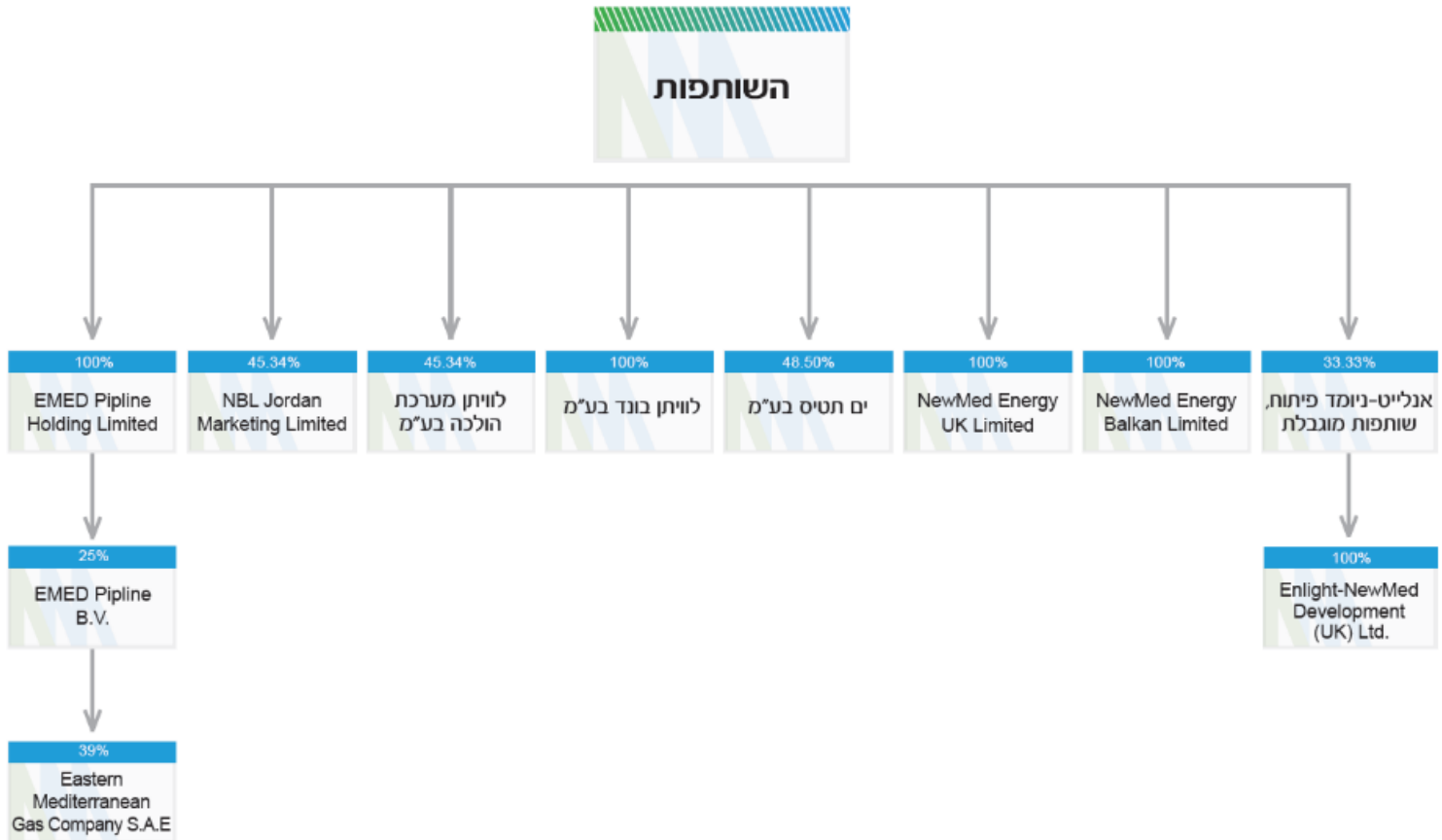
⁵ כפי שפורסם בדוח המידי של השותפות מיום 7.6.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-058218).

⁶ נכון למועד אישור הדוח, מר יצחק שרון (תשובה) מחזיק בכ- 50.12% מההון המונפק ובכ- 50.12% מזכויות ההצבעה בקבוצת דלק.

⁷ למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, רוב היחידות שבבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק.

1.6 ביום 17.5.2017 הושלם מיזוג בין השותפות לבין אבנר חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר" או "שותפות אבנר"), באופן בו כל נכסיה והתחייבויותיה של אבנר הועברו As Is לשותפות, השותף המוגבל הנפיק יחידות השתתפות למחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות אבנר, ושותפות אבנר התחסלה ללא פירוק ונמחקה מרישומי רשם השותפויות (להלן: "מיזוג השותפויות").

1.7 מבנה ההחזקות העיקריות של השותפות:



1.7.1 ים תטיס בע"מ היא חברה ייעודית (SPC), אשר הוקמה על-ידי השותפים בפריקט ים תטיס (להלן: "שותפי ים תטיס") לצורך קבלת רישיון הולכת גז מפלטפורמת ההפקה של פרויקט ים תטיס למתקן הקבלה בחוף אשדוד (Ashdod Onshore Terminal, AOT) (להלן: "מתקן הקבלה"), כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי, התשס"ב-2002 (להלן: "חוק משק הגז הטבעי").

נכון למועד אישור הדוח, אין לחברת ים תטיס בע"מ פעילות כלשהי מלבד היותה בעלת רישיון הקמה והפעלה של צינור הולכת גז אשר ניתן לה על-ידי שר האנרגיה והשתתיות (להלן: "שר האנרגיה") ביום 29.4.2002, וכן פעילויות נוספות הקשורות להיותה בעלת הרישיון כאמור, לרבות היותה צד להסכמים שונים בקשר עם מתקן הקבלה ונושאי אבטחה.

1.7.2 לווייתן מערכת הולכה בע"מ היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "לווייתן מערכת הולכה"), אשר בעלי המניות בה הם השותפים בפריקט לווייתן (להלן: "שותפי לווייתן"), המחזיקים במניות

החברה בהתאם לשיעור החזקותיהם בחזקות 1/14 לוויתן דרום ו- 1/15 לוויתן צפון (להלן: "חזקת לוויתן דרום" ו- "חזקת לוויתן צפון", בהתאמה. חזקות לוויתן דרום ולוויתן צפון יקראו להלן יחד: "חזקות לוויתן"). החברה הוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לוויתן לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"), כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי.

1.7.3 NBL Jordan Marketing Limited היא חברה ייעודית (SPC), אשר בעלי המניות בה הם שותפי לוויתן, המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור החזקותיהם בחזקות לוויתן. החברה הוקמה בקשר עם התקשרות שותפי לוויתן בהסכם לאספקת גז עם חברת החשמל הלאומית של ירדן - The National Electric Power Company (להלן: "NEPCO"), לפיו החברה תרכוש את הגז הטבעי משותפי לוויתן בנקודת הכניסה למערכת ההולכה של נתג"ז ותמכור אותו ל- NEPCO בנקודת המסירה הסמוכה לגבול ישראל-ירדן באותם התנאים הקבועים בהסכם אספקת הגז כאמור (back to back). לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.3(ב) להלן.

1.7.4 EMED Pipeline B.V. היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "EMED"), אשר הוקמה לצורך עסקת EMG (כהגדרתה בסעיף 7.26.6 להלן) הרשומה בהולנד, ואשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED Pipeline Holding Limited, חברה בת בבעלות מלאה של השותפות הרשומה בקפריסין - 25%; Chevron Cyprus Limited - 25%; וחברת Sphinx EG BV, חברה בת בבעלות מלאה של East Gas Company S.A.E, המחזיקה, בין היתר, בצנרת גז ותשתיות במצרים (להלן: "השותף המצרי") - 50%.

1.7.5 Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (להלן: "EMG"), היא חברה פרטית הרשומה במצרים, אשר בבעלותה צינור הזרמת גז טבעי תת-ימי המחבר בין מערכת הולכת הגז הטבעי המצרית באזור אל-עריש לבין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון, ואשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED - 39%; Snam S.p.A (להלן: "SNAM") - 25%; השותף המצרי - 26%; Egyptian General Petroleum Corporation⁸ - 10%. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.26.6 להלן.

1.7.6 לוויתן בונד בע"מ היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "לוויתן בונד"), בבעלות מלאה של השותפות אשר הוקמה לשם הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובחו"ל, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות לוויתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.21.2 להלן.

1.7.7 NewMed Energy UK Limited (לשעבר Delek Energy Limited) היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "ניו-מד מרוקו"), בבעלות מלאה של השותפות, אשר מחזיקה בזכויות ברישיון החיפוש Boujdour Atlantique הנמצאים באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו, והתאגדה באנגליה. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.6 להלן.

1.7.8 NewMed Energy Balkan Limited היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "ניו-מד בלקן"), בעלות מלאה של השותפות, אשר צפויה להחזיק בזכויות ברישיון החיפוש בבלוק Han 1-21 Asparuh, הנמצא בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור, והתאגדה באנגליה. יצוין כי, ביום 9.3.2025 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי, על אף התנגדות האסיפה הכללית של בעלי היחידות, להעניק תגמול הוני למר יוסי אבו, מנכ"ל השותפות (להלן: "מר אבו"), הכולל, בין היתר, הקצאת 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן, כך שלאחר ההקצאה כאמור, תחזיק השותפות ב- 95% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.8 להלן.

1.7.9 Enlight-NewMed Development (UK) Ltd. היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "MedLight") אשר התאגדה באנגליה, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט"), כמפורט בסעיף 7.10 להלן. MedLight הינה בעלות מלאה של אנלייט-ניומד פיתוח, שותפות מוגבלת (להלן: "תאגיד אנלייט"), אשר יחידות ההשתתפות שלה מוחזקות, כדלקמן: השותפות - 33.33%; יס-אנלייט החזקות, שותפות מוגבלת - 66.66% (אשר יחידות ההשתתפות שלה מוחזקות על-ידי אנלייט - 70%, ועל-ידי מר אבו - 30%).

לפרטים נוספים אודות החברות כאמור ואודות חברות בת נוספות של השותפות, ראו תקנה 11 לפרק ד' לדוח זה.

1.8 לפרטים אודות הצעה שקיבל השותף הכללי מאת Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) P.J.S.C. ו- BP Exploration Operating Company Limited (להלן: "BP" ו- "הקונסורציום", בהתאמה), בנוגע לעסקה אפשרית במסגרתה ירכוש הקונסורציום במזמן את כל יחידות ההשתתפות של השותפות המוחזקות על-ידי הציבור ומקצת היחידות המוחזקות על-ידי קבוצת דלק, בכפוף לתנאים מסוימים (להלן: "הצעת הקונסורציום"), ואודות שהיית הדיונים בקשר עם הצעת הקונסורציום מחודש מרץ 2024, ראו דוח מידי של השותפות מיום 28.3.2023 (מס' אסמכתא 2023-01-032823), וכן סעיף 1.8 לפרק א' בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2023, אשר פורסם ביום 19.3.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-027798) (להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2023"), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

1.9 יצוין כי, מאז יום 7.10.2023 נמצאת מדינת ישראל במלחמה במספר חזיתות, ובעקבות כך, במהלך שנת 2024 ניהל המשק הישראלי שגרה בצל המלחמה. לפרטים נוספים, ראו סעיף 6.8 להלן, וכן את גורם הסיכון בקשר לכך בסעיף 7.30.1 להלן.

2. תחום הפעילות

2.1 נכון למועד אישור הדוח, פועלת השותפות בתחום האנרגיה ועוסקת בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל, כפריסין, מרוקו ובולגריה, ובקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי שמפיקה השותפות. במקביל, בוחנת השותפות הזדמנויות עסקיות בתחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה והשיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט במדינות

נוספות, בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט, כמפורט בסעיף 7.10 להלן, וכן בוחנת פרויקטים אפשריים לייצור מימן, לרבות מימן כחול, המופק מגז טבעי ואשר יכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.28 להלן.

- 2.2 נכס הנפט העיקרי של השותפות במועד אישור הדוח הוא החזקה בשיעור של 45.34% (מתוך 100%) במאגר הגז הטבעי לווייתן, אשר הזרמת הגז ממנו החלה בחודש דצמבר 2019. מאגר לווייתן מספק כיום גז טבעי למספר לקוחות במשק הישראלי והאזורי, ובין לקוחותיו הבולטים נמנים, בין היתר, חברת Blue Ocean Energy במצרים (להלן: "BOE" או "בלו אושן") וחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO). בנוסף לזכויות במאגר לווייתן, מחזיקה השותפות בזכויות במאגר אפרודיטה שהתגלה בשטח בלוק 12 בקפריסין (להלן: "אפרודיטה" או "בלוק 12") ובנכסי נפט נוספים, כמפורט בסעיפים 7.2-7.8 להלן.
- 2.3 המפעילות במאגרים לווייתן ובלוק 12 הן Chevron Mediterranean Limited (להלן: "שברון" או "המפעילה בפרויקט לווייתן") ו- Chevron Cyprus Limited (להלן: "שברון קפריסין"), בהתאמה, חברות בנות של חברה בת בבעלות מלאה של Chevron Corporation (להלן: "שברון קורפ").⁹
- 2.4 בהתאם להוראות החלטת הממשלה בעניין "מתווה הגז", כמפורט בסעיף 7.24.1 להלן, בחודש דצמבר 2021 השלימה השותפות את מכירת יתרת זכויותיה בחזקות תמר ודלית. המפעילה בפרויקט תמר הינה שברון, המחזיקה ב- 25% מהזכויות בפרויקט תמר. בעקבות מכירת הזכויות כאמור, מאגר תמר והשותפים בו הינם מתחרים עיקריים של השותפות.¹⁰ לפרטים נוספים אודות התחרות, ראו סעיף 7.15 להלן.
- 2.5 בהתאם לתקנון הבורסה, רשאית השותפות לבצע אך ורק פרויקטים של חיפוש, פיתוח והפקה של גז ונפט אשר הוגדרו בהסכם השותפות או בתיקון לו שיאושר על-ידי אסיפת בעלי היחידות. הסכם השותפות מגדיר את האזורים הגיאוגרפיים הנכללים בנכסי הנפט הקיימים של השותפות המפורטים בסעיפים 7.2-7.8 להלן. כמו כן, תקנון הבורסה מאפשר לשותפות, בתנאים מסוימים, להשקיע בפרויקטים שלא הוגדרו במפורש בהסכם השותפות וכן להשקיע בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות. בהתאם, ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות לתקן את הסכם השותפות, בין היתר, על מנת לאפשר לשותפות להשתתף בפרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת. לפרטים אודות הסכם לשיתוף פעולה עם אנלייט, ראו סעיף 7.10 להלן.
- 2.6 בהסכם השותפות נקבע, בין היתר, כי עיקר הוצאותיה של השותפות יהיו בהתאם למטרות השותפות, כהגדרתן בסעיף 5 להסכם השותפות.
- 2.7 להלן פרטים בדבר ההערכה המיטבית (best estimate) של כמויות העתודות (2P), המשאבים המותנים

⁹ שברון קורפ הינה תאגיד ציבורי זר שמניותיו נסחרות ב-NYSE. למיטב ידיעת השותפות, אין בעל מניות יחיד המחזיק למעלה מ- 10% מהון המניות המונפק של שברון קורפ.

¹⁰ למיטב ידיעת השותפות, השותפים בפרויקט תמר, נכון למועד אישור הדוח, הינם: שברון (25%), ישראלמקו נגב 2, שותפות מוגבלת (28.75%) (להלן: "ישראלמקו"), תמר פטרוליום בע"מ (16.75%) (להלן: "תמר פטרוליום"), Mubadala Energy (Tamar) RSC LTD (11%), Tamar Investment 2 Limited (11%), דור חיפוש גז, שותפות מוגבלת (4%) (להלן: "דור"), ו- Union Energy & Systems 2 Ltd. (3.5%) (להלן: "יוניון", ולהלן יחד: "שותפי תמר").

(2C) והמשאבים המנובאים (2U) המיוחסים לנכסי הנפט לווייתן, בלוק 12 בקפריסין, ובלוק Han 1-21 Asparuh המצוי בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור (להלן: "רישיון בולגריה") (100%), נכון ליום 31.12.2024 ביחס ללווייתן ובלוק 12 בקפריסין, ונכון ליום 30.11.2024 ביחס לרישיון בולגריה, כפי שנאמדו על-ידי מעריך עצמאי, חברת Netherland Sewell and Associates Inc. (להלן: "המעריך" או "NSAI").

הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)		הערכה מיטבית (2C) של כמות המשאבים המותנים (100%)		הערכה מיטבית (2U) של סך כמות המשאבים המנובאים ¹¹ (100%)			שיעור זכויות השותפות	
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	נפט Million Barrels	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
32.6	14,834	12.5	5,659.4	-	-	-	45.34%	מאגר לווייתן
-	-	-	-	368	-	378.7	45.34%	פרוספקטי לווייתן עמוק
-	-	7.9	3,537	-	0.1	79	30.00%	מאגר אפרודיטה
-	-	-	-	-	-	3,347.6	50.00%	רישיון בולגריה

2.8 בנוסף לנכסים העיקריים כאמור, לשותפות זכויות בנכסי נפט נוספים אשר נכון למועד אישור הדוח סווגו על-ידי השותפות כנכסי נפט זניחים, כדלקמן:

2.8.1 זכויות בפרויקט ים תטיס ובחזקות 1/7 "נועה" ו-1/10 "אשקלון" (להלן: "חזקת נועה" ו-"חזקת אשקלון", בהתאמה), כמפורט בסעיף 7.4 להלן;

2.8.2 זכויות לקבלת תמלוגים מחזקות 1/16 "תנין" ו-1/17 "כריש" (להלן: "חזקת תנין" ו-"חזקת כריש", בהתאמה), כמפורט בסעיף 7.5 להלן;

2.8.3 זכויות ברישיון החיפוש Boujdour Atlantique הנמצא באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו, כמפורט בסעיף 7.6 להלן;

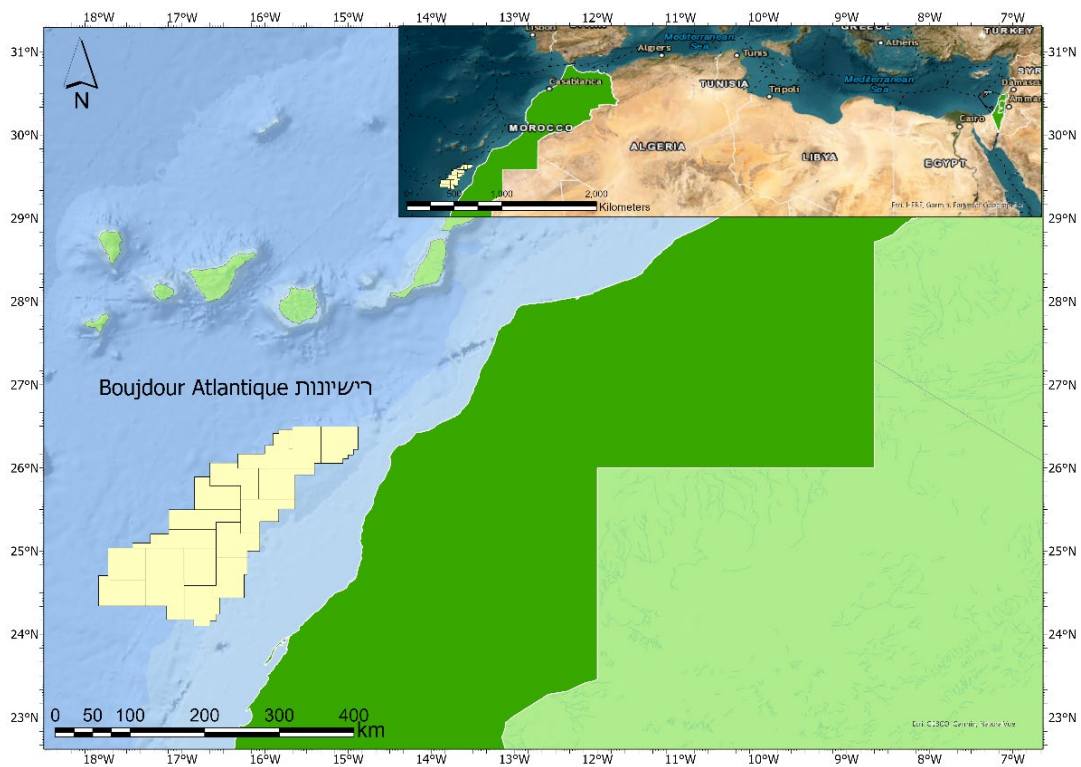
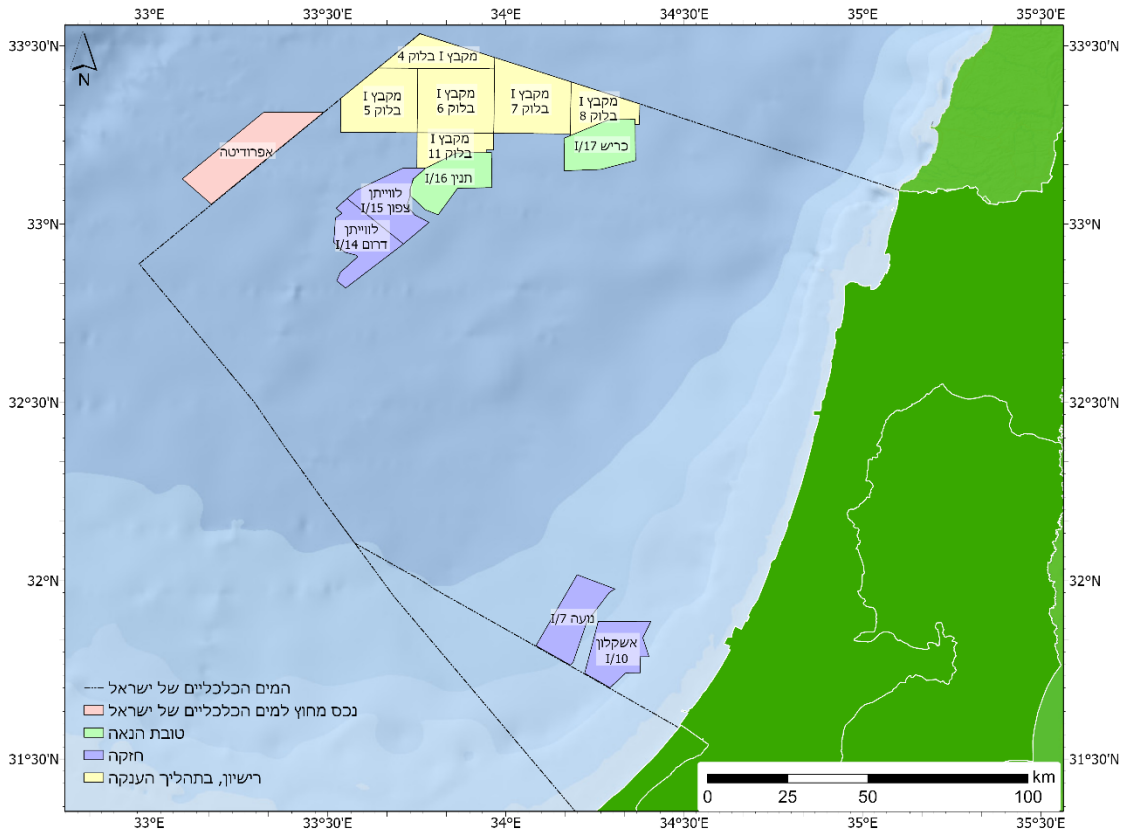
2.8.4 זכויות ברישיונות החיפוש במקבץ "ו", בשטח בלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, במים הכלכליים של מדינת ישראל, הצפויות להתקבל, כמפורט בסעיף 7.7 להלן;

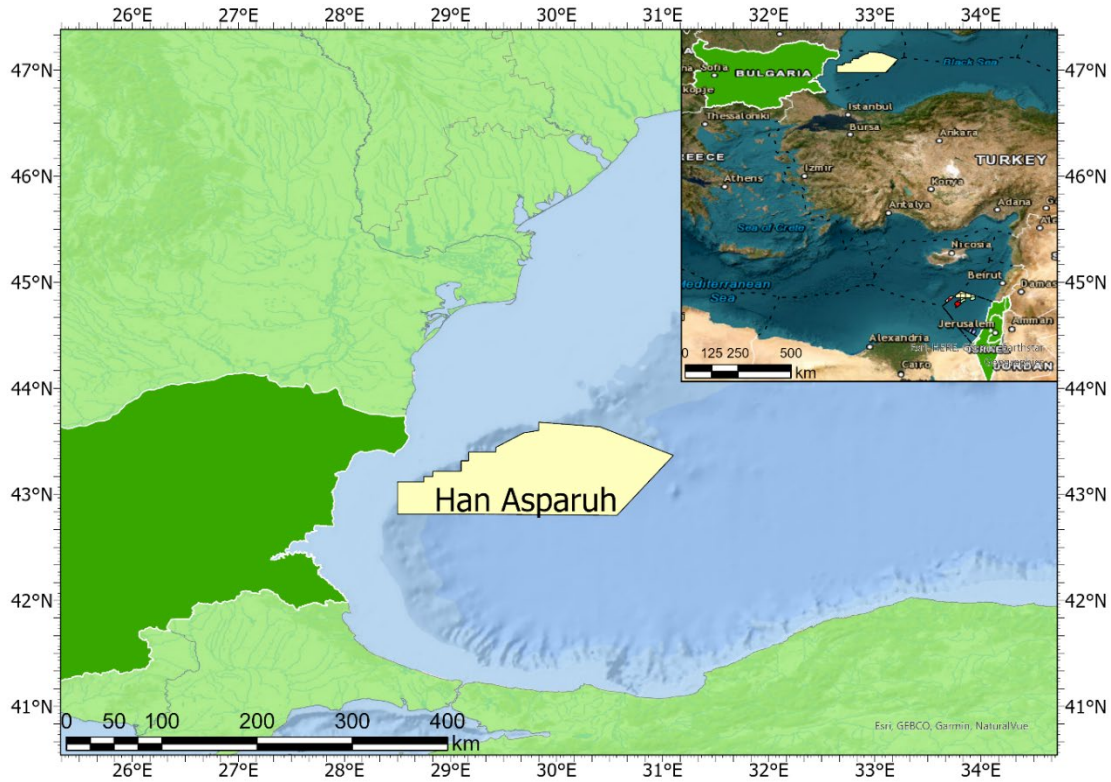
2.8.5 זכויות ברישיון החיפוש Han Asparuh 1-21, הנמצא בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור, הצפויות להתקבל, כמפורט בסעיף 7.8 להלן.

¹¹ המשאבים המנובאים המצוינים להלן נמצאים במספר תאי שבר ו/או בפרוספקטים שונים, אשר הסיכויים להימצאותם שונים.

2.9 לפרטים אודות נכסי נפט של השותפות במועד אישור הדוח, ראו סעיפים 7.2-7.8 להלן. לפרטים אודות נכסי נפט שהפעילות בהם הופסקה, ראו סעיף 7.9 להלן.

להלן מפות המציגות את מיקום הנכס של השותפות, נכון למועד אישור הדוח:





(*) יצוין כי, רישיון בולגריה הינו בתהליך הענקה כאמור.

3. השקעות בהון השותפות ועסקאות שביצעו בעלי עניין ביחידות השתתפות מחוץ לבורסה

למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, רוב יחידות ההשתתפות שבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק.

4. חלוקת רווחים

4.1 בתקופה מיום 1.1.2023 ועד למועד אישור הדוח הכריזה השותפות על חלוקות רווחים (כהגדרתם בהסכם השותפות), כמפורט להלן:

תאריך הכרזה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות (בדולר)	סכום החלוקה הכולל (במיליוני דולר)	דוח מידי
27.3.2023	20.4.2023	0.05112	60	מס' אסמכתא: 2023-01-033114
10.5.2023	15.6.2023	0.04260	50	מס' אסמכתא: 2023-01-050355
20.8.2023	14.9.2023	0.04260	50	מס' אסמכתא: 2023-01-095958
15.11.2023	21.12.2023	0.04260	50	מס' אסמכתא: 2023-01-104098
18.3.2024	11.4.2024	0.05112	60	מס' אסמכתא: 2024-01-027819
23.5.2024	20.6.2024	0.05112	60	מס' אסמכתא: 2024-01-051454

תאריך הכרזה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות (בדולר)	סכום החלוקה הכולל (במיליוני דולר)	דוח מידי
7.8.2024	5.9.2024	0.05538	65	מס' אסמכתא: 2024-01-085054
19.11.2024	12.12.2024	0.05538	65	מס' אסמכתא: 2024-01-617108
9.3.2025	3.4.2025	0.05112	60	-

- 4.2 לפרטים אודות משטר המס שחל על השותפות, ראו סעיף 7.22 להלן.
- 4.3 נכון ליום 31.12.2024, לשותפות רווחים ראויים לחלוקה בסך של כ- 1,602 מיליון דולר ארצות הברית (להלן: "דולר").
- 4.4 למעט המגבלות הקיימות בהסכמי מימון, כמפורט בסעיף 7.21 להלן, לא קיימות במועד אישור הדוח מגבלות חיצוניות אשר עשויות להשפיע על יכולת השותפות לחלק רווחים בעתיד.
- 4.5 הוראות הסכם השותפות בעניין חלוקת רווחים והחלטות אסיפות כלליות בעניין:
- 4.5.1 בהסכם השותפות נקבע כי כל הרווחים של השותפות, הראויים לחלוקה, על-ידי השותפות על-פי דין, בניכוי סכומים (שלא נלקחו בחשבון לצורך קביעת הרווחים) הדרושים לשותפות לפי שיקול דעתו של השותף הכללי לצורך או בקשר עם התחייבויות קיימות של השותפות, ובכלל זאת החזר הלוואות, ולרבות סכומים הדרושים לדעת השותף הכללי לעמידה בהוצאות בלתי צפויות מראש ושסכומם לא יעלה על 250,000 דולר (להלן בסעיף זה: "הרווחים"), יחולקו לשותפים בשותפות, בהתאם לזכויותיהם.
- 4.5.2 ביום 30.12.2013 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות החלטה בה נקבע, בין היתר, לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך השקעתם בפיתוח מאגר לווינת, בהתאם לתוכנית העבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על חזקות לווינת, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו עד ליום 31.12.2014 לצורך השקעתם בפעולות חיפוש והערכה בחזקות לווינת ובבלוק 12 המצוי במים הכלכליים של קפריסין, בהתאם לתוכנית עבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על נכסי הנפט כאמור.
- 4.5.3 ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות החלטה בה נקבע, בין היתר, לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך ביצוע תוכנית הפיתוח של בלוק 12, בהתאם לתוכנית עבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-ידי השותפים בבלוק 12 ובהתאם לתנאי הסכם הזיכיון שנחתם עם ממשלת קפריסין, כפי שיתוקן מעת לעת, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו לצורך השקעתם בתוכנית הפיתוח.
- כמו כן, במסגרת אסיפה כללית זו, הוחלט לאשר לשותפות לפעול ולבצע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט ובהתאם להוראות תקנון הבורסה, עד לסכום השקעה מצטבר (חלק השותפות בלבד) של 100 מיליון דולר (בהון ו/או בהלוואת בעלים, לרבות שטר הון או בדרך של ערבות בגין הלוואות שיועמדו). לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 6.9.2022 ו- 21.9.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, בהתאמה),

אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

4.5.4 ביום 21.12.2023 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות החלטה בה נקבע, בין היתר, לאשר את התקשרות השותפות בהסכמים לרכישת הזכויות ברישיון במרוקו ואת השתתפות בפעולות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח הרישיון, וכן לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך ביצוע הפעולות האמורות בהתאם לתוכנית עבודה ולתקציבים אשר יאושרו על-ידי השותפים ברישיון ובהתאם לתנאיו. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 12.12.2022 ו- 3.1.2023 (מס' אסמכתאות: 2022-01-150004 ו- 2023-01-002016, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

4.5.5 ביום 18.12.2023 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות החלטה בה נקבע, בין היתר, לאשר את השתתפות השותפות בפעולות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח רישיונות החיפוש במקבץ "ו", בשטח בלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו- 11, במים הכלכליים של מדינת ישראל (להלן בסעיף זה: "הרישיונות החדשים"), וכן לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך השקעה בפעולות בשטח הרישיונות החדשים, בהתאם לתוכנית העבודה כפי שיאושרו על-ידי השותפים ברישיונות החדשים מעת לעת. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 22.11.2023 ו- 18.12.2023 (מס' אסמכתאות: 2023-01-105883 ו- 2023-01-137334, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

4.5.6 ביום 9.1.2025 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות החלטה בה נקבע, בין היתר, לאשר את התקשרות השותפות בהסכם לרכישת הזכויות ברישיון בולגריה והשתתפות בפעולות חיפוש, פיתוח והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח רישיון בולגריה וכן לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך ביצוע הפעולות כאמור בהתאם לתוכנית העבודה ולתקציבים אשר יאושרו על-ידי השותפים ברישיון בולגריה. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 2.1.2025 ו- 9.1.2025 (מס' אסמכתאות: 2025-01-000782 ו- 2025-01-003240, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

5. מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות

- 5.1 לנתונים אודות הכנסות, עלויות, רווח מפעולות רגילות של תחום הפעילות, ראו דוחות על הרווח הכולל הכלולים בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- 5.2 לפרטים אודות סך הנכסים וההתחייבויות של השותפות ליום 31.12.2024 וליום 31.12.2023, ראו דוחות על המצב הכספי הכלולים בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- 5.3 להסברים אודות הנתונים הכספיים האמורים לעיל, ראו חלק ראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

6. סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים

- 6.1 חוק הנפט, התשי"ב-1952 (להלן: "חוק הנפט") מסדיר את הרגולציה בתחום החיפוש, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בישראל וקובע, בין היתר, הוראות בקשר עם תשלום תמלוגים למדינה וכי פעולות לחיפוש נפט וגז בישראל יכולות להתבצע באזורים גיאוגרפיים בהם ניתנה לגורם המחפש זכות נפט וגז על-פי חוק הנפט. חוק משק הגז

הטבעי מסדיר בעיקר את נושאי ההולכה, החלוקה, השיווק והאחסון של גז טבעי ו/או גז טבעי נוזלי (Liquified Natural Gas, להלן: "LNG") בתחומי מדינת ישראל. בנוסף, חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע") מסדיר, בין היתר, סוגיות מס והיטל רווחי נפט. לפרטים נוספים אודות חוק הנפט, חוק משק הגז הטבעי וחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, ראו סעיפים 7.24.4, 7.24.5 ו-7.22.2 להלן, בהתאמה.

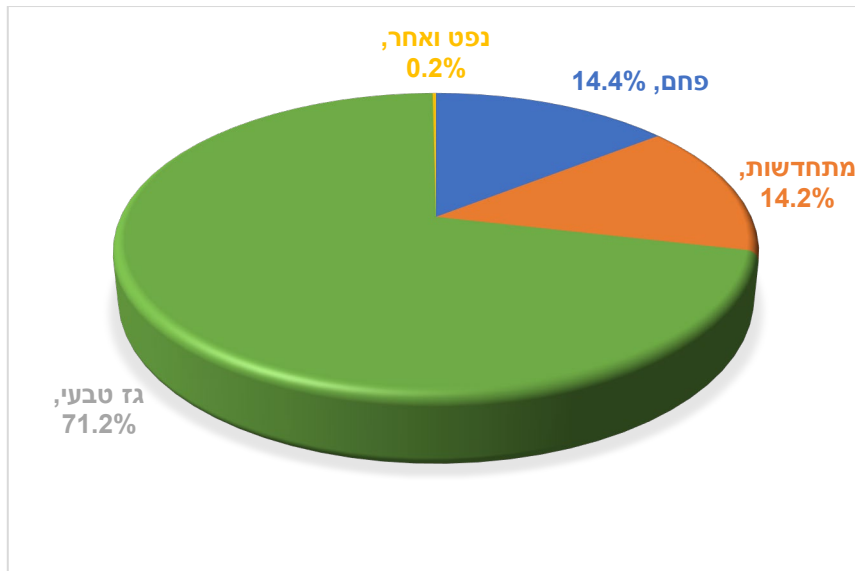
6.2 הכדאיות הכלכלית של השקעות בחיפוש ובפיתוח מאגרי גז טבעי מושפעת במידה רבה ממחירי הנפט והגז בעולם, לרבות מחירי ה-LNG, מהביקושים לגז טבעי בשוק המקומי, האזורי והעולמי ומיכולת הייצוא של גז טבעי (בין אם בצנרת, בתצורה דחוסה או בתצורה נוזלית). היכולת לייצא גז טבעי מחייבת, בין היתר, משאבי גז בהיקפים ניכרים, מתן היתרי יצוא ממשד האנרגיה והתשתיות (להלן: "משרד האנרגיה"), והתקשרויות בהסכמים ארוכי טווח למכירת גז טבעי בכמויות משמעותיות, אשר יצדיקו את ההשקעות הגבוהות הדרושות להקמת התשתיות המתאימות ו/או את התשלומים בגין דמי שימוש בתשתיות קיימות. כמו כן, להיקף תשלום התמלוגים והמיסים למדינה השפעה מהותית על הכדאיות הכלכלית של השקעות בפרויקטי נפט וגז.

6.3 התפתחות משק הגז הטבעי בישראל החלה בשנים 1999-2000, עם גילוי מאגר נועה בחזקת נועה ומאגר מרי B בחזקת אשקלון (פרויקט ים תטיס). בהמשך, בשנת 2009 נתגלו מאגרי הגז הטבעי תמר ודלית, בשנת 2010 נתגלה מאגר לווייתן ולאחר מכן בשנים 2012 ו-2013 נתגלו המאגרים תנין וכריש, בהתאמה. יצוין כי, השותפות היתה שותפה בכלל התגליות כאמור.

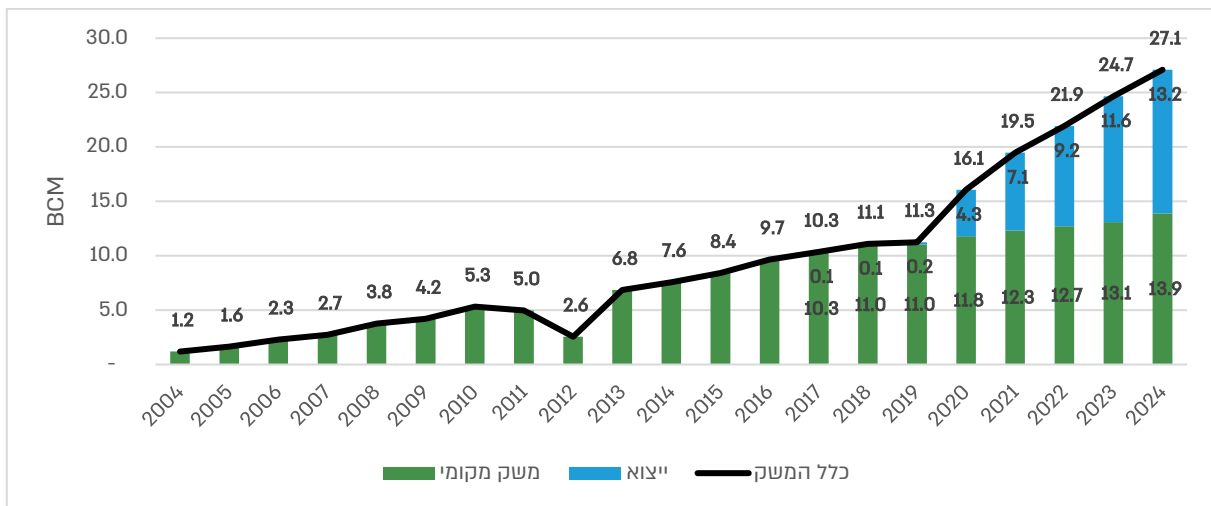
בשנת 2004 החלה הזרמת גז טבעי מפרויקט ים תטיס באמצעות מערכת ההולכה של נתג"ז. תחילה חוברו מתקני חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל") ומפעלי תעשייה גדולים. בהמשך, עם תחילת הזרמת הגז מפרויקט תמר בשנת 2013, חוברו תחנות כוח פרטיות ומפעלים נוספים, והצריכה הכוללת של גז טבעי בישראל עלתה במקביל להתקדמות בהקמת תשתית ההולכה של נתג"ז וחיבורם של צרכנים גדולים (לרבות תחנות כוח של חברת החשמל ותחנות כוח פרטיות) למערך ההולכה, ושל צרכנים קטנים יותר למערך החלוקה. בחודש דצמבר 2019 החלה ההפקה המסחרית מפרויקט לווייתן. בחודש אוקטובר 2022 דיווחה Energean Oil and Gas Plc (להלן: "אנרג'יאן") כי החלה הזרמת גז ממאגר כריש.

כמו כן, בשנים 2023-2024 התגלו תגליות גז טבעי נוספות במאגרים בשטח ישראל. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.15.1 להלן.

6.4 בשני העשורים האחרונים עבר משק הגז הטבעי בישראל שינויים משמעותיים, הכוללים בין היתר שינויים רגולטוריים, כלכליים, מסחריים, פיסקאליים וסביבתיים. בזכות תגליות הגז הטבעי, הפך המשק הישראלי למשק עצמאי מבחינה אנרגטית. תוך שנים ספורות הפך הגז הטבעי במשק הישראלי למרכיב המרכזי בסל הדלקים לייצור חשמל וכן למקור אנרגיה משמעותי לתעשייה. במשאבי הגז הטבעי שהתגלו בישראל יש כדי לספק את כל צרכי הגז של ישראל בעשורים הבאים, ובכך להקטין בצורה משמעותית את התלות של מדינת ישראל במקורות אנרגיה זרים, וכן לאפשר יצוא גז טבעי בכמויות מהותיות לשווקים אזוריים וגלובאליים, בהתאם להחלטות הממשלה שהתקבלו בהקשר זה. להלן תמהיל מקורות יצור החשמל בישראל בשנת 2024:



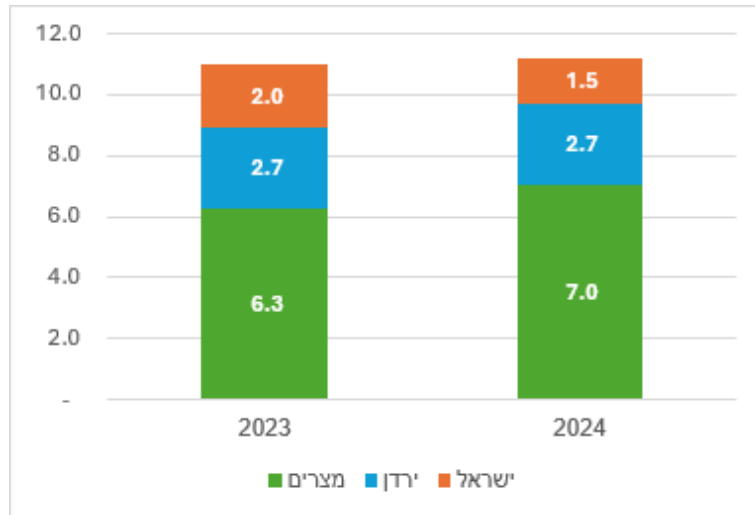
6.5 (* מקור הנתונים: ניתוח BDO Consulting Group לנתוני נגה – ניהול מערכת החשמל בע"מ ורשות החשמל. בהתאם לסקירת משק הגז הטבעי לשנת 2023 מיום 26.5.2024 של רשות הגז הטבעי במשרד האנרגיה (להלן: "רשות הגז הטבעי" ולהלן בסעיף זה: "הסקירה") ולהערכות השותפות בקשר עם שנת 2024, וזאת מכיוון שטרם פורסמו נתוני רשות הגז הטבעי בקשר עם שנה זו, היקף צריכת הגז הטבעי בישראל עלה מכ- 6.8 BCM בשנת 2013 לכ- 13.9 BCM בשנת 2024. בשנת 2017 החל לראשונה יצוא גז טבעי ממאגר תמר לירדן, בהיקף מצומצם, ובשנת 2020 החל יצוא של גז טבעי למצרים מהמאגרים לווייתן ותמר וכן יצוא גז טבעי ממאגר לווייתן לירדן. כמו כן, כמות הייצוא עלתה מ- 4.25 BCM בשנת 2020 לכ- 13.2 BCM בשנת 2024. להלן תרשים המציג את הגידול בכמויות הגז שנצרכו במשק המקומי ואת כמויות הגז שסופקו לייצוא, בהתבסס על נתוני משרד האנרגיה, ועל הערכות השותפות כאמור, במונחי BCM:¹²



6.6 להלן טבלה המציגה את נתוני המכירות בשנים 2023-2024 בחלוקה לפי ספקי הגז השונים ובפילוח מכירות לשוק המקומי ולייצוא. יצוין כי, נתוני שנת 2023 מבוססים על נתוני ספקי הגז השונים, ונתוני הפרויקטים תמר וכריש לשנת 2024 מבוססים על נתוני משרד האנרגיה:¹³

2023			2024			
סה"כ	יצוא	שוק מקומי	סה"כ	יצוא	שוק מקומי	
10.97	8.93	2.04	11.20	9.72	1.48	לוויתן
9.12	2.55	6.57	10.09	3.39	6.70	תמר
4.40	-	4.40	5.96	-	5.96	כריש

בשנת 2023 סופק ממאגר לווייתן גז טבעי לשוק המקומי בהיקף של כ- 2 BCM ולירדן ולמצרים בהיקף של כ- BCM 1.5 ובשנת 2024 סופק ממאגר לווייתן גז טבעי לשוק המקומי בהיקף של כ- BCM 1.5 ובשנת 2024 סופק ממאגר לווייתן גז טבעי לשוק המקומי בהיקף של כ- BCM 7.0, בהתאמה, כמפורט בגרף שלהלן:



על-פי הסקירה, סך היצוא בשנת 2023 עמד על 11.6 BCM המהווים כ- 47% מסך אספקת הגז הטבעי, זאת לעומת 9.2 BCM ליצוא בשנת 2022 שהיוו כ- 42% מסך אספקת הגז הטבעי בשנה זו, המשקף גידול של כ- 25% בין השנים 2022-2023. עוד צוין בסקירה כי, עיקר הגידול בביקוש לגז טבעי ישראלי נבע מהכמויות שיועדו ליצוא למצרים ולירדן.¹⁴

כמו כן, הוצגה במסגרת הסקירה התפלגות הצריכה של הגז הטבעי שהופק בשנת 2023 (במונחי BCM) בין המשק המקומי לשווקי הייצוא, ובהתאם לשימושים השונים, כמפורט להלן:

¹³ https://www.gov.il/BlobFolder/reports/income_reporte/he/revenue-report-2024.pdf
¹⁴ <https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ng-2023/he/ng-2023.pdf>

משק מקומי								שנה
תעשייה				ייצור חשמל	סה"כ	יצוא	סה"כ	
CNG	חלוקה	תעשייה המחוברת לרשת ההולכה	סה"כ					
0.035	30.39	2.3	2.7	10.4	13.1	11.56	24.7	2023
0.030	350.3	2.2	2.6	10.1	12.7	9.2	21.9	2022
0.032	0.292	2.3	2.6	9.7	12.3	7.1	19.5	2021
0.036	0.254	2.2	2.5	9.3	11.8	4.3	16.1	2020
0.033	0.263	1.9	2.2	8.8	11.0	0.2	11.2	2019
0.041	0.188	1.7	1.9	9.1	11.0	0.1	11.1	2018
0.037	0.160	1.5	1.7	8.5	10.3	0.1	10.3	2017

6.7 להערכת השותפות, בהתבסס, בין היתר, על עבודות שביצעו חברות יעוץ בלתי תלויות, עד שנת 2040 צריכת הגז הטבעי בישראל צפויה לגדול בכ- 60%, וזאת, בין היתר, בהינתן מדיניות הממשלה בנוגע להפסקה הדרגתית של יצור החשמל באמצעות פחם עד לסוף שנת 2026, גידול טבעי וכן גידול אקסטרוני בהיקף הביקושים לחשמל (בין היתר כתוצאה מחדירה משמעותית של רכבים חשמליים, פרויקטים כדוגמת חימום הרכבת, והמשך הקמת מתקני התפלת מים), הגדלת השימוש בגז טבעי דחוס (להלן: "CNG") בחלק מענפי התחבורה, הנגשת הגז הטבעי למפעלי תעשייה נוספים ברחבי הארץ ולמגזר החקלאות, בין היתר, באמצעות תוכנית ממשלתית למתן תמיכות לחברות שקיבלו זיכיון ממשלתי להנחת צנרת חלוקה, ומהלכי חקיקה ממשלתיים לשינויים במקטע החלוקה וזאת לצורך שידרוג תפקודה של מערכת החלוקה, הטמעת השימוש בגז טבעי במקטעים נוספים כגון, שירותים, פיתוח ומיצוי תעשיות המבוססות על גז טבעי כחומר גלם (כדוגמת יצור מימן כחול), וכל זאת מעבר לגידול הטבעי כאמור בביקוש לגז טבעי ולחשמל במשק הישראלי, כנגזרת מגידול טבעי באוכלוסיה והעליה ברמת החיים. על אף האמור לעיל, העליה בביקוש לגז טבעי עשויה להתמתן בשנים הבאות על רקע מדיניות הממשלה בנוגע להפחתת פליטות גזי חממה וקידום השימוש באנרגיות מתחדשות לצורך יצור חשמל. לפרטים ראו סעיף 7.24.10 להלן.

6.8 **מלחמת חרבות ברזל (להלן: "מלחמת חרבות ברזל" או "המלחמה")**

6.8.1 מאז יום 7.10.2023 ובמהלך שנת 2024 ניהלה ישראל מלחמה במספר חזיתות, ובכלל זאת כנגד ארגון הטרור חמאס בשטח רצועת עזה, ארגון הטרור חיזבאללה בשטח לבנון, ארגון הטרור של החות'ים בתימן, המליציות השיעיות בעיראק וכן כנגד מטרות צבאיות באיראן. כמו כן, במהלך הרבעון הראשון של שנת 2025 מתעצמת הלחימה בפעילות טרור שמקורה בשטחי יהודה ושומרון. במקביל לכך, במהלך שנת 2024 ניהל המשק הישראלי שגרה בצל המלחמה.

ביום 27.11.2024 נכנס לתוקפו הסכם להפסקת אש בין ישראל ללבנון שנועד לעצור את הלחימה בחזית הצפונית במלחמת חרבות ברזל. נכון למועד אישור הדוח, נשמרת ככלל הפסקת האש בחזית זו.

ביום 19.1.2025 נכנס לתוקפו הסכם שנחתם בין ישראל לארגון הטרור חמאס לביצוע עסקה להחלפת חטופים ואסירים והשבת רגיעה בת-קיימא, הכוללת שני שלבים: שלב ראשון בן 42 ימים אשר הסתיים, ושלב שני שטרם החל. נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך אם יושג הסכם להארכת הפסקת האש, או לחילופין אם תתחדש הלחימה בעזה וכיצד היא תתפתח.

6.8.2 על רקע הסלמת המלחמה, ביום 18.4.2024 הורידה סוכנות דירוג האשראי S&P Global Ratings בדרגה

אחת את דירוג האשראי לטווח ארוך של מדינת ישראל ל- "A+" (חלף "AA-"), וכן הורידה את דירוג האשראי לטווח קצר ל- "A-1" (חלף "A-1+"), והותירה תחזית שלילית ביחס לדירוג האשראי לטווח ארוך, וביום 1.10.2024 הורידה S&P Global Ratings בדרגה אחת נוספת את דירוג האשראי של ממשלת ישראל ל- "A" (חלף "A+") והוסיפה תחזית שלילית על רקע החרפתה הצפויה של המלחמה בחזית הצפונית.

כמו כן, בחודש אוגוסט 2024 הודיעה חברת הדירוג Fitch על הורדת דירוג האשראי של ממשלת ישראל ל- "A" (חלף "A+"), עם תחזית שלילית.

ביום 27.9.2024 הורידה גם סוכנות דירוג האשראי Moody's בשתי דרגות את דירוג האשראי של ממשלת ישראל ל- "Baa1" (חלף "A2") והוסיפה תחזית שלילית על רקע החרפתה הצפויה של המלחמה בחזית הצפונית, הסיכון להסלמה רחבה יותר הכוללת את איראן, חוסר ודאות לגבי הביטחון וסיכויי הצמיחה ארוכי הטווח של ישראל, והתפתחויות שליליות העלולות להשפיע באופן חמור על המצב הפיננסי של ממשלת ישראל.

6.8.3 למיטב ידיעת השותפות, עם פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023 כאמור, קיבלה שברון הודעה ממשרד האנרגיה, כי לאור המצב הביטחוני השורר בישראל כתוצאה מהמלחמה, היא נדרשת לעצור את פעילות הפקת הגז הטבעי ממאגר תמר. הפקת הגז ממאגר תמר חודשה לאחר מכן ביום 13.11.2023.

במקביל לכך, עקב המלחמה, הופסקה הזרמת הגז בצינור EMG, וחודשה ביום 14.11.2023. בתחילת הרבעון הרביעי של שנת 2024, על רקע הסלמת המלחמה בחזית הצפונית ומול הרפובליקה האסלאמית של איראן, ביצעה המפעילה בפרויקט לווייתן מספר הפסקות יזומות של ההפקה ממאגר לווייתן, לפרקי זמן קצרים. למעט זאת, ההפקה מהמאגרים לווייתן, תמר וכריש נמשכה ככלל כסדרה במהלך 2024.

על רקע הפסקות ההפקה היזומות, במהלך חודש אוקטובר 2024 שלחה המפעילה בפרויקט לווייתן ללקוחות הודעות בדבר התרחשות אירוע "כוח עליון", אשר פוטר את שותפי לווייתן מחובותיהם לאספקת גז על-פי הסכמי הגז, בגין אי אספקת גז בשל מצב המלחמה, ובחודש דצמבר 2024 שלחה המפעילה ללקוחות הודעה על סיום האירוע כאמור.

6.8.4 כתוצאה מהמלחמה, גדלו הוצאות התפעול הכרוכות בהפקת הגז ממאגר לווייתן בשיעור שאינו מהותי, בעיקר עקב קושי של חברות זרות לשלוח לאזור צוותי עבודה וכלי שיט לצורך יבוא ציוד וחלפים, מה שהוביל לעלייה בתעריפים המשולמים, לרבות עלויות הביטוח של החברות כאמור, ובצורך בפעולות לוגיסטיות נוספות לשינוע כוח אדם וציוד. כמו כן, נדחו, שונו והותאמו פעולות תחזוקה מתוכננות בהתאם להנחיות גרמי הביטחון.

6.8.5 עקב מצב המלחמה נפגעה כאמור זמינות הציוד והקבלנים הנדרשים לביצוע עבודות מתוכננות בקשר עם תוכניות העבודה של פרויקט לווייתן, וכן נרשמה התייקרות בפרמיות הביטוח ובעלויות קבלנים זרים. כתוצאה מגורמים אלו, בין היתר, נפגעו במהלך שנת 2024 לוחות הזמנים לביצוע פרויקטים ופעילויות מתוכננות, ובכלל זאת הושהה ונדחה לוח הזמנים לביצוע והשלמת פרויקט הנחת צינור הולכה תת-ימי שלישי משדה לווייתן לפלטפורמה (לפרטים נוספים ראו בסעיף 7.2.5(ב) להלן), וכן עוכב ונדחה לוח הזמנים לביצוע והשלמת הפרויקט המבוצע על-ידי נתג"ז להנחת צנרת תת-ימית במקטע ההולכה הימי

החדש בין אשדוד לאשקלון (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.13.2(ב) להלן). יודגש כי, למעט האמור, למלחמה לא הייתה השפעה שלילית מהותית על עסקי השותפות בשנת 2024, ובכלל זאת על היכפי מכירת הגז הטבעי ללקוחות ולא נגרמה פגיעה מהותית בהכנסות וברווחיות בתקופה זו עקב המלחמה. נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך האם הפסקת האש בחזית הצפונית וברצועת עזה יישמרו והאם המלחמה צפויה להתחדש ו/או להתרחב במהלך שנת 2025 ובשנים הבאות, וכן מה יהיו ההשלכות והתוצאות של ההתפתחויות כאמור והשפעתן על השותפות. חרף העובדה כי למלחמה לא הייתה השפעה מהותית על עסקי השותפות בשנת 2024 כאמור, לא ניתן להעריך בנסיבות אלה את הסיכויים להתממשות גורמי הסיכון הנובעים מהמלחמה והשפעתם האפשרית, ובכלל זאת גורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.30.1 להלן, אשר להתממשותם עלולה להיות השפעה מהותית לרעה על השותפות, נכסיה ועסקיה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות המפורטות לעיל, לרבות ביחס להשפעה האפשרית של המלחמה על השותפות, הינן מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). הערכות אלה עשויות שלא להתממש, כולן או חלקן, או להתממש באופן שונה, לרבות באופן שונה מהותית מכפי שנצפה. כל זאת בעיקר עקב אי הוודאות הרבה בעת הזו, לרבות ביחס למשך המלחמה, היקפה, והשלכותיה על כלכלת ישראל, וכן בשל קיומם של אירועים שאינם בשליטת השותפות.

6.9 הגורמים החיצוניים העיקריים המשפיעים על תחום זה

6.9.1 תנודות ברכיבי הצמדה בנוסחאות מחירי הגז הטבעי

מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז טבעי מפריקט לווייתן מבוססים על נוסחאות מחיר שונות, הכוללות בעיקר הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט (Brent), הצמדה לתעריף יצור החשמל, כפי שנקבע מעת לעת על-ידי הרשות לשירותים ציבוריים – חשמל (להלן: "תעריף יצור החשמל"), הצמדה לשער החליפין שקל/דולר, והצמדה למדד התעו"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל (להלן: "מדד התעו"ז") ולמדד מרווח הזיקוק (להלן יחד: "רכיבי הצמדה").¹⁵ יצוין כי, למעט הסכמים בהם מחירי הגז הטבעי הינו קבוע, הסכמי מכירת הגז הטבעי כוללים מחירי רצפה. לפיכך, החשיפה של השותפות לתנודות ברכיבי הצמדה בהסכמים אלו מגודרת בעיקרה ברף תחתון. לפרטים אודות השפעתם האפשרית של שינויים ברכיבי הצמדה השונים על עסקי השותפות, ראו סעיף 7.30.3 להלן.

6.9.2 רגולציה

תחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה, השינוע וההוצאה מכלל שימוש של נכסי נפט וגז טבעי, כפוף לרגולציה במדינות שבשטחן מתבצעת הפעילות. בישראל, כפוף התחום לרגולציה ענפה בכל הקשור לנכסי הנפט (לרבות כללים להענקה, העברה ושיעבוד), לתנאים לפיתוח, להפקה ולאספקה (לרבות הקמת תשתיות הולכה וחלוקה וחיבור צרכנים), לתמלוגים ומיסוי, לייצוא, לאסדרה סביבתית, דיני תחרות, וכו'. בעקבות תגליות הגז שנתגלו על-ידי השותפות ושותפיה במהלך השנים, בנכסי הנפט השונים במימיה הכלכליים של מדינת ישראל, חל גידול משמעותי בהיקף הרגולציה בתחומי האנרגיה והסביבה בישראל בכלל ובקשר למיזמי הגז הטבעי בפרט.

לפרטים אודות מגבלות ופיקוח על פעילות חיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי ו/או נפט בישראל וכן

¹⁵ יצוין כי, נוסף להשפעת השינויים במחיר חבית מסוג ברנט (Brent), עסקי השותפות מושפעים בעקיפין גם ממחירי הגז הטבעי ומוצרי אנרגיה חליפיים אחרים שנקבעים בשווקים הגלובליים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.1.4 להלן.

בקפריסין, בולגריה ומרוקו, ראו סעיף 7.24 להלן.

6.9.3 תנאי ביקוש והיצע

לפרטים אודות הביקוש וההיצע בשווקים הגלובאליים ובשוק המקומי, ראו סעיפים 7.13, 7.13 ו- 7.16 להלן.

7. תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות

7.1 מידע כללי על תחום הפעילות

7.1.1 מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו

פעילות חיפוש, פיתוח, הפקה, שינוע והוצאה מכלל שימוש של מאגרי ומתקני גז טבעי ונפט (להלן בסעיף זה: "הפעילות") היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות ניכר לגבי עלויות, לוחות זמנים, הימצאות נפט או גז טבעי והיכולת להפיקם תוך שמירה על הסביבה ועל כדאיות כלכלית. כתוצאה מכך, חרף ההשקעות הניכרות, לעתים קרובות פעולות החיפוש, ובכלל זאת קידוחי הניסיון וההערכה, אינן משיגות תוצאות חיוביות ואינן מביאות להכנסות כלשהן ועלויות להוביל לאובדן רוב ההשקעה או כולה בזמן קצר יחסית.

הפעילות מבוצעת בדרך כלל במסגרת של עסקאות משותפות בין מספר שותפים החותמים על הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA), על-פיו מתמנה אחד השותפים כמפעיל העסקה המשותפת (לתיאור הסכם תפעול משותף, ראו לדוגמא את הסכם התפעול המשותף החל על פרויקט לווייתן המתואר בסעיף 7.26.7 להלן).

הפעילות עשויה לכלול, בין היתר, את השלבים הבאים:

(א) ניתוח ראשוני של נתונים גיאולוגיים וגיאופיזיים קיימים, לבחירת אזורים בהם יש פוטנציאל לחיפושי נפט וגז טבעי.

(ב) גיבוש מודל גיאולוגי ראשוני (Play).

(ג) ביצוע סקרים גיאופיזיים שונים, ובכלל זאת סקרים סייסמיים, המסייעים באיתור מבנים גיאולוגיים העשויים להכיל נפט ו/או גז טבעי ("מובילים" או Leads) ועיבוד ופענוח הנתונים.

(ד) בחינת המובילים והכנת פרוספקטים ראויים לקידוחי ניסיון מתוכם.

(ה) החלטה על ביצוע קידוח ניסיון, וביצוע פעולות הכנה לקראת קידוח.

(ו) התקשרות עם קבלנים לביצוע הקידוח ולקבלת שירותים נלווים.

(ז) ביצוע קידוח הניסיון כולל ביצוע לוגים ובדיקות נוספות.

(ח) ביצוע מבחני הפקה (ככל שממצאי הקידוח מצדיקים זאת).

(ט) ניתוח של תוצאות הקידוח, ובמקרה של ממצא, על בסיס הערכה ראשונית של מאפייני המאגר ושל כמות הנפט ו/או הגז הטבעי, ניתוח כלכלי (כולל הערכת שוק) ופיסקאלי והערכה ראשונית של מתכונת ועלות הפיתוח. יתכן ויבוצעו לפי הצורך סקרים סייסמיים נוספים ו/או קידוחי הערכה (Appraisal), וזאת לצורך גיבוש אומדן טוב יותר של מאפייני המאגר ושל כמות הנפט ו/או הגז

הטבעי המצויה בו.

- (י) בחינת החלופות למסחור הנפט ו/או הגז הטבעי, זיהוי שווקי היעד ובחינתם, גיבוש תוכנית פיתוח וכן הכנת תוכנית כלכלית לפרויקט.
- (יא) ניתוח סופי של הנתונים וקבלת החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision) (FID).
- (יב) בפרויקטים לפיתוח ממצאי גז טבעי נדרשת, מעבר להיתכנות הנדסית, גם חתימה על הסכמי מכר מחייבים לטווח ארוך בכמויות ובמחירים מתאימים עם לקוחות בעלי יכולת פיננסית המאפשרת גיוס מימון פרויקטאלי.
- (יג) פיתוח המאגר, ובכלל זאת ביצוע קידוחי הפקה, הנחת צנרת הולכה, בניית מתקני טיפול, הקמת מערכות לשינוע הגז ו/או הנפט ללקוחות וכו'.
- (יד) הפקה מהמאגר, לרבות תפעול ואחזקה שוטפת וכן ביצוע עבודות פיתוח והרחבה נוספות במטרה לשמר ו/או להגדיל את היקף ההפקה.
- (טו) הוצאה מכלל שימוש (decommissioning) של מתקני השדה לאחר שהמאגר מוצה (depleted), ולאחר שקילת פרמטרים טכניים, כלכליים ורגולטוריים שונים. פעולות הוצאה מכלל שימוש עשויות לכלול, בין היתר, איטום בארות, שטיפת, פירוק ונטישת מתקנים ושיקום שטח החזקה ככל הנדרש, בהתאם להנחיות הרגולטורים השונים, ולתקינה המקומית המקובלת.
- עקב המאפיינים והנתונים השונים של כל פרויקט ופרויקט, השלבים המפורטים לעיל אינם בהכרח ממצים את כל השלבים של הפעילות בפרויקט מסוים, אשר בשל טיבו ומהותו עשוי לכלול רק חלק מהשלבים כאמור ו/או שלבים נוספים ו/או שלבים בסדר אחר.
- בנוסף, פרקי הזמן לביצוע כל אחד מהשלבים, משתנים על-פי אופי הפרויקט.
- כפי שפורט לעיל, הכדאיות המסחרית של ממצאי נפט ו/או גז טבעי מורכבת ותלויה בגורמים רבים ושונים. בהקשר זה, קיימים הבדלים מהותיים בין ממצא בים שפיתוחו מחייב תשומות כספיות ושימוש בטכנולוגיות ייחודיות, כגון קדיחה בעומק מים ניכר או הנחת צנרת ומתקנים תת-ימיים שביכולתם לפעול ברמה גבוהה של אמינות במעמקי הים, לבין ממצא ביבשה אשר עלויות הפיתוח שלו עשויות להיות נמוכות באופן משמעותי. כמו כן, התשומות הכספיות, הלוגיסטיות והטכניות הנדרשות בכדי לפתח מאגר גז טבעי, לרבות לצורך הקמת הרכיבים המשמשים להולכת ו/או הובלת הגז הטבעי המיועד לייצוא לשוק האזורי או הבינלאומי, לרוב גבוהות משמעותית ביחס לאלו הנדרשות לפיתוח ולהפקה ממאגר גז טבעי המיועד אך ורק לשוק המקומי. משתנה מרכזי נוסף הינו הביקוש והמחיר בשווקי היעד. קיים קושי גדול בפיתוח פרויקט בהיקף משמעותי כאשר הביקוש ומחירי הגז הטבעי אינם מצדיקים כלכלית את עלויות פיתוח הפרויקט, כאמור להלן, ו/או מאפשרים גיוס מימון פרויקטאלי. בנוסף, קיימים הבדלים טכנולוגיים, שיווקיים וכלכליים משמעותיים בין מאגרי נפט לבין מאגרי גז טבעי. כך לדוגמא, כלכליותו של מאגר גז טבעי נגזרת לרוב מהיכולת לשווקו ליעד אטרקטיבי ומובטח לאורך שנים, וזאת בשל העובדה כי הגז הטבעי, להבדיל מהנפט, אינו סחורה הנמכרת במחירים דומים בכל העולם ובין היתר, מכיוון ששינועו לשווקי היעד עשוי להיות מורכב וקרוב בהנזלה או דחיסה. כמו כן, מסחריותו של מאגר נפט מושפעת מאוד ממחירי הנפט בעולם, כך לדוגמא, מאגר אשר אינו מסחרי כאשר מחיר חבית נפט הינו X דולר עשוי להפוך למסחרי כאשר מחיר חבית הנפט עולה ל- 1.5X דולר, ולהיפך. לאור האמור לעיל, מובן כי מאגרי

נפט ו/או גז טבעי אשר אינם מסחריים בתנאי שוק מסוימים יכולים להיפוך, עקב שינויים מהותיים בתנאי השוק והאסדרה, למאגרים מסחריים, ולהיפך.

7.1.2 מגבלות, חקיקה, תקינה, הנחיות ואילוצים מיוחדים החלים על תחום הפעילות
לפרטים ראו סעיף 7.24 להלן.

7.1.3 התפתחויות בשווקים או שינויים במאפייני לקוחות
נכון למועד אישור הדוח, מוכרת השותפות גז טבעי מפרויקט לווייתן ללקוחות שונים במשק המקומי והאזורי, כשהעיקריים שבהם הינם בלו אושן במצרים ו- NEPCO בירדן, כמפורט בסעיף 7.12.3 להלן. במקביל, ולאור היקף המשאבים המשמעותי שהתגלה לחופי ישראל, בעיקר במאגרי הגז הטבעי לווייתן ותמר, פועלת השותפות לאיתור שווקים ולהגדלת מכירות הגז הטבעי ללקוחות נוספים בשוק המקומי ובמדינות שכנות, בכפוף למגבלות על יצוא גז, כמפורט בסעיף 7.24.8 להלן. כן מקדמת השותפות שימוש בתשתיות קיימות ו/או אשר יהיו קיימות בעתיד הנראה לעין ו/או שייבנו במיוחד לצורך יצוא גז טבעי, וכן דרכים נוספות לייצוא הגז הטבעי, לרבות בדרך של הנזלתו (LNG) ו/או דחיסתו (CNG). לפרטים נוספים ראו סעיף 7.13.4 להלן. בהקשר זה יצוין כי, ביום 15.6.2022 נחתם מזכר הבנות בין ממשלות ישראל ומצרים ונציבות האיחוד האירופי בנושא שיתוף פעולה במסחר, שינוע וייצוא של גז טבעי למדינות האיחוד האירופי (להלן בסעיף זה: "מזכר ההבנות").¹⁶ על-פי מזכר ההבנות, הצדדים יפעלו לאספקה סדירה של גז טבעי למדינות האיחוד האירופי ממצרים, ישראל ויעדים נוספים, באמצעות הנזלת גז טבעי במתקני הנזלה במצרים. זאת, בכפוף לשמירה על הביטחון האנרגטי של השוק המקומי של כל אחת מהמדינות החתומות על מזכר ההבנות וללא מניעה מישראל או מצרים מלייצא גז טבעי למדינות אחרות. בנוסף, מזכר ההבנות קובע כי האיחוד האירופי יעודד חברות אירופאיות להשתתף בהליכים תחרותיים ולהשקיע בפרויקטים של חיפוש והפקה של גז טבעי בישראל ובמצרים.
בנוסף, בוחנת ומקדמת השותפות אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט, ובמסגרת זו התקשרה עם שותף מקומי במרוקו ובוחנת פרויקטים אפשריים נוספים, כמפורט בסעיף 7.10 להלן. כמו כן, בוחנת השותפות אפשרויות לייצור מימן, ובין היתר מימן כחול המופק מגז טבעי, ובמסגרת זו התקשרה עם Airovation Technologies, חברת טכנולוגיה ישראלית פרטית (שאינה בעלת עניין בשותפות) (להלן: "Airovation"), כמפורט בסעיף 7.28.3 להלן.

7.1.4 הגורמים המשפיעים על המחיר והביקושים לגז טבעי ומוצרי אנרגיה אחרים
כללי

הביקוש לאנרגיה בכלל ולגז טבעי בפרט תלוי במספר גורמים עיקריים, ובהם מחיריהם של מוצרי האנרגיה השונים והמוצרים התחליפיים להם, שינוי במגוון ובאופן השימושים בגז טבעי, קצב גידול התמ"ג (תוצר מקומי גולמי), קצב גידול האוכלוסייה, רמת החיים, תנאי מזג האוויר, ורמת ההתייעלות

האנרגטית של צרכני ויצרני חשמל וגז.

כמו כן, מדיניות הממשלה ובפרט זו של משרד האנרגיה עשויה להשפיע על נתח השוק של הגז הטבעי בתמהיל מקורות יצור החשמל במשק הישראלי, וזאת באמצעות, בין היתר, עידוד התפתחות מקורות אנרגיה חלופיים לגז הטבעי, כגון אנרגיות מתחדשות; אמצעים לאגירת אנרגיה; קצב כניסת כלי תחבורה חשמליים; קצב חיבור מפעלים למערכת הגז הטבעי; הקמת תחנות כוח חדשות המונעות בגז טבעי; וקצב סגירתן ו/או הסבתן לשימוש בגז טבעי של תחנות כוח פחמיות.

מחירי הגז הטבעי וה-LNG בשווקים הגלובאליים ומחירי מוצרי אנרגיה חלופיים, לרבות אנרגיות מתחדשות, הנפט והפחם, עשויים להשפיע אף הם על רמות הביקושים ועל היקף מכירות הגז הטבעי של השותפות ומחירי המכירה של הגז הטבעי, ובכך להשפיע על הכדאיות הכלכלית של קידום פרויקטים חדשים או הרחבת פרויקטים קיימים. נוסף לכך, מחירי LNG נמוכים בשווקים הגלובאליים עשויים להביא להגדלת יבוא של LNG לשווקים האזוריים, ובכך לצמצם את הביקושים לגז טבעי המופק בישראל בשווקים האזוריים הרלוונטיים לשותפות, ולפגוע בהכנסות השותפות ממאגר לויתן. בהתאם, מחירי LNG גבוהים עשויים לצמצם את יבוא ה-LNG לשווקים האזוריים, ולהגדיל את הדרישה לגז טבעי המופק בישראל.

יצוין כי, בשנים האחרונות חל בעולם גידול משמעותי ביכולת הייצור של LNG, וזאת, בין היתר, עקב הפעלת מתקני הנזלה חדשים או הגדלת מתקנים קיימים, כגון מתקני הנזלה בארצות הברית, בקטאר, ברוסיה (בחוג הארקטי) ובאוסטרליה, והאצת ההקמה של מתקני הנזלה ומתקני גיזוז ל-LNG כתוצאה, בין היתר, ממלחמת רוסיה-אוקראינה ומחירי הייצור המשמעותית בהיקף הגז הטבעי הנמכר בצורת מרוסיה לשוק האירופי והחלפתו במטעני LNG.

שוק ה-LNG העולמי כולל מאפיינים של שוק סחורות (Commodity), בשונה משווקי הגז הטבעי המסופק בצורת, התלויים במגמות הביקוש וההיצע בכל אזור ואזור. נכון למועד אישור הדוח, ההערכות הינן כי כ-14.3% מהביקוש העולמי לגז הוא בתצורת LNG. על-פי הערכות, נתח שוק זה צפוי לגדול לכ-21.3% עד לשנת 2045, כתוצאה מירידה בהפקת גז מקומי באזורים מסוימים, אשר תחייב לייבא LNG על מנת לענות על הביקוש לגז טבעי.¹⁷

בשנת 2024 נמשך הגידול ברמות הביקוש העולמי ל-LNG והסתכם על-פי הערכות בכ-410 מיליון טון (כ-566 BCM), המשקף עליה של כ-1.6% לעומת הצריכה בשנת 2023. על-פי הערכות, צפוי הביקוש ל-LNG לצמוח בשיעור של יותר מ-55% עד שנת 2040, כתוצאה בין היתר ממעבר לשימוש בגז טבעי במקום פחם בסין ומדינות דרום אסיה, וביקושים מוגברים ל-LNG באירופה ובמדינות דרום-מזרח אסיה. כיום, אוסטרליה, קטאר וארצות הברית הינן יצואניות ה-LNG הגדולות בעולם, כאשר בשנת 2024 הן היוו כ-60% מאספקת ה-LNG העולמית.

התנודתיות במחירי האנרגיה בשנים האחרונות

מחירי האנרגיה מתאפיינים בשנים האחרונות בתנודתיות גבוהה, בעיקר כתוצאה מאירועים ושינויים

¹⁷ הנתונים בסעיף זה מבוססים על ניתוח השותפות של דוחות חברות יעוץ שונות.

גלובאליים. בעקבות התפרצות משבר הקורונה שהביא במחצית הראשונה של שנת 2020 לירידה בפעילות הכלכלית, נרשמה בתקופה זו ירידה במחירי ה-LNG והגז הטבעי בשווקי ה-Spot באירופה ובאסיה, בהם התפתחו מחירי גז טבעי עצמאיים המנותקים ממחיר הנפט, ושאליהם הופנו עודפי ה-LNG. בשנת 2021, עם ההתאוששות הגלובלית בפעילות הכלכלית, חלו במשק האנרגיה העולמי שינויים דרמטיים, אשר הובילו, בין היתר, לעלייה חדה במחירים של מוצרי האנרגיה במהלך שנת 2021.

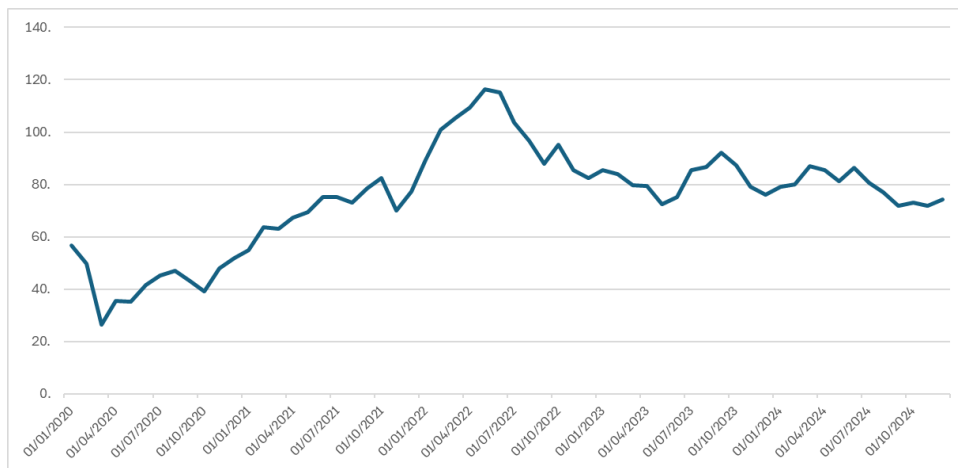
פלישת צבא רוסיה לאוקראינה בתחילת שנת 2022 והסנקציות כנגד רוסיה שהוטלו בעקבותיה, הביאו לצמצום בייבוא הגז הטבעי והנפט הרוסי לאירופה, וכתוצאה מכך לעלייה חדה במחירי הנפט והגז הטבעי.

החל ממחצית שנת 2022 ובשנת 2023 התמתנו הביקושים לגז טבעי ונרשמה בשווקים הגלובאליים ירידה מסוימת במחיר האנרגיה, אותה ניתן לייחס לסימני האטה בכלכלה הגלובאלית ולחשש מהעמקת המיתון, וזאת, בין היתר, על רקע עליה מהירה בקצב האינפלציה, אשר הביאה להעלאת הריבית הבסיסית, וכן להשפעת מזג האוויר, שהיה מתון יחסית, בחודשי החורף באירופה.

במהלך שנת 2023 נרשמה התייצבות יחסית בתנודתיות מחיר הברנט, והיא נסחרה בטווח שבין 70-95 דולר לחבית, ובשנת 2024 נסחרה בטווח של 70-91 דולר לחבית.

בסוף שנת 2023, גז טבעי נזלי נסחר באירופה במחיר ממוצע של כ-13 דולר ל-MMBTU, ובסוף בשנת 2024 עמד המחיר על כ-15 דולר ל-MMBTU.

להלן גרף המציג את מחירי הברנט החודשיים בדולר, בשנים 2020-2024:



(*) מקור הגרף: מערכת ביזפורטל טרמינל.

המדיניות המוניטרית וקצב האינפלציה בישראל

שיעור האינפלציה בישראל בשנת 2024 עמד על כ-3.2%¹⁸, לעומת אינפלציה בשיעור של כ-3%¹⁹ בשנת 2023 וכ-5.3%²⁰ בשנת 2022.

¹⁸ קישור לפירוט נתוני הלמ"ס ביחס לשנת 2024.

¹⁹ קישור לפירוט נתוני הלמ"ס ביחס לשנת 2023.

²⁰ קישור לפירוט נתוני הלמ"ס ביחס לשנת 2022.

על-פי מסמך תחזית מקרו-כלכלית שפרסמה חטיבת המחקר בבנק ישראל בחודש ינואר 2025²¹ ההערכה היא כי התוצר צמח בשנת 2024 בשיעור של 0.6% והוא צפוי לצמוח בשנת 2025 ב-4.0% וב-2026 ב-4.5%. שיעור האינפלציה בארבעת הרבעונים הקרובים (המסתיימים ברבעון הרביעי של שנת 2025) צפוי לעמוד על 2.6% ושיעור האינפלציה במהלך שנת 2026 על 2.3%. רמת הריבית ברבעון הרביעי של 2025 צפויה לעמוד במוצע על 4.0%/4.25%. מחירה של חבית נפט מסוג ברנט אופיין ביציבות יחסית יורד לרמה של כ-74 דולר, לעומת כ-77 דולר בעת עריכת תחזית אוקטובר 2024.

תחזית זו גובשה תחת ההנחה שההשפעה הכלכלית הישירה של המלחמה תימשך עד לסוף הרבעון הראשון של שנת 2025. הנחה זו מגלמת רמת עצימות מתונה של הלחימה גם בתחילת שנת 2025. הסיכון כלפי מטה לתחזית הצמיחה הצטמצם לנוכח ההתפתחויות הגיאו-פוליטיות ברבעון הרביעי של שנת 2024 ובפרט הרגיעה היחסית בחזית לבנון, כך שההסתברות המיוחסת לתרחישים ביטחוניים בעלי השלכות כלכליות חמורות יותר, פחתה. עם זאת, סיכון זה עדיין מצוי ברמה גבוהה מאוד ביחס לרגיל. לפיכך, רמת אי הוודאות סביב תחזיות הצמיחה, האינפלציה, הריבית וגירעון הממשלה עדיין גבוהה.

יצוין כי, למחירי מוצרי האנרגיה, סביבת הריבית, מלחמות סחר, לרבות בקשר עם הטלת מכסים, וקצב האינפלציה ישנה השפעה גם על העלויות התפעוליות של הפקת הגז, וכן על עלויות הפיתוח בפרויקטים של השותפות, ובכלל זאת ביצוע קידוחי פיתוח, הערכה וחיפוש. השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים, ובפרט בפרויקטים לווייתן ואפרודיטה, בוחנת את השפעת הגורמים כאמור על אפשרויות הפיתוח הנוספות ו/או ההרחבה של נכסיה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות בדבר ההשלכות האפשרויות של המלחמה באוקראינה, האינפלציה ועליית הריבית מהוות מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בסעיף 32 לחוק ניירות ערך. מידע זה מבוסס, בין היתר, על הערכות ואומדנים של השותפות נכון למועד אישור הדוח ומתבסס על הפרסומים בארץ ובעולם בנושא זה והנחיות הרשויות הרלוונטיות ואשר התממשותם אינה וודאית, כולה או חלקה ואינה בשליטת השותפות.

שינויים טכנולוגיים מהותיים

7.1.5

בעשורים האחרונים חלו שינויים טכנולוגיים בתחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה, השינוע וההוצאה מכלל שימוש של מאגרי ומתקני נפט וגז טבעי, הן בתחום הניטור, איסוף המידע וניתוחו והן בשיטות הקידוח, הפיתוח וההפקה. שינויים אלה שיפרו את איכות הנתונים העומדים לרשות מחפשי הנפט והגז הטבעי ומאפשרים זיהוי מתקדם יותר של מאגרי נפט וגז טבעי פוטנציאליים, ולכן עשויים גם להקטין את הסיכונים בביצוע הקידוחים. כמו כן, השיפורים הטכנולוגיים יעלו את ביצוע עבודות הקידוח וההפקה, ואף מאפשרים כיום לפעול בתנאים קשים יותר מבעבר, לרבות בעומקי מים משמעותיים. בהתאם לאמור, יכולים תאגידים המחפשים נפט וגז טבעי להשקיע מאמצי חיפוש בשטחים בהם בעבר לא ניתן היה לבצע קידוחים, או שניתן היה לבצעם, אולם בעלויות גבוהות מאוד ובסיכונים רבים יותר. השותפות והמפעילות בפרויקטים השונים שבהם היא שותפה חותרים ליישם טכנולוגיות מיטביות בכל מקטעי הפעילות, ובכלל זאת משקיעים משאבים נכבדים בעיבוד וניתוח מחדש של סקרים סייסמיים באמצעות טכנולוגיות חדשניות, בכדי לטייב את בסיס הנתונים, לעדכן את מפות המאגרים ואת הערכת הפרמטרים

²¹ תחזית המקרו-כלכלית של חטיבת המחקר, ינואר 2025.

המאפיינים אותם, וכך בהתאם לעדכן את היקף המשאבים בהם, לעדכן את תוכניות הפיתוח ולהגדיר פרוספקטים חדשים. כמו כן, מיושמות בפרויקט לווייתן, ככל הניתן, טכנולוגיות המוגדרות "מיטביות" (Best Available Technologies) בכדי לייעל את מערך ההפקה, להגביר את הבטיחות במתקנים ולצמצם את השפעתם על הסביבה.

שינויים טכנולוגיים במקטע ההפקה והשינוע של הגז הטבעי, כגון טכנולוגיות חדשות ויעילות יותר להפיכת גז טבעי ל-LNG באמצעות מתקן הנזלה יבשתי או ימי (FLNG), דחיסה ל-CNG ומיצוי לנוזל (GTL) עשויים לסייע בשינוע ובמסחור יעילים יותר של גז טבעי. בהקשר זה יצוין כי, השותפות ממשיכה לבחון אפשרות להקמת מתקן הנזלה ימי (FLNG) לצורך הפיכת גז טבעי ל-LNG כאמור, כמפורט בסעיף 7.2.5(ה) להלן.

בשנים האחרונות, ובפרט בשנת 2024, ניכרת עליה בפיתוח ויישום טכנולוגיות בינה מלאכותית (Artificial Intelligence, AI) ולמידת מכונה (Machine Learning, ML), בין היתר בענפי כלכלה שונים ובתעשיית האנרגיה בפרט. טכנולוגיות אלה מיושמות, בין היתר, לצורך שיפור יכולות ניתוח של מסדי נתונים גדולים, יעול שרשראות אספקה, אופטימיזציה ואוטומציה של מידע, ואופטימיזציה של תזרימי עבודה (Workflows) שונים. בתחומי הפעילות של השותפות ניכרת חדירה מתמשכת של יכולות AI ו-ML בעיבוד ופיענוח של מידע סייסמי, פיענוח לוגים של קידוחים, ניתוח נתוני הפקה, תפעול וסביבה, ניהול וחקירה של מסדי נתונים גדולים וכו'. השותפות מטמיעה בתזרימי העבודה ובמערכותיה יכולות AI ו-ML ובוחנת באופן שוטף פיתוחים נוספים לצורך יישומם. יצוין כי, שימוש גובר ב-AI ו-ML מוביל לעליה בביקוש לאנרגיה בכלל, ולחשמל בפרט, וזאת לצורך תפעול מרכזי מידע (Data Centers). כך לדוגמה, צריכת החשמל העולמית של מרכזי מידע בשנת 2026 צפויה להיות כפולה מזו שבשנת 2022. הגידול כאמור בביקוש לאנרגיה צפוי לחולל תמורות מהותיות בשווקים ולהשפיע על מקורות האנרגיה המשמשים בעיקרם לייצור חשמל.

7.1.6 גורמי הצלחה קריטיים בתחום הפעילות

(א) איתור וקבלת זכויות לחיפושים (רכישה או הצטרפות) בשטחים בהם קיים פוטנציאל לממצא מסחרי.

(ב) יכולות פיננסיות ויכולת גיוס משאבים כספיים ניכרים.

(ג) שימוש בטכנולוגיות מתקדמות, דוגמת סקרים סייסמיים 3D ותהליכי עיבוד מידע מתקדמים לאיתור והכנת פרוספקטים לקדיחה, לשיפור הערכת תוצאות הקידוחים, וכן לצורך גיבוש תוכנית פיתוח.

(ד) חבירה לגופים עתירי ידע וניסיון הפועלים בתחום לצורך ביצוע קידוחים ו/או תוכניות פיתוח מורכבות, תוך הסתייעות בידע המקצועי שברשותם והשתתפותם בהשקעות הכספיות הניכרות.

(ה) הצלחת פעילות החיפושים.

(ו) במקרה של מציאת גז טבעי ו/או נפט, התקשרות בהסכמים למכירת הגז בכמויות ובמחירים מתאימים.

(ז) קיומם של ידע, ניסיון ויכולת הנדסיים, גיאולוגיים, פיננסיים ומסחריים לניהול פרויקטי חיפושים, פיתוח והפקה בהיקפים כספיים ניכרים, לרבות הקמת תשתיות הפקה והולכה.

7.1.7 שינויים במערך הספקים וחומרי הגלם

לפרטים ראו סעיף 7.18 להלן.

7.1.8 מחסומי כניסה ויציאה

מחסומי הכניסה העיקריים בתחום הפעילות הם הצורך בהיתרים וברישיונות לביצוע חיפוש, פיתוח, הפקה והזרמה של נפט וגז טבעי, עמידה בדרישות החוק והרגולציה ובכלל זאת בהנחיות ובקריטריונים שקבע הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה (להלן: "הממונה על ענייני הנפט") (ובקפריסין – הנחיות וקריטריונים הקבועים בחקיקה ובהסדרים על-כפי הסכם הזיכיון, כמפורט בסעיף 7.3.3(יב) להלן), היכולת להעביר ו/או לרכוש זכויות בנכסי נפט וגז טבעי, לרבות לעניין הצגת איתנות פיננסית של המבקש ויכולת טכנית של המפעיל לצורך קבלתן וכן קיומה של יכולת טכנית ופיננסית לביצוע השקעות בהיקף נרחב של מיליארדי דולרים, והמאופיינות ברמת סיכון גבוהה יחסית, הכרוכות בביצוע פעולות החיפוש, הפיתוח וההפקה.

חסמי היציאה המשמעותיים מתחום הפעילות בישראל, הינם בעיקר התחייבויות מכוח הסכמי אספקת גז ארוכי טווח בהם התקשרה השותפה. בנוסף, הן בישראל והן מחוץ לישראל קיימת חובה לאטימה ונטישה של קידוחים והוצאה מכלל שימוש של כלל מתקני ההפקה לפני החזרת שטחי החזקות למדינה, כמפורט בשטרי החזקה, הסכם הזיכיון בקפריסין, תנאי הרישיונות והוראות הדין הרלוונטיות.

בנוסף, בכל הקשור ליציאה מפריקטים קיימים בדרך של מכירה חלקית או מלאה עשויים להיות חסמי יציאה הנובעים מהדרישות הרגולטוריות שיחולו על הרוכש ומהיקף הכספי המשמעותי של מכירה כאמור.

בבולגריה, מחסומי הכניסה והיציאה העיקריים כוללים את הצורך בקבלת אישור מועצת השרים להעברת זכויות ברישיון חיפוש והפקה של נפט וגז, בהתאם לחוק החל. בתוך כך, על המבקש להוכיח עמידה בדרישות פיננסיות, טכניות ומקצועיות מחמירות, וכן הוכחת העסקת כוח אדם מקצועי, וכאשר רישיון מוחזק על-ידי מספר צדדים, נדרשת הסכמת כל המחזיקים הנוכחיים.

7.1.9 תחליפים למוצרי תחום הפעילות

גז טבעי משמש בעיקר לייצור חשמל ונמכר בישראל ובאזור בעיקר ליצרני חשמל וללקוחות תעשייתיים. ככלל, התחליפים לשימוש בגז הטבעי הם דלקים אחרים, כדוגמת סולר, מזוט, פחם, גפ"מ ופטקוק, וכן אנרגיה ממקורות מתחדשים, כגון אנרגיה סולארית, אנרגיית רוח וכו', לרבות אנרגיה מתחדשת שעשויה להיות מופקת מעבר לביקוש בשוק ושתאוחסן במתקני אגירה לטובת שימוש בזמן בו מקור האנרגיה אינו זמין (לדוגמא, שעות הלילה בהן לא ניתן להפיק אנרגיה ממקורות סולאריים). לכל אחד מהדלקים החליפיים ומשיטות הפקת האנרגיה החלופיות כאמור ישנם יתרונות וחסרונות והם כפופים לתנודתיות מחירים, זמינות, אילוצים טכניים, רגולציה, זמינות קרקעות וכו'. המעבר משימוש ממקור אנרגיה אחד למקור אנרגיה אחר כרוך בדרך כלל בהשקעות גדולות. יתרונותיו העיקריים של הגז הטבעי לעומת פחם ודלקים פוסיליים נזליים הם העובדה שהניצולת האנרגטית של תחנות כוח המופעלות בגז טבעי גבוהה משמעותית מזו של תחנות כוח המופעלות בפחם ובמזוט, וכן העובדה שפליטת פחמן דו חמצני, חלקיקים ותחמוצות גופרית וחנקן מבעירת גז טבעי נמוכה משמעותית מזו של פחם ומזוט. לפרטים אודות החלטות ממשלת ישראל בנוגע לקידום השימוש באנרגיות מתחדשות וקביעת יעדים להפחתת

הפליטות של גזי חממה, ראו סעיף 7.24.10 להלן, בהתאמה. יצוין כי, טכנולוגיות בפיתוח ואו בשלבים ראשוניים של הטמעה (כגון מימן, פסולת לאנרגיה והיתוך גרעיני), עשויות לשנות את שוק האנרגיה הגולבאלי במהלך העשורים הקרובים.

7.1.10 מבנה התחרות בתחום הפעילות

לפרטים ראו סעיף 7.15 להלן.

להלן פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות:

7.2 פרויקט לווייתן

7.2.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	לווייתן צפון. לווייתן דרום.
מיקום:	נכסים ימיים המצויים כ- 130-140 ק"מ מערבית לחופי חיפה.
שטח:	השטח הכולל של שתי החזקות יחדיו הינו כ- 500 קמ"ר.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	27.3.2014
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	13.2.2044
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	13.2.2044
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך ב- 20 שנים נוספות.
ציון שם המפעיל (OPERATOR):	שברון.
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ השותפות (45.34%). ▪ שברון (39.66%). ▪ רציו אנרגיות – שותפות מוגבלת (להלן: "רציו") (15%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי ברציו, רציו אנרגיות שותף כללי בע"מ, הינו חברה בבעלות ד.ל.י. בע"מ (להלן: "ד.ל.י.י") (34%), חירם לנדאו בע"מ (להלן: "חירם") (34%), איתן איזנברג בע"מ (להלן: "איזנברג") (8.5%), אייל צפירי (4.3%), עידו פורת (1.4%), אשר פורת (1.4%), דניאל סולדין (1.4%) ועו"ד בעז בן צור ועו"ד רובי בכר בנאמנות עבור מר שלומי שוקרון (15%). ד.ל.י.י הנה חברה פרטית, בבעלות יאיר רוטלוי (1/3) וליגד רוטלוי (2/3). חירם הנה חברה פרטית, בבעלות דבורה לנדאו (1/2), יגאל לנדאו (1/6), שלומית לנדאו (1/6) ויובל לנדאו (1/6). איזנברג הינה חברה פרטית בשליטת איתן איזנברג.²²

²² למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, שיעור החזקותיהם של כלל בעלי העניין ברציו (למעט החזקות מוסדיים, קרנות נאמנות וקופות גמל) הינו כ- 23.63%.

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
הרכישה:	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך -
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 45.34% בכל אחת מחזקות לווייתן.
ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה - 37.63%. לאחר החזר ההשקעה - 35.37%.
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ- 381,444 אלפי דולר. ²³

7.2.2 עיקרי תנאי חזקות לווייתן

(א) התנאים שנקבעו בתנאי חזקות לווייתן צפון ולווייתן דרום זהים בעיקרם. התיאור המובא להלן מתייחס לנושאים העיקריים בחזקת לווייתן דרום (להלן בסעיף זה: "החזקה"), כאשר במקומות בהם יש הבדל מהותי ביחס לחזקת לווייתן צפון, הדבר מצוין.

(ב) המפעיל יחייב בפעולותיו את בעל החזקה והודעות הממונה על ענייני הנפט או מי מטעמו למפעיל תחייבנה את בעל החזקה. אין באמור בסעיף זה כדי לגרוע מהתחייבויותיהם ומאחריותם של כל אחד משותפי לווייתן לפעול בהתאם להוראות החזקה ולהוראות כל דין, ביחד ולחוד.

(ג) בעל החזקה לא יחליף את המפעיל אלא באישור הממונה על ענייני הנפט, מראש ובכתב.

(ד) היקף החזקה

1. בעל החזקה יהיה בעל הזכות הבלעדית לחפש ולהפיק נפט וגז טבעי בשטח החזקה בלבד, במשך כל תקופת החזקה כאמור, בכפוף ליתר הוראות שטר החזקה וכל דין.
2. בעל החזקה, על אחריותו בלבד, יתכנן, יממן, יקים ויפעיל את מערכת ההפקה ויתחזק אותה לצורך הפעלתה השוטפת, הכל באמצעות המפעיל, קבלנים, מתכננים ויועצים שהם בעלי ידע ברמה גבוהה וניסיון רב בתחומיהם, ובאופן שיאפשר אספקה אמינה, סדירה, תקינה ובטיחותית של נפט ושל גז טבעי משדה לווייתן.

(ה) תקופת החזקה

הסתיימה תקופת החזקה או בוטלה החזקה לפי הוראות חוק הנפט והתקנות שמכוחו או לפי הוראות שטר החזקה, תפקע זכותו של בעל החזקה לפעול מכוחו.

(ו) מכירה לצרכנים בישראל וייצוא

1. בעל החזקה לא יסרב סירוב בלתי סביר לספק נפט וגז טבעי לצרכנים בישראל.
2. ייצוא גז טבעי מהחזקה יהיה טעון אישור בכתב מאת הממונה על ענייני הנפט באישור

²³ העלויות בטבלה אינן כוללות עלויות בגין דמי השתתפות לווייתן (כמפורט בסעיף 7.26.6(ד) להלן), המקטע המשולב (כמפורט בסעיף 7.13.2(ב) להלן), עסקת EMG (כמפורט בסעיף 7.26.6 להלן), והקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן (כמפורט בסעיף 7.12.3(ב) להלן).

שר האנרגיה (להלן: "אישור הייצוא"). אישור הייצוא יינתן בהתאם להחלטת ממשלה מס' 422 מיום 23.6.2013 בעניין הייצוא ובכפוף לתנאים שפורטו בה, לרבות שינויים שיחולו בה וכל החלטה של הממשלה שתבוא במקומה, ובכפוף לכל דין.²⁴ כמו כן, לא יתאפשר יצוא באופן הפוגע ביכולת של בעל החזקה לספק ולהזרים משדה לווייתן למערכת ההולכה הארצית כמות של 1.05 מיליון מ"ק של גז לשעה לפחות (משטחי חזקות לווייתן יחד). למרות האמור לעיל, הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי לשקול להפחית את הכמות שבעל החזקה נדרש לספק ולהזרים משדה לווייתן למערכת ההולכה הארצית כאמור, וזאת אם נוכח, בין היתר, כי בעל חזקה אחר אשר יקבל חזקה לאחר יום 27.3.2014 מזרים או צפוי להזרים בלוח זמנים סביר גז למערכת ההולכה הארצית.

3. במקרה של מחסור בגז טבעי בישראל, ייתן בעל החזקה עדיפות לצרכי המשק המקומי, ביחס ליכולת אספקה שאינה כפופה להתחייבות מכירה על-פי חוזה בר תוקף שיש לו באותה העת. כמות שתסופק כאמור למשק המקומי תיחשב כחלק מהכמות המיועדת למשק המקומי לפי החלטת הממשלה האמורה ולא תגרע מהכמות המותרת לייצוא לפי אישור הייצוא ככל שיינתן.

(ז) הקמת מתקנים והתאמת הקיבולת לצרכי המשק המקומי

1. התכנון וההקמה של מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לחוף במסגרת תוכנית הפיתוח ייעשו כך שיאפשרו אספקה והזרמה של גז למערכת ההולכה הארצית בכמות של 1.4 מיליון מ"ק לשעה לפחות (כ- 12 BCM בשנה) משטחי חזקות לווייתן יחד.
2. בעל החזקה יהיה רשאי, בכפוף לקבלת אישור בכתב של הממונה על ענייני הנפט ומנהל רשות הגז הטבעי, לפי העניין, להגדיל את קיבולת מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לספק ולהוסיף להן מתקנים וקידוחים, באופן שיאפשר הזרמה למערכת ההולכה הארצית של כמויות גז מעבר לאמור בסעיף 7.2.2(א) לעיל.
3. הממונה על ענייני הנפט רשאי לדרוש מבעל החזקה, אם ראה צורך בכך בשל נסיבות מיוחדות, להוסיף למערכת ההפקה ומערכת ההולכה מתקנים וקידוחים, וכן נקודת כניסה נוספת, באופן שיאפשר הזרמת כמויות של גז העולות על אלה האמורות לעיל בבטיחות, באמינות וביעילות לצרכנים בישראל. דרישה כאמור תינתן רק אם התקיימו נסיבות מיוחדות, תוך שקילה ואיזון של כל השיקולים הנוגעים לעניין, ובהם שיקולי כדאיות כלכלית, ואם ימצא הממונה על ענייני הנפט כי אין לתוספת כדאיות כלכלית לבעל החזקה, רק אם ימצא לכך פתרון. דרש הממונה על ענייני הנפט כאמור, יכין בעל החזקה תוספת לתוכנית הפיתוח ויגיש אותה לאישורו בתוך תקופה שיקבע הממונה על ענייני הנפט בדרישתו.

(ח) ההפקה המסחרית

1. ההפקה המסחרית משטח החזקה תתבצע בהתאם לעקרונות אלה:

²⁴ לפרטים אודות החלטות הממשלה בעניין יצוא, ראו סעיף 7.24.8 להלן.

- (א) ההפקה תתבצע בשקיידה ראוויה, ללא בזבז, ללא יצירת סיכון, ובאופן שאין בו כדי לפגוע במאפייני מאגרי הגז המצויים בשדה לווייתן.
- (ב) ההפקה מכל קידוח תתבצע כך שלא תעלה על התפוקה המרבית היעילה. הממונה על ענייני הנפט רשאי להורות לבעל החזקה, מזמן לזמן, מה תהיה התפוקה המרבית, בהתחשב בנתוני מאגרי הגז המצויים בשדה לווייתן ובמאפייניהם.
- (ג) בעל החזקה ישמור על איכות הגז המוזרם על-ידו למערכת ההולכה הארצית בהתאם למפרט הגז שייקבע.
2. בעל החזקה יבצע הפקה מסחרית בהתאם להוראות הרשויות המוסמכות ולכל דין, ובהתאם להוראות כל רישיון, היתר, אישור וכו' הנדרשים לשם כך לפי כל דין.
3. בעל החזקה לא יחל בהפקה מסחרית ולא יחל בהזרמת גז למערכת ההולכה לספק, אלא לאחר שהגיש לממונה על ענייני הנפט בקשה לאישור הפעלה והבקשה אושרה על-ידו.
4. בסוף כל שנה (לפחות 30 יום לפני סוף שנה קלנדרית) יגיש בעל החזקה לממונה על ענייני הנפט תוכנית עבודה מפורטת המתארת את העבודות שבכוונתו לבצע בשנה העוקבת לגבי החזקה לצורך ההפקה וקיום הוראות שטר החזקה, תחזית עלויות לביצוע הפעולות שבתוכנית העבודה האמורה, ותחזית לקצב ההפקה בשנה העוקבת.
5. בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על המועדים שבהם בכוונתו להתחיל בהקמת מתקנים נוספים על מנת לעמוד בהוראות שטר החזקה.

(ט) חברות הפיקוח

תכנון מערכת ההפקה, יצור מרכיביה, הקמתה והפעלתה ייעשו בפיקוח של חברות פיקוח בעלות הכשרה וניסיון בפיקוח על תכנון, יצור, הקמה או הפעלה, לפי העניין, של מערכות הפקה ימיות, וזאת בכפוף לאישורו של הממונה על ענייני הנפט.

(י) תוכנית הפיתוח

1. בעל החזקה יכין ויגיש לאישור הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפיתוח שהוא מציע לשדה לווייתן.
2. בעל החזקה יכלול בתוכנית הפיתוח לוח הזמנים מפורט לביצוע תוכנית הפיתוח לגבי מערכת ההפקה למשק המקומי שלפיו ההפקה המסחרית והזרמת גז למערכת ההולכה תחל 48 חודשים ממועד מתן שטר החזקה.
3. בעל החזקה רשאי להגיש לממונה על ענייני הנפט בקשה מנומקת ומפורטת לדחות או לעדכן את לוח הזמנים שנקבע בתוכנית הפיתוח כאמור. הממונה על ענייני הנפט ידחה או יעדכן את לוח הזמנים, לפי המבוקש או בהיקף אחר, הכל כפי שיראה לנכון בנסיבות העניין, אם שוכנע כי בעל החזקה פעל בשקיידה ראוויה בכל הדרוש לצורך עמידה בלוח הזמנים, וכי העיכוב בלוח הזמנים אינו נובע ממעשה או ממחדל של בעל החזקה, או מאירוע שבעל החזקה יכול היה, אילו פעל בשקיידה ראוויה, למנוע או להגביל או להקטין את תוצאותיו.

(יא) שינוי תנאים בשטרי החזקות

אם תתגלה בשטח החזקה שכבה שממנה ניתן להפיק נפט גולמי בכמויות מסחריות, יוסיף הממונה על ענייני הנפט לשטר החזקה פרקים שיכללו את כל הנחוץ כדי להתאימו לנדרש להפקת נפט גולמי, לעיבודו ולהולכתו; בעל החזקה לא יפיק משטח החזקה נפט אלא לאחר הוספת הפרקים כאמור ובהתאם להוראותיהם.

(יב) ביטול החזקה או הגבלתה

החזקה תבוא לידי סיום עם תום תקופת החזקה, עם פקיעתה לפי סעיף 29 לחוק הנפט, עם ביטולה לפי סעיף 55 לחוק הנפט, לרבות בהתקיים אחד התנאים המפורטים להלן:

1. בעל החזקה חרג באופן מהותי מהוראה מהותית לפי שטר החזקה או מהוראות הממונה על ענייני הנפט מכוח שטר החזקה.
2. הערבות (כמפורט בסעיף 7.2.2 (יד) להלן) או חלק ממנה חולטה, ובעל החזקה לא השלים את סכום הערבות כנדרש לפי הוראות שטר החזקה.

(יג) תוכנית פירוק

1. לא יאוחר מהמועד שבו יתרת העתודות (2P) בשדה לווייתן לפי דוח הערכת המשאבים המעודכן האחרון תפחת מ-125 BCM, יגיש בעל החזקה לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית מפורטת לפירוק המתקנים, וכן אומדן של עלויות הפירוק (להלן: "תוכנית הפירוק"). לא הגיש בעל החזקה תוכנית פירוק כאמור במועד, או מצא הממונה על ענייני הנפט שתוכנית הפירוק שהוגשה אינה ראויה לאישור, ולא הצליחו הצדדים להסכים על תוכנית הפירוק, יקבע הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפירוק בהתאם לתקנים בינלאומיים מקובלים.
2. במועד אישור תוכנית הפירוק על-ידי הממונה על ענייני הנפט יקבע הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה תוכנית שלפיה בעל החזקה ייתן בטוחה או יפקיד ל"קרן נטישה", במועדים, במתכונת ובשיטת הצבירה כפי שיוורה הממונה על ענייני הנפט, במטרה להבטיח שיהיו בידי בעל החזקה האמצעים הדרושים לביצוע תוכנית הפירוק.
3. בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על רצונו לנטוש קידוח לפחות 3 חודשים לפני המועד שבו הוא מבקש לבצע את הפעולה, ולא יבצעה אלא לאחר קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט בכתב.

לפרטים אודות טיוטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה להערות הציבור, ראו סעיף 7.24.9 להלן.

(יד) ערבויות²⁵

1. לצורך הבטחת מילוי הוראות שטר החזקה וכל אישור שייתן הממונה על ענייני הנפט לפי שטר החזקה (להלן בסעיף זה: "כתבי אישור"), להבטחת תשלומים לפי כל דין מבעל

²⁵ ערבות כאמור תינתן לכל אחת מחזקות לווייתן בנפרד, אך כל אחת מהן תשמש לשתי החזקות כאמור.

החזקה למדינה וכתנאי להענקת שטר החזקה, בעל החזקה ימציא ערבות בנקאית אוטונומית בלתי מותנית ובלתי חוזרת לטובת מדינת ישראל בסך של 50 מיליון דולר בגין כל אחת מחזקות לווייתן (ובסך הכל 100 מיליון דולר, כאשר חלקה של השותפות עומד על סך של כ- 45 מיליון דולר) בהתאם ללוחות זמנים שנקבעו מראש (להלן בסעיף זה: "הערבות"). נכון למועד אישור הדוח, המציא כל אחד מבעלי חזקות לווייתן את חלקו בערבות האמורה.

2. הערבות תהיה בתוקף למשך כל תקופת החזקה ותמשיך לעמוד בתוקפה גם לאחר פקיעת החזקה כל עוד לא הודיע הממונה על ענייני הנפט שאין צורך בה ובכפוף להוראות חוק הנפט.

3. הערבות תשמש להבטחת קיום הוראות שטר החזקה וכתבי אישור על-ידי בעל החזקה, להבטחת תשלומים המגיעים לפי כל דין מבעל החזקה למדינה בגין פיצוי ושיפוי המדינה וכל רשות מרשויותיה על כל נזק, תשלום, אובדן, הפסד או הוצאה שייגרמו להן, במישורין או בעקיפין, עקב אי מילוי הוראה מהוראות שטר החזקה או כתבי האישור, במועדה ובמלואה, או עקב ביטול תנאי מתנאי החזקה, הגבלתו או התליתו או עקב כל מעשה או מחדל של בעל החזקה בקשר עם החזקה וקיום תנאי שטר החזקה, וכן להבטחת תשלום עיצומים כספיים אם יוטלו על בעל החזקה לפי כל דין.

4. הממונה על ענייני הנפט רשאי לחלט את הערבות, כולה או מקצתה, בכל אחד מן המקרים המפורטים להלן:

(א) בעל החזקה לא ביצע את תוכנית הפיתוח שאושרה על-ידי הממונה על ענייני הנפט ולפי תנאים שנקבעו באישור, או לא הקים את מתקני מערכת ההפקה, או לא החל בהפקה מסחרית או בהזרמה למערכת ההולכה לספק במועדים שנקבעו לכך לפי שטר החזקה או בכתבי אישור.

(ב) ארעה תקלה בטיחותית או סביבתית כתוצאה מפעילות בעל החזקה, ובעל החזקה לא תיקן את התקלה או תוצאותיה לפי הנחיות הממונה על ענייני הנפט וכל דין.

(ג) לעניין חזקת לווייתן צפון בלבד – בעל החזקה הפר תנאי שקבע הממונה על ענייני הנפט בקשר לנטישה של קידוח "לווייתן 2", או לא ביצע באופן מיטבי את תוכנית הנטישה בקשר עם הקידוח האמור.

(ד) בעל החזקה לא ביצע נטישה בהתאם לתוכנית הפירוק.

(ה) הוגשה נגד המדינה תביעה או דרישה לתשלום פיצוי בגין נזק שנגרם בשל הפרת תנאי מתנאי שטר החזקה או כתבי האישור, בשל ביצוע לקוי של הוראות שטר החזקה או כתבי האישור או בשל ביטול שטר החזקה, וכן אם נגרמו למדינה הוצאות עקב תביעה או דרישה כאמור; חילוט הערבות לשם כיסוי סכום התביעה כאמור, יעשה רק לאחר שפסק הדין באותה תביעה (לרבות פסק בורר) יהפוך לחלוט, ובהתאם לסכומים שנפסקו נגד המדינה בפסק הדין כאמור (ובמקרה של פשרה – בכפוף לאישורה על-ידי בעל החזקה, אשר לא יסרב אלא מטעמים סבירים בלבד) ובכפוף לכך שניתנה לבעל החזקה הזדמנות להצטרף

כצד להליך.

- (ו) נגרמו למדינה הוצאות או נזקים עקב ביטול החזקה.
- (ז) בעל החזקה לא ביצע בדיקות כנדרש לפי שטר החזקה, לא הגיש דיווחים ומסמכים כנדרש לפי שטר החזקה.
- (ח) בעל החזקה לא קיים הוראה מן ההוראות, לעניין ביטוח, הקבועות בשטר החזקה או המוטלות עליו לפי כל דין.
- (ט) בעל החזקה הפר הנחיות שניתנו לו על-ידי נציג צה"ל בכל עניין ביטחוני הנוגע למערכת ההפקה.
- (י) בעל החזקה לא מילא אחר הוראות שטר החזקה לעניין הערבות.
- (יא) בעל החזקה הפר באופן מהותי תנאי אחר בשטר החזקה או בכתבי האישור או בהנחיות שנתן לו הממונה על ענייני הנפט לפיהם.
5. מצא הממונה על ענייני הנפט כי קמה לכאורה עילה לחילוט, ישלח הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה הודעה על כך ויאפשר לו להגיב בנוגע לעילה לכאורה ולאפשרות החילוט, בתוך 7 ימים מיום קבלת מכתב ההתראה, אלא אם מצא כי בנסיבות העניין אין להמתין. החליט הממונה על ענייני הנפט, לאחר ששקל את תגובת בעל החזקה, אם ניתנה, כי יש מקום לחילוט, ישלח לבעל החזקה הודעה ובה יפרט את ההפרה, נימוקי החילוט וסכום החילוט. הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי לפנות לבנק ולדרוש את החילוט החל מתום 7 ימים מיום מסירת ההודעה, זולת אם לפני כן שילם בעל החזקה את הסכום שנקבע בהודעה.
6. על אף האמור בסעיף 7.2.2(ד)5 לעיל, אם העילה לכאורה לחילוט היא מעשה או מחדל הניתן לתיקון, רשאי הממונה על ענייני הנפט להודיע לבעל החזקה כי פנייתו לבנק תיעשה אם בתוך תקופה שקבע לא יתקן בעל החזקה את המעשה או המחדל, והתקופה האמורה תחלוף מבלי שבעל החזקה תיקן את המעשה או המחדל לשביעות רצונו של הממונה על ענייני הנפט.
7. חולטה הערבות או חלק ממנה, ימציא בעל החזקה ערבות חדשה, או ישלים את יתרתה עד לסכום הערבות, כפי שאמור להיות באותו מועד, מיד עם קבלת דרישת הממונה על ענייני הנפט.
8. אין בסמכות החילוט או בחילוט כדי לגרוע מזכותה של המדינה לתבוע מבעל החזקה תשלום נזקים שהוא חב בהם לפי שטר החזקה או מזכותה של המדינה או מנהל רשות הגז הטבעי לתבוע כל סעד או תרופה אחרים על-פי כל דין או שטר החזקה.
- (טו) שטרי החזקות כוללים הוראות נוספות לרבות בנושאים הבאים: הסדרי ביטחון; תנאים להפעלת המתקנים וטיפול בתקלות; בדיקות, דיווחים ופיקוח; מתן שירותים לבעלי חזקות אחרות; הוראות לעניין שמירה על הסביבה, בטיחות; מגבלות על העברה או שיעבוד של שטר החזקה ושל נכסי מערכת ההפקה; אחריות, שיפוי וביטוח.

7.2.3 עמידה בתנאי תוכנית העבודה בכרויקט לווייתן

מעבר לאמור בתנאי שטרי חזקות לווייתן כמפורט בסעיף 7.2.2 לעיל, לא נקבעה תוכנית עבודה מחייבת בכרויקט לווייתן.

7.2.4 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בכרויקט לווייתן

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בכרויקט לווייתן מיום 1.1.2022 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות בכרויקט האמור:

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{27,26}	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2022	<ul style="list-style-type: none"> המשך שיפור המערכות ותהליכי ההפקה, בין היתר, ביצוע פעולות הנדרשות על מנת להקטין את מפלי הלחץ בתהליך, וכן שיפור מערכות ניטור וגילוי בהיבטים של איכות סביבה ובטיחות, בהתאם לדרישות תפעוליות ורגולטוריות. 	כ- 23,185	כ- 10,512
	<ul style="list-style-type: none"> השלמת פעולות הנדסיות הקשורות בפיתוח שלב 1א'. 	כ- 11,056	כ- 5,014
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע עבודות תחזוקה ושיפורים במערכות החשמל והבקרה התת-ימיות. 	כ- 6,482	כ- 2,939
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע קידוח פיתוח והפקה לווייתן-8 וכן ביצוע עבודות תת-ימיות כהכנה לחיבור הקידוח למערכת ההפקה. 	כ- 121,026	כ- 54,873
	<ul style="list-style-type: none"> המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה, ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספות, ככל שיידרשו. 	כ- 102	כ- 46
	<ul style="list-style-type: none"> המשך בחינת פיתוח שלב 1ב' ו/או חלופות פיתוח נוספות, ככל שיידרשו ובהן חלופה לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG). בין היתר, באמצעות היערכות לביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט והערכות לביצוע. 	כ- 13,472	כ- 6,108
	<ul style="list-style-type: none"> בחינת אפשרויות להגדלת כמויות הייצוא של גז טבעי למצרים באמצעות מערכות הולכה 	כ- 2,667	כ- 1,209

הסכומים לשנים 2022-2024 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים. העלויות, התקציבים והפעולות המפורטים בטבלה אינם כוללים עלויות ותקציבים מאושרים בגין: (א) הוספת המדחס הנוסף (כמפורט בסעיף 7.13.2(ב)(1) להלן, בסך של כ- 39.9 מיליון דולר (100%, חלק שותפי לווייתן כ- 27.6 מיליון דולר, חלק השותפות כ- 12.5 מיליון דולר); (ב) הקמת המקטע המשולב (כמפורט בסעיף 7.13.2(ב) להלן) בסך של כ- 155.6 מיליון דולר (100%, חלק שותפי לווייתן כ- 112 מיליון דולר, חלק השותפות כ- 50.8 מיליון דולר); (ג) הקמת קו ניצנה (כמפורט בסעיף 7.13.2(ב)(5) להלן) בסך של כ- 222.2 מיליון דולר (100%, חלק שותפי לווייתן כ- 111.1 מיליון דולר, חלק השותפות כ- 50.3 מיליון דולר); (ד) הסבת צנרת תש"א להזרמת קונדנסט (כמפורט בסעיף 7.12.4(ג) להלן) בסך של כ- 26.6 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 12 מיליון דולר); (ה) הכרויקט המפורט בסעיף 7.13.2(ב)(3) להלן, בסך של כ- 343 מיליון דולר (100%, חלק שותפי לווייתן כ- 171.4 מיליון דולר, חלק השותפות 77.8 מיליון דולר); ו- (ו) עלויות הוצאה מכלל שימוש של המאגר ועלויות ביטוח והנהלה.

26
27

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{27,26}	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	יבשתיות. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.13.2(ב) להלן.		
	<ul style="list-style-type: none"> פעולות שונות נוספות, לרבות: המשך הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים,²⁸ ביצוע פעולות ניטור, סקרים, בדיקות, ובחינת אפשרויות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות. 	כ- 102	כ- 46
2023	<ul style="list-style-type: none"> המשך שיפור מערך ההפקה בפלטפורמת לווייתן והמתקנים החופיים, וכן שיפור מערכות תומכות ומערכות סביבתיות, בהתאם לדרישות תפעוליות ודרישות רגולטוריות. 	כ- 23,530	כ- 10,665
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ביצוע עבודות תחזוקה ושיפורים במערכות החשמל והבקרה התת-ימיות. 	כ- 6,412	כ- 2,907
	<ul style="list-style-type: none"> השלמה (Completion) של קידוח לווייתן-8 וחיבורו למערך ההפקה הקיים. 	כ- 54,983	כ- 24,929
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע קדם תכנון Pre-FEED בהליך תחרותי בין קבוצות בינלאומיות אשר מתמחות בתחום התכנון וההקמה של מתקני FLNG, במסגרת קידום החלופות לפיתוח שלב ב'. 	כ- 36,165	כ- 16,397
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע והשלמה של Pre-FEED להרחבת מערך ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות הקמת תשתיות תת-ימיות וביצוע השינויים הנדרשים על הפלטפורמה, במסגרת קידום החלופות לפיתוח שלב ב'. 	כ- 21,981	כ- 9,966
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע סקרים, תכנון ורכש עבור פרויקט הצינור השלישי (כהגדרתו בסעיף 7.2.5(ב) להלן), לרבות שינויים והתאמות על הפלטפורמה. 	כ- 144,706	כ- 65,610
	<ul style="list-style-type: none"> פעולות שונות נוספות, לרבות: המשך הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים,²⁹ ביצוע פעולות ניטור, סקרים, בדיקות, ובחינת אפשרויות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות. 	כ- 102	כ- 46

²⁸ לפרטים אודות עלויות הפעלה בפרויקט לווייתן המיוחסות לשותפות, ראו נתוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות, כמפורט בדוח המשאבים בפרויקט לווייתן, כהגדרתו בסעיף 7.2.10(א) להלן.

²⁹ לפרטים אודות עלויות הפעלה בפרויקט לווייתן המיוחסות לשותפות, ראו נתוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות, כמפורט בדוח המשאבים בפרויקט לווייתן, כהגדרתו בסעיף 7.2.10(א) להלן.

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{27,26}	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2024 ³⁰	<ul style="list-style-type: none"> המשך שיפור מערך ההפקה בפלטפורמת לווייתן והמתקנים החופיים, וכן שיפור מערכות תומכות ומערכות סביבתיות, בהתאם לדרישות תפעוליות ודרישות רגולטוריות. 	כ- 1,574	כ- 714
	<ul style="list-style-type: none"> השלמת ההכנות לביצוע סקר בסיס (baseline) של כבידה (gravity) מעל אזור המאגר בכדי לטייב תחזיות הפקה ולסייע בקבלת החלטות פיתוח בפרויקט. 	כ- 1,087	כ- 493
	<ul style="list-style-type: none"> השלמת Pre-FEED עבור מתקן FLNG. 	כ- 3,371	כ- 1,528
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ביצוע פרויקט הצינור השלישי (כהגדרתו בסעיף 7.2.5 (ב) להלן). 	כ- 164,049	כ- 74,380
	<ul style="list-style-type: none"> השלמת Pre-FEED ותחילת ביצוע FEED להרחבת מערך ההפקה של מאגר לווייתן, במסגרת קידום פיתוח שלב ב', הכולל הקמת תשתיות תת-ימיות, וביצוע השינויים והתוספות הנדרשים על הפלטפורמה, וכן התחייבויות מוקדמות לקבלת שירותים ולרכש פריטים אשר זמן אספקתם ארוך (Long Lead Items). 	כ- 55,186	כ- 25,021
<ul style="list-style-type: none"> פעולות שונות נוספות, לרבות: המשך הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים,³¹ ביצוע פעולות ניטור, סקרים, בדיקות, ובחינת אפשרויות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות. 	כ- 114	כ- 52	
2025 ואילך	<ul style="list-style-type: none"> המשך שיפור מערך ההפקה בפלטפורמת לווייתן והמתקנים החופיים, וכן שיפור מערכות תומכות ומערכות סביבתיות, בהתאם לדרישות תפעוליות ודרישות רגולטוריות. 	כ- 2,503	כ- 1,135
	<ul style="list-style-type: none"> השלמת פרויקט הצינור השלישי (כהגדרתו בסעיף 7.2.5 (ב) להלן). 	כ- 259,079	כ- 117,446
	<ul style="list-style-type: none"> השלמת ה- FEED במסגרת קידום פיתוח שלב ב', והתחייבויות מוקדמות לקבלת שירותים ולרכש פריטים אשר זמן אספקתם ארוך (Long Lead Items). 	כ- 400,200	כ- 181,450
	<ul style="list-style-type: none"> קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי 	כ- 2,028,000 ³³	כ- 919,495

³⁰ העלויות המפורטות לשנת 2024 אינן כוללות עדכון תקציב (קיטון) בסך 14,434 אלפי דולר (100%, חלק השותפות כ- 6,544 אלפי דולר) בהשקעה בפעולות קידוח והשלמה של קידוח לווייתן-8.

³¹ לפרטים אודות עלויות הפעלה בפרויקט לווייתן המיוחסות לשותפות, ראו נתוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות, כמפורט בדוח המשאבים בפרויקט לווייתן, כהגדרתו בסעיף 7.2.10 (א) להלן.

³³ נכון למועד אישור הדוח, תקציב זה טרם אושר על-ידי שותפי לווייתן.

חזקות לווייתן			תקופה
היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{27,26}	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	
		שותפי לווייתן לפיתוח שלב ב'1 ³² וביצועו.	
כ- 240,075	כ- 529,500 ³⁴	<ul style="list-style-type: none"> בחינת אפשרויות להרחבת מערך ההפקה של מאגר לווייתן, מעבר לשלב הראשון של שלב ב'1, לרבות האפשרות להנחת צינור רביעי בין השדה לפלטפורמה והרחבת המערך התת-ימי מעל המאגר (השלב השני של שלב ב'1). 	
כ- 6,130	כ- 13,520	<ul style="list-style-type: none"> המשך הפעולות לשיפור מערכות לסינון והשבת ה-MEG וטיפול במי תוצר. 	
כ- 65	כ- 144	<ul style="list-style-type: none"> פעולות שונות נוספות, לרבות המשך הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים,³⁵ ביצוע פעולות ניטור, סקרים ובדיקות. 	
כ- 38,437	כ- 84,775 ³⁶	<ul style="list-style-type: none"> בחינת אפשרויות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות, לרבות ביצוע סקר סייסמי. 	
כ- 5,000	כ- 11,028 ³⁷	<ul style="list-style-type: none"> המשך ביצוע סקרי כבידה (gravity) מעל אזור המאגר בכדי לטייב תחזיות הפקה ולסייע בקבלת החלטות פיתוח בפרויקט. 	

7.2.5 תוכנית לפיתוח מאגר לווייתן

(א) ביום 2.6.2016 אושרה תוכנית פיתוח שדה לווייתן על-ידי הממונה על ענייני הנפט. תוכנית זו, המחולקת לשני שלבים (שלב א' ושלב ב'1), כוללת אספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא בהיקף כולל של עד כ- 21 BCM בשנה, וכן אספקת קונדנסט למשק המקומי (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח" או "התוכנית"). על-פי התוכנית, תוקם מערכת הפקה הכוללת עד 8 בארות ראשונות שיחוברו בצנרת תת-ימית לפלטפורמה קבועה (להלן בסעיף זה: "הפלטפורמה"), הממוקמת בתחומי המים הטריטוריאליים של ישראל, בהתאם להוראות תמ"א 37/ח, ושעליה יותקנו מערכות הטיפול בגז ובקונדנסט. מהפלטפורמה יוזרם הגז לחוף לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז כפי שהוגדרה בתמ"א 37/ח (להלן: "נקודת החיבור לנתג"ז"). הקונדנסט יוזרם לחוף בצינור נפרד ובמקביל לצינור הגז, ויחובר לבית זיקוק באמצעות צנרת דלקים קיימת. יצוין כי, תחילה הוזרם הקונדנסט באמצעות צינור של חברת קו צינור אירופה אסיה (להלן: "קצא"א") המוביל למתחם המיכלים של חברת תשתיות אנרגיה בע"מ

³² לפרטים נוספים ראו סעיף 7.2.5 להלן.

³⁴ נכון למועד אישור הדוח, תקציב זה טרם אושר על-ידי שותפי לווייתן.

³⁵ לפרטים אודות עלויות הפעלה בפרויקט לווייתן המיוחסות לשותפות, ראו נתוני תזרים המזומנים המהוון המיוחס לחלק השותפות, כמפורט בדוח המשאבים בפרויקט לווייתן, כהגדרתו בסעיף 7.2.10(א) להלן.

³⁶ נכון למועד אישור הדוח, מתוך תקציב זה אישרו שותפי לווייתן סך של כ- 3,799 אלפי דולר (100%, חלק השותפות כ- 1,722 אלפי דולר).

³⁷ נכון למועד אישור הדוח, מתוך תקציב זה אישרו שותפי לווייתן סך של כ- 5,083 אלפי דולר (100%, חלק השותפות כ- 2,305 אלפי דולר).

(להלן: "תש"א") בקרית חיים, ומשם לבתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: "בז"ן"). בחודש מרץ 2024 החלה הזרמת הקונדנסט באמצעות צינור של תש"א ישירות לבית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "בז"א"). בנוסף, כוללת תוכנית הפיתוח הקמה של אתר לאחסון זמני ופריקה של קונדנסט, בסמוך לתחנת הכוח חגית (להלן: "אתר חגית"), לצורך מתן גיבוי במידה ולא ניתן יהיה להזרים קונדנסט לבית זיקוק. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.12.4(ג) להלן. לפרטים אודות אישור תמ"א 37/ח והוראותיה כאמור, ראו סעיף 7.24.12 להלן. לפרטים נוספים אודות מערכת ההפקה של פרויקט לויתן ואתר חגית, ראו סעיף 7.17.1 להלן.

(ב) תוכנית הפיתוח ניתנת ליישום באופן מלא או בשני שלבים עיקריים, בהתאם לבשלות השווקים הרלוונטיים, כמפורט להלן:

1. שלב 1א – השלב הנוכחי, במסגרתו נקדחו 5 בארות הפקה תת-ימיות ראשונות, הוקם מערך הפקה תת-ימי המקשר בין בארות ההפקה והפלטפורמה, והוקמו מערך הולכה אל החוף ומתקנים יבשתיים נלווים. על-פי תוכנית הפיתוח, יכולת הפקת הגז בשלב זה היא כ- 12 BCM בשנה, ובתנאי תפעול מסוימים אף ניתן להגיע להפקה גבוהה מהאמור. ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לויתן החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב 1א' בתקציב של כ- 3.75 מיליארד דולר (100%). העלות הכוללת שהושקעה בפיתוח שלב 1א', נכון ליום 31.12.2024, עומדת על סך של כ- 4.2 מיליארד דולר (100%). לאחר תקופת הרצה ראשונית, החלה ביום 31.12.2019 הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן. ביום 1.1.2020 החלה מכירת גז טבעי ממאגר לויתן לירדן תחת ההסכם עם NEPCO (כמפורט בסעיף 7.12.3(ב)1 להלן), וביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן למצרים תחת ההסכם עם בלו אושן (כמפורט בסעיף 7.12.3(ג) להלן). על מנת להגדיל את יכולת הפקת הגז לכ- 14 BCM בשנה, קיבלו שותפי לויתן ביום 29.6.2023 החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע פרויקט במסגרתו יונח צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה, וישודרגו מערכות על גבי הפלטפורמה (להלן: "פרויקט הצינור השלישי"), בתקציב כולל של כ- 568 מיליון דולר (100%), חלק השותפות כ- 258 מיליון דולר).

ביום 6.10.2024 הודיעה המפעילה בפרויקט לויתן כי בשל ההסלמה במצב הבטחוני הושהו עבודות הנחת הצנרת הימית במסגרת פרויקט הצינור השלישי וכי השלמת פרויקט זה (שתוכננה למחצית שנת 2025) תידחה ב- 6 חודשים לפחות כתלות בלוחות הזמנים ובצבר ההזמנות של הקבלן המבצע. נכון למועד אישור הדוח, להערכת המפעילה צפוי פרויקט הצינור השלישי להסתיים בראשית שנת 2026, כתלות בגורמים שונים שאינם בשליטת שותפי לויתן, לרבות המצב הבטחוני שישרור באזור.

2. שלב 1ב – ביום 23.2.2025 הגישו שותפי לויתן לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית מעודכנת לפיתוח מאגר לויתן, הכוללת בעיקרה עדכונים בקשר עם שלב 1ב' (להלן: "תוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לויתן"), ובכלל זאת בנוגע למתקני הטיפול על הפלטפורמה, מיקום ותזמון קידוח בארות, והאפשרות לביצוע השלב השני של שלב 1ב', כמפורט להלן.

על-פי תוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לווייתן, שלב ב' ניתן ליישום באופן מלא או בשלבים, כדלקמן:

(א) שלב ראשון – כולל קידוח 3 בארות הפקה נוספות, הוספת מערכות תת-ימיות נלוות והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה, באופן הצפוי להגדיל את יכולת הפקת הגז הכוללת של המערכת לכ- 21 BCM בשנה.

(ב) שלב שני – כולל בעיקרו קידוח בארות הפקה נוספות ומערכות תת ימיות נלוות, ובכלל זה, ככל שיידרש, הנחת צינור רביעי בין השדה לפלטפורמה (להלן: "הצינור הרביעי"), באופן הצפוי להגדיל את יכולת ההפקה היומית המקסימלית בכ- 2 BCM נוספים לשנה, קרי לכמות כוללת של כ- 23 BCM לשנה.

נכון למועד אישור הדוח, מקדמים שותפי לווייתן את קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים ואת חתימת ההסכמים למכירת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא, במסגרת שלב ב', בהיקף כולל של יותר מ- 100 BCM, בהתאם למכתב הממונה על ענייני הנפט, כמפורט בפסקה (ד) להלן, וזאת על מנת לקבל החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע השלב הראשון של שלב ב' במהלך החודשים הקרובים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.17.2 להלן. יובהר כי, נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבל אישור הממונה על ענייני הנפט לתוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לווייתן.

(ג) כמפורט בסעיף 7.24.8 להלן, התקשרויות לייצוא גז טבעי טעונות קבלת אישור מהממונה על ענייני הנפט, בהתאם להחלטות ממשלה. אישור הממונה לייצוא גז ממאגר לווייתן נקבע, בין היתר, על בסיס הערכות שמבצע הממונה מעת לעת, בעזרת יועצים מקצועיים בינלאומיים, ביחס לכמות הגז הטבעי הכוללת המשוערת במאגר הניתנת להפקה (recoverable). ביום 18.4.2024 עדכן הממונה על ענייני הנפט את שותפי לווייתן, כי בהתבסס על הנתונים הקיימים ובהינתן כמות הגז הטבעי אשר הופקה מהמאגר, הערכות משרד האנרגיה ביחס לכמות הגז הטבעי ברת ההפקה כאמור הינה בטווח של 413-478 BCM (14.6-16.9 TCF), זאת לעומת הערכת NSAI לפיה, באומדן הטוב ביותר כמות הגז הטבעי ברת ההפקה (הכוללת את העתודות, המשאבים המותנים וסך הגז שהופק מהמאגר) הינה כ- 632 BCM (כ- 22.3 TCF), נכון ליום 31.12.2024.

(ד) בימים 21.6.2023 ו- 21.12.2023 העבירו שותפי לווייתן לממונה על ענייני הנפט פניה עקרונית לאישור הגדלה של היקף יצוא הגז הטבעי המופק מפרויקט לווייתן, בהתאם להחלטת הממשלה החלה על יצוא הגז ממאגר לווייתן (כמפורט להלן), באמצעות צנרת אזורית, קיימת ועתידית, או באמצעות מתקן צף להנזלת גז טבעי (FLNG), וזאת לצד הגדלת היקפי הגז הטבעי שיוזרמו מפרויקט לווייתן למשק המקומי. ביום 25.6.2024 התקבלה תגובת הממונה לפניות כאמור, לפיה עמדת גורמי המקצוע במשרד האנרגיה מאפשרת, נכון לעת הזו, יצוא גז טבעי נוסף ממאגר לווייתן בכמות כוללת של עד 118 BCM, אשר עשויה לגדול לעד 145 BCM, בהתקיים תנאים מסוימים (להלן: "מכתב הממונה"). עוד צוין במכתב הממונה כי, החל משנת 2044, יצוא גז טבעי ממאגר לווייתן יוכל להתבצע רק על בסיס בלתי רציף (Interruptible), בכפוף להבטחת האספקה למשק המקומי, וכי יצוא על בסיס קבוע (Firm) החל משנה זו יתאפשר רק לאחר בחינה מחודשת של

צרכי המשק המקומי. במכתב הממונה הובהר, בין היתר, כי עמדה מקצועית זו הינה בהתאם לתמונת העתיד לגבי ההיצע והביקוש המשקי, בהתאם להערכת גורמי המקצוע נכון להיום, ואינה מהווה אישור יצוא או התחייבות למתן אישור יצוא, אשר ככל שיינתן צפוי לכלול הגבלות ותנאים נוספים, וכי תוכנו של מכתב הממונה לא יחייב את הממונה בקבלת החלטה עתידית בנושא. יובהר כי, להערכת השותפות, האמור בהחלטות הממשלה לעניין יצוא גז טבעי, וכן במכתב הממונה, מאפשר לשותפי לווייתן לקדם חתימת הסכמים למכירת גז טבעי במסגרת שלב ב' בהיקף הנדרש על מנת לקבל החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע השלב הראשון של שלב ב' במהלך החודשים הקרובים.

(ה) במסגרת קידום שלב ב' אישרו שותפי לווייתן בשנים 2023 ו- 2024 בהתאם להסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement) תקציבים בסך כולל של כ- 75 מיליון דולר (100%), לביצוע והשלמת Pre-FEED והיערכות לביצוע FEED להרחבת מערכת ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות הקמת תשתיות תת-ימיות, חיבור בארות הפקה נוספות וביצוע השינויים הנדרשים על הפלטפורמה. נכון למועד אישור הדוח, הסתיים שלב ה- Pre-FEED, וביום 31.7.2024 קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע FEED ורכש מקדים של פריטים אשר זמן אספקתם ארוך (Long Lead Items), בתקציב נוסף בסך של כ- 429 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 194.5 מיליון דולר). בכוונת שותפי לווייתן להשלים את ביצוע ה- FEED במטרה לקבל החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב ב' במהלך החודשים הקרובים, ולצורך כך מקדמים שותפי לווייתן, בין היתר, משאים ומתנים בשלבים שונים עם לקוחות פוטנציאליים, הן במשק המקומי והן לייצוא, לחתימת הסכמים למכירת גז טבעי במסגרת שלב ב', בהיקף כולל של למעלה מ- 100 BCM נוספים, בהתאם למכתב הממונה.

להערכת המפעילה בפריקט לווייתן, בטרם השלמת ה- FEED, העלות המשוערת של השלב הראשון של שלב ב' (קרי, ללא עלויות הצינור הרביעי) מוערכת בכ- 2.4 מיליארד דולר (100%).³⁸ ככל שתתקבל החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח השלב הראשון של שלב ב' במהלך שנת 2025 כאמור, לוח הזמנים המשוער להפקת גז ראשון (First Gas) צפוי להיות במחצית השנייה של שנת 2029.

יצוין כי, במהלך שנות פעילות הפרויקט יידרשו קידוחי הפקה נוספים שיאפשרו שמירה על יכולת הפקה בהיקף הנדרש ובהתאם לרמת יתירות מערכת ההפקה והבארות בשדה המוגדרת מעת לעת על-ידי שותפי לווייתן.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל ביחס ליכולת ההפקה הצפויה ממאגר לווייתן, להיקף התקציב ולוחות הזמנים לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן ותכנית הפיתוח המעודכנת והמועד האפשרי לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע השלב הראשון של שלב ב' ומועדי ההשלמה של שלבי התכנון ההנדסי, העלות המשוערת של הפעולות במסגרת שלב ב', ולמועד ההפעלה האפשרי של השלב הראשון של שלב ב', מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך. המידע האמור מבוסס על הערכות והשערות של השותפות והמפעילה במאגר לווייתן, בהתבסס על מגוון גורמים שאינם בשליטת השותפות או שעשויים להשתנות, וביניהם פרויקט הצינור השלישי, וזאת ביחס לעלויות וללוחות הזמנים לביצוע הפרויקט כאמור, ותכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, האפשרות

³⁸ יצוין כי, מתוך הסך כאמור אישרו השותפים תקציב של כ- 505 מיליון דולר (100%).

לקבלת אישורים רגולטוריים, נתונים משוערים של זמינות ציוד, שירותים ועלויות, ניסיון העבר, ועל מידע גיאולוגי, גיאופיסי, טכני-הנדסי ואחר שנצבר, בין היתר, מהיקף ההפקה ממאגר לווייתן ומהסקר הסייסמי שבוצע בשטח חזקות לווייתן. כמו כן, הערכת השותפות ביחס למועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית (FID) מבוססת על מידע שהתקבל מיתר שותפי לווייתן, והיא תלויה, בין היתר, בקבלת ההחלטות המתאימות על-ידי שותפי לווייתן. ההערכות בדוח זה עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית עקב גורמים שאין לשותפות שליטה עליהם, בין היתר, במידה ויחולו שינויים ו/או עיכובים במגוון הגורמים כפי שפורטו לעיל, וכן במידה שישתנו ההערכות וההשערות שנתקבלו, בין היתר, כתוצאה מתנאים גיאולוגיים ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים, ישתנו תנאי השוק ו/או ממכלול של שינויים גיאופוליטיים ו/או רגולטוריים ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים במאגר לווייתן ו/או מגורמים בלתי צפויים הקשורים בחיפושים, הפקה ושיווק של נפט וגז טבעי ו/או כתוצאה מהתקדמות פיתוח מאגר לווייתן עד להשלמתו ו/או התקיימות של אחד או יותר מגורמי הסיכון הכרוכים בפעילותה של השותפות, לרבות כמפורט בסעיף 7.30 להלן.

7.2.6 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בחזקות לווייתן

הסברים	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לפני החזר ההשקעה	שיעור השתתפות
ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.2.1 לעיל.	100%	100%	45.34%	45.34%	השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 7.2.7 להלן.	78.00%	83.00%	35.37%	37.63%	השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 7.2.8 להלן.	104%-101%	-101% 104%	47.15%-45.79%	47.15%-45.79%	שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

7.2.7 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מחזקות לווייתן

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לפני החזר ההשקעה	פריט
	100%	100%	הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:			
כפי שנקבע בחוק הנפט, התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר.	(12.50%)	(12.50%)	המדינה

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לפני החזר ההשקעה	פריט
שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוץ. לפרטים נוספים, לרבות לעניין פרסום הנחיות בדבר אופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר לזכויות נפט בים, ראו סעיף 7.24.7 (ג) להלן.			
	87.5%	87.5%	הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט
	45.34%	45.34%	חלק המשווך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)
	39.67%	39.67%	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):			
תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 4.5% לפני החזר השקעה ובשיעור של 9.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. ³⁹ אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה בפרויקט ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.26.9 (ב) להלן.	(4.30%)	(2.04%)	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים
	35.37%	37.63%	השיעור המשווך בפועל

39 הצדדים הזכאים לתמלוגים הם חברה בת בבעלות מלאה של דלק אנרגיה ואחרים שאינם צדדים קשורים.

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לפני החזר ההשקעה	פריט
			למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט

7.2.8 שיעור השתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפושים, פיתוח והפקה בחזקות לוויתן

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז	פריט
	100%	הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
שיעור של 1% בגין הוצאותיו העקיפות של המפעיל מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח והפקה, בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק.	4%-1%	המפעיל
שיעור של 1%-4% בגין הוצאות חיפושים, כאשר שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפושים.		
סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המוחזרות לו.		
	104%-101%	סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט
	45.34%	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)
	47.15%-45.79%	סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
	47.15%-45.79%	השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)	פריט
כ- 1,273	-	כ- 179,458	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2022
כ- 1,744	-	כ- 248,111	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023
כ- 1,715	-	כ- 244,948	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024

7.2.10 עתודות, משאבים מותנים ומשאבים מנובאים בחזקות לווייתן

(א) לפרטים אודות עתודות ומשאבים מותנים בשטח חזקות לווייתן והתזרים המהוון הנובע מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לווייתן, נכון ליום 31.12.2024, ראו דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לווייתן המצ"ב כנספח ב' לפרק זה (להלן: "דוח המשאבים בפרויקט לווייתן"). מצ"ב כנספח ד' לדוח זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפניה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ- NSAI בחזקות לווייתן.

(ב) משאבים מנובאים בחזקות לווייתן

בעקבות ניתוח של עיבוד מחדש של סקרים סייסימים שבוצע בשנת 2019 ועל בסיסו, נערך עבור השותפות, על-ידי חברת NSAI, דוח משאבים מנובאים בחזקות לווייתן, על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים"), אשר פרטיו מפורטים להלן.

1. נתוני כמויות:

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2024, המשאבים המנובאים המיוחסים לחזקות לווייתן הם כמפורט להלן:

סה"כ חלק השותפות 40(Gross)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		הסתברות	מטרה
נפט (MMBBL)	גז (BCF)	נפט (MMBBL)	גז (BCF)		
12.1	11.5	26.6	25.4	האומדן הנמוך (Low Estimate)	מבנה קרבוני
70.4	73.0	155.3	161.0	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
347.6	374.9	766.6	826.8	האומדן הגבוה (High Estimate)	
21.5	20.5	47.3	45.2	האומדן הנמוך	

סה"כ חלק השותפות 40(Gross)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		הסתברות	מטרה
נפט (MMBBL)	גז (BCF)	נפט (MMBBL)	גז (BCF)		
				(Low Estimate)	תעלה קלאסטית
101.5	103.9	223.9	229.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
368.9	402.1	813.7	886.8	האומדן הגבוה (High Estimate)	

2. בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכלל זה כי: (1) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט; (2) NSAI לא בחנה חשיפה הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, צוין כי נכון למועד דוח המשאבים, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים המנובאים או על מסחריותם. כמו כן, NSAI מציינת כי דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של המאגר, וכי בהתבסס על פיתוח של מאגרים דומים, ובהנחה כי יהיה בנכס הנפט ממצא, המשאבים המנובאים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה כלכלית.
3. דוח המשאבים הוכן על בסיס סקרים סייסימיים 3D שבוצעו בשנים 2009 ו- 2010 על-ידי חברת Petroleum Geo-Services ושעובדו מחדש במהלך השנים 2017-2019 על-ידי חברת WesternGeco, וכן על בסיס נתונים שנאספו בקידוח לווייתן-1 ובמידע מקידוחים ומשדות נפט וגז דומים ו/או סמוכים (לרבות מאגר "זור" אשר התגלה במצרים).
4. להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים:

Parameter	מבנה קרבוני			תעלה קלאסטית		
	Low Estimate	Best Estimate ⁴¹	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate ⁴¹	High Estimate
Gross Rock Volume (Acre-feet) ⁴²	370,734		16,051,915	660,818		17,297,896
Net-to-Gross Ratio (Decimal)	0.20	0.50	0.80	0.20	0.50	0.80
Porosity (Decimal)	0.10	0.15	0.25	0.12	0.17	0.22
Oil Saturation (Decimal)	0.45	0.65	0.85	0.55	0.65	0.75
Average Producing Gas-Oil Ratio (SCF/STB)	200		2,200	200		2,200

⁴¹ הפרמטרים עבורם לא מצוין ערך של "best estimate" בטבלה, אינם מצוינים גם בדוח מעריך המשאבים, מאחר שאומדן המשאבים מבוסס על שיטות סטטיסטיות, שבהן, עבור פרמטרים שהתפלגותם היא לוגנורמלית, אחידה או נורמאלית, אין משמעות ל"best estimate".

⁴² יחידת acre-foot היא יחידת נפח ששווה לכ- 1,233.48 מטר מעוקב.

Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB)	2.20		1.10	2.20		1.10
Oil Recovery Factor (Decimal)	0.15		0.45	0.15		0.45
Average Gross Thickness (feet)	257		818	143		773
Area (Acres)	1,443		19,619	4,628		22,380

5. הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בתהליך:

הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בקידוח למטרות העמוקות בחזקות לווייתן הינם בעיקרם סיכונים טכניים תפעוליים וגיאלוגיים, ובכלל זה קשיים בהגעה לשכבות המטרה ובביצוע הקידוח, בין היתר, במהלך הרצת לוגים ובביצוע מבחני הפקה, ככל שיהיו. אף במקרה שהפעולות הטכניות תפעוליות יושלמו ללא תקלות ושהקידוח יגיע לעומק המתוכנן ושימצאו הידרוקרבונים בשכבות המטרה, קיימים סיכונים בהמשך התהליך הנדרש להגעה לממצא, בין היתר, שגודל המאגר ו/או תכונותיו לא יהיו טובים דיים בכדי להצדיק כדאיות כלכלית ופיתוח לכדי פרויקט הפקת המשאבים ככל שיימצאו, היקף עלויות הפיתוח, משך הפיתוח, וסיכונים אחרים הכרוכים בפיתוח הממצא. יצוין כי, אומדן המשאבים המנובאים וההסתברות להימצאות הידרוקרבונים, כפי שיפורט להלן, אינו השיקול היחיד בקבלת החלטת קידוח בשטח החזקות, ונוספים לו שיקולים אחרים, דוגמת עומק המטרה, מיקומה ביחס לשדה הגז המצוי בעומקים רדודים יותר, הסיכוי לפתחה במקרה של ממצא בהתאם להערכות הגודל והכלכליות, וכיצא באלו. לדיון בגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפושיים, ראו סעיף 7.30 להלן.

6. אומדן ההסתברות להצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון הגיאלוגיים הכרוכים בתהליך החיפוש בקידוח האמור, ואומדן ההסתברות להמצאות הידרוקרבונים (נפט ו/או גז טבעי) הינם כדלקמן:

Parameter	מבנה קרבונטי (%)	תעלה קלאסטית (%)
Trap Integrity	40	45
Reservoir Quality	70	70
Source Evaluation	80	80
Timing / Migration	80	75
Probability of Geologic Success	18	19

(* יודגש כי, בדוח המשאבים הוערכה כל מטרה בנפרד ואין כל תלות בין המטרות.

7. אומדן להסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית:

נכון למועד דוח המשאבים, אין ביכולתה של השותפות ליתן אומדן סטטיסטי להסתברות לפיתוח המטרות לשם הפקה מסחרית. עם זאת, ניתן להעריך כי השווקים הפוטנציאליים למשאבים כאמור הם השוק המקומי, האזורי והבינלאומי. לפיכך, בוחנת השותפות חלופות שונות למסחור ההידרוקרבונים (ככל שיתגלו ושיופקו), ובכלל זה את האפשרות לייצוא הנפט ו/או והגז הטבעי, ככל שיתגלו, ומכירתם בשווקים המקומיים, האזוריים והבינלאומיים. כמו כן, יצוין כי, אם יתגלו במטרות הנ"ל או במי מהן כמויות נמוכות יחסית של גז טבעי ו/או נפט יתכן ופיתוח כלכלי יחייב פיתוח משותף של מספר ממצאים תוך ניצול תשתיות אזוריות.

8. נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים:

הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים בעיקר על תוצאות סקרים סייסיים תלת-ממדיים, על נתונים שנאספו בקידוחים באזור ובפרט בקידוח לווייתן-1 וכן על ידע כללי ביחס לשכבות ולמאגרים דומים.

9. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט:

דוח המשאבים הקודם⁴³ עודכן בעקבות ממצאים שעלו במסגרת ניתוח עיבוד הנתונים מחדש אשר בוצע במהלך שנת 2019 ובעקבות תגלית Zohr ותגליות נוספות באיזור אשר שינו את התפיסה הגיאולוגית של המבנים בשטח החזקה. על בסיס ממצאים אלו הוגדרו שתי מטרות חדשות: (1) מטרה מסוג מבנה קרבונטי מבודד; (2) מטרה מסוג תעלה תת-ימית קלאסטית, אשר הוגדרה חלף שתי המטרות העמוקות שהופיעו בדוח המשאבים הקודם (מניפות חול בים עמוק שמונחות על מדרון של הר תת-ימי). היקף המשאבים המנובאים למטרת המבנה הקרבונטי המבודד באומדן הטוב ביותר (P50 – 2U) הינו כ- 155 מיליון חביות נפט וכ- BCF 161 גז טבעי, עם סיכויי הצלחה גיאולוגית של 18%. היקף המשאבים המנובאים למטרת התעלה הקלאסטית באומדן הטוב ביותר (P50 – 2U) הינו כ- 224 מיליון חביות נפט וכ- BCF 229 גז טבעי, עם סיכויי הצלחה גיאולוגית של 19%, וזאת, כאמור, חלף שתי המטרות העמוקות, כפי שפורטו בדוח המשאבים הקודם (קריטיקון תיכון וקריטיקון תחתון).

בדוח המשאבים הנוכחי עודכנו המשאבים בכלל האומדנים בשתי המטרות בכמויות זניחות, למעט כמויות באומדן הגבוה שבמטרה מסוג תעלה קלאסטית. יובהר כי, בהערכה המיטבית (2U) הכוללת את שתי המטרות, הופחתו הכמויות בשיעור זניח של כ- 3%. עוד יובהר כי, לא חל כל שינוי באומדן סיכויי ההצלחה של שתי המטרות.

אזהרה – אין ודאות כי חלק כלשהו מהמשאבים האפשריים שצוינו אכן יתגלה; אם יתגלה, אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק חלק כלשהו מהמשאבים; המידע

⁴³ דוח המשאבים המנובאים הקודם נכלל במסגרת הדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2019, כפי שפורסם ביום 30.3.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-032010).

הפרוספקטיבי אינו בגדר הערכה על אודות עתודות ומשאבים מותנים שאותם יהיה ניתן להעריך רק לאחר קידוח הניסיון, אם בכלל.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר המשאבים המנובאים במטרות העמוקות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך. ההערכות הנ"ל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הנפט והגז הטבעי שיתגלו (אם יתגלו) ושיופקו בפועל (אם יופקו), עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בכרויקטיים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי. יתרה מכך, אין כל ודאות שבתום הבחינות שעורכת השותפות כמצויין לעיל, יוחלט על ביצוע סקר סייסמי נוסף ו/או יוחלט על ביצוע קידוח ו/או צירוף שותף אסטרטגי נוסף.

10. חוות דעת של המעריך

מצ"ב לדוח זה כנספח ג' דוח משאבים מנובאים בחזקות לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2024. כן מצ"ב כנספח ד' לדוח זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה.

11. הצהרת הנהלה

- (א) תאריך ההצהרה: 9.3.2025;
- (ב) ציון שם התאגיד: ניומד אנרג'י - שותפות מוגבלת;
- (ג) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי;
- (ד) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;
- (ה) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות;
- (ו) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו;
- (ז) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף - מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפים בעת אישור הדוח;

- (ח) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר המשאבים המנובאים האחרון שפורסם על-ידי השותפות;
- (ט) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

גבי לסט,
יו"ר הדירקטוריון

7.3 זכויות בקפריסין

7.3.1 רקע

ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת 30% מזכויותיה של שברון קפריסין לשותפות בהסכם זכיון (Production Sharing Contract) מיום 24.10.2008 (להלן: "**הסכם הזיכיון**") המקנה זכויות חיפוש, הערכה, פיתוח והפקה של נפט ו/או גז בשטח המים הכלכליים של רפובליקת קפריסין בשטח הידוע כבלוק 12 (להלן: "**בלוק 12**") וברישיון חיפוש על-פי הסכם הזיכיון (להלן בסעיף זה: **רישיון החיפוש**).

ביום 7.11.2019 נחתם בין בעלי הזכויות בהסכם הזיכיון לבין ממשלת קפריסין תיקון להסכם הזיכיון (להלן: "**התיקון הראשון להסכם הזיכיון**"), ובמקביל הוענק לבעלי הזכויות רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) (להלן בסעיף זה: "**הרישיון**" או "**רישיון ההפקה**" או "**הרישיון בבלוק 12**") ואושרה תוכנית פיתוח והפקה למאגר (להלן בסעיף זה: "**תוכנית הפיתוח המקורית**"), כמפורט בסעיף 7.3.11 להלן. יצוין כי, במסגרת התיקון הראשון להסכם הזיכיון נערכו שינויים ועדכונים נוספים, בין היתר, בנוגע להעברת זכויות על-ידי הצדדים, אישור תוכנית עבודה ותקציב שנתי, אופן אישור שינויים בתוכניות ובתקציבים, אופן חישוב ההוצאות שונות, שינויים בקשר לעילות לביטול הזיכיון, הסדרים בנוגע להבטחת האטימה, הפירוק והפינוי של קידוחים ומתקנים בסיום תקופת הזיכיון, ועוד.

בהמשך לכך, ביום 9.11.2022 נחתם תיקון נוסף להסכם הזיכיון לפיו הוארך מועד מחויבות השותפים במאגר אפרודיטה לקדוח קידוח הערכה/פיתוח נוסף A-3 (אפרודיטה 3) (להלן: "**קידוח A-3**") ולסיימו עד לחודש אוגוסט 2023. לפרטים אודות ביצוע קידוח A-3, אשר הסתיים בחודש יולי 2023, ראו סעיף 7.3.3(ב) להלן.

בהמשך לאמור, ביום 14.2.2025 אישרה ממשלת קפריסין תוכנית פיתוח מעודכנת של המאגר, המבוססת על תוכנית הפיתוח המקורית (להלן: "**תוכנית הפיתוח המעודכנת**"), ובמקביל נחתם תיקון נוסף להסכם הזיכיון המסדיר אבני דרך מעודכנות לפיתוח המאגר ומבטל את הודעת ההפירה שניתנה לשותפים במאגר, כמפורט בסעיף 7.3.3 להלן.

הסכם הזיכיון והתיקונים להסכם הזיכיון כאמור יקראו להלן יחד: "**הסכם הזיכיון**".

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	בלוק 12.
מיקום:	שטח ימי במים הכלכליים של קפריסין הממוקם כ- 35 ק"מ צפונית מערבית למאגר לווייתן. ⁴⁴
שטח:	כ- 386 קמ"ר.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) שניתן בכפוף להסכם הזיכיון.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	7.11.2019.
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	7.11.2044.
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	7.11.2044 (25 שנה מיום הענקת הרישיון).
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	ניתן להאריך ב- 10 שנים נוספות.
ציון שם המפעיל (OPERATOR):	שברון קפריסין.
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ שברון קפריסין (35%). ▪ BG Cyprus (35%). למיטב ידיעת השותפות, BG Royal Cyprus הינה חברת בת (בשרשור) של Dutch Shell Plc. (להלן: "Shell"), חברת אנרגיה העוסקת בכל תחומי הפעילות של תעשיית הגז והנפט הפועלת ביותר מ- 70 מדינות בעולם.⁴⁵ ▪ השותפות (30%).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	22.1.2009. ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת הזכויות בהסכם הזיכיון וברישיון החיפוש לשותפות.
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 30% ברישיון.
ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפרטים ראו סעיף 7.3.8 להלן.
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של	כ- 48,118 אלפי דולר.

⁴⁴ יצוין כי, מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ואחוזים בודדים משטחו מצויים בשטח רישיון 370/ישי (להלן: "רישיון ישי"), אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל. עוד יצוין כי, השותפים במאגר אפרודיטה קיבלו בעבר פניות הן מהשותפים ברישיון ישי, הן ממשרד האנרגיה של מדינת ישראל, והן ממשרד האנרגיה של קפריסין, בקשר עם הצורך בהסדרת זכויות הצדדים כאמור טרם קבלת החלטה על פיתוח מאגר אפרודיטה. עמדת השותפים במאגר אפרודיטה נכון למועד אישור הדוח, הינה כי העניין נתון לסמכות הממשלות וכי הם יפעלו בהתאם למנגנון להסדרת זכויות הצדדים ככל שייקבע על-ידי הממשלות ובהתאם לדיון הבינלאומי ולמקובל בתעשייה. ביום 11.4.2022 פרסם משרד האנרגיה הישראלי כי שרות האנרגיה של ישראל וקפריסין סיכמו על מינוי מומחה חיצוני שיבחן את כמות הגז הטבעי במאגר ויקבע את חלוקתו בין שטחי המים הכלכליים של ישראל וקפריסין.

לפרטים ראו https://www.gov.il/he/departments/news/press_110422.

למיטב ידיעת השותפות, ביום 29.1.2024 התקיימה שיחה בין שרי האנרגיה של ישראל וקפריסין, במסגרתה סוכם על הגברת המאמצים בין הממשלות לפתרון הנושא בהקדם האפשרי. נכון למועד אישור הדוח, למיטב ידיעת השותפות, כפי שנמסר לה על-ידי המפעילה, נשיא קפריסין הביע לאחרונה התחייבות להגיע להסכמות עם מדינת ישראל בקשר עם מינוי מומחה חיצוני בלתי תלוי על מנת לפתור את הנושא. מעבר לכך, קיימת מחלוקת בין קפריסין לטורקיה בקשר עם הזכויות במים הכלכליים של קפריסין אשר עשויה להשפיע על פעילות השותפות ברישיון. עם זאת, יצוין כי בהתאם לדיווחיה הרשמיים, ממשלת טורקיה אינה טוענת לבעלות על השטחים בהם מצוי בלוק 12.

פרטים נוספים אודות Shell זמינים באתר האינטרנט: <https://www.shell.com/about-us/who-we-are.html>.

⁴⁵

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
	השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

7.3.3 להלן פרטים נוספים אודות הרישיון בבלוק 12 והסכם הזיכיון

(א) במסגרת הסכם הזיכיון, כפי שתוקן ביום 14.2.2025 במקביל לאישור של תוכנית הפיתוח המעודכנת (להלן: "מועד אישור התוכנית"), התחייבו השותפים, בין היתר, לעמוד באבני הדרך העיקריות לקידום פיתוח המאגר, כדלקמן:

1. השלמת ביצוע קדם תכנון (Pre-FEED) בתוך 9 חודשים ממועד אישור התוכנית;
2. תחילת ביצוע תכנון ההנדסי מפורט (FEED) בתוך 11 חודשים ממועד אישור התוכנית;
3. השלמת ביצוע FEED בתוך 23 חודשים ממועד אישור התוכנית;
4. קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח המאגר בתוך 28 חודשים ממועד אישור התוכנית.

יצוין כי, אי-עמידה באבני הדרך שהוגדרו בהסכם הזיכיון תהווה עילה לביטול הזיכיון, אלא אם זו נבעה מ"כוח עליון" (כהגדרתו בהסכם הזיכיון).

(ב) קידוח A-3

בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון, ביום 15.9.2022 אישרו השותפים תקציב לביצוע קידוח A-3 בסך של 130 מיליון דולר (100%). קידוח A-3 הוא קידוח הערכה שתכליתו היתה לאשש את הערכות המפעילה והשותפות לגבי טיב המאגר והיקפו, ואשר מיועד לשמש בעתיד כבאר הפקה. לפרטים נוספים אודות ההחלטה על ביצוע הקידוח, ראו דוח מידי של השותפות מיום 18.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-118267), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. קידוח A-3 החל בחודש מאי 2023, והסתיים בחודש יולי 2023, בהתאם ללוחות הזמנים ובמסגרת התקציב. לפרטים אודות דוח מעודכן של המשאבים המיוחסים למאגר אפרודיטה שפורסם לאחר השלמת קידוח A-3, ראו סעיף 7.3.12 להלן.

(ג) תשלומים לרפובליקת קפריסין

5. רפובליקת קפריסין זכאית לקבל בנכסיהם חד פעמיים מבעלי הזכויות בבלוק 12 בהתקיים אבני דרך ביחס לקצב ההפקה היומי הממוצע לתקופה רצופה בת 30 ימים, העשויים להסתכם לסך של 9 מיליון דולר (100%).
6. הסכם הזיכיון קובע מנגנוני חלוקה של תפוקת נפט וגז טבעי, כמפורט להלן. יצוין כי, רפובליקת קפריסין רשאית לקבל את חלקה בנפט או בגז הטבעי המופק, כולו או חלקו, בעין.

(ד) חלוקת נפט

בעלי הזכויות בבלוק 12 יחלקו את הנפט המופק (לאחר קיזוז הוצאות כמפורט להלן) עם

רפובליקת קפריסין בהתאם לקצב ההפקה היומי הממוצע של הנפט, ככל שיופק כדלקמן:⁴⁶

מחיר לחבית (בדולר)			תפוקה יומית ממוצעת (בחביות) ⁴⁷
מעל 100	מ- 50.01 ועד 100	עד 50	
חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)			
65%	63%	60%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הנמוך מ- 50,000 (כולל)
72%	67%	63%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת מ- 50,001 ועד 100,000 (כולל)
80%	75%	70%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת מ- 100,001 ועד 150,000 (כולל)
83%	80%	77%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת מ- 150,001 ועד 200,000 (כולל)
85%	85%	83%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הגבוה מ- 200,000

(ה) חלוקת גז טבעי

במסגרת הסכם הזיכיון נקבע מנגנון לחלוקת התפוקה של הגז הטבעי, המבוסס על מקדם מסוג R-פקטור. על-פי המנגנון האמור, השותפים יהיו זכאים ל- 55% מההכנסות השנתיות שתנבענה מתפוקת הגז הטבעי, עד לכיסוי כל ההוצאות ההוניות והשוטפות המוכרות שלהם (להלן: "התפוקה לכיסוי הוצאות"), ואילו היתרה (להלן: "התפוקה לחלוקה") תחלק בין השותפים לממשלת קפריסין בהתאם למקדם R-פקטור, אשר המונה שלו כולל את סך ההכנסות המצטברות נטו והמכנה שלו כולל את סך ההשקעות ההוניות המצטברות. על-פי המנגנון, חלקה של ממשלת קפריסין בתפוקה לחלוקה גדל כפונקציה של המקדם באופן לינארי, והוא יגיע לשיעור מירבי כאשר מקדם ה-R-פקטור יהיה שווה ל- 2.5. לעניין זה:

- "הכנסות מצטברות נטו" משמעותן – חלקם של השותפים בהכנסות שהתקבלו בפועל מתפוקת הגז (לרבות התפוקה לכיסוי הוצאות), בניכוי הוצאות התפעוליות בהן נשאו השותפים בשטח הזיכיון, החל ממועד חתימת הסכם הזיכיון (28.10.2008) ועד לתום הרבעון שקדם ליום החישוב (להלן: "תקופת החישוב").
 - "השקעות הוניות מצטברות" משמעותן – הוצאות הפיתוח, הוצאות הפקה בעלות אופי הוני (ללא הוצאות תפעוליות) וכל הוצאות החיפוש, ביחס לשטח נשוא הסכם הזיכיון, שהוצאו בפועל במהלך תקופת החישוב.
- לכרטיס אודות שיעור ההשתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות לפי 4 תרחישים תיאורטיים בלבד לפיהם נקבע מקדם ה-R-פקטור, ראו סעיף 7.3.8 להלן.

⁴⁶ יצוין כי, מנגנון חלוקת הנפט לא תוקן במסגרת התיקונים להסכם הזיכיון.
⁴⁷ החישוב מתבצע באופן פרוגרסיבי בהתאם למדרגות המפורטות בטבלה.

(ו) חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין בגז הטבעי ו/או הנפט המופק יבוצע כל שנה מההכנסות ממכירת גז טבעי ו/או נפט שיוותרו לאחר קיזוז הוצאות בעלי הזכויות בפרויקט בלוק 12 בגין חיפוש, הערכה, פיתוח, הפקת ותפעול (להלן: "**הוצאות בלוק 12**")⁴⁸ בשיעור של עד 55% מסך ההכנסות מהגז שיופק ועד 49% מסך ההכנסות מהנפט שיופק (להלן: "**תפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות**"). במקרה בו ההוצאות יהיו גבוהות מהתפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות, כל עודף יועבר לשנה הבאה עד לכיסוי מלא של ההוצאות או עד לסיום הסכם הזיכיון. הוצאה שלא כוסתה במועד סיום הסכם הזיכיון לא תוחזר.

(ז) ההוצאות המוכרות במסגרת התפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות לפי הסכם הזיכיון כאמור לעיל, כפופות לאישור רפובליקת קפריסין, וכוללות, בין היתר, הוצאות ישירות בגין חיפוש והערכה, הוצאות בגין העסקת עובדים וקבלני משנה, השכרת משרדים, עלויות בקשר עם דרישות חקיקה הנוגעות לאיכות הסביבה, עלויות חומרים, הוצאות ביטוח, הוצאות משפטיות, עלויות בגין הכשרת עובדים, הוצאות הנהלה וכלליות של המפעילה בקשר עם הפרויקט וכן כל הוצאה סבירה אחרת אשר נדרשת לפעילות חיפוש סבירה ויעילה. יצוין כי, הוצאות בקשר עם הקמה ותפעול של מתקן יצוא אינן מוכרות במסגרת התפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות.

(ח) הבונוסים, כמפורט בסעיף 7.3.3(ג) לעיל, אינם נכללים בהוצאות הניתנות לקיזוז כאמור לעיל.

(ט) תשלום חלקה של רפובליקת קפריסין בגז ו/או הנפט המופק מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שהיה על בעלי הזכויות לשלם לרפובליקת קפריסין.

(י) כמו כן, רשאית רפובליקת קפריסין, תוך מתן הודעה מוקדמת בכתב, לחייב את בעלי הזכויות בבלוק 12 למכור לה גז מהתפוקה שאינה מיועדת לכיסוי החזר הוצאות בכפוף לעמידת בעלי הזכויות בבלוק 12 בהתחייבויותיהם על-פי הסכמים לאספקת גז טבעי, ככל שיחתמו.

(יא) על-פי הסכם הזיכיון, שינוי בשליטה בקבוצת דלק או בשותפות, במישרין או בעקיפין, טעון אישור מראש של רפובליקת קפריסין.

(יב) ביטול הסכם הזיכיון

בכפוף לתנאים מסוימים הכוללים, בין היתר, נסיבות של כוח עליון, רפובליקת קפריסין רשאית לבטל את הסכם הזיכיון (וביחד עמו גם את הרישיון) בהתקיים אחת מעילות הביטול הבאות: (1) הפרת הוראות החוק הקפריסאי והתקנות שפורסמו על-פיו; (2) פיגור בתשלום לרפובליקת קפריסין במשך 3 חודשים רצופים; (3) לאחר התקיימות אבן הדרך בנוגע ל-FID, הפסקת עבודות הפיתוח במשך 6 חודשים רצופים; (4) לאחר תחילת ההפקה, הפסקת ההפקה למשך חודשיים רצופים או שיבוש בהפקה במשך 6 חודשים רצופים עקב סיבה שלא אושרה על-ידי רפובליקת קפריסין; (5) בעל הזיכיון לא קיים החלטת בוררות או קביעה מומחה שניתנו לפי הוראות ההסכם; (6) אירוע של פשיטת רגל, הסדר נושים, כינוס נכסים של אחד השותפים או של חברת האם שלו או כל מקרה אחר שיביא לפגיעה ביכולות הפיננסיות או הטכניות של אחד השותפים לעמוד בהתחייבויותיו לפי ההסכם; (7) כל אירוע אחר שאינו נכלל בפסקה (6) לעיל,

⁴⁸ ההכרה בהוצאות בלוק 12 נערכת בכל שנה על-פי דוחות המוגשים על-ידי מפעילת הפרויקט והיא מוגבלת למסגרת תקציב המוגש לאישור לרפובליקת קפריסין כחלק מהליך אישור תוכנית העבודה השנתית מכוח הסכם הזיכיון.

הגורע באופן מהותי מהיכולות הפיננסיות או הטכניות של בעל הזיכיון לעומת היכולות שהיו לו במועד הענקת הזיכיון, וצפוי להביא לכך שלבעל הזיכיון לא יהיו עוד היכולות הטכניות או הפיננסיות לקיים את התחייבויותיו על-פי ההסכם; (8) אי עמידה באבן דרך שנקבעה בתנאי הזיכיון ו- (9) אי עמידה בחובה להעמיד את הערבויות הנדרשות לפי תנאי הזיכיון.

על-פי הסכם הזיכיון, בהתקיים אחת מעילות הביטול לעיל רשאית ממשלת קפריסין לתת לבעל הזיכיון הודעה על ביטול הזיכיון, ובלבד שניתנה לבעל הזיכיון הודעה פורמאלית ובעל הזיכיון לא תיקן את ההפרה במשך תקופת ריפוי של 3 חודשים, או 6 חודשים ביחס לעילות (3) ו- (4) לעיל, או שבעה ימים ביחס לעילה (9) לעיל, ממועד קבלת ההודעה, וכן למעט ביטול עקב עילה (6) אשר ייכנס לתוקף מייד ממועד קבלת ההודעה.

בהסכם נקבעו הוראות בנוגע לזכותו של בעל הזיכיון לתת לממשלת קפריסין הודעה על קיומה של מחלוקת בנוגע להסכם הזיכיון, וכן הוראות המסדירות את אופן הניהול של מחלוקת במסגרת הליך בוררות בינלאומי או, במקרים מסוימים, בדרך של מינוי מומחה מכריע. כן נקבע, כי מחלוקת בנוגע לשאלת קיומה של עילה לביטול הסכם הזיכיון שהוכרז על-ידי ממשלת קפריסין תתברר בהליך הבוררות ובמקרה כזה יישאר הזיכיון בתוקף עד להכרעה בהליך הבוררות.

(יג) עד למועד קבלת החלטת השקעה סופית, ובכפוף לעמידתם בהתחייבותיהם על-פי הסכם הזיכיון, יהיו רשאים בעלי הזכויות בפרויקט לוותר על זכויותיהם במאגר ולממשלת קפריסין לא תהא זכות לפיצוי או כל סעד אחר.

(יד) מתן ערבות ביצוע לרפובליקת קפריסין

לפרטים אודות ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום שהמציאה קבוצת דלק לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכוח הסכם הזיכיון, ראו תקנה 22(ג) לפרק ד' לדוח זה.

7.3.4 פעולות בשטחי בלוק 12 שבוצעו לפני שהשותפות החזיקה בנכס הנפט

תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה	תיאור תמציתי של הפעולה	תקופה בה הפעולה בוצעה	זהות מבצע הפעולה
-	הכנות לביצוע קידוח הניסיון "אפרודיטה A-1", ביצוע הקידוח האמור וכן ניתוח של תוצאות הקידוח והכנה לקראת ביצוע קידוח הערכה. ⁴⁹	2011-2012	שברון קפריסין

7.3.5 עמידה בתנאי תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12

עד למועד אישור הדוח, תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12, כפי שעודכנה ביום 14.2.2025 במסגרת התיקון האחרון להסכם הזיכיון, קוימה במלואה. לפרטים אודות אי עמידת השותפים בקשר עם אבן הדרך לביצוע ה- FEED, שהייתה קבועה בהסכם הזיכיון לפני שתוקן כאמור ובטרם ביטול הודעת ההפרה שניתנה לשותפים במאגר על-ידי ממשלת קפריסין, ראו סעיף 7.3.11

⁴⁹ ביום 2.10.2013 הסתיים קידוח הערכה "אפרודיטה A-2" אשר החל ביום 7.6.2013.

להלן.

7.3.6

תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בבלוק 12

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בנכס הנפט מיום 1.1.2022 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

פרויקט בלוק 12			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁵⁰	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2022	• הכנות לביצוע קידוח A-3.	כ- 11,722	כ- 3,517
	• בחינת האפשרות לקבלת החלטת השקעה ביחס לחלופות לפיתוח מאגר אפרודיטה.	כ- 7,076	כ- 2,123
	• פעולות שונות נוספות, לרבות: ניתוח גיאולוגי של נתונים ועדכון המודל הגיאולוגי, ניתוח טכני וכלכלי של הפרוספקטים בשטח הרישיון וחלופות למסחור הגז הטבעי שיופק מהמאגר	כ- 195	כ- 58
2023	• ביצוע קידוח A-3.	כ- 85,871	כ- 25,761
	• עדכון תוכנית הפיתוח וקידום פעולות לקבלת אישור ממשלת קפריסין.	כ- 11,042	כ- 3,313
	• פעולות שונות נוספות, לרבות: ניתוח גיאולוגי של נתונים ועדכון המודל הגיאולוגי, ניתוח טכני וכלכלי של הפרוספקטים בשטח הרישיון וחלופות למסחור הגז הטבעי שיופק מהמאגר.	כ- 200	כ- 60
2024	• עדכון תוכנית הפיתוח וקידום פעולות לקבלת אישור ממשלת קפריסין.	כ- 11,497	כ- 3,449
	• פעולות שונות נוספות, לרבות: ניתוח גיאולוגי של נתונים ועדכון המודל הגיאולוגי, וניתוח טכני וכלכלי של הפרוספקטים בשטח הרישיון.	-	-
	• סיום ניתוח ממצאי קידוח A-3.	כ- 1,525	כ- 458
2025 ואילך ⁵¹	• עדכון ואישור תוכנית הפיתוח, ביצוע Pre-FEED ו- FEED, לקראת קבלת החלטת השקעה סופית (FID).	כ- 378,840	כ- 113,652
	• פעולות שונות נוספות, לרבות: ניתוח גיאולוגי של נתונים ועדכון המודל הגיאולוגי, ביצוע סקרים, וניתוח טכני וכלכלי של הפרוספקטים בשטח הרישיון.	כ- 30,500	כ- 9,150
	• פיתוח מאגר אפרודיטה.	כ- 4,000,000	כ- 1,200,000

⁵⁰ הסכומים לשנים 2022-2024 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

⁵¹ הסכומים לשנת 2025 ואילך טרם אושרו על-ידי שותפי אפרודיטה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות בבלוק 12 (כולל פיתוח מאגר אפרודיטה), לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצועם, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, המבוססת על הערכות של השותף הכללי לגבי מרכיבי תוכנית העבודה המתבססות כולן על הערכות שקיבלה השותפות מהמפעילה. ביצוע תוכנית העבודה בפועל לרבות לוחות זמנים ועלויות כפוף לאישור השותפים ועשוי להיות שונה מהותית מההערכות לעיל והוא מותנה, בין היתר, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.3.7 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בבלוק 12

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה	הסברים
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	30%	30%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.3.2 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	לפרטים ראו סעיף 7.3.8 להלן.				
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח והפקה בנכס הנפט	31.2%-30.3%	31.2%-30.3%	104%-101%	104%-101%	לפרטים ראו סעיף 7.3.9 להלן.

7.3.8 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מבלוק 12

בטבלה שלהלן מובאים פרטים אודות שיעור ההשתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות מההכנסות שתנבענה בגין גז טבעי שיופק מנכס הנפט, ככל שתהיינה, בהתאם למנגנון החלוקה החדש, על-פי 4 תרחישים תיאורטיים בלבד לפיהם נקבע מקדם ה-R-פקטור על 1, 1.5, 2 ו-2.5. יודגש כי, הנתונים בטבלה שלהלן מבוססים על תחשיבים שבוצעו על-פי הערכות והנחות עבודה שונות, בין היתר בנוגע לקצב ההפקה של הגז הטבעי מהמאגר ומכירתו, עלויות הפיתוח של המאגר והמתקנים, על-פי מידע שהתקבל מהמפעילה, עלויות ההפקה השוטפות ועוד, אשר בפועל עשויות להיות שונות באופן מהותי מההערכות וההנחות שנלקחו בחשבון. יצוין כי, הנתונים המפורטים להלן מבוססים על הנחות שונות בקשר עם תוכנית הפיתוח המעודכנת נכון למועד אישור הדוח, כמפורט בסעיף 7.3.11 להלן.

הערות	R-פקטור 2.5	R-פקטור 2	R-פקטור 1.5	R-פקטור 1	
	100%	100%	100%	100%	סך ההכנסות מתפוקת הגז הטבעי
הנתונים המפורטים בטבלה מבוססים על תחשיבים שנערכו על בסיס הנחות עבודה שונות, בין היתר בנוגע לעלויות הפיתוח והתפעול של הפרויקט, קצב ההפקה והמכירה, מחירי הגז וכו'.	65.89%	54.81%	37.11%	15.75%	חלק רפובליקת קפריסין בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי
	34.11%	45.19%	62.89%	84.25%	חלק השותפים בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי
	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	שיעור ההחזקה של השותפות בנכס הנפט
	10.23%	13.56%	18.87%	25.28%	חלק השותפות בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי, לפני תשלום תמלוגי-על
הצדדים הזכאים לתמלוגים הם דלק אנרגיה, קבוצת דלק, ואחרים שאינם צדדים קשורים. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.26.9 להלן. בהנחה שחישוב ה-R-FACTOR והחזר ההשקעה לצרכי תמלוג העל זהה. יצוין כי, הנתונים המפורטים בטבלה זו חושבו בהתאם לעמדת השותפות, לפיה תמלוגי העל בבזוק 12 חלים ביחס לחלקה של השותפות בתפוקת הגז הטבעי, כלומר לאחר ניכוי חלק המדינה בתפוקה (זאת בניגוד לתמלוגי העל מנכסי הנפט בישראל, שחלים ביחס לחלקה של השותפות בתפוקה לפני	0.97%	1.29%	1.79%	1.14%	תשלום תמלוגי-על לגורמים שונים

הערות	R-פקטור 2.5	R-פקטור 2	R-פקטור 1.5	R-פקטור 1	
תשלום תמלוגי המדינה (לפי חוק הנפט).					
	9.26%	12.27%	17.08%	24.14%	שיעור ההשתתפות האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הנתונים לעיל בדבר שיעור ההשתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות מהכנסות שתנבענה מנכס הנפט, ככל שתהיינה, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך. נתונים אלו מבוססים במידה רבה על הערכות והנחות עבודה שונות, בין היתר, בנוגע לקצב ההפקה של הגז הטבעי מהמאגר, כמויות ומחירי מכירת הגז הטבעי, עלויות הפיתוח של המאגר והמתקנים, עלויות ההפקה השוטפות, ועוד. יודגש כי, נתונים אלו עשויים להיות בפועל שונים באופן מהותי מההערכות וההנחות כאמור, והם מושפעים ומותנים, בין היתר, בהשלמת התכנון המפורט של תוכנית הפיתוח המעודכנת, הביצוע בפועל של הפרויקט ומכלול של גורמים נוספים אשר לשותפות אין שליטה מלאה לגביהם או יכולת להעריכם במידה מספקת של ודאות.

7.3.9 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפושים, פיתוח והפקה

בבלוק 12

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז	פריט
	100%	הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
שיעור של 1.5% בגין הוצאותיה העקיפות של המפעילה מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח, ⁵² בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק. שיעור של 1%-4% מתייחס להוצאות חיפושים. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעילה והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המשולמות למפעילה. שיעור התשלום למפעילה יורד עם עליית הוצאות החיפושים.	4%-1%	המפעילה
	104%-101%	סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט
	30%	שיעורם של מחזיקי

⁵² יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, טרם סוכם השיעור כאמור בקשר עם פעולות ההפקה.

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)		
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	31.2%-30.3%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	31.2%-30.3%	

7.3.10 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושם ופיתוח בבלוק 12 (באלפי דולר)

<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט⁵³</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2022	כ- 6,597	-	כ- 100
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023	כ- 30,370	-	כ- 448
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024	כ- 3,579	-	כ- 78

7.3.11 התוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה

תוכנית הפיתוח המקורית של מאגר אפרודיטה, אשר אושרה כאמור על-ידי ממשלת קפריסין ביום 7.11.2019, כללה הקמת מתקן טיפול והפקה צף מעל המאגר בשטח הרישיון (להלן: "מתקן ההפקה הצף") ומערך הולכה תת-ימי לשוק המצרי. במהלך השנים 2023-2024 ביקשו השותפים לקבל את אישור ממשלת קפריסין לעריכת שינויים במתווה של תוכנית ההפקה המקורית, אך בקשות אלו לא אושרו, ובמהלך תקופה זו לא עמדו השותפים באבן הדרך לביצוע ה- FEED כפי שנקבעה בהסכם הזיכיון באותה עת. על רקע זה, ביום 25.8.2024 קיבלה המפעילה במאגר אפרודיטה הודעת הפרה משר האנרגיה בממשלת קפריסין, לפיה לשותפים במאגר עומדים 3 חודשים לרפא את ההפרה הנטענת (להלן: "תקופת הריפוי"). בעקבות כך,

53 לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל.

נערכו פגישות ושיחות בין נציגי הצדדים, וביום 17.9.2024 נחתם הסכם בין השותפים במאגר לבין ממשלת קפריסין, במסגרתו הוסכמה הקפאת מצב (Standstill), וזאת במטרה להמשיך ולקיים דיונים על מנת לקבל אישור לתוכנית פיתוח מעודכנת שהוכנה על-ידי השותפים על בסיס התוכנית המקורית.

בהמשך לכך, ביום 14.2.2025 אישרה כאמור ממשלת קפריסין את תוכנית הפיתוח המעודכנת, המבוססת על תוכנית הפיתוח המקורית, ולפיה יוקם מתקן ההפקה הצף, עם יכולת הפקה מירבית של כ- 800 MMCF ליום, באמצעות 4 בארות הפקה בשלב הראשון, ושממנו יזרם הגז הטבעי באמצעות צנרת תת-ימית למערכת ההולכה המצרית.

בהתאם להערכה עדכנית של המפעילה במאגר, בטרם סיום בדיקות היתכנות טכניות-כלכליות, לרבות ביצוע ה- Pre-FEED וה- FEED, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח המעודכנת, מוערכת בכ- 4 מיליארד דולר (100%). יודגש כי, הוצאה לפועל של תוכנית הפיתוח המעודכנת והגעה לקבלת החלטת השקעה סופית (FID), מותנים, בין היתר, בביצוע ה- Pre-FEED וה- FEED ובתוצאותיהם, בגיבוש הסדרים מסחריים לפיתוח ולהקמה של הצנרת לייצוא, בחתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי ובהתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, בקבלת אישורים רגולטוריים וכן בגיבוש הסדרים מימוניים. ככל שיתקיימו התנאים המתלים המפורטים לעיל, תחילת אספקת הגז הטבעי מהמאגר צפויה לחול בשנת 2031.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט לעיל, לרבות אודות המועד האפשרי לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח מאגר אפרודיטה, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח המעודכנת, המועד האפשרי לתחילת אספקת הגז הטבעי מהמאגר והיקף ההפקה הצפוי, וכן המידע בדבר האפשרות להתקשרות בהסכמים לייצוא גז טבעי מהמאגר על בסיס מזכר ההבנות, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך. מידע זה מבוסס על הערכות והנחות עבודה של השותפות ושל המפעילה במאגר, Chevron Cyprus Limited ("המפעילה"), אשר אין כל ודאות כי יתממשו, כולן או חלקן, ואשר עשויות להתממש באופן שונה מהותית מהאמור לעיל, וזאת עקב גורמים שונים, וביניהם: קבלת החלטת השקעה (FID) על-ידי השותפים; קשיים רגולטוריים ואחרים בקבלת האישורים הנדרשים להקמת תשתית ההולכה החוצה גבולות, לרבות אישורי הרשויות בקפריסין ובמצרים; שינויים בתנאי השוק המקומי והעולמי, לרבות שינויים במחירי האנרגיה ובביקושים; שינויים גיאופוליטיים או במצב הביטחוני באזור; קשיים תפעוליים או טכניים בפיתוח המאגר ובהקמת התשתיות; שינויים בהיקף או בקצב צריכת הגז הטבעי בשווקי היעד; אי הגעה להסכמות מסחריות מחייבות עם EGAS או עם צדדים שלישיים נדרשים אחרים; והתממשות איזה מגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי. לפיכך, אין כל ודאות כי המידע המפורט לעיל יתממש, והוא עשוי להתממש באופן שונה מהותית מהאמור לעיל. יובהר כי, ההערכות וההשערות כאמור עשויות להתעדכן ואף להשתנות באופן מהותי בהמשך, או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מתנאים תפעוליים או תנאי שוק או תנאים רגולטוריים או מהתממשות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.30 להלן.

בהמשך לאישור תוכנית הפיתוח המעודכנת ותיקון הסכם הזיכיון ביום 14.2.2025, ביום 17.2.2025 חתמו השותפים במאגר, יחד עם ממשלת קפריסין, חברת ההידרוקרבונים של קפריסין (CHC), ממשלת מצרים וחברת הגז הלאומית המצרית (EGAS), על מזכר הבנות בלתי מחייב המתווה את המסגרת להמשך המשא ומתן בקשר עם יצוא הגז הטבעי מהמאגר למצרים, לרבות הקמת תשתית ההולכה הנדרשת והסדרי המכירה. על-פי מזכר ההבנות, EGAS תשמש כרוכשת בלעדית של הגז הטבעי שיופק מהמאגר, כאשר לשותפים תוענק אפשרות לרכוש כמויות

7.3.12

מסוימות מהגז שיימכר ל- EGAS כגז טבעי נזלי (LNG). כמו כן, כולל מזכר ההבנות עקרונות בקשר עם הקמת תשתית ההולכה הנדרשת והסדרי המכירה, אשר יעוגנו בהסכמים מפורטים המיועדים להיחתם בין הצדדים בהמשך.

משאבים מותנים ומנובאים המיוחסים לנכס הנפט בלוק 12 בקפריסין

7.3.13

בעקבות השלמת קידוח ההערכה A-3 פרסמה השותפות ביום 5.9.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-102990) דוח הערכת משאבים מותנים ומנובאים שנערך על-ידי NSAI, והוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "**דוח המשאבים**"). דוח המשאבים מתייחס למשאבים המצויים בשטח המים הכלכליים של קפריסין בלבד. על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.8.2023, רוב המשאבים של גז טבעי וקונדנסט המיוחסים למאגר אפרודיטה שבשטח בלוק 12 הוכחו בקידוח A-3 ובקידוחים קודמים במאגר, ולפיכך סווגו כמשאבים מותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), בעוד שחלק קטן מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט המיוחסים לנכס הנפט לא הוכחו ולפיכך סווגו כמשאבים מנובאים. לפרטים אודות המשאבים המיוחסים לנכס הנפט בלוק 12 ראו בדוח המשאבים, אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. מצ"ב **כנספת ד'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפניה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ- NSAI ביחס למשאבים האמורים.

7.4 פרויקט ים תטיס

7.4.1 רקע

פרויקט ים תטיס כולל את חזקת נועה שבשטחה התגלה בשנת 1999 מאגר הגז הטבעי "נועה", וחזקת אשקלון שבשטחה התגלו המאגרים מרי B ופינקלס בשנים 2000 ו-2012, בהתאמה. הפקת הגז הטבעי בפרויקט ים תטיס החלה בחודש מרץ 2004 והופסקה בחודש מאי 2019, בעקבות מיצוי (Depletion) המאגרים.

נכון למועד אישור הדות, משמשים נכסי הפרויקט בעיקר למתן שירותי תשתית למאגר תמר, בהתאם להסכם שנחתם ביום 23.7.2012 בין השותפות ביחד עם יתר שותפי ים תטיס לבין שותפי תמר. במסגרת הסכם שימוש שנחתם בין הצדדים, העניקו שותפי ים תטיס לשותפי תמר זכויות שימוש במתקנים הקיימים בפרויקט, תמורת תשלום בסך כולל של 380 מיליון דולר (להלן: "**הסכם השימוש**"). תקופת הסכם השימוש תסתיים במועד המוקדם מבין: (א) פקיעה או סיום של חזקת תמר ובמקרה בו יפותח שדה דלית, באופן שיעשה שימוש במתקני ים תטיס, אזי פקיעה או סיום של חזקת דלית; (ב) מתן הודעה על-ידי שותפי תמר על הפסקה קבועה בהפקה מסחרית של גז מפרויקט תמר; ו- (ג) נטישת פרויקט תמר. בהסכם השימוש נקבעו הוראות שונות ביחס לתקופת השימוש וביחס לסיום תקופת השימוש, לרבות מנגנון התחשבות בגין שדרוגים שיבוצעו

במסגרת מכירת יתרת זכויות השותפות בחזקות 1/12 "תמר" ו- 1/13 "דלית" (להלן: "חזקות תמר ודלית") המחתה השותפות לרוכשות את זכויותיה בהסכם השימוש כשותפה בפרויקט תמר. לאור האמור, השותפות רואה בפרויקט ים תטיס כנכס נפט זניח.

במהלך שנת 2021, החלה המפעילה לבצע פעולות של הוצאה מכלל שימוש (decommissioning) של מתקני הפרויקט, למעט הפלטפורמה, שני צינורות גז תת-ימיים (להלן: "שני צינורות הגז התת-ימיים") ומתקן הקבלה, בהתאם לתוכנית שאושרה על-ידי הממונה על ענייני הנפט. בחודש יולי 2024 הודיעה המפעילה לשותפים כי הפעולות האמורות הושלמו, וכי דוחות מסכמים הוגשו לממונה על ענייני הנפט. במקביל, מתקיים דיון אודות שימושים עתידיים אפשריים ו/או הוצאה מכלל שימוש של פלטפורמת ים תטיס וזאת בשים לב לזיקה המתקיימת בין מתקני פרויקט ים תטיס לבין ההפקה מפרויקט תמר. עלות פעולות ההוצאה מכלל שימוש של מתקני ים תטיס, למעט הפלטפורמה, שני צינורות הגז התת-ימיים ומתקן הקבלה החופי כאמור, הסתכמה לסך של כ- 273 מיליון דולר (100%). בנוסף, בהתאם לבקשתו, הוצג לממונה על ענייני הנפט סקר השוואתי, אשר נערך על-ידי מומחה בלתי תלוי, התומך בהשארת שני צינורות הגז התת-ימיים, וזאת לאחר שנשטפו ונאטמו בהתאם לתוכנית שאושרה על-ידי הממונה על ענייני הנפט כאמור. על-פי חוות דעת המומחה, העלות הכרוכה בהוצאה של שני צינורות הגז התת-ימיים צפויה להסתכם בכ- 45 מיליון דולר (100%). נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבל אישור הממונה על ענייני הנפט בקשר עם סיום פעולות ההוצאה מכלל שימוש של פרויקט ים תטיס, ובכלל זאת, בקשר עם שני צינורות הגז התת-ימיים.

לכרטיס אודות טיטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה להערות הציבור, ראו סעיף 7.24.9 להלן.

לאור סיווגו של הפרויקט כנכס נפט זניח, יובא תיאור מצומצם שלו, כדלקמן:

7.4.2 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכסי הנפט:	חזקת נועה. חזקת אשקלון.
מיקום:	חזקת אשקלון – כ- 25 ק"מ מערבית לחופי אשקלון. חזקת נועה – כ- 40 ק"מ מערבית לחופי אשקלון.
שטח:	השטח הכולל של החזקות הינו כ- 500 קמ"ר.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	חזקת אשקלון – 11.6.2002 חזקת נועה – 10.2.2000

⁵⁴ במתווה הגז נקבע כי בעלי הזכויות בחזקת תמר יהיו רשאים להשתמש באסדת מרי B לכל תקופת חזקת תמר, לצורך יצוא או אספקה למשק המקומי של גז טבעי ממאגר תמר, בכפוף לתנאים שנקבעו במתווה הגז.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט: חזקת אשקלון – 10.6.2032 חזקת נועה – 31.1.2030	
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט: חזקת אשקלון – 10.6.2032 חזקת נועה – 31.1.2030	
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת הארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ב- 20 שנים נוספות.
ציון שם המפעיל (OPERATOR):	שברון.
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ השותפות (48.50%). ▪ שברון (47.059%). ▪ קבוצת דלק (4.441%).

7.4.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפריקט ים תטיס

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת נועה ובחזקת אשקלון מיום 1.1.2022 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

פריקט ים תטיס			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁵⁵	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2022	<ul style="list-style-type: none"> • המשך אטימה ונטישה של בארות ההפקה של הפריקט, והוצאה מכלל שימוש של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 106,550	כ- 51,677
	<ul style="list-style-type: none"> • פעולות שונות נוספות, לרבות בחינת שימושים אפשריים בתשתיות הקיימות של הפריקט. 		
2023	<ul style="list-style-type: none"> • סיום אטימה ונטישה של בארות ההפקה של הפריקט והמשך הוצאה מכלל שימוש של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 15,906	כ- 7,715
	<ul style="list-style-type: none"> • פעולות שונות נוספות, לרבות בחינת שימושים אפשריים בתשתיות הקיימות של הפריקט. 		
2024	<ul style="list-style-type: none"> • סיום הוצאה מכלל שימוש של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה ולהנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 3,460	כ- 1,678
	<ul style="list-style-type: none"> • עריכת סקרים של שלמות הנדסית (asset integrity) בהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט עד לשנת 2029. 	כ- 1,500	כ- 728

55 הסכומים לשנים 2022-2024 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

פרויקט ים תטיס			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁵⁵	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	<ul style="list-style-type: none"> פעולות שונות נוספות, לרבות בחינת שימושים אפשריים בתשתיות הקיימות של הפרויקט, ובכלל זאת סקר השוואתי לבחינת חלופות להוצאה מכלל שימוש שני צינורות הגז התת-ימיים. 		
2025 ואילך ⁵⁶	<ul style="list-style-type: none"> עריכת סקרים של שלמות הנדסית (asset integrity) בהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט עד לשנת 2029. 		
	<ul style="list-style-type: none"> הוצאה מכלל שימוש של הפלטפורמה ושל הצנרת התת-ימית בתום השימוש בה, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 109,002	כ- 52,866
	<ul style="list-style-type: none"> הוצאה מכלל שימוש של מתקן הקבלה היבשתי בתום השימוש בו, בהתאם לתקינה ולהנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 8,843	כ- 4,288
	<ul style="list-style-type: none"> פעולות שונות נוספות, לרבות בחינת שימושים אפשריים בתשתיות הקיימות של הפרויקט. 		

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט לעיל אודות הפעולות המתוכננות בפרויקט ים תטיס בשנת 2025 ואילך, לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצוע, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות של השותפות לגבי מרכיבי תוכנית העבודה המתבססות כולן על הערכות שקיבלה השותפות מהמפעילה. ביצוע תוכנית העבודה בפועל לרבות לוחות זמנים ועלויות עשוי להיות שונה מהותית מההערכות לעיל, עקב גורמים שאינם בשליטת השותפות התלויים, בין היתר, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.5 זכות לתמלוגי-על מחזקות תנין וכריש

7.5.1 רקע

כמפורט להלן, לשותפות זכויות לקבלת תמלוגי-על מחזקות תנין וכריש אשר בבעלות Energean Israel Ltd. (להלן: "אנרג'יאן ישראל"). יובהר כי, התיאור המובא להלן ביחס לחזקות תנין וכריש מבוסס בעיקרו על פרסומים פומביים של אנרג'יאן, חברה ציבורית זרה שמניותיה נסחרות בבורסה בתל-אביב ובבורסת לונדון, שהיא, למיטב ידיעת השותפות, בעלת השליטה באנרג'יאן ישראל. עוד יובהר כי, אין ביכולת השותפות לאמת את נכונות הפרטים המובאים בפרסומים אלו באופן עצמאי.

⁵⁶ יצוין כי, תקציבים אלה הינם אומדנים של השותפות, וכי נכון למועד אישור הדוח טרם אושר על-ידי שותפי ים תטיס.

בעקבות החלטת הממשלה לאשרור מתווה הגז, ביום 16.8.2016 נחתם הסכם בין השותפות ואבנר לבין אנרג'יאן ישראל, למכירת כלל זכויות השותפות, אבנר ושברון בחזקות תנין וכריש, תמורת תשלום, המהווה החזר הוצאות העבר שהושקעו בחזקות על-ידי השותפות, אבנר ושברון בתוספת תמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות. לאחר התקיימות כל התנאים המתלים, ביום 26.12.2016 הושלמה העסקה והועברו מלוא הזכויות (למעט בקשר עם יצוא גז טבעי מישראל) בחזקות לאנרג'יאן ישראל. לפרטים אודות ההסכם כאמור, ראו סעיף 7.26.10 להלן.

נכון ליום 31.12.2024, רואה השותפות בתמלוג-העל מחזקת תנין ובתמלוג-העל מחזקת כריש נכסי נפט זניחים לתוצאות פעילות השותפות ולעסקיה, וזאת לאחר שהשותפות ערכה בחינה כמותית ממנה עולה, בין היתר, כי: (א) החלק המיוחס לשותפות בעתודות ובמשאבים המותנים המצויים בשטח חזקת תנין ובשטח חזקת כריש מהווים, בהתאמה, פחות מ- 1% ו- 2% מסך כמות העתודות והמשאבים המותנים המיוחסת לכל נכסי הנפט של השותפות; ו- (ב) הערך הנוכחי של תזרימי המזומנים המיוחסים לתמלוג-העל בחזקת תנין ומתמלוג-העל בחזקת כריש מהווים, בהתאמה, פחות מ- 1% ו- 5% מסך הערך הנוכחי הנקי המיוחס לכלל נכסי הנפט של השותפות הכוללים עתודות או משאבים מותנים.⁵⁷ בנוסף, גם מבחינה איכותית יש לראות בנכס זניח, וזאת לאור העובדה כי זכויות השותפות בחזקות תנין וכריש הינן פסיביות, וכי אין לה יכולת להשפיע על הפעילות בהן. לאור סיווגה של טובת ההנאה בחזקות כנכס נפט זניח, מובא להלן תיאור מצומצם של חזקות תנין וכריש.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	חזקת תנין. חזקת כריש.
מיקום:	נכסים ימיים המצויים כ- 80-130 קילומטר מערבית לחופי העיר נהריה.
שטח:	השטח הכולל של שתי החזקות יחדיו הינו כ- 500 קמ"ר.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	24.12.2015 בתוקף מיום 11.8.2014 (תוקן ביום 25.4.2017)
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	10.8.2044
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	10.8.2044
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת –	ב- 20 שנים נוספות, בכפוף לחוק הנפט.

⁵⁷ לצורך חישוב הערך הנוכחי הנקי של התזרימים מנכסי הנפט נלקחו בחשבון שיעורי ההיוון הבאים (אחרי מס): פרויקט לווייתן – 10%; פרויקט אפרודיטה – 13.6%; תמלוג על מחזקות תנין וכריש (לפני מס) – 11.4% (לפרטים ראו נספח ב' לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה) וביאור ב8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)).

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
	יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:
אנרג'יאן ישראל.	ציון שם המפעיל (OPERATOR):
אנרג'יאן ישראל (100%).	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
-	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
השותפות זכאית לתמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
כ- 5.12% לפני תשלום היטל רווחי נפט מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן: "ההיטל") ולפני מועד החזר ההשקעה;	ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
כ- 2.47% לפני תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה;	
כ- 3.22% עם תחילת תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה.	
-	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

7.5.3 תוכניות הפיתוח של חזקות תנין וכריש והמשאבים המיוחסים להן

למיטב ידיעת השותפות, תוכנית הפיתוח המקורית לחזקות תנין וכריש שהוגשה על-ידי אנרג'יאן ישראל לממונה על ענייני הנפט, אושרה על-ידי משרד האנרגיה בחודש אוגוסט 2017 (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח המקורית"), ובה מתואר שמאגר כריש יפותח תחילה ובהמשך יפותח מאגר תנין.⁵⁸

במהלך שנת 2018 קיבלה אנרג'יאן החלטת השקעה סופית בנוגע לפיתוח מאגר כריש באמצעות מתקן הפקה ואחסון צף (FPSO). ביום 26.10.2022 דיווחה אנרג'יאן על הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש, וביום 28.10.2022 החלה למכור גז ללקוחותיה. על-פי נתונים שפרסם משרד האנרגיה, במהלך שנת 2022 שיווקה אנרג'יאן 0.29 BCM גז טבעי שהופק משדה כריש. לפי דיווח אנרג'יאן מחודש ינואר 2024, במהלך שנת 2023 הפיק מאגר כריש כ- 4.4 BCM. ביום 29.2.2024 דיווחה אנרג'יאן על הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש צפון.

כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, הנתונים המעודכנים בנוגע למשאבים המיוחסים למאגרים תנין, כריש וכריש צפון פורסמו על-ידי אנרג'יאן בחודש מרץ 2024.⁵⁹ על-פי דיווח זה, כוללים

⁵⁸ https://www.gov.il/he/Departments/news/spokesperson_development

⁵⁹ <https://www.energean.com/media/5770/energean-israel-cpr.pdf>

המאגרים האמורים עתודות גז טבעי (2P) בהיקף של כ- 96.3 BCM ונוזלים פחמימניים בהיקף של כ- 98.3 מיליון חביות.

לפרטים אודות הערכת שווי מהותית מאוד בדבר זכות התמלוגים של השותפות מחזקות תנין וכריש, ראו ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) וכן נספח ב' בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

יודגש כי, השותפות, כבעלת זכות לתמלוגים, אינה נושאת בהוצאות תוכנית הפיתוח של המאגרים.

7.5.4 מחלוקות עם אנרג'יאן

בין אנרג'יאן לשותפות הוחלפו מספר מכתבים בקשר לטענות שהעלתה אנרג'יאן ביחס לזכויות השותפות לקבלת תמלוגים מחזקות תנין וכריש. לטענת אנרג'יאן: (א) תמלוג-העל של השותפות אינו חל ביחס למאגר כריש צפון (להבדיל ממאגר כריש); ו- (ב) לא כל הנוזלים הפחממניים שיופקו מחזקת כריש הם בגדר קונדנסט על-פי הסכם המכר הכפוף לחובת תשלום תמלוגים. לעמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, לרבות ממאגר כריש צפון, וכי כלל הנוזלים הפחממניים אשר עתידים להיות מופקים מהמאגרים שבשטח החזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם הכפוף לתמלוגים. ממועד תחילת ההפקה ועד למועד אישור הדוח, שילמה אנרג'יאן לשותפות תמלוגים בגין הקונדנסט המופק מחזקת כריש (לרבות ממאגר כריש צפון), "תחת מחאה".

אזהרת מידע צופה פני עתיד - התיאור לעיל בעניין הפעולות המתוכננות בחזקת כריש, לרבות לוחות זמנים לביצוען, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, ומבוסס על פרסומים פומביים של אנרג'יאן בלבד. ביצוע תוכנית העבודה בפועל, לרבות לוחות הזמנים, עשוי להיות שונה מהותית מהמפורט לעיל והוא מותנה, בין היתר, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.5.5 להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקות תנין וכריש מיום 1.1.2022 ועד למועד אישור הדוח וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות, בהתאם לדיווחי אנרג'יאן ולמיטב ידיעת השותפות. הואיל והשותפות אינה נושאת בעלויות הפיתוח וההפקה בחזקות תנין וכריש, לא מובאים בטבלה שלהלן נתונים בדבר תקציב הפעולות והיקף ההשתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב:

חזקות תנין וכריש			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2022	<ul style="list-style-type: none"> סיום התקנת והרצת מערכות ההפקה והטיפול בגז וקונדנסט על גבי גוף ה-FPSO בסינגפור. 		
	<ul style="list-style-type: none"> הפלגה של ה-FPSO על מערכתיו לישראל. 		
	<ul style="list-style-type: none"> השלמת חיבור מערכות ההפקה והרצתן. 		
	<ul style="list-style-type: none"> תחילת הפקה מסחרית מחזקת כריש, תפעול ותחזוקה שוטפים. 		
2023	<ul style="list-style-type: none"> קידוח באר הערכה ופיתוח בחזקת כריש והשלמת קידוח כריש צפון-1. 		
	<ul style="list-style-type: none"> התקנת רייזר יצוא שני, המחבר בין מתקן ההפקה לבין צנרת הייצוא. 		
	<ul style="list-style-type: none"> המשך הפקה מסחרית מחזקת כריש, תפעול ותחזוקה שוטפים. 		
2024	<ul style="list-style-type: none"> חיבור באר ההפקה בכריש צפון ל-FPSO. 		
	<ul style="list-style-type: none"> תחילת הפקה מבאר כריש צפון-1. 		
2025 ואילך	<ul style="list-style-type: none"> המשך פעילות תפעול והפקה מחזקת כריש. 		
	<ul style="list-style-type: none"> התקנה ותחילת הרצה של מתקן שני לטיפול בנוזלים. 		
	<ul style="list-style-type: none"> סיום הרצה של מתקן שני לטיפול בנוזלים. 		
2025 ואילך	<ul style="list-style-type: none"> קדיחת קידוחי הפקה נוספים בחזקת כריש, ככל שיידרש. 		
	<ul style="list-style-type: none"> פיתוח חזקת תנין, לרבות קדיחת בארות הפקה, ייצור והתקנה של מערכת תת-ימית וחיבורה ל-FPSO. בהקשר זה יצוין כי, בהתאם לפרסומי אנרג'יאן, תחילת ההפקה מחזקת תנין צפויה בשנת 2029. 		

7.6 רישיון החיפוש Boujdour Atlantique, הנמצא באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו (להלן: "רישיון בוז'דור")

7.6.1 רקע

ביום 6.12.2022 חתמה השותפות ביחד עם חברת Adarco Energy Limited⁶⁰ (להלן: "אדרקו") על הסכמים בנוגע לפעילות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי ברישיון החיפוש Boujdour Atlantique, הנמצא באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו (להלן בסעיף זה: "נכס הנפט" או "הרישיון")⁶¹, עם המשרד הלאומי להידרוקרבונים ומכרות של מרוקו (Office National des Hydrocarbures et des Mines, "ONHYM") (להלן בסעיף זה: "ההסכמים"). ההסכמים מקנים, בין היתר, לשותפות ולאדרקו (כל אחת) 37.5% מהזכויות ברישיון, כשיתרת הזכויות ברישיון, בשיעור של 25%, מוקנית ל-ONHYM, בהתאם לאסדרה הקיימת במרוקו. ביום 1.6.2023 חתמה ניו-מד מרוקו, על ההסכמים חלף השותפות ונכנסה בנעליה.

כמו כן, מקנים ההסכמים לשותפות, לאדרקו ול-ONHYM זכות לחפש הידרוקרבונים בשטח הרישיון לתקופה בת 8 שנים, בכפוף לעמידה בתוכנית עבודה, הניתנת להארכה במקרה של תגלית. ניו-מד מרוקו הינה המפעילה ברישיון.

במהלך תקופת החיפושים, השותפות ואדרקו יישאו, בנוסף לחלקם היחסי בעלויות, גם בעלויות בגין חלקה של ONHYM, בהתאם לאסדרה הקיימת במרוקו. כמו כן, ההסכמים עם ONHYM כוללים הוראות נוספות, בין היתר, בנוגע לבונוסים המשולמים ל-ONHYM בהתאם לעמידה באבני דרך של תפוקה מהרישיון, תמלוגים למדינת מרוקו, קנסות במקרה של אי עמידה בהתחייבויות לפי ההסכמים, ערבויות, יציבות בנוגע לתנאים כלכליים, התחייבויות להכשרה מקצועית בשוק המקומי, וכן הוראות בנוגע לתפעול המשותף של הרישיון.

ביום 2.1.2023 אישרה האסיפה כללית של בעלי היחידות את התקשרות השותפות בהסכמים, אשר מותנים גם בקבלת אישור משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו.

יצוין כי, בחודש דצמבר 2022 העמידה השותפות לטובת ONHYM ערבות בנקאית בסך של כ-1.75 מיליון דולר (100%).

עוד יצוין כי, הרישיון נמצא מול חופי אזור המכונה היסטורית לעיתים בשם "הסהרה המערבית", אשר ריבונותו על-פי האו"ם נתונה במחלוקת. בחודש דצמבר 2020 נחתם הסכם נורמליזציה בין ישראל ומרוקו אשר במסגרתו, בין היתר, הכירו ישראל וארצות הברית בריבונות מרוקו באזור זה. יצוין כי, בהתאם לאסטרטגיה של השותפות בהיבטי סביבה, חברה וממשל (Environment, Social and Governance להלן: "ESG"), התקשרה השותפות עם חברת יעוץ בינלאומית על מנת לבחון את משמעויות פעילותה באזור זה, ובפרט לוודא שהשותפות פועלת בהתאם לעקרונות שהותוו על-ידי האו"ם לרווחת תושבי האזור.

⁶⁰ כפי שנמסר לשותפות על-ידי אדרקו, אדרקו הינה חברה בשליטת מר יריב אלבז (משקיע מרוקאי) ובני משפחתו.
⁶¹ יצוין כי, הרישיון כולל בפועל 17 שטחי רישיונות שונים.

בחדש יולי 2024 נמסר לשותפים ברישיון כי משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא של מרוקו העניק להם את הזכויות בו.

נכון למועד אישור הדוח, רואה השותפות את הרישיון כנכס נפט זניח ביחס לכלל פעילות השותפות ונכסיה, ולפיכך מובא להלן תיאור מצומצם שלו. הפרטים בדבר נכס הנפט המובאים להלן מתייחסים לשיעור אחזקותיה של השותפות בנכס הנפט באמצעות ניו-מד מרוקו.

7.6.2 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	Boujdour Atlantique.
מיקום:	שטח ימי בדרום המים הכלכליים של מרוקו (ראו בסעיף 2.9 לעיל מפה של נכס הנפט).
שטח:	כ- 33,815 קמ"ר.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המתורות לפי סוג זה:	רישיון חיפוש והפקה.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	1.6.2023
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	30.11.2025
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	ההסכמים מקנים את הזכות לבצע חיפושי נפט ו/או גז טבעי בשטח הבלוק לתקופה של 8 שנים סך הכל – תקופה ראשונית – שנתיים וחצי (קרי, 30.11.2025); הארכה ראשונה (בכפוף להחלטת השותפות, ובכפוף להתחייבות לתוכנית העבודה של התקופה השניה) – שנתיים; הארכה שניה (בכפוף להחלטת השותפות, ובכפוף להתחייבות לתוכנית עבודה של התקופה השלישית) – שלוש שנים וחצי.
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	קיימת אפשרות לבקש הארכה מיוחדת במקרה בו נמצאו הידרוקרבונים ויש צורך בשהות נוספת לבחינת כלכליות.
ציון שם המפעיל (OPERATOR):	ניו-מד מרוקו.
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	<ul style="list-style-type: none"> ■ ניו-מד מרוקו – 37.5% (חברה פרטית בבעלות מלאה (100%) של השותפות). ■ אדרקו – 37.5%. ■ ONHYM – 25%.
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	-
תיאור מהות ואופן החזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באמצעות ניו-מד מרוקו ב- 37.5% מהזכויות ברישיון.
ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט: ⁶²	לפני מועד החזר השקעה – 34.5%;

⁶² זכויות השותפות בנכס הנפט כפופות לתמלוגים המשולמים למדינת מרוקו. בהתאם לאסדרה המקומית במרוקו, גובה התמלוג תלוי בעומק המים בקידוח ובמצאים (גז או נפט). בקידוח שבו עומק המים עולה על 200 מטר ישולמו במקרה של תגלית נפט תמלוגים בשיעור שנתי של 7%. לעומת זאת, במקרה של תגלית גז בעומק האמור או יותר ישולם תמלוג בשיעור של

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
לאחר מועד החזר השקעה – 32.63%	
-	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

7.6.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברישיון בוז'דור

להלן תיאור תמציתי של פעולות בפועל ומתוכננות, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה:

רישיון בוז'דור			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
30 חודשים מיום הענקת הרישיון	<ul style="list-style-type: none"> • ניתוח גיאולוגי וגיאופיסי ברישיון לרבות עיבוד מחדש של נתונים סייסמים (2D+3D) ועבודות בהיבטי ESG. 	כ- 6,100 ⁶³	כ- 4,700
	<ul style="list-style-type: none"> • קבלת החלטת קידוח חיפוש בשטח הרישיון (drill or drop). 		
הארכה ראשונה – 24 חודשים מסיום התקופה הראשונה	<ul style="list-style-type: none"> • קדיחת קידוח חיפוש ראשון. 	כ- 25,000	כ- 12,500
הארכה שניה – 42 חודשים מסיום התקופה השניה	<ul style="list-style-type: none"> • קדיחת קידוח חיפוש/ הערכה. 	כ- 25,000	כ- 12,500

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע בדבר הפעולות המתוכננות ברישיון בוז'דור, לרבות לעניין העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר מבוסס על המידע הקיים אצל השותפות במועד אישור הדוח, וכולל הערכות והשערות של השותפות נכון למועד אישור הדוח. ביצוע תוכנית העבודה בפועל, לרבות לוחות הזמנים והעלויות, עשוי להיות שונה מהותית מהמידע המפורט לעיל, והדבר מותנה, בין היתר, בתנאי השוק, ברגולציה, בנסיבות חיצוניות רבות, ובכלל זאת בצרכים טכניים, ביכולת טכנית, בממצאים

3.5% חובת תשלום התמלוג חלה ביחס לכמויות שעולות על 500,000 טון נפט או 0.5 BCM גז טבעי. הנתונים בטבלה לעיל חושבו בהנחה של תגלית גז (קרי, תמלוג בשיעור של 3.5%). עוד יצוין כי, בהתאם לאסדרה במרוקו, קיים פטור ממס חברות לתקופה של 10 שנים לאחר תחילת הפקה, ולאחר מכן משולם מס חברות בשיעור של 31% (הן בתגלית גז והן בתגלית נפט). נכון למועד אישור הדוח, מתוך תקציב זה אישרו השותפים ברישיון בוז'דור סך של כ- 4.7 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 4 מיליון דולר) לשנים 2024-2025.

חדשים שיתגלו ובכדאיות כלכלית.

7.7 רישיונות חיפוש במקבץ "ו", בשטח בלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, במים הכלכליים של מדינת ישראל (להלן: "הרישיונות במקבץ ו")

7.7.1 רקע

ביום 29.10.2023 הודיע הממונה על ענייני הנפט לשותפות ולחברות State Oil Company of Azerbaijan Republic (להלן: "SOCAR") ו-BP (להלן יחד בסעיף זה: "השותפים") על זכיית ההצעה שהגישו בקשר עם הרישיונות במקבץ "ו", במסגרת ההליך התחרותי הרביעי לחיפוש גז טבעי באזור הצפון-מערבי של המים הכלכליים של מדינת ישראל, המזכה אותם לקבל 6 רישיונות חיפוש בבלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, המצויים בים התיכון, בשטח המים הכלכליים של ישראל (להלן בסעיף זה: "הרישיונות").

יצוין כי, השותפים ממשיכים לפעול בהתאם לתנאי הסכם אשר הסדיר, בין היתר, את תנאי ההצעה כאמור, וכן קבע עקרונות להסכם התפעול המשותף אשר צפוי להיחתם לאחר הענקת הרישיונות.

ביום 18.12.2023 אישרה האסיפה כללית של בעלי היחידות את השתתפות השותפות בפעולות חיפושים והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח הרישיונות.

בהתאם, בחודש דצמבר 2023 העמידו השותפים ערבות בסך של 5 מיליון דולר (100%) וכן שילמו את מענק החתימה למשרד האנרגיה בסך של כ- 5 מיליון דולר (100%).

עקב מלחמת חרבות ברזל שנמשכה לאורך כל שנת 2024 התעכב הליך הנפקת הרישיונות, ולהערכת השותפות הענקת הרישיונות צפויה עד לסוף חודש מרץ 2025.

להלן מובאים פרטים נוספים בדבר הרישיונות. נכון למועד אישור הדוח, רואה השותפות את הרישיונות כנכס נפט זניח ביחס לכלל פעילות השותפות ונכסיה, ולפיכך מובא להלן תיאור מצומצם של הרישיונות, בהתאם למתכונת הגילוי הנדרשת ביחס לנכס נפט זניח.

7.7.2 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	מקבץ "ו" (בלוקים 4, 5, 6, 7, 8 ו-11).
מיקום:	האזור הצפון-מערבי של המים הכלכליים של מדינת ישראל בים התיכון.
שטח:	השטח הכולל של מקבץ הרישיונות הוא 1,677 קמ"ר.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	נכס הנפט כולל 6 רישיונות, בהתאם להוראות חוק הנפט. רישיון מקנה לבעליו, בכפוף להוראות חוק הנפט: (1) זכות לחפש נפט בשטח הרישוי; (2) זכות לערוך, במידה ובתנאים שיקבע המנהל, פעולות חיפוש מחוץ לשטח הרישוי, שיש בהן כדי להעמיד על סיכויי הנפט שבתוך השטח הרישוי; ובכל הנוגע לזכות זו יהיה דינו של בעל הרישיון כדין בעל היתר מוקדם; (3) זכות ייחודית לקדוח קידוחי ניסיון וקידוחי פיתוח בשטח הרישוי ולהפיק ממנו נפט; ו- (4) זכות לקבל חזקה לאחר שהגיע לתגלית בשטח הרישוי.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
טרם הוענקו.	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:
3 שנים ממועד ההענקה.	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
-	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
3 שנים ממועד ההענקה.	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
בהתאם להוראות חוק הנפט, ניתן להאריך את הרישיון עד ל- 7 שנים מתאריך ההענקה המקורי, עם אפשרות להארכה של עד שנתיים נוספות במקרה של תגלית.	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:
SOCAR.	ציון שם המפעיל (OPERATOR):
<ul style="list-style-type: none"> ▪ השותפות – 33.33%; ▪ SOCAR – 33.34%, למיטב ידיעת השותפות, בעלת השליטה ב-SOCAR היא ממשלת רפובליקת אזרבייג'ן; ▪ BP – 33.33%, למיטב ידיעת השותפות, בעלת השליטה בשרשור של BP היא BP plc, שהיא חברה ציבורית שמניותיה נסחרות בבורסה בלונדון וכן בבורסות בפרנקפורט ובניו יורק, ואין לה בעל שליטה. 	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
חלק יחסי (33.33%) מבנוס החתימה אשר ישולם למדינה בסך כולל של כ- 5 מיליון דולר (100%).	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
השותפות תחזיק במישרין ב- 33.33% מהזכויות ברישיון.	תיאור מהות ואופן החזקה של השותפות בנכס הנפט:
זכויות השותפות בנכס הנפט כפופות לתשלום תמלוגים למדינת ישראל ולבעלי זכות לתמלוגים הכוללים, בין היתר, את קבוצת דלק, כמפורט בסעיף 7.26.9 להלן. להלן החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט, לאחר ניכוי התמלוגים: לפני מועד החזר השקעה – 27.66%; לאחר מועד החזר השקעה – 26.00%.	ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
-	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

7.7.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברישיונות

להלן פרטים בדבר הפעולות המתוכננות בנכס הנפט והעלויות בגין (100%), כפי שנכללו בהצעה שהוגשה על-ידי השותפים במסגרת ההליך התחרותי. על-פי תנאי ההליך כאמור, פעולות אלו מהוות את תוכנית העבודה המחייבת בנכס הנפט:

הרישיונות			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2025-2026	רכישה, ביצוע ועיבוד של סקרים סיסמיים ועבודות נוספות.	כ- 25,000	כ- 8,333

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות, לרבות לעניין העלויות המוערכות, לוחות הזמנים ועצם ביצועם, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, המבוסס, בין היתר, על הערכות השותפות לגבי מרכיבי תוכנית העבודה כפי שסוכמו בין השותפים טרם הגשת ההצעה להליך התחרותי. ביצוע תוכנית העבודה בפועל, לרבות לוחות הזמנים והעלויות, עשוי להיות שונה מהותית מההערכות המפורטות לעיל, והוא מותנה, בין היתר, בתנאי השוק, ברגולציה, בנסיבות חיצוניות רבות, בצרכים טכניים, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.8 בלוק Han Asparuh 1-21 המצוי בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור (להלן:

"רישיון בולגריה" או "הבלוק")

7.8.1 רקע

א. בחודש נובמבר 2024 התקשרה השותפות בהסכם לרכישת זכויות בשיעור של 50% ברישיון שהוענק על-ידי ממשלת בולגריה ביחס לשטח הבלוק, זכויות בהסכם לחיפושי גז טבעי ונפט בשטח הבלוק שנחתם עם ממשלת בולגריה, וזכויות בהסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement, JOA) אשר יחול בין השותפים בבלוק (להלן בסעיף זה: "הסכם רכישת הזכויות" או "ההסכם"). ההסכם נחתם בין ניו-מד בלקן (להלן בסעיף זה: "הרוכשת") לבין OMV Offshore Bulgaria GmbH (להלן בסעיף זה: "OMV Bulgaria" או "המוכרת"), חברה בת של OMV Petrom, אשר למיטב ידיעת השותפות הינה חברה ציבורית הנסחרת בבורסת בוקרשט ברומניה ונחשבת לתאגיד האנרגיה הגדול ביותר באזור דרום-מזרח אירופה. נכון למועד אישור הדוח, OMV Bulgaria מחזיקה במלוא הזכויות (100%) בבלוק.

יובהר כי, המידע המפורט בסעיף זה מבוסס על ההנחה שהעברת הזכויות לרוכשת תושלם בימים הקרובים, כך שהרוכשת תחזיק 50% מהזכויות ברישיון ויתרת הזכויות (50%) תוחזק בידי המוכרת.

ב. ביום 9.1.2025 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות את התקשרות השותפות בהסכם. יצוין כי, באסיפה כאמור לא אושרה הצעת החלטה להעניק למר אבו, מנכ"ל השותפות, תגמול הוני בשיעור של 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן, ולשאת במימון חלקו היחסי של מר אבו בעלויות ההשקעה של השותפות בניו-מד בלקן, עד לסך של 173 מיליון דולר (100%), המיועדת למימון שני הקידוחים הראשונים שיבוצעו בשטח רישיון בולגריה. לפרטים נוספים, ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 2.1.2025 ו-9.1.2025 (מס' אסמכתאות: 2025-01-000782 ו-2025-01-003240, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

ג. על אף התנגדות האסיפה הכללית של בעלי היחידות כאמור, ביום 9.3.2025 החליטו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי, פה אחד, לאשר הענקת תגמול הוני מעודכן למר אבו, על בסיס תנאי התגמול ההוני ובשינויים מסוימים המיטיבים עם השותפות, אשר עיקרם: (א) הפחתת סכום ההשתתפות במימון חלקו היחסי של מר אבו בעלות ההשקעה כאמור לסך מירבי של 100 מיליון דולר (חלף 173 מיליון דולר כאמור) (להלן: "ההשקעה הראשונית"); (ב) הוספת מנגנונים המבטיחים את זכויות השותפות באמצעות נאמן ושעבוד המניות; ו- (ג) הוספת זכות של השותפות לרכוש את המניות ממר אבו במקרה של סיום העסקתו.

הסכם רכישת הזכויות

7.8.2

להלן מובא תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

א. בתמורה להעברת הזכויות בבלוק, התחייבה הרוכשת לשאת במימון חלקה של המוכרת בעלויות קידוח החיפוש הבא שיבוצע בפרוספקט Vinekh בשטח הבלוק (מבין מספר פרוספקטים ומובילים (leads)) (להלן: "הקידוח הראשון"), עד לסכום כולל שלא יעלה על 50 מיליון אירו (כ- 52 מיליון דולר), וכן לשאת במימון חלקה של המוכרת בעלויות קידוח נוסף בבלוק, שיהיה קידוח חיפוש בפרוספקט נוסף בשטח הבלוק או קידוח הערכה בפרוספקט Vinekh (במקרה של תגלית מסחרית בו), בהתאם להמלצת OMV Bulgaria כמפעילה ולאישור ניו-מד בלקן, לאחר השלמת הקידוח הראשון, וזאת עד לסכום כולל (נוסף) שלא יעלה על 50 מיליון אירו (להלן: "הקידוח השני", וביחד עם הקידוח הראשון: "שני הקידוחים").

יובהר כי, על-פי תנאי ההסכם, לא מוקנית לרוכשת זכות לקבל מהמוכרת החזר של הנשיאה בסכומים אשר הרוכשת תעמיד לטובתה, כמפורט בסעיף זה לעיל, וכי מעבר לסכומים כאמור, יישאו המוכרת והרוכשת בחלקן היחסי (50%-50%) בהוצאות הפרויקט.

יצוין כי, הסכומים כאמור כוללים את הוצאות התפעול בקשר עם הרישיון במהלך תקופת הביניים שבין מועד חתימת ההסכם ועד למועד השלמת העסקה (Closing) בסך של 5 מיליון אירו (כ- 5.2 מיליון דולר), וכן את ההוצאות שבהן נשאה המוכרת ביחס להיערכות לקידוחים בסך של כ- 5 מיליון אירו. בנוסף, הוסכם כי הרוכשת תישא באגרות שישולמו לממשלת בולגריה בגין העברת הזכויות.

ב. החל ממועד השלמת העסקה תישא הרוכשת, לפי חלקה ברישיון, בכל ההוצאות, התשלומים, החבויות וההתחייבויות החלים בגין הבלוק ועל-פי הוראות כל דין, למעט האמור לעיל בקשר עם שני הקידוחים ולמעט חבויות והתחייבויות מסוימות לגביהן נקבע בהסכם שייותרו באחריות המוכרת גם לאחר מועד השלמת העסקה, ביחס לתקופה שקדמה להשלמת העסקה, ובכלל זאת דרישות תשלום שהוצאו בגין הבלוק לפני השלמת העסקה וכן חבויות והתחייבויות בנוגע לשמירה על הסביבה או לעמידה בהוראות הדין הנוגעות לשמירה על הסביבה, ככל שהיו קיימות לפני מועד השלמת

העסקה או שהיו ידועות למוכרת לפני מועד השלמת העסקה.

- ג. במועד השלמת העסקה יתקשרו הצדדים בהסכם תפעול משותף (JOA) בנוסח מוסכם, במסגרתו ייקבע, בין היתר, כי המוכרת תמשיך לשמש כמפעילה (Operator) ברישיון.
- ד. בהסכם נקבעו מספר תנאים מתלים להשלמת העסקה, ובכלל זאת התנאי בדבר התקשרות הצדדים עם ממשלת בולגריה בהסכם המאשר את העברת הזכויות לרוכשת, אשר נכון למועד אישור הדוח טרם התקיים.
- ה. השלמת העסקה תבוצע ביום בו הצדדים וממשלת בולגריה יתקשרו בהסכם המאשר את העברת הזכויות לרוכשת, או במועד אחר כפי שיוסכם בין הצדדים.
- ו. בהסכם נקבעו הוראות לגבי זכויות הצדדים לבטל את ההסכם לפני מועד השלמת העסקה, בכל אחד מהמקרים הבאים:
1. אי התקיימות התנאים המתלים בתוך 180 ימים ממועד חתימת ההסכם (או מועד מאוחר יותר, כפי שיוסכם בין הצדדים);
 2. אירוע חדלות פירעון של הצד האחר;
 3. הצד האחר לא עמד בהתחייבויותיו ביחס לתקופה שלפני מועד השלמת העסקה, ולא ריפא הפרה זו בתוך 14 יום ממועד קבלת הודעה בכתב;
 4. לרוכשת תעמוד זכות לביטול ההסכם אם התקיים "שינוי מהותי לרעה" ביחס לזכויות המועברות, וכן, בתנאים מסוימים שנקבעו, במקרה של הפרת מצגים של המוכרת.
- ז. ההסכם כפוף לדין האנגלי וכל סכסוך בנוגע להסכם ייושב בבוררות בפריז אשר תנוהל לפי כללי בית הדין הבינלאומי לבוררות בפריז (International Court of Arbitration) בחסות לשכת המסחר הבינלאומית.
- ח. בהסכם נקבעו הוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה, ובכלל זאת התחייבויות הדדיות לשיכוי מקרה של הפרת מצגים והתחייבויות.

7.8.3 פרטים כלליים

יצוין כי, הפרטים המובאים ביחס לבלוק מבוססים בעיקרם על מידע שנמסר לשותפות על-ידי OMV Bulgaria, אשר מחזיקה במועד אישור הדוח במלוא הזכויות (100%) בבלוק, והינם למיטב ידיעת השותפות. התיאור להלן של החזקות השותפות בבלוק מבוסס כאמור על ההנחה כי העסקה תושלם.

פרטים כלליים אודות הבלוק	
שם הבלוק:	בלוק Han Asparuh 1-21.
מיקום:	המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור.
שטח:	כ- 13,712 קמ"ר.
סוג הבלוק ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רישיון לביצוע חיפושי נפט וגז טבעי בשטח הרישיון, אשר נכלל במסגרת הסכם PEA עם ממשלת בולגריה (Prospecting and Exploration Agreement), הכולל זכות לקבלת זיכיון הפקה במקרה של תגלית שתוכר.

פרטים כלליים אודות הבלוק	
<p>זכויות ההפקה הינן בגבולות מסוימים שייקבעו בהתאם לתגלית או תגליות, ולאחר הכרזתה או הכרזתן. זיכיון ההפקה הינו לתקופה של 35 שנים עם אפשרות להארכה ב- 15 שנים נוספות בתנאים מסוימים.</p>	
<p>ממשלת בולגריה העניקה את הרישיון בחודש אוגוסט 2012 לקונסורציום אשר כלל את Total Energies (i), אשר גם שימשה כמפעילה בפרויקט; Repsol (ii); ו- OMV Bulgaria (iii). בשנת 2019 ויתרה Repsol על זכויותיה ברישיון, ובשנת 2022 ויתרה Total Energies על זכויותיה ברישיון, כך שכל הזכויות ברישיון הועברו לבעלות OMV Bulgaria המשמשת נכון למועד דוח זה גם כמפעילה בפרויקט.</p> <p>הרישיון המקורי הוענק לתקופה של 5 שנים, אשר הוארכה ב- 135 ימים מחודש ספטמבר 2017, בשנתיים נוספות מחודש ינואר 2018, ב- 109 ימים נוספים מחודש ינואר 2020, בשנתיים נוספות מחודש מאי 2020, ובשנתיים נוספות מחודש מאי 2022. בחודש יוני 2024 נחתם בין שר האנרגיה הבולגרי ו- OMV Bulgaria נספח המאשר הארכה נוספת של תוקף הרישיון ב- 23 חודשים עד ליום 18.10.2026, עקב נסיבות של "כוח עליון", וזאת על רקע המלחמה באוקראינה ופרישתה של Total Energies מהפרויקט.</p> <p>למיטב ידיעת השותפות, מבחינה חוקית, לא קיימת אפשרות להארכה נוספת של הרישיון מעבר למועד הפקיעה הנוכחי שלו בחודש אוקטובר 2026 כאמור. יובהר כי, מועד פקיעת הרישיון הינו המועד האחרון בו ניתן יהיה לבצע קידוחי חיפושים בשטח הבלוק. עם זאת, במידה ותתגלה תגלית בשטח הרישיון, ניתן יהיה להאריכו בשנה נוספת, קרי עד לחודש אוקטובר 2027, וזאת לצרכי הערכה של התגלית.</p> <p>יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, תקופת הרישיון אשר הוארכה כאמור מספר פעמים, לרבות עקב נסיבות של "כוח עליון", חורגת מהתקופה המירבית הקבועה בחוק הבולגרי, וכי בהסכם לרכישת הזכויות לא ניתנו על-ידי OMV Bulgaria התחייבויות כלשהן לשיפוי בקשר לנושא זה.</p>	<p>תאריך הענקה מקורי של הבלוק, תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת הבלוק, תאריך הפקיעה המקורי של הבלוק והתייחסות לאפשרות להארכת תקופת הבלוק</p>
OMV Bulgaria.	ציון שם המפעיל (OPERATOR):
<ul style="list-style-type: none"> ▪ OMV Bulgaria – 50%. למיטב ידיעת השותפות, OMV Bulgaria הינה חברה בת בבעלות מלאה (100%) של OMV Petrom S.A, חברה ציבורית אשר כ- 51% מהון מניותיה מוחזק על-ידי OMV AG, וכ- 21% מהון מניותיה מוחזק על-ידי ממשלת רומניה.⁶⁴ OMV AG הינה חברה ציבורית אשר כ- 56% מהון מניותיה מוחזק ביחד על-ידי ADNOC (חברת הנפט הלאומית של אבו דאבי) ו- OBAG, חברה בבעלות ממשלת אוסטרליה.⁶⁵ ▪ ניו-מד בלקן – 50%. 	ציון שמות השותפים הישירים בבלוק וחלקם הישיר בבלוק וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בבלוק	
כמפורט בתיאור ההסכם לעיל.	החזקה בבלוק שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
השותפות תחזיק ב- 47.5% מהזכויות בבלוק, באמצעות החזקה של 95% מהון המניות של ניו-מד בלקן.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בבלוק:
ראו טבלה להלן.	ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מהבלוק:

<https://www.omvpetrom.com/en/investors/shares-and-dividends/shareholder-structure> 64

<https://www.omv.com/en/investor-relations/share/shareholder-structure> 65

פרטים כלליים אודות הבלוק	
כ- 5.2 מיליון דולר. ⁶⁶	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בבלוק במהלך 5 השנים שקדמו למועד הדוח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

⁶⁶ ההוצאות שבהן נשאה המוכרת טרם העסקה ביחס לעבודות הכנה לקראת קידוחים בשטח הרישיון, בין היתר, בתחומים הנדסיים, תפעוליים, סביבתיים, בטיחותיים ורגולטוריים, לרבות רכישת long lead items בסך של כ- 5 מיליון אירו, כמפורט בסעיף 7.8.2א) לעיל, אשר ישולמו למוכרת בסמוך לאחר מועד השלמת העסקה.

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לפני החזר ההשקעה	פריט
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	הכנסות שנתיות חזויות של הבלוק
בהנחה שחישוב ה-R-FACTOR והחזר ההשקעה לצרכי תמלוג העל זהה. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.8.5(ב) להלן.	מעל 3.0	2.5-3.0	2.0-2.5	1.75-2.0	1.5-1.75	1.0-1.5	0-1.0	R-FACTOR
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת הבלוק:								
לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.8.5(ב) להלן.	30.0%	22.5%	12.5%	10%	5%	2.5%	2.5%	המדינה
	70.00%	77.50%	87.50%	90.00%	95.00%	97.50%	97.50%	הכנסות מנוטרלות ברמת הבלוק
	47.50%	47.50%	47.50%	47.50%	47.50%	47.50%	47.50%	חלק המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מהבלוק המנוטרלות (בשרשור)
	33.25%	36.81%	41.56%	42.75%	45.13%	46.31%	46.31%	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת הבלוק (ולפני תשלומים אחרים

פריט	אחוז לפני החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
ברמת השותפות)								
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם הבלוק ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בבלוק):								
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	2.14%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	תמלוג-על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 4.5% לפני החזר השקעה ובשיעור של 9.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. מכיוון שאופן חישוב השיעור כאמור נעשה על-פי שווי השוק בפי הבאר כאמור, שיעור זה עשוי להשתנות.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מהבלוק	44.18%	41.8%	40.61%	38.24%	37.05%	32.3%	28.74%	

7.8.4 כמפורט בסעיף 7.8.5(ב)1 להלן, השותפות בוחנת באמצעות יועציה המשפטיים החיצוניים האם ההתחייבות לתשלום תמלוגי-על לקבוצת דלק ולחברה בת שלה וכן לצדדים שלישיים, חלה גם ביחס לרישיון. על אף האמור, בטבלה לעיל מוצג גם תשלום תמלוגי-על שחושבו בגין 47.5% מהזכויות ברישיון בולגריה.

7.8.5 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות מהבלוק

(א) ביחס להוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, הפיתוח וההפקה בבלוק (להלן: "הוצאות הפרויקט"), יצוין כדלקמן:

1. כאמור לעיל, בהתאם להסכם, התחייבה השותפות לשאת במימון חלקה של OMV Bulgaria (50%) בשני הקידוחים, עד לסך מירבי (בכל אחד משני הקידוחים) של 50 מיליון אירו (כ- 52 מיליון דולר), וכי מעבר לסכומים אלו יישאו השותפות ו- OMV Bulgaria בחלקן היחסי (50%-50%) בהוצאות הפרויקט.
2. השותפות תישא במימון חלקו היחסי של מר אבו (2.5% בשרשור), בהשקעה הראשונית. מעבר למימון כאמור, ישא מר אבו בחלקו היחסי בכל השקעה נוספת שתידרש מבעלי המניות בניו-מד בלקן, על-פי החלטת ניו-מד בלקן.
3. יובהר כי, התחשיב של שיעור ההשתתפות המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הפרויקט, כמפורט בטבלה להלן, מתייחס להוצאות שתהיינה לאחר שני הקידוחים (קרי, לאחר מיצוי התחייבויות המימון שחלות על השותפות ביחס לעלויות שני הקידוחים).
4. על-פי הסכם התפעול המשותף, תישא השותפות בהוצאות המפעיל בשיעורים מסוימים מהוצאות הפרויקט, כמפורט בסעיף 7.8.8(ב) להלן.

(ב) ביחס להכנסות מהבלוק, יצוין כדלקמן:

1. כאמור, נכון למועד אישור הדוח, השותפות בוחנת באמצעות יועציה המשפטיים החיצוניים אם ההתחייבות לתשלום תמלוגי-על לקבוצת דלק ולחברה בת שלה וכן לבעלי תמלוגים שהם צדדים שלישיים, חלה גם ביחס לזכויותיה ברישיון בולגריה.

יצוין כי, בקשר לכך הבהירו בעלי התמלוגים את עמדתם בדבר חובת תשלום תמלוג-על בגין זכויות השותפות ברישיון בולגריה, והוסיפו כי יפעלו כנגד כל ניסיון להתנער מחובת תשלום זו.

ההכנסות מהבלוק כפופות לתשלום תמלוגים לממשלת בולגריה המחושבים כשיעור מסוים מההפקה ברוטו או מסך ההכנסות מזיכיון ההפקה, לפי בחירת הממשלה. יצוין כי, על-פי הרגולציה בבולגריה החלה במועד דוח זה, התמלוגים השנתיים נקבעים לפי מכפלה של הערך הכלכלי של ההפקה השנתית בשיעור התמלוג המשתלם לממשלה, אשר נקבע על-פי נוסחת R-Factor, על-פי המדרגות הבאות:

שיעור התמלוג	R-Factor
2.5%	< 1.5
5%	1.5 – 1.75
10%	1.75 – 2
12.5%	2 – 2.5
22.5%	2.5 – 3
30%	> 3

למיטב ידיעת השותפות, על-פי הרגולציה החלה בבולגריה במועד דוח זה, מעבר לזכות לקבלת תמלוגים מהתפוקה, כמפורט לעיל, לא מוקנית לממשלת בולגריה זכות לקבלת זכויות השתתפות בבזוק או זכויות כלכליות מהותיות אחרות כלשהן בתפוקת הפטרוליום.

למיטב ידיעת השותפות, בחודש יולי 2023 החליט הפרלמנט הבולגרי להורות לשר האנרגיה הבולגרי לנהל משא ומתן על התנאים לפיהם חברה ממשלתית בולגרית תרכוש עד 20% מהזכויות בבזוק. בהמשך לכך, בחודש אוקטובר 2024 קיבלה OMV Bulgaria מכתב משרד האנרגיה הבולגרי לבקשה לקבלת מידע, בין היתר, אודות תוכניות העבודה, נתונים טכניים וניתוחים טכניים-כלכליים בקשר לפרויקט. יובהר כי, למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח מתקיימים דיונים בעניין זה בין OMV Bulgaria לממשלת בולגריה, אשר לא ניתן להעריך מה יהיו תוצאותיהם או אם הפרלמנט או משרד האנרגיה הבולגריים יקבלו בעתיד החלטות נוספות בקשר לנושא זה ו/או בעניינים אחרים אשר עשויים להשפיע על הפרויקט או על זכויות השותפות בפרויקט.

2. על-פי המשטר הפיסקאלי החל כיום בבולגריה, שיעור מס חברות שחל על ההכנסה החייבת הינו 10%.

(ג) בטבלאות להלן מובאים תחשיבים של השיעורים המשויכים בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הפרויקט וההכנסות מהבזוק.

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה	הסברים
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בבזוק	47.5%	47.5%	100%	100%	ראו תיאור בסעיף 7.8.3 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מהבזוק עם תמלוגי על	44.18%	-28.74% 41.8%	93%	88%-60.5%	ראו תחשיב בסעיף 7.8.3 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מהבזוק ללא תמלוגי על		46.31%-33.25%		97.5%-70%	ראו תחשיב בסעיף 7.8.3 לעיל.

הסברים	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	אחוז לפני החזר ההשקעה	שיעור השתתפות
ראו תחשיב בסעיף 7.8.3 לעיל.	102%-101%	102%-101%	-47.975% 48.45%	-47.975% 48.45%	שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושיים, הפיתוח וההפקה בבלוק

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז	פריט
	100%	הוצאות תיאורטיות של הבלוק
<u>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת הבלוק:</u>		
ראו סעיף 7.8.8 (ב) להלן.	2%-1%	המפעילה
	102%-101%	סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת הבלוק
לאחר מימון חלק המפעילה, כמפורט בסעיף 7.8.5 (א) לעיל.	47.5%	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הבלוק (בשרשור)
	48.45%-47.975%	סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת הבלוק (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
<u>פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם הבלוק וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בבלוק):</u>		
-	48.45%-47.975%	השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפושיים, הפיתוח וההפקה בבלוק

7.8.6 פעולות מהותיות שבוצעו בבלוק בעבר

למיטב ידיעת השותפות, במהלך השנים ביצעו השותפים בבלוק פעולות חיפוש שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות בטבלה להלן.

תאור תמציתי של תוצאות הפעולה	תאור תמציתי של הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	הפעולה
נתגלתה כמות נפט אשר לא הצדיקה פיתוח בשעתו	לבחון הימצאות הידרוקרבונים במבנה פולשקוב	2016	קידוח חיפוש Polshkov-1
קידוח יבש	לבחון הימצאות הידרוקרבונים בפרוספקט רובין	2017	קידוח חיפוש Rubin-1
קידוח יבש	לבחון הימצאות הידרוקרבונים בפרוספקט מלניק	2019	קידוח חיפוש Melnik-1
זיהוי פרוספקטים ומובילים (leads) בשטח הרישיון, ובין היתר, פרוספקט Vinekh ופרוספקטים ומובילים אחרים, לרבות פרוספקט Krum	ביצוע סקר סייסמי תלת מימדי על-ידי חברת Shearwater, עיבוד על-ידי חברת DUG, ופיענוח על-ידי	2020-2024	ביצוע סקר סייסמי תלת-מימדי (3D), עיבודו ופיענוחו

הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
		בעלי הרישיון	

למיטב ידיעת השותפות, בהתאם לנתונים שהציגה OMV Bulgaria, סך ההשקעות בפעילות חיפושיים בבלוק מאז ניתן הרישיון בשנת 2012 הסתכם לכ- 387 מיליון אירו.

7.8.7 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בבלוק

למיטב ידיעת השותפות, עד למועד אישור הדוח עמדו השותפים בבלוק בהתחייבויותיהם לגבי תוכנית העבודה שנקבעה בתנאי הרישיון, ואין כיום תוכנית עבודה נוספת המחייבת את השותפים.

בהתאם להסכם רכישת הזכויות, בכוונת הצדדים לבצע את הקידוח הראשון בפרוספקט Vinekh במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2025, כאשר לאחריו יקבלו השותפים החלטה לגבי ביצוע הקידוח השני במהלך שנת 2026 (לפני פקיעת הרישיון בחודש אוקטובר 2026), בין אם כקידוח הערכה בפרוספקט Vinekh במקרה של הצלחת הקידוח הראשון, ובין אם כקידוח חיפוש בפרוספקט אחר בשטח הבלוק. יצוין כי, הקידוח השני עשוי להיות קידוח חיפוש בפרוספקט אחר, וזאת גם אם הקידוח הראשון, בפרוספקט Vinekh, יהיה מוצלח ויסתיים בתגלית.

להלן תיאור תמציתי של הפעולות המתוכננות בבלוק, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה, בהנחה של תרחיש הצלחה בקידוח הראשון.

רישיון בולגריה			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת הבלוק (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) 67
2025	<ul style="list-style-type: none"> זיהוי ואפיון פרוספקטים ומובילים (leads) בשטח הרישיון. ביצוע קידוח חיפוש Vinekh-1 ועריכת מבחני הפקה (בהנחה של תגלית). הכנות לקראת הקידוח השני. תכנון קידוחים עתידיים. עבודות הנדסיות ראשוניות בקשר עם תכנון פיתוח אפשרי 	כ- 1,100	כ- 550
		כ- 113,000	כ- 80,000
		כ- 10,300	כ- 10,300
		כ- 4,100	כ- 2,050
		כ- 3,100	כ- 1,550

67 רבות השתתפות בחלק המפעילה, כמפורט בסעיף 7.8.2(א) לעיל, והשתתפות בחלקו של מר אבו, כמפורט בסעיף 7.8.5(א)2 לעיל.

רישיון בולגריה			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת הבלוק (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב 67 (באלפי דולר)
	של התגלית או התגליות, ככל שתהיינה.		
	<ul style="list-style-type: none"> הוצאות תפעוליות לרבות בתחומי סביבה, רגולציה וניהול הפרויקט. 	כ- 4,900	כ- 2,450
2026	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע הקידוח השני. 	כ- 101,000	כ- 71,300
	<ul style="list-style-type: none"> כתלות בתוצאות הקידוחים, קדיחת קידוחים נוספים (חיפוש ו/או הערכה). 	כ- 137,500	כ- 65,300
	<ul style="list-style-type: none"> המשך זיהוי ואפיון פרוספקטים ומובילים (leads) בשטח הרישיון. 	כ- 2,700	כ- 1,300
	<ul style="list-style-type: none"> ככל שיימצא מאגר כלכלי, תכנון הנדסי ראשוני טרם קבלת החלטת פיתוח. 	כ- 10,300	כ- 4,900
	<ul style="list-style-type: none"> הוצאות תפעוליות, לרבות בתחומי סביבה, רגולציה וניהול הפרויקט. 	כ- 4,900	כ- 2,300
2027 ואילך	<ul style="list-style-type: none"> כתלות בתוצאות הקידוחים, קדיחת קידוחי הערכה נוספים. 		
	<ul style="list-style-type: none"> המשך זיהוי ואפיון פרוספקטים ומובילים (leads) בשטח הרישיון. 		
	<ul style="list-style-type: none"> ככל שיימצא מאגר כלכלי, קבלת החלטה לפיתוח. 		

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע בדבר הפעולות המתוכננות בבלוק, לרבות בקשר עם העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר מבוסס על מידע אשר התגבש אצל השותפות במועד דוח זה, ואשר מבוסס בעיקרו על מידע והערכות של המוכרת שנמסרו לשותפות במהלך המשא ומתן ובדיקות הנאותות. ביצוע הפעולות המתוכננות בפועל, לרבות לוחות הזמנים והעלויות, עשויים להיות שונים מהותית מהמידע המפורט לעיל, והדבר מותנה, בין היתר, בתנאי השוק, ברגולציה, בנסיבות חיצוניות רבות, בצרכים טכניים, ביכולת טכנית, בממצאים חדשים שיתגלו ובכדאיות כלכלית. כמו כן, השלמת העסקה ככופה להתקיימות התנאים המתלים הנותרים.

7.8.8 הסכם התפעול המשותף

להסכם רכישת הזכויות צורף נוסח מוסכם של הסכם התפעול המשותף אשר צפוי להיחתם במועד העברת הזכויות בבלוק ולחול בין הצדדים ביחס לניהול הבלוק, הכולל, בין היתר, את ההוראות העיקריות הבאות:

- (א) OMV Bulgaria תמשיך לכהן כמפעילה (Operator).
- (ב) המפעילה תהא זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעילה וכן להחזר הוצאות בלתי ישירות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת בהתאם לסוג הפעילות בבלוק, כמפורט להלן (כאשר בכל מקרה התשלום השנתי עבור הוצאות בלתי ישירות לא יפחת מ- 200,000 אירו):
1. בשלב החיפוש יעמוד שיעור ההוצאות הבלתי ישירות על 2% מההוצאות הישירות.
 2. בשלב הפיתוח יעמוד שיעור ההוצאות הבלתי ישירות על 1.5% מההוצאות הישירות.
 3. בשלב ההפקה יעמוד שיעור ההוצאות הבלתי ישירות על 1% מההוצאות הישירות.
- (ג) במסגרת ההסכם תוקם ועדת תפעול (Operating Committee), המורכבת מנציגי השותפים, אשר תפקידה ובסמכותה לאשר ולפקח על הפעולות המשותפות. למעט במידה שנקבע אחרת, כל ההחלטות, האישורים, ופעולות אחרות של ועדת התפעול לגבי כל ההצעות המובאות בפניה, יוכרעו על-ידי הצבעה חיובית של שני צדדים או יותר (שאינם קשורים), המחזיקים ביחד בעת ההצבעה לפחות 65% מסך כל זכויות ההשתתפות.
- (ד) הסכם התפעול המשותף קובע נושאים הדורשים הצבעה פה אחד של כלל השותפים, וביניהם הארכת תקופת הזיכיון; החלטות הנוגעות לפעולות קדיחה, ובין היתר, העמקה, בחינה או השלמה של קידוחי חיפוש (מעבר למחויבויות המינימליות), קידוחי הערכה או בארות פיתוח; סיום הזיכיון או ויתור על חלק כלשהו מאזור הזיכיון; ואיחוד עם שטח נכס נפט סמוך.
- (ה) בהסכם התפעול המשותף נקבע הליך להגשה ואישור של תוכנית עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שההסכם חל עליהם. במסגרת הסכם התפעול המשותף הסכימו הצדדים על תוכנית עבודה ותקציב ראשוניים עד לסוף שנת 2026, כמפורט בסעיף 7.8.7 לעיל.
- (ו) בהסכם התפעול המשותף נקבעו הוראות נוספות בעניינים נוספים כמקובל בהסכמים מסוג זה, ובכלל זאת הוראות לגבי פעולות בלעדיות (Exclusive Operations), סנקציות החלות על הצדדים ותנאים להטלתן, מגבלות מסוימות על העברת זכויות, פרישה מההסכם, זכויות וחובות לגבי הפקה, הוראות למקרה של שינוי שליטה וכו'. הסכם התפעול המשותף כפוף לדין האנגלי וכל סכסוך בנוגע אליו ייושב בבוררות לפי כללי ה- ICC בפריז.

7.8.9 נתוני משאבים מנובאים

לפרטים אודות משאבים מנובאים ביחס לפרוספקט Vinekh, נכון ליום 30.11.2024, ואודות קידוח החיפוש המתוכנן בפרוספקט Vinekh, ראו דוח מידי של השותפות מיום 28.11.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-620288), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. נכון ליום 31.12.2024 לא חל שינוי בפרטים כאמור. מצ"ב כנספח ד' לפרק זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפניה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ-NSAI בפרוספקט Vinekh.

יצוין כי, המשאבים המפורטים בדוח המשאבים מצויים בתוך שטח הבלוק. יצוין כי, המאגר, ככל שיתגלה, עשוי לגלוש לשטח המים הכלכליים של מדינות סמוכות. לפרטים אודות גורם הסיכון "גלישה של מאגרים", ראו סעיף 7.30.32 להלן.

7.9 פעילות שהופסקה

להלן פרטים בדבר נכסי נפט שהפעילות בהם הופסקה בשנים האחרונות:

7.9.1 רישיון ערן

השותפות החזיקה בעבר בכ- 22.67% מהזכויות ברישיון ערן, אשר פקע ביום 14.6.2013. בעקבות החלטת הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפו של רישיון ערן, ביום 3.10.2013 הגישו השותפות ובעלי הזכויות האחרים ברישיון ערן ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט כאמור. ביום 10.8.2014 דחה שר האנרגיה את הערעור. על החלטה זו הגישו בעלי הזכויות ברישיון ערן (ובהם השותפות) ביום 17.11.2014 עתירה לבג"ץ. ביום 2.6.2016 נתן בג"ץ תוקף של החלטה להסכמת הצדדים לפנות להליך גישור להצעתו. בהסכמת הצדדים, מונה נשיא בית המשפט העליון (בדימ') א' גרוניס כמגשר. בתום הליך הגישור, הגיעו הצדדים להסכמות שעוגנו במסגרת הסדר גישור. הסדר גישור זה הוגש לבית המשפט ביום 20.3.2019 אשר התבקש ליתן להסדר תוקף של פסק דין. במסגרת הסדר הגישור הסכימו הצדדים לגישור (על דעת שותפי תמר) על חלוקתו של מאגר תמר SW בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%). בנוסף, הוסכם כי הזכות בשטח רישיון ערן תחולק ביחס של 76% למדינה ו- 24% לבעלי הזכויות ברישיון ערן עובר לפקיעתו (באופן יחסי לשיעור החזקתם ברישיון). ביום 11.4.2019 ניתן תוקף של פסק דין להסדר הגישור המוסכם על הצדדים, כאמור לעיל. בין שותפי תמר לבין מדינת ישראל ולבעלי הזכויות ברישיון ערן מתנהל משא ומתן לגבי האופן בו יוסדרו זכויות המדינה ובעלי הזכויות ברישיון ערן בנושאים נלווים נוספים, אולם נכון למועד אישור הדוח, הצדדים טרם הגיעו לכלל הסכמה בדבר אופן יישום הסדר הגישור, כמפורט לעיל.

7.9.2 פרויקט תמר (חזקת תמר (10/12) וחזקת דלית (10/13))

בהתאם למתווה הגז, ביום 9.12.2021 הושלמה העסקה למכירת יתרת זכויותיה של השותפות בחזקות "תמר" ודלית, על-פי הסכם המכר, כמפורט בסעיף 7.24.13 לפרק א' בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2022, אשר פורסם ביום 28.3.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-033096)

(להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2022"), לכרטיס נוספים אודות השלמת העסקה, ראו דוחות מיידיים של השותפות מהימים 6.12.2021 ו- 9.12.2021 (מס' אסמכתאות: 2021-01-176682 ו- 2021-01-178137, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה, וכן ראו ביאורים 17 ו- 10 לדוחות הכספיים שצורפו לדוח התקופתי לשנת 2022.

7.9.3 רישיון אופק חדש

השותפות החזיקה בעבר ב- 25% מהזכויות ברישיון היבשתי "אופק חדש"/405, אשר פקע ביום 20.6.2022. ביום 7.11.2024 קיבלו השותפים ברישיון זה מכתב מהממונה על ענייני הנפט, לפיו, בין היתר, יש להשלים את נטישת הקידוח עד ליום 31.3.2025. נכון למועד אישור הדוח, עדכנה המפעילה ברישיון זה, חברת S.O.A. Energy Israel Ltd. (להלן: "SOA"), את השותפות כי החלו עבודות ההכנה לקראת האטימה והנטישה של הקידוח, וכי היא מצויה בקשר רציף עם הממונה על ענייני הנפט בקשר עם לוחות הזמנים לסיום העבודות כאמור.

7.10 אנרגיות מתחדשות

ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות לשותפות לבצע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, עד לסכום השקעה מצטבר (חלק השותפות בלבד) של 100 מיליון דולר (בהון ו/או בהלוואת בעלים, לרבות שטר הון או בדרך של ערבות בגין הלוואות שיועמדו), כנדרש על-פי תקנון הבורסה, ובכלל זאת אושר מתווה שיתוף הפעולה עם אנלייט המפורט להלן, בשים לב, בין היתר, לעניין האישי בעסקה של מר אבו. לכרטיס נוספים ראו דוחות מיידיים של השותפות מהימים 6.9.2022 ו- 21.9.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

נכון למועד אישור הדוח, פעילות השותפות בתחום האנרגיות המתחדשות מתבצעת במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט, כמפורט להלן:

7.10.1 ביום 13.3.2023 התקשרה השותפות עם אנלייט בהסכם מפורט בנוגע לשיתוף פעולה בלעדי לתקופה קצובה בזמן לאיתור, ייזום, פיתוח, מימון, הקמה ותפעול של פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת לרבות בתחומים הבאים: פרויקטים סולאריים, פרויקטי רוח, אגירת אנרגיה וכן סגמנטים נוספים של אנרגיה מתחדשת, ככל שיהיו רלוונטיים במספר מדינות יעד הכוללות את מצרים, ירדן, מרוקו, איחוד האמירויות, בחריין, עומאן וערב הסעודית (להלן בסעיף זה: "הסכם שיתוף הפעולה" ו- "מדינות היעד", בהתאמה).

בהתאם להסכם שיתוף הפעולה, הקימו אנלייט והשותפות את MedLight, הנשלטת על-ידי תאגיד אנלייט, כמפורט בסעיף 1.7.9 לעיל.

במקביל לחתימת הסכם שיתוף הפעולה חתמו אנלייט ומר אבו על הסכם לפיו הקצתה אנלייט למר אבו 30% מהון המניות של תאגיד אנלייט. בהתאם להסכם שנחתם בין הצדדים, חלקו של מר אבו בהשקעות הנדרשות בתאגיד אנלייט יועמד לטובתו על-ידי אנלייט בדרך של העמדת הלוואה בתנאי נון-ריקורס.

במסגרת הסכם שיתוף הפעולה נקבעו, בין היתר, ההוראות הבאות:

(א) הצדדים יפעלו יחדיו לאיתור, ייזום, פיתוח, מימון, הקמה ותפעול של פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת במדינות היעד (להלן בסעיף זה: **"המיזם המשותף"**). לצורך המיזם המשותף יקימו הצדדים תאגידים שיעסקו בקידום הפעילות המשותפת (להלן: **"התאגידים המשותפים"**).

(ב) במסגרת המיזם המשותף השותפות תעשה שימוש בקשריה העסקיים במדינות היעד על מנת לקדם את המיזם המשותף, במעורבות אישית פעילה של מר אבו. תאגיד אנלייט, באמצעות אנלייט, יספק לפעילות המשותפת שירותי תכנון, פיתוח וניהול מקצועיים לטובת קידום המיזם המשותף.

(ג) השליטה בשלבי ההקמה וההפעלה של הפרויקטים תהיה בידי אנלייט. בהסכם נקבעו הוראות לגבי זכויות הצדדים למינוי חברים לדירקטוריון התאגידים המשותפים על בסיס שיעור החזקותיהם, וכן נקבע כי מר אבו יכהן כיו"ר הדירקטוריון של התאגידים המשותפים לתקופה של 24 החודשים הראשונים.

(ד) במסגרת המיזם המשותף אחד מהתאגידים המשותפים יערוך בדיקות היתכנות ונאותות לכל פרויקט שיימצא על-ידו כמתאים לשיתוף הפעולה, ולאחר מכן יודיע כל אחד מהצדדים למשנהו אם הוא מעוניין להשתתף ולקדם את הפרויקט המוצע במסגרת המיזם המשותף. במקרה שהשותפות לא תאשר את השתתפותה בפרויקט מסוים או תתנגד לקידומו, יהיה תאגיד אנלייט רשאי לבצע את הפרויקט באופן עצמאי, ללא השותפות, ובמקרה כזה תהיה השותפות זכאית להחזר הוצאותיה בפרויקט האמור בתוספת ריבית.

(ה) בהסכם הוסכם כי החלטות בתאגידים המשותפים תתקבלנה בהחלטת רוב, בכפוף לדרישת הסכמת השותפות בהחלטות מסוימות כל עוד תחזיק השותפות 15% או יותר מהון התאגידים המשותפים. כן נקבעו הוראות לגבי אופן מימון פעילות המיזם המשותף וההשקעות בפרויקטים שיבוצעו במסגרתו, על בסיס חלקם היחסי של כל אחד מהצדדים.

(ו) שיתוף הפעולה הבלעדי בין הצדדים יהיה לתקופה של 3 שנים ממועד חתימת ההסכם, אשר בנסיבות מסוימות עשויה להתארך עד לתקופה של 5 שנים ממועד חתימת ההסכם (להלן: **"תקופת הבלעדיות"**). לאחר סיום תקופת הבלעדיות יימשך שיתוף הפעולה ביחס לפרויקטים שהחלו לפני מועד הסיום, ואנלייט תהיה רשאית לקדם פרויקטים שיהיו בשלבי פיתוח מוקדמים ללא שיתוף השותפות.

(ז) בהסכם נקבעו הוראות מפורטות בנושאים נוספים, כמקובל בעסקאות מסוג זה, בין היתר ביחס להחלטות הטעונות הסכמה של השותפות, כל עוד השותפות תחזיק 15% או יותר מהון התאגידים המשותפים, הוראות בנוגע למגבלות שתחולנה על העברת הזכויות בתאגידים המשותפים לצדדים שלישיים, בנוגע לסיום מוקדם של תקופת הבלעדיות, הוראות בקשר לצירוף צדדים שלישיים לפרויקטים והוראות בנוגע למדיניות חלוקת רווחים על-ידי התאגידים המשותפים.

7.10.2 ביום 9.3.2025 התקשרה MedLight עם שותף מקומי במרוקו (צד שלישי בלתי קשור לשותפות או לאנלייט, להלן בסעיף זה: "השותף") במערכת הסכמים להקמת שתי חברות פרויקט לצורך פיתוח והקמה של שני פרויקטי אנרגיה מתחדשת במרוקו (להלן בסעיף זה: "ההסכמים"): (א) פרויקט פוטו-וולטאי לייצור חשמל מאנרגיה סולארית בהספק של כ- 300 מגה-וואט; ו- (ב) פרויקט לייצור חשמל מאנרגיית רוח בהספק של כ- 200 מגה-וואט (להלן בסעיף זה: "הפרויקטים").

על-פי ההסכמים, ל-MedLight יוקצו 75% מהון המניות של חברות הפרויקט, ויתרת המניות (25%) תוחזק בידי השותף. MedLight התחייבה להזרים הון לחברות הפרויקט, באמצעות הלוואת בעלים, על-פי אבני דרך מוסכמות, בהיקף כולל (לשני הפרויקטים) של כ- 25 מיליון אירו (כפוף להתאמות מסוימות). כמו כן, ל-MedLight ניתנה אופציה לרכוש את יתרת אחזקות השותף עד למועד ההפעלה המסחרית של הפרויקטים, ולשותף ניתנה אופציית מכר למכור את אחזקותיו ל-MedLight בתקופה שבין מועד ההפעלה המסחרית ועד לתום חמש שנים ממועד זה.

בהסכמים נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנוגע לשירותים שיספק השותף לטובת הפרויקטים עד להגעתם לשלב הפעלה מסחרית (Commercial Operation Date), וכן הוראות הקובעות את זכויות הצדדים כבעלי מניות בחברות הפרויקט, ובכלל זאת מנגנוני זכות סירוב, זכות הצטרפות, זכות מכירה כפויה, מנגנון BMBY, הוראות בנוגע למינוי חברי הדירקטוריון וממשל תאגידי, זכויות וטו מסוימות שיוקנו לשותף, מגבלות על העברת מניות ונושאים נוספים, כמקובל בעסקאות מסוג זה.

על-פי לוחות הזמנים שהוסכמו בין הצדדים, הסגירה הפיננסית של הפרויקטים מיועדת להתבצע בשנים 2027-2028, וההפעלה המסחרית מיועדת לשנים 2029-2030. מובהר, להסרת ספק, כי נכון למועד אישור הדוח, בשלב מקדמי זה אין כל ודאות כי הפרויקטים יבשילו ויצאו לפועל או יגיעו לשלב ההפעלה המסחרית, בין היתר מאחר שפיתוח הפרויקטים טעון קבלת אישורים מצדדים שלישיים ורשויות מקומיות, אשר לשותפות אין כל שליטה לגביהם.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט לעיל בקשר עם פרויקטי האנרגיה המתחדשת האפשריים במרוקו, לרבות ההספק שלהם ולוחות הזמנים האפשריים לפיתוחם והפעלתם, הינו בגדר מידע צופה פני עתיד, כהגדרת מונח זה בחוק ניירות ערך, שהתממשותו אינה ודאית ואינה בשליטתה הבלעדית של השותפות. המידע האמור מבוסס בעיקרו על ההסכמות המסחריות אליהן הגיעו הצדדים והערכות שבוצעו על-ידי MedLight או מטעמה בקשר להיתכנות הפרויקטים אשר עלולות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית בשל גורמים שאינם בשליטת השותפות, בין היתר, עקב עיכובים בקבלת היתרים הנדרשים להקמת הפרויקטים ו/או עקב התממשות איזה מבין גורמי הסיכון המפורטים בדוח זה.

7.10.3 נכון למועד אישור הדוח, בוחנת MedLight ומקדמת פרויקטים אפשריים נוספים בתחום האנרגיה המתחדשת.

7.11 מוצרים7.11.1 גז טבעי

הגז הטבעי שנתגלה במאגרים המוחזקים על-ידי השותפות מורכב רובו ככולו מגז מתאן ועל כן מוגדר "יבש", אף שבעת ההפקה והטיפול נפרדות ממנו כמויות קטנות של נזלים. לפיכך, הטיפול הנדרש בגז לצורך אספקה ללקוחות הינו מינימאלי באופן יחסי.

ככלל, ניתן להוביל גז טבעי בשלוש דרכים עיקריות: (א) באמצעות צנרת; (ב) באמצעות הנזלתו (קרי, הפיכתו לנוזל – LNG) על-ידי קירורו לטמפרטורה של 161 מעלות צלסיוס מתחת לאפס, אשר מקטין את נפחו פי 600 ומאפשר את הובלתו ואחסונו בכמויות גדולות; ו- (ג) באמצעות דחיסתו (CNG), כך שנפחו מצטמצם פי 100-300, כתלות בלחץ הדחיסה.

LNG ו-CNG ניתנים להובלה בכמויות גדולות ולמרחקים גדולים באמצעות מיכליות ייעודיות. לפרטים אודות משק הגז המקומי, לרבות התפתחויות ושינויים בו, ראו סעיף 6 לעיל, ולפרטים אודות יצוא הגז הטבעי ומכירתו בשוק הבינלאומי, ראו סעיף 7.13.2 להלן.

7.11.2 קונדנסט

במהלך תהליך ההפקה והטיפול בגז טבעי מופק גם קונדנסט כתוצר נלווה, הנוצר מעיבוי מרכיבים פחממניים שונים בגז הטבעי. העיבוי (Condensation) נגרם כתוצאה מהפרשי הלחץ והטמפרטורה השוררים במאגר לבין אלו השוררים במערכות הטיפול בגז. לקונדנסט המופק מפרויקט לווייתן נדרש טיפול מינימאלי, שעיקרו ייזוב, בכדי שניתן יהיה להעבירו ללקוחות, אצלם הוא משמש בעיקר כחומר גלם לייצור תזקיני נפט. שיעור הקונדנסט המופק ביחס לכמות הגז המופקת מפרויקט לווייתן הוא קטן יחסית, ועומד על חביות בודדות לכל מיליון רגל מעוקב של גז טבעי (MMCF). לפרטים אודות התקשרויות השותפות יחד עם שותפיה בהסכמים בקשר עם אספקת קונדנסט מפרויקט לווייתן, ראו סעיף 7.12.4 להלן.

7.12 לקוחות7.12.1 כללי

נכון למועד אישור הדוח, מספקת השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן גז טבעי המופק ממאגר לווייתן ליצרני חשמל פרטיים, חברות שיווק ולקוחות תעשייתיים בשוק המקומי, ומייצאת גז טבעי ללקוחותיה בירדן ובמצרים. במקביל, ממשיכה השותפות לנהל משאים ומתנים, בשלבים שונים, עם לקוחות פוטנציאליים נוספים במשק המקומי ובשווקי הייצוא.

7.12.2 לקוחות עיקריים

בשנת 2024, NEPCO בירדן ובלו אושן במצרים היו הלקוחות הגדולים ביותר של מאגר לווייתן. הכנסות השותפות ממכירות גז מפרויקט לווייתן בשנת 2024 ל- NEPCO ובלו אושן היוו כ- 26% וכ- 62%, בהתאמה, מסך הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן. ההסכמים שנחתמו בין שותפי לווייתן לבין NEPCO ובלו אושן הם ארוכי טווח, וביטולם או אי קיומם עלול להשפיע באופן מהותי על עסקי השותפות והכנסותיה העתידיות. יתרת ההכנסות שנבעו לשותפות

בשנת 2024 ממאגר לווייתן היו ממכירות בישראל ליצרני חשמל פרטיים, לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק של גז טבעי.

7.12.3 התקשרויות לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן

להלן פרטים תמציתיים בדבר ההסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן שנחתמו על-ידי השותפות, יחד עם יתר שותפי לווייתן, שהם בתוקף במועד אישור הדוח.⁶⁸

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם ⁶⁹	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2024 (100%) (BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
יצרני חשמל פרטיים ⁷⁰	2020 או מועד תחילת ההפעלה המסחרית של תחנת הכוח של הרוכשות (לפי המאוחר).	ההסכמים הם לטווח ארוך של 9 עד 25 שנים. חלק מההסכמים מעניקים לכל אחד מהצדדים אופציה להארכת ההסכם במידה ולא נרכשת הכמות הכוללת הקבועה בהסכם.	כ- 17.1	כ- 3.3	נוסחת ההצמדה של מחיר הגז מבוססת במרבית ההסכמים על מחירי החשמל (תעריף יצור החשמל ומדד התע"ז), וכוללת "מחיר רצפה". באחד מההסכמים קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
לקוחות תעשייתיים	2020	ההסכמים הם לתקופה של שנתיים וחצי עד 15 שנים. במרבית ההסכמים לא מוקנית לצדדים אופציה להארכת תקופת ההסכם.	כ- 4.2	כ- 1.1	נוסחת ההצמדה במרבית ההסכמים מבוססת בחלקה על הצמדה למחירי הברנט ובחלקה לתעריף יצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה". קיימת הצמדה חלקית גם למדד מרווח הזיקוק ולמדד התע"ז. במספר הסכמים קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
הסכם יצוא – NEPCO (המתואר בסעיף 7.12.3 (ב) להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית	כ- 45	כ- 12.7	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה".

⁶⁸ יצוין כי, הנתונים בטבלה אינם כוללים הסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן שהינם על בסיס מזדמן. במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז עשויה להסתיים במועד בו סופקה ללקוחות הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם.

⁷⁰ במסגרת זו נכללת התקשרות בהסכם שנחתם ביום 23.5.2024 בין שותפי לווייתן לבין אשכול אנרגיות כוח בע"מ לאספקת גז טבעי בהיקף שנתי מצטבר של כ- 0.5 BCM, כמפורט בדוח המיידית של השותפות מיום 23.5.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-050965), אשר המידע המופיע בו נכלל בדוח זה על דרך ההפניה.

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם ⁶⁹	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2024 (100%) (BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
		הכוללת, תוארך תקופת האספקה בשנתיים נוספות.			
הסכם יצוא – בלו אושן (המתואר בסעיף 7.12.3 (ג) (להלן))	2020	15 שנים.	כ- 60	כ- 23.5	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה". ההסכם כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם.
סה"כ			כ- 126	כ- 40.5 ⁷¹	

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט בטבלה לעיל ביחס להיקפים הכספיים הכוללים של הסכמי האספקה, כמויות הגז הטבעי ותקופות האספקה, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם בשליטת השותפות, לרבות עקב שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי צרכני הגז, מימוש אופציות הניתנות ללקוחות בהסכמי האספקה ומועד מימושן וגורמים נוספים שאינם בשליטת שותפי לווייתן.

להלן טבלה הכוללת פילוח של הכנסות השותפות ממאגר ללווייתן בשנים 2023-2024:

שם הלקוח	שנת 2024		שנת 2023	
	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב- % מסך כל ההכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב- % מסך כל ההכנסות
יצרני חשמל פרטיים וחברת החשמל				
אחרים	כ- 97	כ- 8	כ- 125	כ- 11
לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק				
אחרים	כ- 45	כ- 4	כ- 43	כ- 4
"יצוא גז טבעי"				
NEPCO	כ- 291	כ- 26	כ- 296	כ- 27
בלו אושן	כ- 703	כ- 62	כ- 630	כ- 58

⁷¹ יצוין כי, הכמות הכוללת שסופקה מפרייקט לווייתן עד ליום 31.12.2024 (100%) (הן תחת ההסכמים המפורטים בטבלה והן תחת הסכמי Spot והסכמים שהסתיימו) עומדת על סך של כ- 51.5 BCM.

(א) פרטים נוספים אודות ההסכמים למכירת גז טבעי ממאגר לווייתן ליצרני חשמל פרטיים

ולקוחות תעשייתיים במשק המקומי

1. במהלך שנת 2024 ועד למועד אישור הדוח חתמה השותפות על מספר הסכמים למכירת גז טבעי מפרייקט לווייתן עם לקוחות שונים במשק הישראלי הן על בסיס מחייב (Firm) והן על בסיס מזדמן (Spot).
2. בכל הסכמי מכירת הגז הטבעי, למעט הסכמים על מזדמן (Spot) (להלן בסעיף זה: "ההסכמים"), התחייבו הלקוחות לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "הכמות המינימאלית"). יצוין כי, במסגרת ההסכמים, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז טבעי שלא צרכה תחת ההסכם, עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה, וזאת בשנים העוקבות לשנה בה בוצע התשלום, ובכפוף לצריכת הכמות המינימאלית בכל אחת מאותן שנים עוקבות. כמו כן, קובעים ההסכמים מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות (מעל ה-Take or Pay) שנצרכו על-ידי הרוכשות בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן.
3. בהסכמים נקבעו הוראות נוספות, בין היתר בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי לווייתן לספק גז לרוכשות האמורות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.
4. בהתאם לתנאי מתווה הגז, לכל אחת מהרוכשות בהסכמים שנחתמו עד ליום 13.6.2017 ולתקופה העולה על 8 שנים, ניתנה אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, לכמות השווה ל- 50% מהכמות השנתית הממוצעת אותה צרכה בפועל בשלוש השנים שקדמו למועד ההודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמות כפי שנקבע בהסכם האספקה. עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. כל אחת מהרוכשות האמורות תהיה רשאית לממש את האופציה כאמור בהודעה, שתינתן למוכרים במהלך תקופה של 3 שנים שתחל בחלוף 5 שנים ממועד תחילת הזרמת הגז מפרייקט לווייתן לרוכשת. הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

(ב) הסכמים לייצוא גז ממאגר לווייתן לירדן

1. ביום 26.9.2016 נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין NBL Jordan Marketing Limited (להלן: "חברת השיווק") לבין חברת החשמל הלאומית של ירדן

(NEPCO) (להלן: "הסכם הייצוא לירדן"). חברת השיווק הינה חברה בת בבעלות מלאה של שותפי לווייתן, ובכלל זאת השותפות, המחזיקים בה באופן יחסי לשיעור החזקותיהם בפרויקט לווייתן.

על-פי הסכם הייצוא לירדן, התחייבה חברת השיווק לספק ל- NEPCO גז טבעי למשך תקופה של כ- 15 שנה החל ממועד תחילת האספקה המסחרית או עד אשר היקף האספקה הכולל יהיה כ- 45 BCM. האספקה על-פי הסכם הייצוא לירדן החלה ביום 1.1.2020.

נקודת מסירת הגז על-פי הסכם הייצוא לירדן הינה בחיבור שבין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה הירדנית, בגבול בין ישראל לירדן. בחודש דצמבר 2019, השלימה נתג"ז את הקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן בעלות של כ- 109 מיליון דולר (100%).

NEPCO התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז, בהיקף ובהתאם למנגנון כפי שנקבע בהסכם הייצוא לירדן. כמו כן, בקשר להתחייבות NEPCO לרכוש או לשלם, נקבעו בהסכם, בין היתר, הוראות ומנגנון המאפשרים ל- NEPCO, לאחר שצרכה את הכמות המינימאלית לחיוב בגין שנה מסוימת, לקבל באותה שנה אספקת גז ללא תשלום נוסף עד לתירת כמות הגז שלא נצרכה בשנים קודמות ואשר בגינה שילמה תמורה לחברת השיווק במסגרת ההתחייבות ל- Take or Pay (מנגנון Make Up), וכן הוראות ומנגנון המאפשר ל- NEPCO לצבור כמויות שנרכשו בשנה כלשהי מעבר לכמות המינימאלית, ולנצלן לצורך הפחתת התחייבותה (מנגנון Carry Forward).

מחיר הגז שנקבע בהסכם מבוסס על מחיר המוצמד למחירי חבית נפט מסוג ברנט וכולל "מחיר רצפה" בתוספת של עמלת שיווק, דמי הולכה ונשיאה של NEPCO בעלות תשלומי ההולכה לנתג"ז. במועד החתימה העריכו שותפי לווייתן כי היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי ל- NEPCO עשוי להסתכם בכ- 10 מיליארד דולר וזאת בהנחה ש- NEPCO תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, ועל בסיס הערכת השותפות לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת ההסכם.

2. ביום 9.11.2016 חתמו שותפי לווייתן וחברת השיווק על הסכם הסבה להסכם הייצוא לירדן (להלן: "**Back-to-Back GSPA**") לפיו הסכומים שיתקבלו, ההתחייבויות, הסיכונים והעלויות הקשורים להסכם הייצוא לירדן יוסבו לשותפי לווייתן באותם תנאים (back to back), כאילו שותפי לווייתן היו צד להסכם הייצוא לירדן במקום חברת השיווק.

3. ביום 14.4.2020 נחתם בין חברת השיווק, שותפי לווייתן ו- HSBC Corporate Trustee Company (UK) Limited (להלן: "**HSBC**") הסכם נאמנות ובטוחות (Offtake Intercreditor and Security Trust Deed) אשר נועד להבטיח את התחייבויות חברת השיווק כלפי שותפי לווייתן בהתאם להסכם ה- Back-to-

Back GSPA, לפיו מונתה HSBC לשמש כנאמן בטוחות והתחייבויות מכוח הסכם הייצוא לירדן.

4. ביום 3.7.2023 הוסכם בין הצדדים על הגדלת כמויות הגז הטבעי שיסופקו ל- NEPCO על בסיס מחייב, באופן זמני וביחס למספר חודשים בשנים 2023-2024, וכי הכמות השנתית המינימאלית ש- NEPCO התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) במהלך השנים 2023-2024 תגדל בהתאם. אין באמור בכדי לשנות את היקף האספקה הכולל תחת הסכם הייצוא לירדן (כ- 45 BCM), כמפורט לעיל.

5. בחודש אוקטובר 2024 נחתם בין חברת השייחוק ל- FAJR הסכם לאספקת גז טבעי בין בהיקף כולל של כ- 2.5-3 BCM לתקופה של 10 שנים. נוסחת מחיר הגז שנקבעה בהסכם זה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה". כמו כן, ההסכם מותנה בקבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים בישראל, לרבות אישור יצוא מאת הממונה על ענייני הנפט, ובירדן, חתימה על הסכם הולכה עם נת"ז, אשר יאפשר את הזרמת הכמויות תחת ההסכם, וכן קבלת רולינג מס. נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבל אישור הייצוא להסכם זה וטרם החלה אספקת הגז על-פיו.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט לעיל ביחס להיקף הכספי הכולל של ההתקשרות לאספקת גז טבעי לחברת NEPCO וכמות הגז הטבעי שעשויה להירכש על-פי התקשרות זו מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן המפורט לעיל או בכל אופן אחר, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית מהמתואר לעיל, וזאת עקב גורמים שונים לרבות שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי NEPCO, שינוי במחיר הגז כתוצאה משינוי במחיר חבית נפט מסוג ברנט וכו'.

(ג) הסכם לייצוא גז ממאגר לווייתן לבלו אושן במצרים

1. בהמשך להתקשרויות קודמות עם בלו אושן, ביום 26.9.2019 נחתם בין שותפי לווייתן לבין בלו אושן הסכם לאספקת גז טבעי למצרים (להלן: "הסכם הייצוא למצרים"), ובמקביל נחתם בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים והנשיאה בהשקעות הכרוכות ברכישת והשמשת צנרת זו (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.26.6 (ד) להלן). אספקת הגז הטבעי למצרים ממאגר לווייתן בהתאם להסכם החלה ביום 15.1.2020.

2. להלן תיאור תמציתי של עיקרי תנאי הסכם הייצוא למצרים:

- (א) כמות הגז החוזית הכוללת שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת, על בסיס מחייב (firm), היא כ- 60 BCM (להלן: "הכמות החוזית הכוללת").
- (ב) אספקת הגז, שהחלה ביום 15.1.2020, תימשך עד ליום 31.12.2034 או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית הכוללת, המוקדם מביניהם (להלן: "תקופת האספקה"). במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת,

יהיה כל צד רשאי להאריך את תקופת האספקה בשנתיים נוספות.

(ג) שותפי לווייתן התחייבו לספק לרוכשת כמויות גז יומיות, כדלקמן: (1) בתקופה שהחלה ביום 15.1.2020 והסתיימה ביום 30.6.2020 – MMCF 200 ביום (כ- 2.1 BCM בשנה); (2) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2020 והסתיימה ביום 30.6.2022 – MMCF 350 ביום (כ- 3.6 BCM בשנה), ו- (3) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2022 ומסתיימת בסיום תקופת האספקה – MMCF 450 ביום (כ- 4.7 BCM בשנה). כמו כן, ההסכם כולל הוראות בנוגע לאפשרות להזרמת כמויות גז נוספות, מעבר לכמויות היומיות הנקובות לעיל, על בסיס מזדמן (Spot). לפרטים בנוגע לייצוא הגז למצרים באמצעות צינור EMG ודרך ירדן באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון ומערכת ההולכה הירדנית, ראו בסעיף 7.13.2(ב) להלן. הסכם הייצוא קובע הוראות לפיהן במקרים של אספקת חסר של כמויות הגז היומיות בחודש מסוים (Shortfall), זכאית הרוכשת, בתנאים מסוימים, לפיצוי בדמות הנחה על הגז שיסופק לה בחודש העוקב, בשיעור הנקבע בין היתר כפונקציה של שיעור אספקת החסר בחודש הנוכחי.

הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות רבעוניות ושנתיות, בהתאם למנגנונים שנקבעו בהסכם הייצוא למצרים, אשר בין היתר מאפשרים לרוכשת להקטין את כמות ה- TOP בשנה בה המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, כך שתעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. ככל שתופחת הכמות החוזית במקרה של אי הסכמה על עדכון מחיר הגז, כאמור בסעיף קטן (ה) להלן, זכותה של הרוכשת להקטין את כמות ה- Take or Pay כאמור לעיל, תתבטל. המחיר הממוצע של הברנט בשנת 2024 וכן מחיר חבית ברנט סמוך למועד אישור הדוח היו כ- 80 דולר, וכ- 70 דולר, בהתאמה. כמו כן, בקשר להתחייבות הרוכשת לרכוש או לשלם, נקבעו בהסכם, בין היתר, הוראות ומנגנון המאפשרים לרוכשת, לאחר שצרכה את הכמות המינימאלית לחיוב בגין שנה מסוימת, לקבל באותה שנה אספקת גז ללא תשלום נוסף עד ליתרת כמות הגז שלא נצרכה בשנים קודמות ואשר בגינה שילמה תמורה למוכרים במסגרת ההתחייבות ל- Take or Pay (מנגנון Make Up), וכן הוראות ומנגנון המאפשר לרוכשת לצבור כמויות שנרכשו בשנה כלשהי מעבר לכמות המינימאלית, ולנצלן לצורך הפחתת התחייבות הרוכשת (מנגנון Carry Forward).

(ד) מחיר הגז שיסופק לרוכשת ייקבע על-פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט וכוללת "מחיר רצפה". הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה

החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם, וזאת בהתקיים תנאים מסוימים שפורטו בהסכם. במקרה בו לא יגיעו הצדדים להסכמה בדבר עדכון המחיר כמתואר לעיל, תעמוד לרוכשת הזכות להפחית את הכמות החוזית בשיעור של עד 50% במועד ההתאמה הראשון ובשיעור של עד 30% במועד ההתאמה השני. יצוין כי, ההסכם כולל מנגנון תמריצים תלוי כמויות ובכפוף למחיר חבית נפט.

(ה) הסכם הייצוא למצרים כולל הוראות מקובלות הנוגעות לסימום ובנוסף הוראות במקרה של סיום הסכם הייצוא שנחתם בין שותפי תמר לבין בלו אושן כתוצאה מהפרתו, ואי הסכמת שותפי לווייתן לספק גם את הכמויות לפי הסכם תמר האמור, וכן כולל מנגנוני פיצוי במקרה כאמור. לפרטים בנוגע להתקשרות בין שותפי תמר לבלו אושן לייצוא גז טבעי למצרים ראו בסעיף 7.15.1(ד) להלן.

3. עד ליום 31.12.2024 סיפקו שותפי לווייתן לרוכשת כ- 23.5 BCM, בתמורה כספית כולל של כ- 5.1 מיליארד דולר. במועד חתימת הסכם הייצוא למצרים העריכה השותפות כי ההיקף החוזי הכולל (ביחס לכלל שותפי לווייתן) עשוי להסתכם בכ- 12.5 מיליארד דולר. הערכה זו התבססה, בין היתר, על ההנחה שהרוכשת תצרוך את הכמות החוזית הכוללת הקבועה בהסכם, וכן על הערכות שונות בדבר מחירי הגז הטבעי במהלך תקופת האספקה. יודגש כי, ההכנסות בפועל יגזרו ממכלול של גורמים שמרביתם אינם בשליטת השותפות.

4. על מנת לאפשר הגדלה של כמויות הייצוא למצרים ולאור העיכוב בהשלמת פרויקט מקטע ההולכה הימי החדש בין אשדוד לאשקלון, כמפורט בסעיף 7.13.2 להלן, חתמו שותפי לווייתן ובלו אושן על תיקון להסכם הייצוא למצרים, במסגרתו הוסכם, בין היתר, על הגדרת נקודת מסירה נוספת של הגז בעקבה שבירדן תחת הסכם הייצוא למצרים, במסגרתו נקבעה הנחת מחיר מסוימת, כפיצוי לבלו אושן על הוצאות ההולכה הנוספות הכרוכות בהולכת הגז מנקודת המסירה הנוספת בהן היא נושאת. הזרמת הגז למצרים לנקודת המסירה בעקבה החלה בחודש מרץ 2022, ומתבצעת באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון, כמפורט בסעיף 7.13.2 להלן.

נכון למועד אישור הדוח, מנהלים שותפי לווייתן ובלו אושן משא ומתן אודות כמויות גז נוספות שתימכרנה לבלו אושן, בהיקף העולה על כ- 100 BCM.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע לעיל ביחס להיקף ההכנסות הצפויות תחת הסכם הייצוא למצרים, וכמויות הגז הטבעי שעשויות להימכר לרוכשת, מבוסס על הערכות, תחזיות והנחות שונות שביצעה השותפות. הערכות אלו מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם בשליטת השותפות, לרבות עקב שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי

הרוכשת, שינויים במחיר הגז בהתאם לתנאי ההתקשרות וגורמים אחרים שלא ניתן לצפות אותם במועד אישור הדוח ואשר לשותפות אין שליטה לגביהם.

7.12.4 הסכמים לאספקת קונדנסט ממאגר לווייתן

(א) כללי

כמתואר בסעיף 7.11.2 לעיל, קונדנסט הוא נזל פחממני שנוצר כתוצאה מעיבוי הגז הטבעי. הואיל והקונדנסט הוא תוצר הנלווה להפקה ולטיפול בגז הטבעי, הליכי ההפקה של הגז הטבעי ממאגר לווייתן מחייבים ייצוב של הקונדנסט והעברתו לבית זיקוק.

(ב) הסכם עם בז"ן

ביום 15.12.2019 נחתם הסכם לפיו קונדנסט שיופק ממאגר לווייתן יוזרם באמצעות צנרת הדלקים הקיימת של חברת קצא"א אל מתחם מיכלים של תש"א בקרית חיים ומשם יוזרם למתקני בז"ן, וזאת בין היתר בהתאם להנחיות רגולטוריות. ההסכם שנחתם עם בז"ן הוא על בסיס מזדמן, עד לכמות מירבית שהוסכמה בין הצדדים כפי שתעודכן מעת לעת, בהתאם לתנאים שנקבעו על-ידי הרשויות לעניין זה, לתקופה של 15 שנים ממועד תחילת ההזרמה של הקונדנסט בכמויות מסחריות, כאשר לכל צד תהיה זכות לסיים את ההסכם במתן הודעה מראש של לפחות 360 יום לצד האחר. בנוסף, כל צד רשאי לסיים את ההסכם בהודעה קצרה יותר בקרות אירועים שונים, לרבות במקרה של הפרה על-ידי הצד האחר וכן בקרות שינויים רגולטוריים ואחרים אשר לא יאפשרו את הזרמת הקונדנסט בהתאם להסכם.

על-פי ההסכם, שותפי לווייתן אינם זכאים לתמורה עבור אספקת הקונדנסט לבז"ן, כאשר שותפי לווייתן מחויבים לשאת בכל ההוצאות, לרבות חשיפות המס, ביחס לאספקת הקונדנסט.

כמפורט בפסקאות (ג) ו- (ד) להלן, ביום 7.3.2024 החלו שותפי לווייתן להזרים קונדנסט בצינור לתש"א ובז"א, ובעקבות זאת, החל מהמועד האמור הופחתו משמעותית כמויות הקונדנסט שסופקו לבז"ן על-פי ההסכם כאמור.

במסגרת תכתובת שנערכה בין שותפי לווייתן לבין בז"ן במהלך הרבעון הראשון של שנת 2022, פנו שותפי לווייתן לבז"ן בטענה כי היעדר התשלום בגין הקונדנסט המסופק לבז"ן כאמור מהווה ניצול אסור בניגוד לדין של כוחה של בז"ן כמונופסון ברכישת קונדנסט. בז"ן השיבה בכתב הדוחה את טענות שותפי לווייתן. ביום 4.2.2024 הודיעו שותפי לווייתן לבז"ן כי תחילת הזרמת הקונדנסט לבז"א צפויה במהלך חודש מרץ 2024, וכי החל ממועד זה יופחתו משמעותית הכמויות המועברות לבז"ן. בתגובה להודעה זו, שלחה בז"ן מכתב לשותפי לווייתן לפיו הודעתם האמורה של שותפי לווייתן מהווה הפרה של ההסכם עם בז"ן. לעמדת השותפות, טענות ודרישות בז"ן כאמור הינן חסרות כל בסיס, ובהתאם בוחנים שותפי לווייתן את המשך צעדיהם מול בז"ן בעניין זה.

הסכם עם תש"א (ג)

ביום 1.9.2022 נחתם בין שברון (בשם שותפי לווייתן) לבין תש"א הסכם שנועד להסדיר מנגנון חלופי להזרמת קונדנסט מפרייקט לווייתן באמצעות צינור קיים בקוטר 6 אינץ' של תש"א והמערכות הנלוות לו (להלן בסעיף זה: "הצינור"). ההסכם יעמוד בתוקפו למשך 20 שנה ממועד תחילת ההזרמה, בכפוף להוראות המקנות לצדדים אפשרות לבטלו לפני תום התקופה, בתנאים מסוימים. על-פי ההסכם, תש"א תהיה אחראית על תכנון וביצוע עבודות החיבור וההתאמה של הצינור למטרת הולכת הקונדנסט כאמור (להלן: "עבודות החיבור"), וכן על קבלת כל האישורים להזרמת הקונדנסט בצינור ועל הפעלה והתחזוקה השוטפת של הצינור. שברון (באמצעות שותפי לווייתן, לפי חלקם בחזקות לווייתן) התחייבה לשאת בעלויות הכרוכות בעבודות החיבור בהתאם להיקף ולמנגנון הקבוע בהסכם, וזאת בסכומים שיוסכמו על-ידי הצדדים מראש.

כל אחד מהצדדים רשאי להביא את ההסכם לסיומו אם לא התקיימו התנאים המתלים תוך 12 חודשים ממועד החתימה או אם מועד תחילת ההזרמה לא התקיים תוך 12 חודשים ממועד הכניסה לתוקף של ההסכם.

בתקופת ההזרמה, תש"א תעמיד את הצינור לשימושה של שברון (למעט במצבי חירום המוגדרים בהסכם, אשר בהם תופסק באופן זמני הזרמת הקונדנסט לצינור), ותשריין קיבולת מוסכמת בצינור בתמורה לדמי קיבולת קבועים הנקובים בהסכם. בנוסף, תזרים תש"א את הקונדנסט בצינור, בתמורה לדמי הולכה שהוסכמו בהסכם.

יצוין כי, בעבודות החיבור ובהסכם הובאה בחשבון הגדלת כמות הקונדנסט שתוזרם בצינור אשר נובעת מהפעלת הצינור השלישי ומתחילת ההפקה במסגרת שלב ב1'.

הזרמת הקונדנסט לתש"א על-פי ההסכם הנ"ל החלה ביום 7.3.2024.

הסכם עם בז"א (ד)

ביום 18.1.2023 התקשרו שותפי לווייתן, ובכלל זאת השותפות (להלן בסעיף זה: "המוכרים"), עם בז"א בהסכם למכירת קונדנסט לבז"א (להלן בסעיף זה: "ההסכם"). להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

1. על-פי ההסכם, התחייבו המוכרים לספק לבז"א קונדנסט המופק ממאגר לווייתן, שיוזרם באמצעות צינור תש"א.
2. בהסכם נקבעו, בין היתר, הוראות בדבר מגבלות על הכמויות המירביות (ברמה יומית וחודשית) של הקונדנסט שיוספק לבז"א, קנסות במקרה של הפרת הוראות ההסכם, והוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה.
3. ההזרמה של הקונדנסט לבז"א תחל במועד תחילת ההזרמה בצינור תש"א (להלן בסעיף זה: "מועד תחילת ההזרמה"), ותימשך לתקופה של 4 שנים.

4. המחיר שישולם למוכרים נקבע על-פי מחיר חבית נפט מסוג ברנט בניכוי מרווח, באופן מדורג, כמפורט בהסכם.

5. המוכרים מעריכים כי היקף ההכנסות הכולל שינבע למוכרים מההסכם עשוי להסתכם בכ- 200-300 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 90-135 מיליון דולר), וזאת בהתבסס על רמת מחירי הברנט במועד אישור הדוח. יובהר כי, אין ודאות להיקף ההכנסות שעשוי לנבוע לשותפות מביצוע ההסכם, וכי ההכנסות בפועל ייגזרו ממכלול גורמים, לרבות מכויות הקונדנסט שיופק ויימכר בפועל לבז"א וממחירי הברנט.

הזרמת הקונדנסט לבז"א על-פי ההסכם כאמור החלה ביום 7.3.2024.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט לעיל בקשר עם ההסכם, לרבות ביחס להיקף ההכנסות הצפוי לנבוע מההסכם, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, אשר לא תלויים בשותפות, לרבות שינויים בהיקף ובקצב הפקת הקונדנסט (כנגזרת של קצב הפקת הגז ממאגר לויתן), ומחיר הקונדנסט שיקבע בהתאם למחירי הברנט.

7.13 שיווק והפצה

7.13.1 אספקה לשוק המקומי

השותפות, ביחד עם שותפיה בפרייקט לויתן, מספקת גז טבעי וקונדנסט ללקוחותיה בישראל, בהתאם להתקשרויות המתוארות בסעיף 7.12.3 לעיל. במקביל, מנהלים שותפי לויתן משאים ומתנים בשלבים שונים עם לקוחות פוטנציאליים נוספים במשק המקומי, ובכללם יצרני חשמל פרטיים וצרכנים תעשייתיים, בכפוף, בין היתר, ליכולת האספקה של פרייקט לויתן. הזרמת גז טבעי לחלק מהלקוחות הפוטנציאליים עשויה להיות תלויה גם בהמשך פיתוחה של מערכת ההולכה הארצית לגז טבעי על-ידי נת"גז, ובהשלמת מערכות החלוקה האזוריות.

נכון למועד אישור הדוח, שיווק הגז הטבעי המופק ממאגר לויתן ללקוחות מתבצע בדרך של שיווק משותף בהתאם לפטור מהוראות מסוימות בחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988 (להלן: "**חוק התחרות הכלכלית**"), אשר נחתם ביום 17.12.2015 על-ידי ראש הממשלה בתפקידו דאז כשר הכלכלה, ועל-פי הסכמי אספקה שנחתמו בין הלקוחות לבין כלל שותפי לויתן.

7.13.2 יצוא

(א) כללי

השותפות, ביחד עם שותפי לויתן, מייצאת גז טבעי ללקוחות בירדן ובמצרים, בהתאם להתקשרויות המתוארות בסעיף 7.12.3 לעיל. במקביל, פועלים שותפי לויתן לאיתור שווקים ולקוחות פוטנציאליים נוספים מחוץ לישראל לשיווק הגז הטבעי. להערכת השותפות, השווקים הפוטנציאליים כוללים את המדינות הקרובות לישראל (לרבות

השוק הפלסטיני אשר רוכש כיום חשמל מישראל, אף שלמיטב ידיעת השותפות, קיימות גם תוכניות להקים בשטחי הרשות הפלסטינית וברצועת עזה תחנות כוח לייצור חשמל), ובראשן מצרים וירדן, אליהן מיוצא גז טבעי באמצעות צנרת, והשווקים הגלובאליים הרחוקים יותר אשר ניתן לייצא אליהם גז טבעי באמצעות LNG ו/או CNG. בהקשר זה יצוין כי, שותפי לווייתן בוחנים את הכדאיות הכלכלית של פרויקטים פוטנציאליים לייצוא גז טבעי באמצעות LNG (לרבות הנזלת גז טבעי באמצעות מתקן FLNG), כמפורט לעיל ולהלן.

(ב) הייצוא באמצעות צנרת למצרים וירדן

נכון למועד אישור הדוח, תשתית הצנרת לייצוא ללקוחות השותפות במצרים וירדן כוללת את המערכות העיקריות המפורטות להלן. כמפורט להלן, קיבולת אספקת הגז למצרים באמצעות המערכות האמורות מתחלקת בין שותפי תמר לשותפי לווייתן.

(1) צינור EMG

צינור EMG מחבר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש, ומשמש כקו הייצוא העיקרי למצרים מאז תחילת ההפקה ממאגר לווייתן. לפרטים אודות עסקת EMG המאפשרת הזרמת גז טבעי למצרים באמצעות צינור EMG, ראו סעיף 7.26.6 להלן.

בחודש ינואר 2025 הושלם חיבור חשמל נוסף לתחנת המדחסים אשר מאפשר את הפעלתם במקביל של שני המדחסים המותקנים בכניסה למערכת EMG באשקלון. הפעלת שני המדחסים במקביל כאמור, מאפשרת, נכון למועד אישור הדוח, הגדלה של יכולת ההזרמה בצינור EMG, מכ- 600 MMCF ליום (כ- BCM 6 בשנה) לכ- 650 MMCF (כ- 6.5 BCM). יצוין כי, ניצול מירבי של קיבולת זו מותנה בתנאי מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז, העשויים להשתנות מעת לעת.

לצורך הגדלה נוספת של יכולת ההולכה בצינור EMG לכ- 850 MMCF ביום (כ- 8.5 BCM בשנה), מבצעת נתג"ז פרויקט להקמת מקטע ימי חדש בין אשדוד לאשקלון באורך של כ- 46 ק"מ (לעיל ולהלן: "**המקטע המשולב**"). המועד הצפוי להשלמת פרויקט הקמת המקטע המשולב נדחה מספר פעמים.

לפרטים נוספים וכן לפרטים בנוגע להסכמי ההולכה שנחתמו עם נתג"ז ראו פסקה (ה) להלן.

לפרטים אודות הסכם להקצאת קיבולת בצינור EMG בין שותפי לווייתן לשותפי תמר, ראו סעיף 7.26.6 להלן.

(2) קו הייצוא ירדן-צפון

קו הייצוא ירדן-צפון מחבר בין מערכת ההולכה הישראלית לבין מערכת ההולכה

הירדנית בסמוך למעבר שייח חוסיין. הקמת קו יצוא זה הושלמה בחודש דצמבר 2019, בין היתר, באמצעות הקמת צינור גז טבעי על-ידי נתג"ז מתחנת תל קשיש לגבול עם ירדן, לרבות הקמת תחנה בסמוך לגבול שמטרתה מדידת הגז המיוצא לירדן. צינור ההמשך בצד הירדני הוקם על-ידי FAJR, חברת ההולכה הירדנית (שהינה בבעלות מצרית) (להלן: "FAJR"), המחבר את מערכת ההולכה הישראלית לצנרת ההולכה הקיימת בירדן והצינור הפן ערבי, ומתחבר למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה (לעיל ולהלן: "קו הייצוא ירדן-צפון"). נכון למועד אישור הדוח, הקיבולת המירבית הכוללת של אספקת הגז בקו הייצוא ירדן-צפון בצינור היא כ- 7 BCM בשנה, מתוכם כ- 3.5 BCM מוקצים לטובת הסכם NEPCO. אספקת גז למצרים על-פי הסכם הייצוא באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון החלה בחודש מרץ 2022. לפרטים נוספים בעניין זה, ראו פסקה (ו) להלן.

הסכמים להשתתפות במימון פרויקט לשדרוג מערכת הולכת גז מחוץ לישראל (3)

ביום 19.9.2024 נחתמה מערכת של הסכמים בנוגע להשתתפות שותפי לווייתן ושותפי תמר במימון פרויקט להקמת תחנת דחיסה מחוץ לישראל במערכת ההולכה הנזכרת בפסקה (2) לעיל, עבור חברת ההולכה המקומית (להלן בסעיף זה: "הפרויקט", "מערכת ההולכה", ו- "חברת ההולכה", בהתאמה), כמפורט להלן:

א. על-פי הסכם שנחתם עם חברת ההולכה התחייבה שברון להשתתף במימון הפרויקט עד לסך של כ- 341 מיליון דולר (להלן: "הסכם ההשתתפות במימון"), בו נקבע, בין היתר, כי חברת ההולכה תהיה אחראית להקמה ולתפעול הפרויקט ושברון תשלם לחברת ההולכה סך שנתי בגין הפעלת ואחזקת תחנת הדחיסה ובגין דמי רישוי. כן נקבע כי שברון תהיה זכאית לקבל תשלומי החזר שנתיים מחברת ההולכה עבור ההשתתפות במימון, והחזרים נוספים בגין חלק מדמי ההפעלה והתחזוקה של תחנת הדחיסה, כתלות בכמויות הגז שיוזרמו במערכת ההולכה, לרבות על-ידי צדדים שלישיים, מעבר לכמות מסוימת ועל-פי מנגנון ולתקופה שנקבעו בהסכם ההשתתפות במימון.

ביום 31.12.2024 הודיעה שברון לשותפי לווייתן כי התקיימו התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של הסכם ההשתתפות במימון.

ב. השותפים בפרויקטים לווייתן ותמר התקשרו בהסכם עם שברון, על בסיס 'back-to-back' להסכם ההשתתפות במימון, לפיו שותפי לווייתן ושותפי תמר יישאו בחלקים שווים בסכום ההשתתפות במימון בתוספת עלויות ניהול הפרויקט על-ידי שברון, בסכום כולל שלא יעלה על כ- 343 מיליון דולר (100% מהפרויקט, חלק השותפות הינו עד כ- 78 מיליון דולר). שברון

תממש את הזכויות, הסמכויות ושיקול הדעת המוקנים לה בהסכם ההשתתפות במימון בהתאם למנגנוני קבלת החלטות שנקבעו בהסכם האמור. שותפי לווייתן ושותפי תמר יהיו זכאים לקבל את ההחזרים הנזכרים לעיל בחלקים שווים, ללא קשר לחלקו של כל אחד מהם בהזרמת הגז במערכת ההולכה. במקרה שבעל זכות באחד מהמאגרים לא ישלם את התשלום החל עליו מכוח הסכם ההשתתפות במימון, יתר בעלי הזכויות באותו מאגר יידרשו לשאת בחלקו של הצד המפר, והצד המפר יחויב בריבית ובפיצוי (שהוסכמו בהסכם האמור) כלפי יתר בעלי הזכויות ששילמו. לפרטים אודות אופן הקצאת הקיבולת הנוספת במערכת ההולכה, שיאפשר הפרויקט (להלן: "**הקיבולת הנוספת**") ראו פסקה ד' להלן.

ג. חברה קשורה של שברון (להלן: "**החברה הקשורה**") התקשרה עם חברת ההולכה בהסכם לאספקת שירותי הולכה עבור הקיבולת הנוספת (להלן: "**הסכם ההולכה הנוסף**"). תשלום דמי ההולכה על-פי הסכם ההולכה הנוסף יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה. ביום 31.12.2024 הודיעה שברון לשותפי לווייתן כי התקיימו התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של הסכם ההולכה הנוסף.

תוקפו של הסכם ההולכה הנוסף הינו עד ליום 25.1.2034, אלא אם יסתיים קודם לכן בהתאם להוראות הקבועות בו.

ד. שברון ויתר שותפי לווייתן ושותפי תמר חתמו על תיקון להסכם השירותים הקיים (להלן: "**התיקון להסכם השירותים**"), במסגרתו נקבע, בין היתר, כי התקשרות החברה הקשורה בהסכם ההולכה הנוסף נעשית עבור ובשם שותפי לווייתן ושותפי תמר על בסיס 'back-to-back', כאילו הם היו צד להסכם האמור. כן נקבע, בין היתר, כי הקיבולת הנוספת תוקצה בחלקים שווים בין שותפי לווייתן ושותפי תמר. שברון תממש את הזכויות, הסמכויות ושיקול הדעת המוקנים לה בהסכם ההולכה הנוסף בהתאם למנגנוני קבלת החלטות שנקבעו בתיקון להסכם השירותים.

נכון למועד אישור הדוח, הצפי המשוער להשלמת הפרויקט הוא במהלך המחצית השנייה של שנת 2026.

(4) קו הייצוא ירדן-דרום, המחבר את מערכת ההולכה הישראלית באזור דרום ים המלח למפעלי תעשייה ירדנים.

(5) נכון למועד אישור הדוח, בוחנת המפעילה בשם שותפי לווייתן ושותפי תמר את האפשרות להשתתף בהקמת פרויקט חיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה (להלן: "**קו ניצנה**" או "**פרויקט ניצנה**"), הכולל קו צנרת והקמת תחנת מדחסים באזור רמת חובב. קו

ניצנה (ככל שיוקם) יהווה חלק ממערכת ההולכה של נתג"ז, וצפוי להגדיל את יכולת ההולכה למצרים לפחות בכ- 6-7 BCM בשנה. לפרטים אודות החלטת מועצת הגז הטבעי בעניין מיום 9.8.2023, ראו סעיף 7.24.5(ו) להלן.

לצורך קידום הקמת קו ניצנה אישרו שותפי לווייתן עד למועד אישור הדוח תקציבים מקדמיים וזאת בטרם התחייבות להשתתפות במימון קו ניצנה, בהתאם להחלטת מועצת הגז הטבעי בעניין, ובטרם קבלת החלטת השקעה סופית (ככל שתתקבל) בסך כולל של כ- 111.1 מיליון דולר (100%). להערכת המפעילה (בהתבסס על הנתונים שנמסרו על-ידי נתג"ז), תקציב פרויקט קו ניצנה מוערך בכ- 585 מיליון דולר (בחלקים שווים בין יוצאני הגז שישתתפו במימונו, חלק השותפות כ- 133 מיליון דולר). נכון למועד אישור הדוח, בוחנת השותפות, ביחד עם יתר שותפי לווייתן, את כלל התנאים המסחריים בפרויקט זה בהשוואה לחלופות של פרויקטים אחרים להגדלת קיבולת הייצוא למצרים, לרבות הנחת קו צנרת אשר יחבר את הפלטפורמה למערכת ההולכה המצרית, ובהתאם, תתקבל החלטה האם להשתתף בפרויקט ניצנה ובאיזה אופן.

להלן טבלה המסכמת את אומדני יכולת ההולכה הנוכחית והאפשרית של כל אחת ממערכות ההולכה לייצוא גז למצרים וירדן, וכן יכולת הייצוא הנוכחית והאפשרית הכוללת ממאגר לווייתן, במונחי BCM:

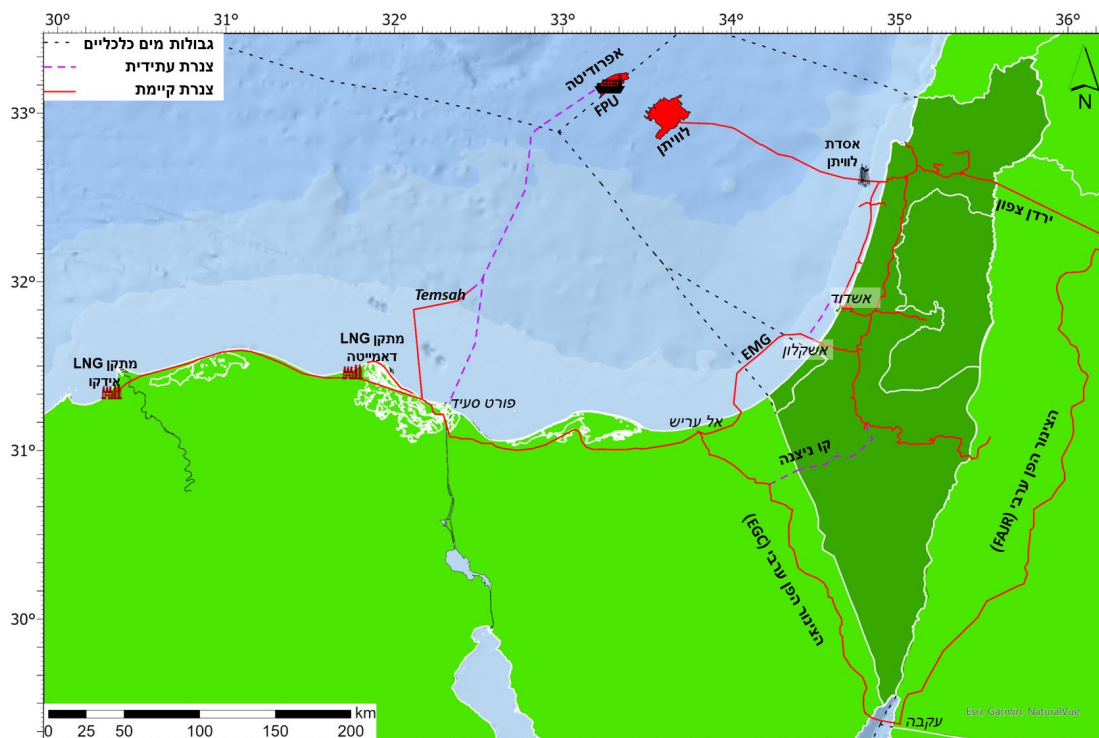
תשתית	יכולת הולכה נוכחית	יכולת הולכה אפשרית ⁷² נוספת	סה"כ יכולת הולכה אפשרית	יכולת יצוא נוכחית ואפשרית כוללת ממאגר לווייתן	יכולת הולכה נוספת מותנית ב:
EMG	כ- 6.5	כ- 2	כ- 8.5	כ- 6.5	השלמת המקטע המשולב
קו הייצוא ירדן- צפון	כ- 7 (כ-3.5 למצרים, וכ-3.5 לירדן)	כ- 4 למצרים	כ- 11 (כ- 7.5 למצרים, וכ-3.5 לירדן)	כ- 7.25 (כ- 3.75 למצרים, וכ- 3.5 לירדן) ⁷³	השלמת הפרויקט (כהגדרתו בסעיף 7.13.2(ב)(3) להלן)
קו ניצנה	-	כ- 7	כ- 7	כ- 3.5 (מוערך) ⁷⁴	השלמת פרויקט קו ניצנה
סה"כ	כ- 13.5	כ- 13	כ- 26.5	כ- 17.25	

⁷² הנתונים המפורטים בטבלה ביחס ליכולת ההולכה הינם להערכת השותפות. הכמויות בפועל עשויות להשתנות בהתאם לתנאי התפעול שישוררו במערכות ההולכה האזוריות במהלך תקופת ההפעלה. בהנחת תנאים שונים מאלו שנלקחו בחשבון על-ידי השותפות, יתכן כי תשתנה יכולת ההולכה של המערכות השונות.

⁷³ יכולת הייצוא האפשרית ממאגר לווייתן כאמור לעיל הינה בהתאם להערכת השותפות את שיעור ההקצאה המוערך של פרויקט לווייתן בהקצאה מתוך יכולת הייצוא האפשרית של קו הייצוא ירדן-צפון לאחר השלמת הפרויקט (כהגדרתו בסעיף 7.13.2(ב)(3) להלן).

⁷⁴ יכולת הייצוא האפשרית ממאגר לווייתן כאמור לעיל הינה בהתאם להערכת השותפות את שיעור ההקצאה המוערך של פרויקט לווייתן בהקצאה מתוך יכולת הייצוא האפשרית של פרויקט קו ניצנה, לפיה הקיבולת תוקצה באופן שווה בין שותפי לווייתן לשותפי תמר. לפרטים ראו סעיפים 7.13.2(ב)(4) ו- 7.24.5(ו) להלן.

להלן מפה המציגה את מערכת קווי הייצוא הקיימים והעתידיים:



(ג) התקשרות עם נתג"ז בהסכמי הולכה בקשר לייצוא למצרים

1. ביום 28.5.2019 נחתם הסכם בין שברון לנתג"ז, בנוגע לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן ומאגר תמר אל תחנת הקבלה של EMG באשקלון לצורך יצוא למצרים באמצעות צינור EMG (להלן בסעיף זה: "הסכם 2019"). התשלום על-פי הסכם 2019 נקבע על בסיס כמות הגז המוזרמת בפועל במערכת ההולכה, בכפוף להתחייבות שברון לתשלום בגין כמויות מינימאליות מסוימות. לפרטים אודות קיבולת מערכת EMG ראו בפסקה (ב)(1) לעיל.

ביום 26.12.2024 נחתמה בין שברון לבין נתג"ז תוספת להסכם 2019, לפיה יוארך ההסכם עד למוקדם מבין: (א) מועד פקיעת ההסכם בהתאם לתנאיו; (ב) יום 1.1.2026; או (ג) מועד תחילת ההזרמה, כהגדרתו בהסכם ההולכה על בסיס מחייב (Firm) המתואר להלן.

2. ביום 18.1.2021, התקשרה שברון עם נתג"ז בהסכם לאספקת שירותי הולכה על בסיס מחייב (Firm), אשר נועד להחליף את הסכם 2019, לצורך הזרמת גז טבעי מהמאגרים לווייתן ותמר אל תחנת הקבלה של EMG באשקלון ולצורך הולכתו למצרים (להלן: "הסכם ההולכה" או בסעיף זה: "ההסכם"). להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם, כפי שתוקן מעת לעת:

- (א) במסגרת הסכם ההולכה, התחייבה נתג"ז להקים את המקטע המשולב בהתאם להחלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בקשר למימון פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב, כמתואר בסעיף 7.24.5(ה) להלן (להלן בסעיף זה: **"החלטת המועצה"**), באופן שיאפשר את הזרמת מלוא הכמויות תחת הסכם ההולכה, ולספק שירותי הולכה לגז הטבעי שיסופק מהמאגרים לווייתן ותמר, לרבות שמירה על קיבולת בסיסית במערכת ההולכה בהיקף שנתי של כ- 5.5 BCM (להלן: **"הקיבולת הבסיסית"**). בגין שירותי ההולכה ביחס לקיבולת הבסיסית תשלם שברון דמי קיבולת (Capacity) וכן תשלום בגין כמות הגז שתוזרם בפועל (Throughput), בהתאם לתעריפי ההולכה המקובלים בישראל, כפי שיעודכנו מעת לעת.⁷⁵ כמו כן, התחייבה נתג"ז לספק שירותי הולכה לא רציפים על בסיס מזדמן (Interruptible) של כמויות גז נוספות מעבר לקיבולת הבסיסית, בכפוף לקיבולת שתהיה זמינה במערכת ההולכה. בגין הולכת הכמויות הנוספות כאמור תשלם שברון תעריף הולכה בגין שירותי הולכה לא רציפים ביחס לכמויות שיוזרמו בפועל.
- (ב) במסגרת הסכם ההולכה התחייבה שברון לתשלום בגין הזרמה של כמות גז שלא תפחת מ- 44 BCM לאורך כל תקופת ההסכם. היה והצדדים יסכימו על הגדלת הקיבולת הבסיסית, אזי הכמות המינימאלית להזרמה כאמור לעיל תוגדל בהתאם.
- (ג) בהסכם ההולכה נקבעו התחייבויות של נתג"ז בנוגע למועד השלמת ההקמה של המקטע המשולב ותחילת ההזרמה של הגז (להלן בסעיף זה: **"מועד תחילת ההזרמה"**), אך מעת לעת הודיעה נתג"ז על עיכובים ודחיות בביצוע עבודות ההקמה עקב אילוצים שונים בגינם נדחה מועד תחילת ההזרמה, וזאת, בין היתר, בשל תקלות טכניות אשר אירעו במהלך העבודות וכן עקב עזיבת הקבלן המבצע הזר את האזור על רקע המצב הבטחוני.
- (ד) על רקע זה, ביום 4.8.2024 נחתם בין שברון לבין נתג"ז תיקון להסכם ההולכה, לפיו, בין היתר, תישא שברון, בגין חלק השותפים בפרויקטים לווייתן ותמר, בסכום השווה ל- 56.5% מהעלויות הנוספות הכרוכות בהשבת הקבלן הזר לישראל ובחידוש עבודות ההקמה של הפרויקט, וזאת ככל שיחודשו עד לחודש אוקטובר 2024. נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבלה הודעה מנתג"ז בקשר עם מועד חזרתו של הקבלן וחידוש העבודות, ובהתאם טרם התקבלה הערכה לגבי תוספת העלויות הכרוכה

⁷⁵ נכון למועד אישור הדוח, דמי הקיבולת ודמי ההזרמה הנגבים על-ידי נתג"ז מלקוחותיה עומדים על סך של כ- 58.7 ו- 10.7 אגורות ל- MMBTU, בהתאמה, וזאת בהתאם להחלטה מס' 1/2024 של המועצה לענייני משק הגז הטבעי מיום 4.6.2024. יצוין כי, התעריפים כאמור צמודים למדד המחירים לצרכן, החל ממועד החלטה כאמור ועד למועד כל תשלום רלוונטי.

בחזרתו של הקבלן ובהשלמת הפרויקט.

להערכת המפעילה, מועד תחילת ההזרמה אינו צפוי להיות לפני הרבעון הראשון של שנת 2026.

(ה) בהסכם ההולכה נקבע כי הוא יסתיים במועד המוקדם מבין: (א) המועד בו הכמות הכוללת שתוזרם תהיה 44 BCM; (ב) בחלוף 8 שנים ממועד תחילת ההזרמה; או (ג) עם פקיעת רישיון ההולכה של נתג"ז.

(ו) בהתאם לעקרונות שנקבעו בהחלטת המועצה, חלק השותפים בפרויקטים לווייתן ותמר (56.5%) מתוך העלות הכוללת של הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון, כאשר שותפי לווייתן ושותפי תמר ישאו בעלויות אלו וכן בהעמדת ערביות כמפורט להלן, הינו בשיעור של 69% ו-31%, בהתאמה.

(ז) נכון למועד אישור הדוח, עלויות הקמת המקטע המשולב, לרבות העלויות בגין הקדמת ביצוע הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, מוערכות בסך כולל של כ- 295 מיליון דולר (חלק השותפות כ- 52 מיליון דולר), וזאת ללא עלויות נוספות אשר עשויות לחול בגין חידוש העבודות כאמור בסעיף 7.13.2(ג)2(ד) לעיל.

(ח) בהתאם להחלטת המועצה, העמידו שותפי לווייתן ושותפי תמר ערבות בנקאית להבטחת חלקה של נתג"ז בעלות הקמת התשתית האמורה לעיל, ולכיסוי התחייבותה של שברון לתשלום דמי הקיבולת וההולכה. בהתאם, בחודש פברואר 2025 העמידה השותפות ערביות, בגין זכויותיה בפרויקט לווייתן, בהיקף כולל, נכון למועד אישור הדוח, של כ- 186.4 מיליון ש"ח.

(ט) בהסכם ההולכה נקבע כי אם ייפסק יצוא הגז הטבעי מהפרויקטים לווייתן ותמר למצרים, תהיה שברון רשאית לבטל את הסכם ההולכה בכפוף לתשלום פיצוי לנתג"ז בגין הביטול המוקדם, בסכום השווה לשיעור של 120% מעלויות ההקמה של מקטע המשולב אשדוד-אשקלון, בתוספת עלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, ובניכוי הסכומים ששילמה שברון עד למועד הביטול בגין עלויות ההקמה וההקדמה כאמור ובגין הזרמת הגז תחת הסכם ההולכה. אם לאחר ביטול הסכם ההולכה יחודש היצוא למצרים, אזי יחודש הסכם ההולכה בכפוף ובהתאם לקיבולת שתהיה זמינה במערכת ההולכה באותה עת.

(י) על רקע העיכובים בהשלמת עבודות ההקמה ודחיית מועד תחילת ההזרמה כאמור לעיל, העלתה שברון כנגד נתג"ז טענות להפרת הסכם ההולכה, ובעקבות כך הסכימו הצדדים לנהל הליך גישור ובמקביל לפעול על-פי מנגנון הבוררות שבהסכם ההולכה.

3. במקביל לחתימת הסכם ההולכה, חתמו שברון, השותפות ויתר שותפי לווייתן ושותפי תמר על הסכם שירותים (back-to-back) (להלן בסעיף זה: "הסכם

השירותים") במסגרתו נקבע כי שותפי לווייתן ותמר יהיו זכאים להוליך גז טבעי (באמצעות שברון) תחת הסכם ההולכה וכן יהיו אחראים לקיום התחייבויות שברון על-פי ההסכם ההולכה (back-to-back), כאילו שותפי לווייתן ושותפי תמר היו צד להסכם ההולכה במקום שברון, כל אחד בהתאם לחלקו כפי שנקבע בהסכם הקצאת הקיבולת בין שותפי לווייתן ושותפי תמר כמפורט בסעיף 7.26.6(ג) להלן. עוד נקבע בהסכם השירותים, כי הקיבולת הבסיסית שתישמר במערכת ההולכה לשברון תוקצה בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר לפי השיעורים המפורטים ובהתאם לסדר הקבוע בהסכם הקצאת הקיבולת. שותפי לווייתן ותמר ישאו בדמי קיבולת (Capacity) ביחס קבוע של 69% (שותפי לווייתן) ו- 31% (שותפי תמר), למעט במקרה בו צד (שותפי לווייתן או שותפי תמר, לפי העניין) השתמש בקיבולת הלא מנוצלת של הצד האחר.

לפרטים נוספים אודות פרויקט המקטע המשולב, ראו סעיף 7.13.2(ב) לעיל.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - ההערכות המפורטות לעיל ביחס לעלויות ההקמה וללוחות הזמנים להקמה של המקטע המשולב, לרבות חלקה של השותפות בעלויות הנוספות והערכת המפעילה לגבי מועד תחילת ההזרמה, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, ואשר עשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, לרבות עיכובים ותקלות בהקמת מקטעי מערכת ההולכה, עלויות הקמה בפועל השונות מהעלויות המוערכות, אי קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים, וגורמים נוספים שאינם בשליטת השותפות, לרבות התארכות מלחמת חרבות ברזל או שינויים גיאופוליטיים אחרים.

(ד) יצוא גז טבעי למצרים דרך קו הייצוא ירדן-צפון

לאור העיכוב בהשלמת פרויקט הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון, חתמו שותפי לווייתן על מערכת הסכמים שנועדו לאפשר הזרמת כמויות של גז טבעי למצרים על-פי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, תוך שימוש בקו הייצוא ירדן-צפון. בהתאם למערכת ההסכמים כאמור, בחודש מרץ 2022 החלה הזרמת הגז הטבעי למצרים דרך ירדן, המאפשרת למקסם את מכירתו של הגז הטבעי המופק ממאגר לווייתן ולהעביר את עודפי הגז הטבעי, אשר אינם נצרכים בישראל ובירדן ו/או מוזרמים למצרים באמצעות צינור EMG, לשוק המצרי, דרך מערכת ההולכה הירדנית, וזאת בעיקר עד להשלמת המקטע המשולב על-ידי נתג"ז כאמור.

נכון למועד אישור הדוח, וכפי שנמסר לשותפות מהמפעילה בפרויקט לווייתן, באמצעות תשתיות ההולכה הקיימות ובתנאי התפעול הנוכחיים, ניתן להזרים גז טבעי למצרים, דרך ירדן, בכמות יומית ממוצעת של עד כ- 350 MMCF (כ- 3.5 BCM בשנה). בהקשר זה יצוין כי, משרד האנרגיה אישר לשותפי לווייתן הוספת נקודת מסירה של גז טבעי למצרים בעקבה, ירדן. עוד יצוין כי הולכת הגז למצרים באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון כרוכה בעלויות הולכה נוספות לעומת הולכת הגז באמצעות צינור EMG.

מערכת ההסכמים שנחתמה כאמור כוללת את ההסכמים המפורטים להלן:

1. הסכם בין חברה קשורה של שברון (להלן: "החברה הקשורה") לבין FAJR, חברת ההולכה הירדנית, לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר באמצעות מערכת ההולכה בירדן, מנקודת הכניסה בגבול בין ישראל לירדן אל נקודת המסירה בגבול בין ירדן למצרים בסמוך לעקבה (להלן: "הסכם FAJR"). התשלום על-פי הסכם FAJR יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה של FAJR, בניכוי גז לשימוש עצמי המשמש להפעלת המדחסים בעקבה. כן נקבע כי תקופת הסכם FAJR הינה ל- 5 שנים ממועד ההזרמה, אלא אם יסתיים קודם לכן בהתאם להוראות הקבועות בו.
2. הסכם שירותים back-to-back שנחתם בין החברה הקשורה, שברון ויתר שותפי לווייתן ותמר, במסגרתו נקבע, בין היתר, כי התקשרות החברה הקשורה בהסכם FAJR נעשית עבור ולטובת בעלי הזכויות במאגרי תמר ולווייתן לצורך יצוא גז טבעי למצרים ממאגרי תמר ולווייתן על בסיס 'back-to-back', כאילו הם היו צד להסכם האמור. כן נקבע כי השימוש במערכת ההולכה של FAJR יתבצע בהתאם למנגנון, לתנאים ולסדר העדיפויות שפורטו בהסכם כאמור המבוססים, בין היתר, על הקיבולת של צינור EMG, הקיבולת הפנויה ואילוטי מערכת ההולכה של FAJR והזמנות הגז שיבוצעו מכח הסכמי הייצוא למצרים בין BOE לבין בעלי הזכויות במאגרי תמר ולווייתן.
3. הסכם בין שברון לנתג"ז לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון אל נקודת החיבור למערכת ההולכה של FAJR בגבול בין ישראל לירדן (להלן: "הסכם נתג"ז ירדן-צפון"). התשלום על-פי הסכם נתג"ז ירדן-צפון יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה של נתג"ז, בכפוף להתחייבות שברון לתשלום בגין כמות מינימלית כמפורט בהסכם. תקופת הסכם נתג"ז ירדן-צפון הוארכה עד ליום 1.1.2026, אלא אם יוארך בהסכמה בין הצדדים בכפוף להחלטות רשות הגז הטבעי באותו מועד. במקביל לחתימת הסכם נתג"ז ירדן-צפון, שברון ויתר שותפי לווייתן התקשרו back-to-back בהסכם שירותים בקשר עם הסכם נתג"ז ירדן-צפון. יצוין כי, במכתב מיום 22.12.2024 עדכנה רשות הגז הטבעי, בין היתר, כי יכולת ההולכה הפנויה השנתית לשנת 2025 בקו ירדן צפון היא BCM 4.2. כמו כן, הובהר כי הסכמי ההזרמה בקו ירדן צפון יחתמו על בסיס שאינו רציף (interruptible) בלבד. בהמשך לכך, הודיעו השותפים בפרייקט לווייתן לנתג"ז כי הם מבקשים כי מחצית מיכולת ההולכה כאמור תיועד להולכת גז מפרייקט לווייתן.
4. תיקון להסכם הייצוא למצרים שנחתם בין שותפי לווייתן ובלו אושן, כמפורט בסעיף 7.12.3(ג) לעיל.

על-פי הסכם הייצוא למצרים, מחויבים שותפי לווייתן, מאז חודש יולי 2022, לספק לבלו אושן כמויות גז טבעי בהיקף של 450 MMCF ביום. הזרמת מלוא כמות זו באמצעות צינור EMG תתאפשר רק לאחר השלמת המקטע המשולב, שהקמתו כאמור מתעכבת. יצוין כי, חרף העובדה שעד למועד אישור הדוח מתנהלת הזרמת הגז דרך ירדן כסדרה, הואיל והסכמי ההולכה עם נתג"ז שהם בתוקף במועד אישור הדוח הינם למתן שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible), אין ודאות במועד אישור הדוח כי ניתן יהיה להזרים דרך ירדן בכל עת את מלוא הכמויות אשר שותפי לווייתן מחוייבים כאמור לספק לבלו אושן.

7.13.3 שווקי הגז הטבעי במדינות שכנות

(א) שוק הגז הטבעי במצרים

הגז הטבעי ממלא תפקיד מרכזי בשוק האנרגיה המצרי, כאשר 57% מהצריכה משמשת לייצור חשמל, והיתר לתעשייה עתירת אנרגיה, למשקי הבית ולתעבורה. בשנת 2024 הצריכה המקומית עמדה על כ- 62 BCM, ירידה בשיעור של כ- 1% מהצריכה בשנת 2023, אשר נראה כי נבעה מהגברת השימוש במזוט, וכן מהפסקות חשמל יזומות של שעות ספורות ביום, אשר התבצעו מאז הקיץ של שנת 2023, ואשר נגרמו כתוצאה ממחסור בגז טבעי. למיטב ידיעת השותפות, בחודש אוגוסט 2024 חזרה מצרים לאספקת חשמל סדירה.

(ב) שוק הגז הטבעי בירדן⁷⁶

להערכת השותפות, הביקוש המקומי בירדן בשנים 2023-2024 עמד על כ- 3.9 BCM בשנה, בשנת 2025 צפוי לעמוד על כ- 3.8 BCM בשנה, ובעשור לאחר מכן צפוי לעמוד על כ- 3-3.8 BCM בשנה. הביקושים לגז טבעי מושפעים מהביקוש לחשמל ומייצור החשמל באמצעים חליפיים לגז, הכוללים אנרגיות מתחדשות ותזקיית נפט. יצוין כי, הגז הטבעי מהווה כ- 80% מסך המקורות לייצור חשמל של חברת החשמל הירדנית NEPCO. הירידה בביקוש הצפוי לגז הטבעי בירדן כאמור, על אף הצפי לגידול בביקוש לאנרגיה בכלל וחשמל בפרט, קשורה בחדירה מואצת של אנרגיות מתחדשות לתחום יצור החשמל בירדן בעקבות מדיניות ממשלתית, וכן בעקבות יצור חשמל מתחנת הכוח Attarat. נכון למועד אישור הדוח, מאגר לווייתן מהווה את מקור הגז הטבעי העיקרי המיובא לירדן לצורך יצור חשמל.

למיטב ידיעת השותפות, לירדן מתקן יבוא LNG תפעולי בעקבה וביכולתה לייבא LNG על-ידי ניצול הזדמנויות בשווקי ה-Spot של LNG. על אף היכולת של ירדן לייבא LNG, למיטב ידיעת השותפות, לא התקיים יבוא שכזה בשנת 2024, בין היתר, בשל מחירי ה-LNG.

⁷⁶ המידע בקשר עם שוק הגז הטבעי בירדן ובמצרים מתבסס, בין היתר, על דוחות שפורסמו על-ידי חברות יעוץ חיצוניות.

(ג) שוק הגז הטבעי באזור הרשות הפלסטינית וברצועת עזה

ישראל היא המקור העיקרי לחשמל באזור הרשות הפלסטינית ורצועת עזה. בשנים האחרונות מפתחת הרשות הפלסטינית יכולת עצמאית לייצור חשמל, וזאת, בין היתר, באמצעות קידום הקמת תחנת כוח חדשה לייצור חשמל בג'נין. להערכת השותפות, הביקוש לגז טבעי לטובת הפעלת תחנת הכוח העתידית בג'נין צפוי לעמוד על כ- 0.45 BCM בשנה, והביקוש לגז טבעי לטובת הפעלת תחנת הכוח הקיימת ברצועת עזה עתיד לעמוד על כ- 0.25 BCM בשנה. נכון למועד אישור הדוח, עקב מלחמת חרבות ברזל, הוקפאו המשאים ומתנים שניהלה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים לאספקת גז טבעי לתחנת הכוח ברצועת עזה ובשלב זה אין כל ודאות האם ומתי יתחדשו, ובאילו תנאים.

(ד) שוק הגז הטבעי בקפריסין

נכון למועד אישור הדוח, קפריסין אינה צורכת גז טבעי כלל, ו- 85% מייצור החשמל בקפריסין מבוסס על מוצרים מיובאים מבוססי נפט. כמו כן, לקפריסין קשיים בהתחברות לתשתיות האנרגיה באירופה. בעקבות כך, ממשלת קפריסין וחברת החשמל הקפריסאית פועלות לקידום השימוש בגז טבעי ואנרגיות מתחדשות לייצור חשמל.

(ה) שוק הגז הטבעי במרוקו

על-פי פרסומים בתקשורת, הפקת גז טבעי במרוקו כיום עומדת על כ- 0.1 BCM בשנה. ככלל, למרוקו משאבי גז בהיקף של כ- 1.2 TCF, ב- 3 מיזמים שונים, המופעלים על-ידי חברות בינלאומיות. יצור החשמל במרוקו כיום מבוסס ברובו על פחם (כ- 68%), ורק כ- 9% ממנו מבוסס על גז טבעי. עם זאת, מרוקו שואפת לצמצם פליטות גזי חממה, בין היתר, על-ידי החלפת פחם בגז טבעי. נכון למועד אישור הדוח, הביקוש המקומי לגז טבעי במרוקו עומד על כ- 1 BCM בשנה, שמרביתו (כ- 90%) סופק בעבר באמצעות יבוא גז מאלג'יריה, דרך צינור GME. ביום 1.11.2021 הופסקה הזרמת הגז בצינור GME עקב פקיעת הסכם האספקה בין המדינות, ולמיטב ידיעת השותפות, לאור המתחות הפוליטית הגוברת בין מרוקו ואלג'יריה, אין צפי להתקשרות בהסכם חדש. בעקבות כך, החלה מרוקו לייבא גז טבעי דרך ספרד, כאשר הגז מגיע לספרד כ- LNG, מגוזז שם ומוזרם בצינור ה- GME למרוקו. על-פי פרסומים בתקשורת, צפויה מרוקו לייבא LNG בדרך זו בהיקפים של כ- 1.1 BCM, 1.7 BCM, ו- 3.1 BCM, בשנים 2025, 2030 ו- 2040, בהתאמה. יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, לא קיימים במרוקו מתקנים לייצור או גיזוז LNG. כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, במרוקו קיימות כיום כ- 4 תחנות כוח בעלות יכולת יצור חשמל על בסיס גז טבעי, באופן שעשוי לייצר ביקושים בסדר גודל של עד כ- MMCF 150 ליום, וכן מתוכננת הקמה של תחנות כוח נוספות אשר צפויות לאפשר הגדלה של כושר יצור החשמל על בסיס גז טבעי.

השותפות בוחנת אפשרות להנזלת גז טבעי ושינועו במצב נוזלי (LNG) במיכליות ייעודיות למדינות שונות. בניית מתקן להנזלת גז טבעי הינו פרויקט מורכב ביותר, בין היתר, בשל היקף ההשקעה העצום של מתקני הנזלה שקיבולת ההנזלה שלהם היא מיליוני טונות LNG בשנה, ובשל אתגרים תכנוניים, הנדסיים, סביבתיים, רגולטוריים ומסחריים הכרוכים בפרויקט מסוג זה.

על אף התמקדות שותפי לווייתן בייצוא גז טבעי לשווקים האזריים כשווקי היעד להרחבת פרויקט לווייתן, במהלך שנת 2024 המשיכו שותפי לווייתן לבחון אפשרות להקמת מתקן FLNG אשר ימוקם בים וישמש לייצור ולאחסנה של LNG. העלויות של הקמת מתקן FLNG מושפעות ממגוון רחב של גורמים שאינם בשליטת השותפות, המשתנים מעת לעת בין היתר כתוצאה מרמות ההיצע והביקוש בשוק הגלובאלי. לאור קבלת אינדיקציות המצביעות על שינוי מהותי בהערכת העלויות להקמת מתקן FLNG, בכוונת שותפי לווייתן לבחון במהלך שנת 2025 אפשרויות נוספות להקמת מתקן FLNG, בין היתר, נוכח האפשרות להרחבה מודולרית של פרויקט לווייתן.

7.14 צבר הזמנות

7.14.1 להלן נתונים בדבר צבר ההזמנות של השותפות, אשר חושבו בהתבסס על כמויות הגז המינימאליות (לפי כמות ה-Take or Pay) שנקבעו בהסכמים מחייבים (הסכמים על בסיס מחייב (Firm) בהם התקיימו כל התנאים המתלים) לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן, אותן התחייבו הלקוחות לצרוך או לשלם. כן כולל צבר ההזמנות הכנסות ממכירת קונדנסט. תחשיב צבר ההזמנות בוצע על בסיס ההנחות העיקריות הבאות: (א) לא נלקחה בחשבון הקטנה אפשרית של כמויות ה-Take or Pay בשל מימוש Carry Forward; (ב) מחירי הגז מבוססים על ההנחות שנלקחו בחשבון לצורך התזרימים המהווים בפרויקט לווייתן שנכללו בדוח המשאבים המצ"ב כנספח ב' לפרק זה; ו- (ג) לא יחול שינוי בכמויות השנתיות המינימליות בהסכם הייצוא למצרים, כמפורט בסעיף 7.12 לעיל.

צבר הזמנות (במיליוני דולר) נכון ליום 31.12.2024 ⁷⁷	תקופה
180 כ-	*2025 1Q
180 כ-	*2025 2Q
180 כ-	*2025 3Q
180 כ-	*2025 4Q
704 כ-	2026
735 כ-	2027
739 כ-	2028
727 כ-	2029

⁷⁷ נכון למועד אישור הדוח, לא חל שינוי מהותי בצבר ההזמנות.

צבר הזמנות (במיליוני דולר) נכון ליום 31.12.2024 ⁷⁸	תקופה
708 כ-	2030
713 כ-	2031
692 כ-	2032
684 כ-	2033
696 כ-	2034

* החלוקה בין הרבעונים נעשתה בהתאם לתנאי הסכמי מכירת הגז (ככל שנקבעו) ביחס לכמויות הגז שתסופקנה ולהנחות השותפות.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות בדבר מועד והיקף ההכנסות הצפויות מצבר ההזמנות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, המבוססות על כמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמים המחייבים לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן, ובהתבסס על הנחות שונות לגבי כמויות ומחירי הגז הטבעי, אשר אין כל ודאות לגבי התממשותן, וזאת בין היתר, עקב השפעתם האפשרית של גורמי הסיכון הכרוכים בפעילות השותפות, כמפורט בסעיף 7.30 להלן.

7.14.2 יצוין כי, צבר ההזמנות מפרויקט לווייתן לשנת 2024, כפי שנכלל בפרק א' בדוח התקופתי לשנת 2023, היה בהיקף כספי של כ- 810 מיליון דולר. בפועל, הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן הסתכמו בשנת 2024 לסך של כ- 1.14 מיליארד דולר. הפער בין נתוני צבר ההזמנות לשנת 2024 לבין ההכנסות בפועל בתקופה זו נבע בעיקר מכך שכמויות הגז שסופקו ללקוחות בפועל עלו על כמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמי האספקה וכן בשל מכירות ללקוחות בהתאם לחוזי אספקה על בסיס Spot.

7.15 תחרות

7.15.1 תגליות גז טבעי בישראל

א. אספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן מתבצעת כיום באמצעות צנרת ומיועדת לשוק המקומי ולשווקי הייצוא במצרים וירדן. נכון למועד אישור הדוח, התחרות העיקרית שיש לשותפות בשוק הגז הטבעי המקומי היא עם השותפים בפרויקט תמר ועם אנרג'יאן, הבעלים של המאגרים תנין וכריש, עם בעלי נכסי נפט וגז טבעי הפועלים במדינות שכנות, וכן עם יבוא LNG לשווקי הייצוא.

יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, כל הגז הטבעי שמסופק כיום למשק הישראלי מקורו במאגרי לווייתן, תמר וכריש.

ב. ההפקה ממאגר כריש החלה בחודש אוקטובר 2022. כמו כן, לפי פרסומי אנרג'יאן, ביום 31.5.2023 העניק הממונה על ענייני הנפט לאנרג'יאן אישור על תגלית גז טבעי בבולק 12, במספר מאגרים הנקראים יחד שדה "קטלן", הממוקם בין חזקות כריש ותנין, ומכיל כ- 31.9 BCM⁷⁸ של גז טבעי. בחודש יולי 2024 הוענק שטר חזקה לשדה קטלן, התקבלה

⁷⁸ משרד האנרגיה, קטלן תגלית גז טבעי חדשה במימי ישראל, 31 במאי 2023: <https://www.gov.il/he/departments/news/news-310523>

החלטת השקעה סופית לפיתוחו, ועל-פי פרסומי אנרג'יאן גז ראשון מהשדה צפוי במחצית הראשונה של שנת 2027. כמו כן, בחודש יולי 2024 התקבל אישור הממונה על הנפט על הגעה לתגלית גז טבעי במאגר "דרקון" בשטח רישיון 31, הממוקם דרום מזרחית למאגר תמר, ומכיל כ- BCM 5-3⁷⁹ בנוסף, בחודש דצמבר 2024 הודיע הממונה לאנרג'יאן על אישור תגלית במאגר גז טבעי "הרקולס" המוערך בכ- BCM 4-5 בשטח רישיון 23. יצוין כי, על-פי הוראות מתווה הגז, מאגרי תנין וכריש שבבעלות אנרג'יאן מיועדים לאספקת גז לשוק המקומי בלבד, אך מגבלה זו אינה חלה על תגליות חדשות מחוץ לחזקות תנין וכריש. על אף האמור, למיטב ידיעת השותפות, אנרג'יאן פועלת לקבלת היתר לייצוא גז טבעי מהמאגר כריש צפון, וזאת חרף הוראות במתווה הגז בקשר עם יצוא כאמור, וכן בניגוד לאמור בהסכם בין השותפות לאנרג'יאן למכירת הזכויות בכריש ותנין, כמפורט בסעיף 7.26.10 להלן.

ג. על-פי דיווחי שותפי תמר, כפי שפורסמו עד למועד אישור הדוח, שותפי תמר קיבלו החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט פיתוח להרחבת יכולת ההפקה ממאגר תמר לכמות שנתית של כ- BCM 16, החל משנת 2027. השלמת פעולות ההרחבה כאמור עשויה להשפיע על היבטי התחרות, הן בשוק המקומי והן בשווקי הייצוא.

ד. בין שותפי תמר לבלו אושן נחתמו הסכמים לייצוא גז טבעי על בסיס מחייב בהיקף כולל של כ- BCM 25 (כ- 200 MMCF ליום, או כ- BCM 2 בשנה) עד ליום 31.12.2034, או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית (להלן בסעיף זה: "ההסכם המקורי"). אספקת הגז על-ידי שותפי תמר על-פי ההסכם המקורי החלה בחודש יולי 2020. ביום 16.2.2024 דיווחו שותפי תמר על התקשרותם בתיקון להסכם המקורי, לפיו התחייבו שותפי תמר לספק לבלו אושן כמות גז חוזית כוללת בהיקף של כ- BCM 43, מעבר לכמות שנקבעה בהסכם המקורי, וזאת עד לתום תקופת ההסכם המקורי. הכמות השנתית אותה התחייבו שותפי תמר לספק לרוכשת הינה כ- BCM 4 (כמות יומית המשתנה על פני תקופת השנה, הנעה בין 350 ל- 450 MMCF), וזאת בנוסף לכמות החוזית הקבועה בהסכם המקורי.

ה. בהתאם להסכמות עם רשות התחרות, נחתם בין שותפי תמר הסכם אשר נועד לאפשר שיווק נפרד של הגז הטבעי, אשר נכנס לתוקף בחודש מאי 2021. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, לא נחתמו הסכמי מכר גז נפרדים על-ידי מי משותפי תמר. יצוין כי, יישום הסכם זה על-ידי שותפי תמר עשוי להגביר את התחרות. כמו כן, נכון למועד אישור הדוח, ובהתאם להוראות הפטור אשר נחתם על-ידי ראש הממשלה בתפקידו דאז כשר הכלכלה ביום 17.12.2015, שיווק הגז המופק ממאגר לווייתן מתבצע על-ידי שותפי לווייתן יחדיו, ולא נקבעו הסדרים לשיווק נפרד של הגז. על-פי הסכם התפעול המשותף בפרויקט לווייתן, זכאי כל שותף, בתנאים מסוימים, ליטול את חלקו בגז ולשווקו בנפרד.

7.15.2 חיפוש הגז והנפט בישראל בשנים האחרונות

בשנת 2016 פתח משרד האנרגיה את המים הכלכליים של ישראל לחיפוש נפט וגז טבעי וקיים הליכים תחרותיים בשנים 2016, 2018, 2020 ו- 2022.

במסגרת ההליך התחרותי שפורסם ביום 13.12.2022 בו הוצעו 4 מקבצים של רישיונות חיפוש, הגישה השותפות הצעה בשיתוף עם החברות הבינלאומית BP ו-SOCAR, וביום 29.10.2023 הודיע הממונה על ענייני הנפט לשותפות ולחברות BP ו-SOCAR על זכיית הצעתם בקשר עם הרישיונות במקבץ "ו". לפרטים נוספים אודות הרישיונות כאמור, ראו סעיף 7.7 לעיל. יצוין כי, במקבץ "G", הממוקם בסמוך לגבול המים הכלכליים עם מצרים, זכתה הצעתם של ENI, Dana Petroleum ורציו.

בהקשר זה יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, הוגשו לבג"ץ שתי עתירות, בין היתר, כנגד משרד האנרגיה, בקשר עם ההליך התחרותי הרביעי במסגרתן התבקש בג"ץ לקבוע כי ההליך התחרותי כאמור יבוטל, יושהה או יתוקן.

ככל שקידוחים שיבוצעו בשטחי רישיונות קיימים ו/או חדשים, אשר השותפות אינה בעלת זכויות בהם, יובילו לתגליות של גז טבעי בהיקפים משמעותיים, וככל שתגליות אלה, ככל שתהיינה, תפוחנה, יהוו מאגרים אלה תחרות לתחום הפעילות של השותפות.

7.15.3 יבוא LNG

החל מחודש ינואר 2013 ועד לחודש דצמבר 2022 יובא באופן מזדמן LNG למשק המקומי באמצעות המצוף הימי ואוניית הגיזוז לייבוא LNG מול חופי חדרה, אשר קלט מיכלית LNG ההופכת LNG לגז באמצעות אוניית הגיזוז, בהיקף של עד כ- 0.5 BCF ליום. על-פי פרסום משרד האנרגיה, עם חיבורם של שלושה מאגרי הגז הטבעי לויתן, תמר וכריש הוחלט בסוף שנת 2022 כי אין עוד כדאיות להמשיך בהתקשרות הקבועה עם האניה המגזזת ואין עוד צורך בהמשך הפעלתה כגיבוי למשק הישראלי במקרים של מחסור בגז טבעי.

7.15.4 פחם ומוצרי אנרגיה חלופיים אחרים

פחם ומוצרי אנרגיה חלופיים אחרים מהווים אף הם תחרות לספקי הגז הטבעי. בכל הקשור לצריכת גז טבעי על-ידי חברת החשמל, נמצאים ספקי הגז הטבעי בתחרות מול השימוש בפחם לשם יצור חשמל, ועל כן רמת הצריכה ומחיר הגז הטבעי עשויים להיות מושפעים ממחיר הפחם בעולם וממדיניות המיסוי עליו בישראל. לפרטים אודות החלטות ממשלת ישראל בנוגע להפחתת השימוש בפחם, ראו סעיף 7.24.10 (א) להלן.

בנוסף, הגז הטבעי המסופק על-ידי השותפות ללקוחות תעשייתיים, מחליף שימוש בדלקים נוזליים, כגון סולר ומזוט. מחיר הדלקים הנוזליים הינו בדרך כלל גבוה יותר ממחיר הגז הטבעי המסופק על-ידי השותפות, אולם על אף היותם מזהמים, ירידה במחירי הנפט בעולם עלולה להפוך דלקים אלה לתחרותיים בהשוואה לגז הטבעי המסופק לצרכנים אלה. עם זאת, יצוין כי המשרד להגנת הסביבה נוקט בצעדי מדיניות שנועדו לוודא כי מפעלים עם תשתית חיבור המאפשרת שימוש בגז טבעי ימנעו משימוש בדלקים נוזליים מזהמים. לפרטים אודות

ההחלטה על הטלת מס פחמן, ראו סעיף 7.23.2(ד) להלן.

כמו כן, קיים צפי לכניסה הדרגתית של מימן לתמהיל מקורות האנרגיה, אשר יכול לשמש בייצור חשמל, בתחבורה, ובתעשייה כבדה (כגון בטון, פלדה, כימיקלים וכו'). יצוין כי, ניתן להפיק את המימן בשיטות שונות, חלקן מזהמות, כדוגמת פיצוח מתוך גז טבעי ללא לכידה של הפחמן הדו חמצני הנפלט בתהליך (מימן אפור), וחלקן "נקיות", כדוגמת מימן כחול המיוצר מפיתוח של גז טבעי והכולל לכידה של הפחמן הדו חמצני והטמנתו או קיבועו, ומימן ירוק המיוצר מאלקטרוליזה של מים באמצעות חשמל המופק ממקורות מתחדשים. עוד יצוין כי, במסגרת המגמה הגוברת בשוק האנרגיה העולמי להפחית ככל שניתן את פליטות גזי החממה בכלל, ואת פליטות הפחמן הדו חמצני בפרט, המימן עצמו נטול טביעת רגל פחמנית והשימוש בו להפקת אנרגיה אינו מלווה בפליטת גזי חממה ומכאן יתרונו. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, יצרנית המימן העיקרית בישראל הינה בז", המייצרת מימן אפור. עם זאת, מספר חברות בישראל, לרבות חברות אנרגיה וטכנולוגיה, בוחנות יצור ושיפור צהליכי יצור מימן בשיטות שונות.

על-פי פרסומי משרד האנרגיה, רשות הגז הטבעי עורכת בחינה של המשמעויות השונות של ההתפחויות במשק המימן בעולם ובישראל והשלכותיהן על משק הגז הטבעי ומקדמת גיבוש רגולציה, תקינה וכללי בטיחות לשילוב עתידי של מימן בתשתיות משק הגז הטבעי. כמו כן, רשות הגז הטבעי הנחתה את נתג"ז לקדם בחינה לכניסה לתחום הולכת המימן דל הפליטות. יצוין כי, בסוף שנת 2023 אושר בממשלה תיקון לתקנון נתג"ז המאפשר לה הולכת מימן במסגרת פיילוט מתוכנן באזור יוטבתה לייצור, הולכה ושימוש במימן ירוק המיוצר מאנרגיה סולארית.⁸⁰

ביום 3.12.2023 פרסם משרד האנרגיה קול קורא בינלאומי לקבלת מידע אודות עמקי מימן, במטרה לגבש מתווה להקמת "עמק מימן" בישראל, ובכלל זאת מידע בדבר אפיון ומיקום גאוגרפי מוצע, טכנולוגיות יצור, הובלה ושימוש צרכני הקצה, וכל זאת בהתאם לשרשרת הערך של המימן ואספקטים רגולטוריים וכלכליים בהקמת עמק המימן. בהמשך לכך, ביום 3.1.2024 פרסמה נתג"ז "קול קורא" לבחינת שיתופי פעולה בקשר עם הקמת עמקי מימן בישראל. השותפות בוחנת אפשרויות לשיתופי פעולה בקשר ליוזמות אלו.

7.15.5 מקורות אנרגיה מתחדשת

(א) בדומה למדינות מפותחות אחרות, ממשלת ישראל אימצה מדיניות המקדמת מעבר לכלכלה דלת פחמן, ובמסגרת זו ניתנים כיום תמריצים משמעותיים לפיתוח מקורות של אנרגיה מתחדשת, כדוגמת שמש ורוח, המהווים תחרות לגז הטבעי שמוכרת השותפות לצורך יצור חשמל.

(ב) על-פי דוח סקירה מחודש פברואר 2024 שפרסם מרכז המחקר והמידע של הכנסת,

בשנת 2023 ייצור החשמל בישראל התפלג בין אנרגיות מתחדשות – 11.5%; פחם – 17.2%; גז טבעי – 70.8%; ודלקים אחרים – 0.5%. על-פי דוח סקירה מחודש יולי 2023 שפרסם משרד האנרגיה,⁸¹ ייצור החשמל ממתקני אנרגיות מתחדשות בשנת 2022 שהסתכם בכ-7,061 MWH והיווה כ- 10.1% מסך צריכת החשמל בשנה זו, התפלג בין מתקנים פוטו-וולטאיים – כ- 83%; מתקנים תרמו-סולריים – 11%; מתקני רוח – כ- 4%; ומתקני ביוגז, הידרו, ביומסה ומטמנות – כ- 2%. החשמל שיוצר במתקנים אלו בשנת 2022 היווה כ- 10.1% מסך החשמל שנצרך באותה שנה. על-פי הדוח, על מנת לעמוד ביעד שהציב משרד האנרגיה לשנת 2030, לפיו 30% מייצור החשמל במשק יהיה מאנרגיות מתחדשות, יהיה צורך להכפיל פי 3.5 את הספק הייצור המותקן כפי שהיה קיים בסוף שנת 2022.

(ג) ביום 30.9.2024 פרסמה רשות החשמל דו"ח מסכם למשק החשמל לשנת 2023 אשר מציג בין היתר מגמות בשנת 2024.⁸² במסגרת הדו"ח, צוין בין היתר כי מגמת הירידה בשימוש בפחם לייצור חשמל נמשכת, וכי בשנים הקרובות צפוי חלקו של הפחם בתמהיל הדלקים לפחות באופן משמעותי עד כדי הפסקת השימוש בו בשגרה. כמו כן, לפי הדו"ח בשנת 2030 ההספק המותקן של אנרגיה מתחדשת צפוי לעמוד על כ-16 ג'יגה-וואט, בעוד שההספק המותקן של מתקני ייצור בגז טבעי צפוי לעמוד על כ-7.9 ג'יגה-וואט.

(ד) ביום 4.11.2024 פרסמו משרד האנרגיה ומשרד החדשנות דו"ח בנושא אנרגיה במיקוד של אנרגיות מתחדשות ואגירה. הדו"ח קובע מספר המלצות מרכזיות ביניהן קידום מחקר יישומי בתחום החדשנות, הגברת השקעות בטכנולוגיות אנרגיה מתחדשת, מימן ואגירת אנרגיה, שיפור תהליכי רגולציה וקידום מדיניות רגולטורית מעודדת חדשנות.⁸³

(ה) ביום 29.1.2025 פרסם משרד האנרגיה מסמך עדכון ל"מפת הדרכים לאנרגיות מתחדשות בשנת 2030"⁸⁴ בו צוין כי על מנת לעמוד ביעד של 30% אנרגיות מתחדשות בשנת 2030, נדרש ייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת בהיקף של כ-28 טרה-וואט שעה בשנה והספק מותקן של כ-16,000 מגה-וואט במתקני ייצור מאנרגיה מתחדשת. כמו כן, המסמך העדכני מציין כי נכון לאוקטובר 2024, ההספק המותקן של אנרגיות מתחדשות עומד על כ-5,700 מגה-וואט.

⁸¹ https://fs.knesset.gov.il/globaldocs/MMM/694b85d6-ab73-ed11-:2023-8155-005056aa4246/2_694b85d6-ab73-ed11-8155-005056aa4246_11_20199.pdf

⁸² https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/dochmeshek/he/Files_doch_meshek_hashmal_doch_meshek_2023_nnn.pdf

⁸³ <https://www.gov.il/he/pages/energy-innovation-report>

⁸⁴ <https://www.gov.il/BlobFolder/news/news-290125/he/re-2030-jan25.pdf>

תגליות גז טבעי ופעילויות חיפושיים במדינות שכנות

תגליות גז טבעי במדינות שכנות, אם יפותחו, ופעילויות חיפושיים שיביאו לתגליות של מאגרים חדשים, אם יפותחו, עלולים להוות אף הם תחרות למאגר לווייתן. השותפות עוקבת אחר פעילות ומגמות החיפושיים, הפיתוח וההפקה במדינות האזור, וביניהן מצרים, קפריסין, לבנון וירדן. להלן פרטים בדבר תגליות ופעילויות חיפושיים במדינות השכנות לישראל:⁸⁵

(א) מצרים

מצרים מהווה hub אזורי של גז טבעי, בהיותה המדינה עם הביקושים הגבוהים ביותר, עם יכולת ההפקה הגבוהה ביותר, ועם רשת המתקנים המקיפה ביותר, ובכלל זאת מתקנים המאפשרים יצוא LNG.

1. משאבים: הערכות של חברות יעוץ שונות נעות בין TCF 12 ל- TCF 33 (BCM) 340 ל- 935 BCM).
2. יכולת הפקת גז נוכחית: בעוד שהפקת הגז המקומית במצרים עמדה על כ- BCM 50 בשנת 2024, קיבולת מערכת הגז הטבעי במדינה (קרי, יכולת הזרמת הגז הטבעי הכללית ממקורות הפקה מקומיים וחיצוניים) עומדת על כ- BCM 72 בשנה.
3. ביקוש מקומי: לפרטים ראו (א) לעיל.
4. מתקנים עיקריים: למצרים רשת מסועפת, ימית ויבשתית, של מתקנים להולכה וטיפול בגז טבעי, ובכלל זאת שני מתקנים לייצור LNG: (א) מתקן ELNG הממוקם באידקו, בבעלות עיקרית של Shell, עם יכולת יצור של כ- 7.2 מיליון טון LNG לשנה; ו- (ב) מתקן SEGAS הממוקם בדמיטה, בבעלות עיקרית של Eni, עם יכולת יצור של כ- 5 מיליון טון LNG לשנה. יובהר כי, הקיבולת המשותפת של שני המתקנים כאמור מקבילה לכ- BCM 19 בשנה. נכון למועד אישור הדוח, מתקני ההנזלה אינם פועלים בקיבולת מלאה ובאופן סדיר, וזאת בשל המחסור בגז טבעי לטובת הביקושים המקומיים. לפיכך, יצוא של LNG מהמתקנים כאמור, על-פי תחזיות של חברות יעוץ בלתי תלויות לשנים הקרובות, יתאפשר באמצעות יבוא גז בצנרת. כיום יבוא גז בצנרת למצרים מתקיים רק מישראל, אולם על-פי פרסומים בתקשורת, בשנת 2027 צפויה מצרים להתחיל לייבא גז גם מקפריסין. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.15.6(א) להלן.
5. הפקה: הפקת הגז המקומית במצרים בשנת 2024 עמדה על כ- BCM 50, כלומר ירידה בשיעור של כ- 15% ביחס לשנת 2023. כמו כן, כ- 73% מהגז כאמור הופק מהמאגרים שבים התיכון, כאשר המאגר הבולט ביותר במצרים הינו מאגר Zohr, אשר מספק כ- 35% מסך הפקת הגז המקומית. על-פי פרסומים בתקשורת, הירידה בהפקה במהלך שנת 2024 כאמור, מעבר לתחזיות, נגרמה כתוצאה

⁸⁵ יצוין כי, לשותפות אין יכולת לאמת באופן עצמאי את המידע בסעיף זה, שמקורו בפרסומים פומביים שונים.

מירידה בהפקה משדות גז משמעותיים בים התיכון, ובראשם שדה Zohr⁸⁶, וכן מתיעדוף של הפקת נפט על פני גז משדות יבשתיים, בעקבות מחירי גז נמוכים. ההפקה משדות מפיקים ובשלבי פיתוח במהלך השנים 2025-2027 צפויה לעמוד על כ- 43-49 BCM בשנה, כך שהפער בין תחזיות הביקוש לבין ההפקה המקומית צפוי להמשיך לגדול.

6. פעילות חיפושים: בשנים האחרונות הציעה מצרים רישיונות חיפוש בהיקף נרחב, בין היתר, במסגרת מכרזים. מרבית הרישיונות באזור הים התיכון הוענקו לחברות הענק בתעשייה (Majors), וביניהן שברון, ExxonMobil, BP, Shell, ENI, QatarEnergy ו- ADNOC. כמו כן, בשנים האחרונות נתגלו שתי תגליות משמעותיות שטרם פותחו, ובתוך כך תגלית Nargis, אשר נתגלתה על-ידי שברון בשנת 2023, על-פי פרסומים בתקשורת כוללת כ- 2.8 TCF, ומצויה בשלבי תכנון של פיתוח עתידי, וכן תגלית Nefertari, אשר נתגלתה על-ידי ExxonMobil בתחילת שנת 2025, ועל-פי פרסומים בתקשורת כוללת כ- 3-4 TCF. בנוסף, נתגלו מספר תגליות קטנות ובינוניות, בהיקף של עד כ- 500 BCF כל אחת, ובסמיכות לתשתיות גז קיימות, אשר צפויות להאט את הדעיכה ביכולת ההפקה המקומית. בנוסף, יתכן כי כתוצאה מפעילות החיפושים האינטנסיבית במצרים, יתגלו תגליות נוספות במהלך השנים הבאות.

7. מאזן יבוא/יצוא: מאז תחילת ההפקה ממאגר Zohr בשנת 2017, יכולת ההפקה המקומית עלתה במעט על הביקושים המקומיים. עם זאת, החל מחודש מאי 2023 חזרה מצרים להיות יבואנית של גז. על-פי התחזיות, הביקושים המקומיים צפויים להיות גדולים מיכולת ההפקה המקומית, וזאת, בין היתר, כתוצאה מגידול באוכלוסיה ומירידה ביכולת ההפקה. יתרה מכך, על מנת להזין את מתקני ההנזלה אשר באמצעותם שואפת מצרים לייצא גז טבעי, נדרשת כמות גז טבעי נוספת בכמות של עד כ- 19 BCM. ככל שלא יתגלו תגליות משמעותיות נוספות בשטחה, מצרים תתקשה לחזור להיות יבואנית גז משמעותית. בשנת 2024, הפער הממוצע בין ההפקה המקומית והצריכה המקומית עמד על כ- 1.3 BCF ביום (13 BCM בשנה). מצרים פיצתה על הפער כאמור באמצעות יבוא גז טבעי מישראל בהיקף של כ- 10 BCM, ויבוא LNG בהיקף של כ- 4.4 BCM. כמו כן, מכיוון שהביקוש המקומי לגז טבעי עלה על הצריכה בפועל, מצרים השתמשה במקורות אלטרנטיביים כדוגמת מזוט ואנרגיות מתחדשות, וכן ביצוע הפסקות חשמל יזומות לשעות ספורות על בסיס יומי. יצוין כי, סך יצוא ה- LNG ממצרים בשנת 2024 עמד על כ- 1.4 BCM, וכי על-פי פרסומים בתקשורת, מאז חודש אפריל 2024 ועד למועד אישור הדוח, לא התקיים יצוא ממתקני ה- LNG במצרים.

⁸⁶ על-פי פרסומים בתקשורת, מאגר Zohr מצוי בדעיכה (decline) משמעותית, מפיק כיום 1.5 BCF ביום, ואינו צפוי לחזור לקצבי ההפקה מהשנים 2020-2022 (עד כ- 3.2 BCF ביום).

בנוסף, על מנת להתמודד עם הפערים כאמור, פועלת ממשלת מצרים לקידום פרויקטים לאספקת גז טבעי מתגליות בישראל ובקפריסין, ובתוך כך, פרויקטי ההרחבה של מאגרי לווייתן ותמר בישראל, וכן מאגרי אפרודיטה וקרונס בקפריסין, צפויים להזרים את הגז שיופק מהם למצרים. לפרטים אודות מזכר ההבנות שנחתם בעניין בין השותפים במאגר אפרודיטה, יחד עם ממשלת קפריסין, חברת ההידרוקרבונים של קפריסין (CHC), ממשלת מצרים וחברת הגז הלאומית המצרית (EGAS), ראו סעיף 7.3.12 לעיל. כמו כן, על-פי פרסומים בתקשורת, שותפי בלוק 6 בקפריסין חתמו עם ממשלות קפריסין ומצרים על אספקת גז משדה קרונס למשק המצרי, על בסיס תשתיות שדה Zohr. עוד על-פי פרסומים בתקשורת, חלק מהגז משדה קרונס צפוי לעבור הנזלה כך שניתן יהיה לייצא אותו באמצעות מתקן ה-LNG בדאמיטה. יתרה מזאת, על-פי פרסומים בתקשורת, מצרים הגיעה להסכמות בקשר עם חוזים לייבוא של כ-60 משלוחי LNG (כ-7.5 BCM) בשנת 2025.

(ב) קפריסין

1. משאבים: במים הכלכליים של קפריסין קיימים 3 מקבצי תגליות עיקריים, כדלקמן: (א) אפרודיטה בבלוק 12, כמפורט בסעיף 7.3 לעיל; (ב) קרונס, זאוס וקאליפסו בבלוק 6, הכוללים משאבים בהיקף כולל של כ- TCF 6, באחזקת ENI ו- Total Energies; ו- (ג) גלאוקוס בבלוק 10, הכולל משאבים בהיקף של כ- TCF 3-4.5, באחזקת ExxonMobil ו- QatarEnergy. יצוין כי, אומדני המשאבים בקשר עם מקבצי התגליות בבלוק 6 ובבלוק 10, כמפורט לעיל, מבוססים על פרסומים בתקשורת ועל פרסומים של חברות יעוץ זרות. עוד יצוין כי, מקבץ התגליות בבלוק 6 צפוי להיות מפותח דרך תשתיות Zohr שבמצרים, עם צפי לתחילת הזרמת גז מתגלית קרונס בשנת 2027.
2. יכולת הפקת גז נוכחית: אין. גז ראשון מתגלית קרונס צפוי בשנת 2027.
3. ביקוש מקומי: ראו סעיף 7.13.3(ד) לעיל.
4. מתקנים עיקריים: בחודש ינואר 2023 החלו עבודות הקמה של מתקן גיזוז צף (FSRU) לייבוא LNG בואסיליקוס שבדרום קפריסין על-ידי קונסורציום בהובלת חברת China Petroleum Pipeline Engineering Co. Ltd. על-פי פרסומים בתקשורת, על אף שמתקן ה-FSRU כאמור מוכן לשינוע לקפריסין, תשתיות הגז אינן מותקנות, וחלים עיכובים משמעותיים בפרויקט. אספקת גז במסגרת זו כאמור אינה צפויה לפני שנת 2026.
5. הפקה: אין.
6. פעילות חיפוש: קפריסין העניקה רישיונות על פני רוב שטחה הימי לחברות הענק בתעשייה, וביניהן Eni, Total Energies, ו- ExxonMobil. נכון למועד אישור הדוח, ExxonMobil מבצעת קידוח בפרוספקט אלקטרה בבלוק 5, אשר על-פי

פרסומים בתקשורת צפוי להכיל עד כ- TCF 30. ככל שיתגלו בקידוח משאבים כאמור, ההשפעה על תעשיית הגז בקפריסין ובאזור בכלל עשויה להיות משמעותית. כמו כן, על-פי פרסומים בתקשורת, שטחים המוחזקים על-ידי Eni ו- Total Energies צפויים לחזור למדינת קפריסין עם פקיעת הרישיונות. יצוין כי, המחלוקת בין קפריסין לטורקיה בקשר עם הזכויות במים הכלכליים של קפריסין מובילה לעיכובים בתוכניות העבודה, ואף מונעת פעילות ברישיונות הממוקמים בשטחי המחלוקת. בהקשר זה יצוין כי, על-פי פרסומים בתקשורת, חברת הנפט הלאומית הטורקית קיימה בעבר פעילות חיפוש, ובכלל זאת קידוחים במים הכלכליים של קפריסין. לפרטים נוספים אודות המחלוקת, ראו סעיף 7.30.37 להלן.

7. מאזן יבוא/יצוא: אין.

(ג) לבנון

1. משאבים: טרם התגלו.
2. יכולת הפקת גז נוכחית: אין.
3. ביקוש מקומי: נכון למועד אישור הדוח, התשתית הקיימת לייצור חשמל בלבנון הינה בהיקף של כ- 2 GW (פחות מעשירית מזו של ישראל), מתוכם כ- 25% MW ניתנים לייצור באמצעות גז טבעי בתחנת הכוח בדיר עאמר שבצפון המדינה.
4. מתקנים עיקריים: אין.
5. הפקה: אין.
6. פעילות חיפוש: נכון למועד אישור הדוח, רק בלוק 9, המצוי בדרום המים הכלכליים של לבנון ואשר מוחזק על-ידי קונסורציום בראשות Total Energies, הכולל את החברות ENI ו- QatarEnergy, הינו פעיל. בשנת 2023 ביצע הקונסורציום כאמור קידוח חיפוש בבלוק, אך לא נמצא בו גז בהיקפים משמעותיים. הקונסורציום אף החזיק בעבר גם בבלוק 4, ובשנת 2020 ביצע בו קידוח, אשר גם במסגרתו לא נתגלה גז בהיקפים משמעותיים. יתר השטחים במים הכלכליים של לבנון מוצעים כעת במסגרת המכרז השלישי של ממשלת לבנון.
7. מאזן יבוא/יצוא: נכון למועד אישור הדוח, מתבססת לבנון על יבוא דלקים בלבד, ומצויה במשבר אנרגטי עקב היעדר הסכם פעיל לייבוא גז.

(ד) ירדן

1. משאבים: עיקר משאבי הגז בירדן מצויים בשדה Risha, המצוי במזרח המדינה, והתגלה בשנות השמונים. לאורך שנים עמדה ההפקה ממנו על כ- 30 MMCF ליום, ובשנת 2024 עודכן אומדן המשאבים בשדה, כך שעל-פי פרסומים בתקשורת הוא עומד כעת על כ- TCF 5. עוד פורסם בתקשורת כי, ירדן פועלת

לקידום תוכנית טכנית לפיתוח השדה ליכולת הפקה יומית של כ- 150 MMCF עד סוף העשור הנוכחי, עם יכולת הרחבה להפקה יומית של כ- 500 MMCF במהלך העשור הבא. עם זאת, למיטב ידיעת השותפות, אין תוכניות ממשיות לפיתוח, וזאת בין היתר בעקבות אתגרים טכניים משמעותיים בפיתוח השדה, הקשורים במרחק הגדול בינו לבין מרכזי הצריכה, ואיכות המאגר. בנוסף, קיימים פצלי שמן המופקים במסגרת פרויקט תחנת הכוח Attarat, ומשמשים כדלק לתחנה זו.

2. יכולת הפקת גז נוכחית: בשדה Risha מופקים כ- 0.1 BCM בשנה, אשר מסופקים לצרכנים בקרבת השדה.
3. ביקוש מקומי: לפרטים ראו סעיף 7.13.3 (ב) לעיל.
4. מתקנים עיקריים: עד לאחרונה עגן במפרץ עקבה מתקן FSRU לייבוא LNG, אך במסגרת הסכם בין מצרים וירדן עבר המתקן כאמור לעגון במפרץ סואץ. בשנת 2024 ירדן לא ייבאה LNG כלל, אך בסוף שנת 2026, עם השלמת העבודות בטרמינל בעקבה, ירדן צפויה להציב FSRU לשם יבוא LNG.
5. הפקה: שדה הגז Risha הינו שדה הגז המפיק היחיד.
6. פעילות חיפושים: בשנים האחרונות נראה כי ירדן מנסה לקדם פעילות חיפושים בשטחה, אך טרם העניקה רישיונות בפועל. למיטב ידיעת השותפות, לא קיימת פעילות חיפושים מהותית בירדן.
7. מאזן יבוא/יצוא: ירדן מתבססת על יבוא גז טבעי ואנרגיה, בעיקר מישראל ומעט ממצרים.

(ה) מרוקו

נכון למועד אישור הדוח, לא הניבו החיפושים במרוקו תגליות משמעותיות של נפט או גז, וזאת על אף פעילות ניכרת של חברות שונות, וביניהן Chevron, BP, Shell, Eni, Total Energies, Repsol ו- Kosmos, שהחזיקו ברישיונות בים וביבשה. פרויקט Anchois, המצוי בצפון המים הכלכליים של מרוקו שבאוקיינוס האטלנטי, היווה עד לאחרונה פרויקט עיקרי של גז טבעי במרוקו, אולם קידוח הערכה מאכזב שנקדח במהלך שנת 2024 על-ידי המפעילה ברישיון, אנרג'יאן, מעמידה בספק, על-פי פרסומים בתקשורת, את יישום תוכנית הפיתוח כפי שפורסמה בטרם הקידוח.

בחודש דצמבר 2020 נחתם הסכם נורמליזציה בין ישראל ומרוקו אשר במסגרתו, בין היתר, הכירו ישראל וארצות הברית בריבונות מרוקו בשהרה המערבית. לפרטים אודות הסכמים עליהם חתמה השותפות בנוגע לפעילות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז טבעי ברישיון בוז'דור במרוקו, ראו סעיף 7.6 לעיל. נכון למועד אישור הדוח, ולמיטב ידיעת השותפות, ביום 24.9.2021 חתמה רציו פטרוליום אנרגיה – שותפות מוגבלת על הסכם לרישיון מחקר (Reconnaissance license) הנקרא Dakhla Atlantique.

עונתיות 7.16

7.16.1 בישראל, במצרים ובירדן, צריכת הגז הטבעי לייצור חשמל, מושפעת, בין היתר, משינויים עונתיים בביקושי החשמל ומתוכניות התחזוקה של יצרני החשמל. בהתאם, בדרך כלל, ברבעון הראשון והשלישי של השנה (חודשי החורף והקיץ) צריכת החשמל היא הגבוהה ביותר. כמו כן, צריכת הגז במצרים מושפעת מהותית מהביקושים לחשמל ולאנרגיה לצורך קירור ולפיכך חודשי הקיץ מהווים את חודשי השיא בביקוש לגז טבעי.

7.16.2 להלן נתונים אודות התפלגות מכירות הגז הטבעי (100%) מפרויקט לווייתן בשנתיים האחרונות:⁸⁷

תקופה	רבעון ראשון (ב-) (BCM)	רבעון שני (ב-) (BCM)	רבעון שלישי (ב-) (BCM)	רבעון רביעי (ב-) (BCM)
2023	כ- 2.8	כ- 2.5	כ- 2.9	כ- 2.8
2024	כ- 2.6	כ- 2.8	כ- 3.1	כ- 2.7

מתקנים וכושר יצור בפרויקט לווייתן 7.17

7.17.1 שלב 1א' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

מערכת ההפקה של שלב 1א' מורכבת מ- 5 מקטעים עיקריים, כדלקמן:

(א) בארות הפקה: נכון למועד אישור הדוח, מערך ההפקה בפרויקט לווייתן כולל 5 בארות הפקה תת-ימיות המתוכננות להפקה של עד כ- 400 MMCF ליום, כל אחת, ובכלל זאת באר ההפקה לווייתן-8 אשר חוברה למערכת ההפקה בחודש יוני 2023. מבארות ההפקה כאמור מוזרם גז טבעי וקונדנסט ממאגר לווייתן, המצוי בעומק של כ- 3 ק"מ מתחת לקרקעית הים, אל מערך ההפקה התת-ימי.

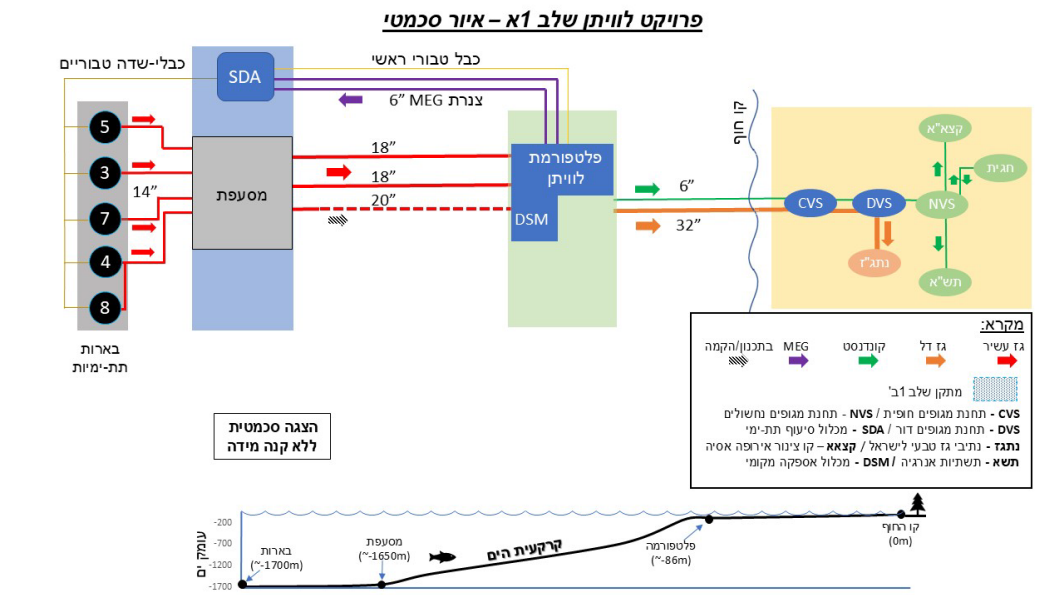
(ב) מערך הפקה תת-ימי: מקשר בין בארות ההפקה לבין פלטפורמת ההפקה ומצוי על קרקעית הים. המערך התת-ימי מורכב מצינורות בשדה (infield) בקוטר 14 אינטש שדרכם מוזרמים הגז הטבעי, הקונדנסט ונוזלים נלווים מכל באר אל המסעפת התת-ימית (manifold). מהמסעפת יוצאים שני צינורות גלם (gathering lines) בקוטר 18 אינטש, באורך של כ- 120 ק"מ, המוליכים גז, קונדנסט ונוזלים נלווים אל פלטפורמת ההפקה. צינור גלם שלישי, בקוטר 20 אינטש, צפוי להיות מונח בסמיכות לשני צינורות הגלם הקיימים, ולהיות מופעל בראשית שנת 2026, כמפורט בסעיף 7.2.5(ב) לעיל. בנוסף, כולל המערך התת-ימי שני צינורות בקוטר 6 אינטש ובאורך של כ- 120 ק"מ להולכת MEG מפלטפורמת ההפקה אל הבארות. כמו כן, כבל בקרה ושליטה טבורי (umbilical) באורך של כ- 120 ק"מ, מחבר את פלטפורמת ההפקה לבארות ולמסעפת ומאפשר את השליטה,

⁸⁷ הנתונים מתייחסים לכלל מכירות הגז הטבעי שהופק ממאגר לווייתן ומעוגלים לעשירית BCM.

הפיקוד והבקרה על מערך הפקת הגז הטבעי בקרקעית הים.

(ג) פלטפורמת טיפול והפקה: פלטפורמת לווייתן ממוקמת כ- 10 ק"מ מהחוף. על גבי הפלטפורמה מתבצע כל תהליך הטיפול בגז ובנוזלים. הפלטפורמה מקובעת לקרקעית הים בעומק מים של כ- 86 מטר באמצעות מגדל כלונסאות (jacket). על חלקו העליון של המגדל, הבולט מעל פני הים, מורכבים הסיפונים (decks) של הפלטפורמה (המכונים כמכלול topsides), שנחלקים בשלב זה ל- 2 יחידות (modules) עיקריות: (א) יחידת האספקה המקומית (DSM – domestic supply module) המכילה, בין היתר, את מתקני ההפקה והטיפול בגז הטבעי ובקונדנסט, וביניהם מתקני הפרדת נוזלים מגז, מתקני הטיפול ב- MEG, מתקן להפחתת פליטות (FGRU), גנרטורים, מיכלים, משאבות, מדחסי אוויר, מנחת מסוקים, מגורי עובדים, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה, מתקני אבטחה, מתקני ייבוש הגז, מתקני עזר ושירותים וכיו"ב; ו- (ב) יחידת אספקת הנוזלים (LSM – liquids supply module), בה מאוחסנים קונדנסט ו- MEG. קיבולת הפלטפורמה עומדת בכ- 1,200 MMCF גז ליום ובכ- 5,400 חביות קונדנסט ליום. עם זאת, בתנאי תפעול מסוימים, ניתן להגיע להפקה גבוהה מהאמור.

(ד) מערך הולכה אל החוף: הצנרת היוצאת מפלטפורמת לווייתן אל החוף כוללת צינור 32 אינטש להובלת גז טבעי⁸⁸ וצינור 6 אינטש להובלת קונדנסט. צינורות אלה עוברים מתחת לקו החוף, מגיעים אל תחנת המגופים החופית (Coastal Valve Station), ומשם אל תחנת המגופים של דור (Dor Valve Station), הממוקמת בסמוך לתחנת מגופים של נתג"ז, אליה מועבר הגז הטבעי. צינור הקונדנסט מתחבר בתחנת המגופים נחשולים (Nahsholim Valve Station) לקווי הנפט של קצא"א ושל תש"א, וכן לאתר חגית.

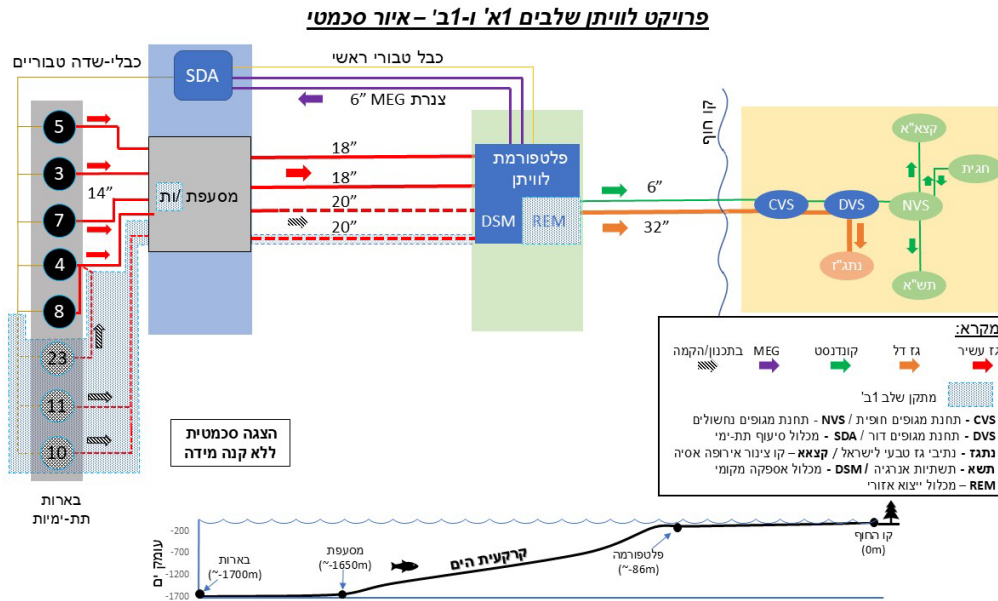


(ה) אתר חגית: אתר חגית כולל מיכל לאחסון זמני של קונדנסט ובסמוך לו מתקן למילוי מיכליות. הקונדנסט מובל לאתר חגית באמצעות צינור 6 אינטש יבשתי יעודי. האתר נועד לאפשר המשך אספקה סדירה של גז טבעי גם במצבים בהם לא ניתן להזרים קונדנסט באמצעות צנרת ישירה מתחנת המגופים נחשולים לבית זיקוק. נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן לאחסן קונדנסט באתר חגית בשל נזק שנגרם למיכל האחסון בעקבות פגעי מזג האוויר. המפעילה הציגה לממונה על ענייני הנפט תוכנית להשבת מיכל האחסון לכשירות, אך בהתאם להערכתה, בהינתן קיומן של 3 חלופות נוספות לאספקת הקונדנסט, ובתוך כך חלופה אחת באמצעות צנרת תש"א הממוקמת דרומית לבז"א, חלופה שנייה באמצעות צנרת קצא"א הממוקמת צפונית לבז"ן, וחלופה שלישית באמצעות מיכליות, האמור לא צפוי להשפיע מהותית על פעילות פרויקט לווייתן. לפרטים אודות ההסכמים עם לקוחות הקונדנסט, ראו סעיפים 7.12.4(ב) ו-7.12.4(ד) לעיל.

7.17.2 שלב ב' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

שלב ב' לתוכנית הפיתוח מיועד להגדיל את יכולת ההפקה היומית של פרויקט לווייתן לכ- 2.1 BCF, ובתנאי תפעול מסוימים אף מעבר לכך. המתקנים המתוכננים במסגרת זו (כתוספת לשלב א') כוללים, בין היתר, 3 בארות הפקה נוספות בעלות יכולת הפקה של עד כ- 400 MMCF ליום, כל אחת, אשר יחוברו אל הפלטפורמה באמצעות צנרת וציוד תת-ימי שברובו משמש את מערך ההפקה הקיים, ובכלל זאת פרויקט הצינור השלישי. על-פי התוכנית, לפלטפורמה תתווסף יחידת יצוא אזורי (REM – Regional Export Module), הכוללת מתקנים נוספים להפקה וטיפול בגז טבעי וקונדנסט.

7.17.3 לפרטים אודות האפשרויות להגדלת יכולת ההפקה היומית בפרויקט לווייתן וחלופות שונות שבוחנים שותפי לווייתן בקשר לכך, וכן אודות תוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לווייתן, אשר הגישו שותפי לווייתן לממונה על ענייני הנפט, הכוללת בעיקרה עדכונים בקשר עם שלב ב', וביניהם הנחת צינור רביעי בין השדה לפלטפורמה, באופן הצפוי להגדיל את יכולת ההפקה היומית המקסימלית לכמות כוללת של כ- 23 BCM לשנה, ראו סעיף 7.2.5 לעיל.



7.18 חומרי גלם וספקים

ככלל, התקשרויות עם ספקים וקבלנים מקצועיים מתבצעת על-ידי המפעילה בפרויקטים השונים. יצוין כי, בישראל אין כיום חברות אשר יכולות לבצע את הפעולות העיקריות המבוצעות בפרויקטים, כדוגמת קדיחת קידוחים בים עמוק, יצור והנחת תשתיות תת-ימיות, יצור והקמת מתקנים ימיים דוגמת פלטפורמות טיפול והפקה וכו', ולפיכך, חלק ניכר מעבודות הפיתוח והתשתית בפרויקטים השונים בהם שותפה השותפות, מתבצעות באמצעות ספקים בינלאומיים, איתם מתקשרת המפעילה באופן ישיר, בשם השותפים בפרויקט. עם זאת, יצוין כי הספקים הבינלאומיים מונחים לשלב בפעילותם, ככל שניתן, שירותים ויועצים מקומיים. יודגש כי, מצב זה, במסגרתו שירותים מיובאים ממדינות שונות לצורך הקמה ותפעול של הפרויקטים, מקובל בתעשיית הגז והנפט, גם כאשר הפרויקט ממוקם במדינה עתירת יכולות בתחום, כדוגמת ארצות הברית או אנגליה. בתוך כך, כלים וחומרים ייעודיים, כדוגמת אוניות קידוח ואסדות מנוף וכן צינורות ומלט, נחכרים או נרכשים ומובלים מרחבי העולם בהתאם לזמינותם, לסוג העבודה ולצרכים של כל פרויקט. בהתאם, העלויות של כל כלי וחומר תלויות בשרשראות אספקה עולמיות, והינן רגישות, בין היתר, לתנודתיות במחירי הנפט הגולמי ולביקושים נוכחיים וחזויים לגז טבעי. בהקשר זה יצוין כי, בעקבות הימשכות המלחמה במדינת ישראל, נפגעת זמינותם של קבלנים וספקים זרים אשר נדרשים לביצוע וקידום הפרויקטים השונים, וכי כתוצאה מכך נגרמים עיכובים בלוחות הזמנים של הפרויקטים. לפרטים נוספים, ראו סעיף 6.8 לעיל, ואת גורם הסיכון בסעיף 7.30.1 להלן.

7.19 הון אנושי

7.19.1 בהתאם להוראות פקודת השותפויות והסכם השותפות, ניהול השותפות מופקד בידי דירקטוריון השותף הכללי. ככלל, עובדי השותפות מועסקים על-פי הסכמי עבודה אישיים, ונושאי המשרה ועובדי ההנהלה הבכירה בשותפות מועסקים בתנאים המסוכמים עם כל אחד מהם בהתאם למדיניות התגמול של השותפות.

לפרטים נוספים ראו תקנות 21, 26 ו- 26א' לפרק ד' לדוח זה.

- 7.19.2 בהתאם להחלטת האסיפה הכללית של בעלי היחידות מיום 21.9.2022, השותפות נושאת בכל הוצאות הניהול של השותפות והשותף הכללי, ובכלל זאת עלות העסקתם של יו"ר הדירקטוריון הפעיל, המנכ"ל וכל יתר נושאי המשרה ועובדי השותפות, למעט שכרם של דירקטורים שמונו על-ידי קבוצת דלק, בעלת השליטה בשותפות. לפרטים נוספים אודות החלטה זו ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 6.9.2022 ו- 21.9.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.
- 7.19.3 נכון לימים 31.12.2023 ו- 31.12.2024, הועסקו בשותפות 23 עובדים, מתוכם 10 נושאי משרה. יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, מועסקים בשותפות 24 עובדים, מתוכם 10 נושאי משרה.
- 7.19.4 בנוסף למנהלי ועובדי השותפות, כאמור לעיל, השותפות נעזרת ביועצים שונים, לרבות יועצים גיאולוגים ומקצועיים, עורכי דין ויועצים פיננסיים, ככל שייעוץ כאמור נדרש. כמו כן, במסגרת הסכמי התפעול בפרויקטים השונים, המפעילה בפרויקטים מעסיקה כוח אדם לצורך ניהול ותפעול הפרויקטים.

7.20 הון חוזר

ההון החוזר של השותפות מורכב מצד הנכסים, בעיקר מיתרות המזומנים, השקעות ופקדונות לזמן קצר, יתרות חייבים שונות, ויתרות חייבים ולקוחות הנובעות מהעסקאות המשותפות, ואילו מצד ההתחייבויות, בעיקר מיתרות זכות הנובעות מהעסקאות המשותפות, רווחים שהוכרזו וטרם חולקו והתחייבויות לזמן קצר לסילוק נכסי נפט וגז. לפרטים נוספים ראו דוחות על המצב הכספי בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.21 מימון

- 7.21.1 כללי
נכון למועד אישור הדוח, מממנת השותפות את פעילותה בעיקר מהכנסות ממכירת גז טבעי ללקוחות פרויקט לווייתן ומהנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בישראל ובחו"ל.
- 7.21.2 אגרות חוב של לווייתן בונד
ביום 18.8.2020 השלימה לווייתן בונד, חברת בת ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות, הנפקת אגרות חוב למשקיעים מוסדיים זרים וישראלים, בהתאם ל- Regulation S - ו- Rule 144A, בהיקף כולל של 2.25 מיליארד דולר, ב- 4 סדרות אגרות חוב שונות, כדלקמן (להלן בסעיף זה: "**אגרות החוב**" ו- "**הנפקת לווייתן בונד**", בהתאמה):
(א) אגרות חוב בהיקף כולל של 500 מיליון דולר ע.ג., אשר נפרעו עד ליום 30.6.2023, ונשאו ריבית שנתית קבועה של 5.75%.

(ב) אגרות חוב בהיקף כולל של 600 מיליון דולר ע.ג., העומדות לפירעון ביום 30.6.2025 (בתשלום אחד), הנושאות ריבית שנתית קבועה של 6.125%.

(ג) אגרות חוב בהיקף כולל של 600 מיליון דולר ע.ג., העומדות לפירעון ביום 30.6.2027 (בתשלום אחד), הנושאות ריבית שנתית קבועה של 6.5%.

(ד) אגרות חוב בהיקף כולל של 550 מיליון דולר ע.ג., העומדות לפירעון ביום 30.6.2030 (בתשלום אחד), הנושאות ריבית שנתית קבועה של 6.75%.

הקרן והריבית של אגרות החוב הן דולריות, כאשר ריבית אגרות החוב של כל אחת מהסדרות משולמת פעמיים בשנה, ביום 30 יוני וביום 30 בדצמבר. אגרות החוב נרשמו למסחר במערכת "רצף מוסדיים" של הבורסה. למידע נוסף אודות הנפקת לווייתן בונד, ראו דוח מידי של השותפות מיום 5.8.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-084006).

תמורת ההנפקה הועמדה על-ידי חברת הבת כאמור כהלוואה לשותפות, ובתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (Back To Back). יתרת אגרות חוב ליום 31.12.2024 (בניכוי עלויות גיוס ורכישות עצמיות, כמפורט להלן) עמדה על סך של כ- 1.63 מיליארד דולר.

ביום 21.1.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי לאמץ תוכנית לרכישת אגרות החוב, בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר, לתקופה של שנתיים, ובהתאם ביצעה השותפות רכישות עצמיות של אגרות החוב בהיקף של מלוא תוכנית זו.

ביום 15.10.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי לאמץ תוכנית נוספת לרכישת אגרות החוב, בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר, לתקופה של שנתיים (להלן: "תוכנית הרכישה הנוספת"). עד למועד אישור הדוח, ביצעה השותפות רכישות עצמיות של אגרות החוב בהיקף של כ- 44 מיליון דולר, בהתאם לתוכנית הרכישה הנוספת.

יובהר כי, אין בהחלטות כאמור בכדי לחייב את השותפות ו/או את לווייתן בונד לבצע רכישה של אגרות החוב, כולן או חלקן, וכי הנהלת השותפות תהיה רשאית להחליט שלא לרכוש אגרות חוב כלל ו/או לרכוש אגרות חוב בהיקף נמוך יותר מזה שאושר. לפרטים נוספים אודות תוכנית הרכישה הנוספת ראו דוח מידי של השותפות מיום 20.10.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-611345), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה, וכן סעיף 3 לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה). לפרטים נוספים אודות אגרות החוב ראו בחלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה) וביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

מסגרת אשראי

7.21.3

ביום 8.10.2024 חתמה השותפות על הסכמים להעמדת מסגרות אשראי משני בנקים ישראליים בהיקף של 200 מיליון דולר מכל אחד מהם (להלן: "מסגרות

האשראי"). יצוין כי מסגרת האשראי מאחד הבנקים מחליפה מסגרת אשראי מבנק זה בהיקף של 100 מיליון דולר שהועמדה לשותפות ביום 14.3.2024 (לפרטים ראו ביאור 10ה לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)). מסגרות האשראי מיועדות לשמש את השותפות בפעילותה השוטפת, לרבות בקשר עם שלב 1ב' לתוכנית הפיתוח של מאגר לוויטן. בהתאם לתנאי מסגרות האשראי, תוכל השותפות, במשך תקופה אשר החלה ביום 8.10.2024 ותסתיים ביום 8.10.2025, למשוך מעת לעת הלוואות בדולר, עד לסכום כולל של 200 מיליון דולר מכל אחד מהמלווים (להלן: "**ההלוואות**"). ההלוואות שתימשכנה כאמור תפרענה בחלקן עד ליום 15.4.2027 ויתרתן עד ליום 15.10.2027. נכון למועד אישור הדוח, השותפות לא משכה כל סכום מתוך מסגרות האשראי.

לפרטים נוספים אודות מסגרות האשראי ראו דוח מידי של השותפות מיום 9.10.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-608995), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה, וביאור 10ד לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.21.4 אמות מידה פיננסיות

מסגרות האשראי קובעות אמות מידה פיננסיות בהן השותפות נדרשת לעמוד ואשר הפרתן מקימה למלווה זכות לפירעון מידי, כמפורט להלן:

(א) היחס בין שווי נכסי השותפות לחוב פיננסי נטו לא יפחת מ- 1.5 בשני מועדי בדיקה רצופים, כאשר בדיקת אמת המידה תהיה מדי רבעון על-פי הדוחות הכספיים המאוחדים השנתיים של השותפות או על-פי הדוחות הכספיים המאוחדים הרבעוניים של השותפות, או מידי חציון ככל שהשותפות תערוך רק דוחות חצי שנתיים.⁸⁹

(ב) היחס בין עודף המקורות לסכום מסגרת האשראי לא יפחת מ- 1, כאשר לצורך חישוב זה יתווסף למקורות סכום השווה ליתרת מסגרת האשראי אשר טרם נמשכה באותו המועד, ויחשב כחלק מ"עודף המקורות". בדיקת יחס הכיסוי

⁸⁹ לענין זה, "**שווי נכסי השותפות**" – סך התזרים המהוון (בשיעור של 10%), לאחר ניכוי מיסים של העתודות הצפויות ו/או המתונות (2P ו/או 2C) של חלקה של השותפות בכל הפרויקטים, וזאת על בסיס התזרים המהוון (DCF) האחרון שפרסמה לציבור השותפות ובתוספת שווי נכסים נוספים של השותפות (שאינם נכללים בהגדרת פרויקטים) וזאת על בסיס הערכת שווי חיצונית בלתי תלויה על-ידי מעריך שווי שזהותו מקובלת על הבנק.

"**פרויקטים**" – פרויקטי גז ונפט המוחזקים על-ידי השותפות ושביגים פורסם לציבור דוח תזרים מהוון (DCF). "**חוב פיננסי**" – חובות והתחייבויות של השותפות לבנקים ומוסדות פיננסיים אחרים ו/או הנובעים מאג"ח על כל סוגיו, לרבות אג"ח סטרייט (straight bonds) ואג"ח להמרה ו/או הנובעים בגין הלוואות שנתקבלו על-ידי השותפות מחברות קשורות או מצדדים שלישיים כלשהם (למעט הלוואות לגביהן נחתמו כלפי הבנק, על-ידי השותפות ועל-ידי מי שהעמיד את אותה הלוואה, כתיבי נחיתות). למען הסר ספק, המונח "חוב פיננסי" אינו כולל מסגרות לערבויות וערבויות בנקאיות שהוצאו על-פיהן לבקשת השותפות.

"**חוב פיננסי נטו**" – חוב פיננסי בניכוי: (1) מזומן ושווי מזומנים; ו- (2) פקדונות בבנקים ובמוסדות פיננסיים; (3) קרנות וכריות ביטחון אשר ניתנו לשם הבטחת חוב פיננסי (ככל שלא נכללו בסעיף קטן (1) או (2)), ובלבד שאיזה מהנכסים המפורטים לעיל אינו משועבד בשעבוד קבוע ו/או ניתנה ביחס אליו התחייבות לאי משיכתו לטובת כל גורם שאינו הבנק שלא בגין החוב או התחייבות אשר כלולים בהגדרת החוב הפיננסי.

תהיה מדי חציון על-פי דוח המקורות והשימושים.⁹⁰ לפרטים נוספים ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

להלן פרטים אודות אמות המידה הפיננסיות בהן השותפות נדרשת לעמוד ואשר מקימות למלווה זכות לפירעון מידי, בהתאם לנתוני הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2024 (פרק ג' לדוח זה):

ערך מחושב ליום 31.12.2024	אמת המידה
4.48	היחס בין שווי נכסי השותפות לחוב פיננסי נטו לא יפחת מ- 1.5 בשני מועדי בדיקה רצופים
כ- 451 מיליון דולר	הנזילות של השותפות (סולו) לא תפחת מ- 20 מיליון דולר
כ- 1.6 מיליארד דולר	סך החוב הפיננסי, למעט הלוואות Limited Recourse שאינן אגרות החוב לוויתן בונד בע"מ, לא יעלה על 3 מיליארד דולר
4.45	היחס בין עודף המקורות לסכום מסגרות האשראי בכל בנק בנפרד לא יפחת מ- 1

7.22 מיסוי

7.22.1 כללי

בהתאם לתיקון של תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988 (להלן: "תקנות מס הכנסה") שאושר ביום 3.8.2021, החל משנת המס 2022 משטר המס שחל על השותפות הוא משטר המס החל על חברות. כתוצאה משינוי זה, החל משנת המס 2022 מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות כפופים למשטר מס בגין חלוקת רווחים שתבצע השותפות, בדומה למשטר המס החל על בעלי מניות בחברה בגין חלוקת דיבידנדים (קרי, בשיטה הדו-שלבית).⁹¹ לפרטים נוספים בנושא זה, ראו ביאור 20 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.22.2 סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע

לפרטים אודות הליך משפטי שקיימה השותפות בנוגע לסעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, ואודות המרצת פתיחה שהגישו השותפות והשותף הכללי לבית המשפט המחוזי בקשר עם יישום הוראות סעיף 19, ראו ביאור 19 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). יצוין כי, דוח מסכם מטעם הנאמן, אשר מונה על-ידי בית המשפט לביצוע התשלום על-פי פסק הדין, הוגש לבית המשפט ביום 30.4.2024 (להלן: "הדוח המסכם"). על-פי הדוח המסכם, חלוקת הכספים הסתיימה, ובמסגרתה

⁹⁰ לעניין זה, "עודף מקורות" – סכום המקורות המצטבר עד ליום 31.12.2027 (כמפורט בדוח מקורות ושימושים בנוסח מוסכם) בניכוי סכום השימושים (כהגדרתו בדוח מקורות ושימושים) המצטבר עד ליום 31.12.2027.

⁹¹ להלן קישור לקובץ תקנות המס כפי שפורסם ברשומות ביום 14.9.2021: https://www.nevo.co.il/law_word/law06/tak-9627.pdf

חולקו 99.7% מסכום הפיצוי הכולל למחזיקים הזכאים בשותפות ובאבנר. בחודש מאי 2024 השיב הנאמן את הסכומים שנותרו בחשבונות הנאמנות לשותפות. יובהר כי, עם הגשת הדוח המסכם הסתיים ההליך המשפטי בעניין.

7.22.3 היטל רווחי נפט וגז

(א) במסגרת חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן בסעיף זה: "החוק") אשר התקבל בכנסת בחודש אפריל 2011, נקבעו, בין היתר, הוראות החלות על השותפות בנוגע לחובת תשלום היטל רווחי נפט וגז, בהתאם למנגנון מסוג R-Factor (להלן בסעיף זה: "היטל רווחי נפט" או "ההיטל"). לפרטים אודות ההיטל והמנגנון לחישובו, וכן אודות ההליכים המשפטיים המתנהלים בקשר עם ההיטל בגין המאגרים לווייתן ותמר, ראו ביאור 19 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), בהתאמה.

(ב) ביום 2.12.2020 פורסמו תקנות מיסוי רווחים ממשאבי טבע (מקדמות בשל היטל רווחי נפט), התשפ"א-2020 (להלן בסעיף זה: "התקנות")⁹², מכוח סעיפים 10(ב) ו-51 לחוק, שנועדו להסדיר את נושא תשלום המקדמות בגין היטל רווחי נפט שישולמו על-ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט, לרבות אופן חישובן של המקדמות, מועדי תשלומן והדיווח עליהן. להלן תמצית ההוראות העיקריות הכלולות בתקנות:

1. בתקנות נקבע שבעל זכות נפט של מיזם נפט (להלן בסעיף זה: "בעל זכות נפט") ישלם מקדמות על חשבון ההיטל לאותה שנת מס, כאשר התשלום יחל משנת המס העוקבת לשנת המס שבה היה מקדם ההיטל בגובה 1 או יותר, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית מהמועד שנקבע לתשלום ועד לתשלום סכום המקדמה.
2. עוד נקבעו נוסחאות לחישוב סכומה של המקדמה, שיעורה, מועד תשלומה ואופן דיווח הסכום המשולם. לפי התקנות, כל מי שהוא בעל זכות נפט יחויב בתשלום המקדמות מהתקבולים השוטפים של המיזם בהתאם לחלקו היחסי בזכות הנפט (במקרה של שיווק משותף), או התקבולים השוטפים של בעל זכות הנפט (במקרה של מכירת נפט בנפרד). עוד נקבע כי ב-3 שנות המס הראשונות, החל משנת המס העוקבת לשנת המס שבה היה מקדם ההיטל בגובה 1 או יותר או החל משנת המס 2021, לפי המאוחר, יהיה שיעור המקדמה: בשנת המס הראשונה – 21%; בשנת המס השנייה – 30%; ובשנת המס השלישית – 37%.
3. על-פי סעיף 9(ב)(1) לחוק, "תשלום נגזר" הוא תשלום המחושב כשיעור

מהנפט שהופק בשטח מיזם הנפט, מתקבולי המיזם או מרווחי הנפט של המיזם, ומקבל תשלום נגזר חייב בתשלום היטל הקרוי "סכום ההשתתפות". הסעיף קובע כי סכום ההשתתפות יופחת מן ההיטל שבעל זכות הנפט חב בו, ולפיכך נקבע בתקנות כי בעל זכות נפט זכאי לקזז ממקדמותיו סכום שניכה ממקבל תשלום נגזר, לפי הוראות סעיף 9(ב)(1) לחוק, ובלבד שיתקיימו כל אלה: (א) בעל זכות הנפט העביר לפקיד השומה את סכום ההיטל שניכה לא יאוחר ממועד תשלום המקדמה בעבור החודש הקובע; (ב) סכום הניכוי שהועבר לא קוזז בעבר; ו- (ג) החודש הקובע שבשלו נדרש הקיזוז חל באותה שנת מס שבה התקבל התשלום הנגזר.

4. פקיד השומה יהיה רשאי להפחית או להגדיל את שיעור המקדמה לשנת מס מסוימת אם הוכח להנחת דעתו כי ההיטל לשנת המס שבה משתלמת המקדמה גבוה או נמוך מסך המקדמות שחושבו לאותה שנת מס.

(ג) ביום 10.11.2021 אישרה הכנסת את תיקון מס' 3 לחוק, הכולל, בין היתר, תיקון לכינו על-פי החלטת פקיד שומה ניתן לחייב תשלום של 75% מיתרת גובה היטל שהוגש לגביו ערעור (עוד לפני בירור המחלוקת), ותיקונים נוספים שנועדו להקנות לפקיד השומה סמכויות לצורך ייעול הטיפול בגביית היטל. לפרטים נוספים ראו ביאור 19 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.22.4 שנות המס 2015-2016

(א) ביום 3.12.2017 פרסמה השותפות דוח מידי אליו צורפו תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפות ושל שותפות אבנר (להלן בסעיף זה: "מחזיק זכאי") לשנות המס 2015 ו- 2016 (מס' אסמכתא: 2017-01-116190).

(ב) ביום 20.10.2021 פרסמה השותפות דוח מידי אליו צורפו תעודות מס סופיות למחזיק זכאי לשנת המס 2015 (מס' אסמכתא: 2021-01-158139), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ג) על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המיסים ואי ההסכמות בעניין גובה ההכנסות החייבות של השותפויות לצרכי מס לשנת 2016, ביום 22.11.2018 התקבלו מאת רשות המיסים שומות לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה, התשכ"א-1961 (להלן: "פקודת מס הכנסה" ולהלן בסעיף זה: "שומת המס").

עיקר המחלוקות נוגעות לאופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאו השותפויות בפועל, ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין. בהמשך להשגה שהגישה השותפות על שומת המס, הוצאו לשותפויות שומות

בצו לפי סעיף 152(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצווים").

על-פי הצווים, ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר היא כ- 125.1 מיליון דולר וכ- 113.4 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 106.6 מיליון דולר וכ- 94.9 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכללה בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר הוא כ- 49.1 מיליון דולר וכ- 66.8 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 7.5 מיליון דולר וכ- 18.0 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכלל בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המיסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2024.

ככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המיסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל ריבית והפרשי הצמדה), על חשבון המס בו חייבים בעלי יחידות השותפות בשותפויות, בסך של כ- 54.5 מיליון דולר.

ביום 15.9.2020 הגישה השותפות הודעת ערעור על הצווים לבית המשפט המחוזי בתל-אביב. נימוקי השומה בערעור הוגשו על-ידי פקיד השומה ביום 21.12.2020 ובהתאם להחלטת בית המשפט, ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור מטעם השותפות הוגשה ביום 3.5.2021. דיון קדם משפט בערעור התקיים ביום 25.11.2021, ודיון קדם משפט נוסף נקבע ליום 17.3.2025.

יצוין כי, לאור האמור לעיל, יתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות של השותפות ושל שותפות אבנר לשנת המס 2016, וזאת עד להשלמת ההליכים שיידרשו לקביעת השומה הסופית. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים וניסיון העבר, סיכויי עיקר טענות השותפות להתקבל גבוהים מ- 50%.

(ד) עם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין שנת המס 2016, תפורסם תעודה סופית לצורך חישוב ההכנסה לצרכי מס של מחזיק זכאי בגין שנת המס 2016, בהתאם לתקנות מס הכנסה.

7.22.5 שנת המס 2017

(א) ביום 8.11.2018 פרסמה השותפות דוח מידי אליו צורפה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השותפות של השותפות לשנת המס 2017 (מס' אסמכתא: 2018-01-101494).

(ב) על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המיסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2017, ביום 23.7.2020 התקבלה מרשות המיסים שומה לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן בסעיף זה: "שומת המס").

עיקר המחלוקות נוגעות לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאה השותפות בפועל, לרבות זקיפת הכנסות מימון הנובעות מהפרשי שער לנכס בהקמה, אופן יישום סעיף 20(ב) לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע לעניין ניכוי הוצאות פחת והפסדים שהתהוו בגין ואופן חישוב רווח ההון ממכירת 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקות תמר ודלית.

ביום 10.12.2020 הגישה השותפות השגה על שומת המס, ובהתאם התקיימו מספר דיונים בהשגה במשרדי פקיד השומה.

ביום 21.12.2022 הוציא פקיד השומה שומה בצו לשנת המס 2017.

בהתאם לצו כאמור, ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2017 של השותפות הינה כ- 342.3 מיליון דולר (חלף סך של כ- 204.3 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת 2017 של השותפות, כולל רווח הון נדחה, הינו כ- 726.3 מיליון דולר (חלף סך של כ- 590.2 מיליון דולר, כפי שנכלל בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2024.

עוד יצוין כי, ביום 22.1.2023 הגישה השותפות הודעת ערעור על הצו לבית המשפט המחוזי בתל-אביב. נימוקי השומה בערעור הוגשו על-ידי פקיד השומה ביום 30.5.2023 הודעה המפרשת את נימוקי הערעור מטעם השותפות הוגשה ביום 31.1.2024. דיון קדם משפט בערעור נקבע ליום 17.3.2025.

נכון למועד אישור הדוח, על-פי הצו כאמור וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המיסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון בעלי יחידות השותפות בשותפות, בסך של כ- 120.8 מיליון דולר.

יצוין כי, לאור האמור לעיל, יתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות של השותפות לשנת המס 2017 וזאת עד להשלמת ההליכים שיידרשו לקביעת השומה הסופית.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכויי עיקר טענות השותפות להתקבל גבוהים מ- 50%, ולפיכך בכוונת השותפות למצות את ההליכים המנהליים והמשפטיים העומדים לרשותה.

(ג) עם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין שנת המס 2017 תפורסם תעודה סופית לצורך חישוב ההכנסה לצרכי מס של מחזיק זכאי בגין שנת המס 2017, בהתאם לתקנות מס הכנסה.

7.22.6 שנת המס 2018

(א) ביום 19.2.2020 פרסמה השותפות דוח מידי אליו צורפה תעודת מס זמנית

למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת 2018 (מס' אסמכתא: 2020-01-017376), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המיסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2018, ביום 24.3.2021 התקבלה מרשות המיסים שומה שלא בהסכם, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן בסעיף זה: "שומת המס"), לפיה ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2018 של השותפות הינה כ- 179.6 מיליון דולר (חלף סך של כ- 137.1 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת 2018 של השותפות הינו כ- 15.9 מיליון דולר, כמוצהר בדוח אשר הוגש על-ידה כאמור. יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2024.

עיקר המחלוקות נוגעות לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאה השותפות, וזאת בדומה למחלוקות שבגינן הוצאו שומות לפי מיטב השפיטה לשנים 2016 ו- 2017, כמפורט בסעיפים 7.22.4(ג) ו- 7.22.5(ב) לעיל, בהתאמה.

נכון למועד אישור הדוח, על-פי שומת המס וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המיסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון בעלי יחידות השתתפות בשותפות, בסך של כ- 15 מיליון דולר.

ביום 10.6.2021 הגישה השותפות השגה מנומקת על מלוא הקביעות של פקיד השומה בשומת המס. ביום 28.3.2024 התקבלה מרשות המיסים שומה בצו, לפי סעיף 152(ב) לפקודת מס הכנסה, ביום 17.4.2024 הגישה השותפות הודעת ערעור מטעמה ביחס לצו כאמור, ובהתאם נפתח תיק בית משפט. הודעה המפרשת את נימוקי השומה מטעם פקיד השומה הוגשה ביום 30.9.2024, ובהתאם להחלטת בית המשפט, השותפות הגישה את ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור מטעמה ביום 17.2.2025.

יצוין כי, לאור האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת המס 2018 וזאת עד להשלמת ההליכים שיידרשו לקביעת השומה הסופית.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המקצועיים, סיכויי עיקר טענות השותפות להתקבל גבוהים מ- 50%, ולפיכך בכוונת השותפות למצות את ההליכים המנהליים והמשפטיים העומדים לרשותה.

(ג) עם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין שנת המס 2018, תפורסם תעודה סופית לצורך חישוב ההכנסה לצרכי מס של מחזיק

זכאי בגין שנת המס 2018, בהתאם לתקנות מס הכנסה.

שנת המס 2019 7.22.7

(א) ביום 14.7.2021 פרסמה השותפות דוח מיידי אליו צורפה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת המס 2019 (מס' אסמכתא: 2021-01-116862), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) עם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין שנת המס 2019, תפורסם תעודה סופית לצורך חישוב ההכנסה לצרכי מס של מחזיק זכאי בגין שנת המס 2019, בהתאם לתקנות מס הכנסה.

שנת המס 2020 7.22.8

(א) ביום 12.4.2022 פרסמה השותפות דוח מיידי אליו צורפה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי ולמוכר יחידות השתתפות בשל החזקת יחידת השתתפות לשנת המס 2020 (מס' אסמכתא: 2022-01-047374), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) עם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין שנת המס 2020 תפורסם תעודה סופית לצורך חישוב ההכנסה לצרכי מס של מחזיק זכאי בגין שנת המס 2020, בהתאם לתקנות מס הכנסה.

שנת המס 2021 7.22.9

(א) ביום 30.4.2023 פרסמה השותפות דוח מיידי אליו צורפה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי ולמוכר יחידות השתתפות בשל החזקת יחידת השתתפות לשנת המס 2021 (מס' אסמכתא: 2023-01-046137), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) עם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין שנת המס 2021, תפורסם תעודה סופית לצורך חישוב ההכנסה לצרכי מס של מחזיק זכאי בגין שנת המס 2021, בהתאם לתקנות מס הכנסה.

7.22.10 יצוין כי, על אף שבהתאם לתיקון לתקנות מס הכנסה, החל משנת 2022 השותפות ממוסה כחברה (קרי, בשיטה הדו-שלבית), כאמור בסעיף 7.22.1 לעיל, בהתאם להבהרה שהתקבלה מרשות המסים, התשלומים ששולמו בחודש ינואר 2022 (לאחר כניסתן לתוקף של תקנות המס) לא ימוסו כחלוקת דיבידנד בחברה בהתאם לתקנות.

7.22.11 יובהר כי, ביחס לכל אחת משנות המס 2016-2021, לגביהן עדיין מתקיימים הליכים בפני בית המשפט או הליכי השגה מול פקיד השומה או טרם הסתיימה הביקורת של רשות המסים לדוחות המס של השותפות, יתכן ויתברר לאחר הכרעה סופית

במחלוקות המתבררות בבתי המשפט או הגעה להסכמות עם פקיד השומה או השלמת ביקורת רשות המיסים שקיימים הפרשי שומות כך ששומת המס הסופית גבוהה מתשלומי המס ששולמו על-ידי השותפות (בניכוי החזרים ששולמו לה), ובמקרה כאמור יהיה על השותפות לשלם לרשות המסים, על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות, את יתרת המס הנובע מהפרשי השומות, בהתאם לחישוב המס לפי סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע. יצוין כי, בהתאם להוראות פסק הדין מיום 28.6.2021, כמפורט בביאור 19 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), לא יבוצעו תשלומי איזון בגין הפרשי שומות כאמור (ככל שיהיו) החל משנת 2017. במקרה שיתברר בעתיד כי שולמו על-ידי השותפות מקדמות בסכומים העולים על הסכומים הנדרשים בהתאם לחוק, תוחזר היתרה לשותפות.

7.22.12 עוד יובהר כי, חלק מסוגיות המס הייחודיות הקשורות בפעילות השותפות טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, וקיים קושי לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, קיים קושי לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס.

7.22.13 לפרטים נוספים ראו ביאור 19 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ראוי כי כל מחזיק ביחידות ההשתתפות יבחן, באמצעות יועצים מקצועיים, את מצבו המיסוי ואת הצורך בהיערכות בהתאם להמלצות יועציו המקצועיים כאמור. השותפות אינה אחראית ולא תישא בכל אחריות בקשר עם דוחותיהם של בעלי היחידות ו/או תיקונם ו/או השלכות תיקונם.

7.23 סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם

7.23.1 פעילות חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש (decommissioning) של פרויקטי גז טבעי ונפט כרוכה מטבעה בסיכון לגרימת נזק לסביבה, שעלול להתרחש, בין היתר, מתקלות בציוד ו/או ביישום נהלי עבודה ו/או מאירועים בלתי צפויים. אופי וחומרת הסיכונים משתנה מסוג פעילות אחד למשנהו, ולפיכך דרך ניהולם שונה. להיבטי סביבה ואקלים פוטנציאל לגרימת נזק ממשי לעסקי השותפות, ולכן פועלת השותפות לניהול סיכונים בתחומים אלו, כמפורט בסעיף 7.23.5 להלן. ניהול סיכונים הסביבה והאקלים של השותפות מתייחס באופן פרטני לכל אחד מנכסי השותפות, ומשקף את אופי הפעילות ובשלותה. ניהול הסיכונים, לרבות מיפוי מתודולוגי ראשוני, מבוצע על-ידי הממונה על תחום ה-ESG של השותפות בסיוע יועצים חיצוניים, ומתבסס בעיקרו על מערכות ניהול הסיכונים של המפעילות בנכסים השונים, אשר מבוקרות על-ידי צדדים שלישיים מוסמכים ואשר כוללות בין היתר תהליך של זיהוי, ניתוח, ניהול וניטור.

הממונה על תחום ה-ESG מדווח לוועדת הביקורת את הממצאים העיקריים של עבודתו, ואלו מהווים נדבך עיקרי בדוח ה-ESG של השותפות, המתפרסם באתר

השותפות מעת לעת, ונערך בהתאם לתקן הדיווח של ה-GRI וברוח המלצות ה-TCFD (כוח משימה בינלאומי לגילוי פיננסי הקשור באקלים, אשר הוקם בשנת 2015).

בנוסף, השותפות גיבשה ומיישמת נוהל בתחום סביבה, בטיחות וגהות (להלן: "סב"ג") על-ידי הממונה על תחום ה-ESG בסיוע יועצים חיצוניים. הנוהל כאמור מתעדכן מעת לעת, ומסדיר את הממשק עם המפעילה בהיבטי דיווח, וכן מאפשר ניטור של יישום תוכנית הניהול של המפעילה וביצועיה בתחום הסב"ג.

7.23.2 כפיפות השותפות להוראות הדין ו/או הוראות של רשויות מוסמכות בנושאים

סביבתיים

(א) חוק הנפט ותקנותיו קובעים, בין היתר, כי בביצוע קידוח ינקטו אמצעי זהירות, כך שלא יהיו נזלים וגזים ניגרים לאדמה או נובעים ממנה ללא מעצור ושלא יחדרו משכבה גיאולוגית אחת לשניה. כמו כן, חל איסור לנטוש באר מבלי לאטום אותה לפי הוראות הממונה על ענייני הנפט.

(ב) כמו כן, פעילותה של השותפות באמצעות המפעילה כפופה להוראותיהם של דינים סביבתיים שונים וביניהם חוק מניעת זיהום הים (הטלת פסולת), התשמ"ג-1983 ותקנותיו; חוק מניעת זיהום הים ממקורות יבשתיים, התשמ"ח-1988 (להלן: "חוק מניעת זיהום הים") ותקנותיו; פקודת מניעת זיהום מי-ים בשמן (נוסח חדש), התש"ם-1980; חוק החומרים המסוכנים, התשנ"ג-1993 (להלן: "חוק החומרים המסוכנים") ותקנותיו; חוק שמירת הניקיון, התשמ"ד-1984 ותקנותיו; חוק האחריות לפיצוי נזקי זיהום בשמן, התשס"ד-2004 ותקנותיו; חוק למניעת מפגעים סביבתיים (תביעות אזרחיות), התשנ"ב-1992; חוק אוויר נקי, התשס"ח-2008 (להלן: "חוק אוויר נקי") ותקנותיו; חוק הגנת הסביבה (פליטות והעברות לסביבה – חובת דיווח ומרשם), התשע"ב-2012 ותקנותיו; חוק למניעת מפגעים, התשכ"א-1961 ותקנותיו; חוק שמירת הסביבה החופית, התשס"ד-2004; חוק רישוי עסקים, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק רישוי עסקים") התקנות והצווים לפיו.

(ג) ביום 12.9.2023 אישרה ועדת השרים לענייני חקיקה את טיוטת חוק האקלים, התשפ"ג-2023 (להלן: "טיוטת חוק האקלים") לקראת קריאה ראשונה בכנסת. ביום 22.9.2023 התקבלה החלטת ממשלה מס' 927, במסגרתה אישרה הממשלה את טיוטת חוק האקלים בכפוף לתיקונים מסוימים. ביום 3.12.2024 ועדת הפנים והגנת הסביבה של הכנסת דנה בהצעת חוק האקלים וביצעה בה מספר שינויים, אשר טרם אושרו סופית. בהתאם, טרם אישור הצעת החוק במליאת הכנסת בקריאה שניה ושלישית, תועבר ההצעה כאמור לדיון נוסף בוועדת השרים לענייני חקיקה. טיוטת חוק האקלים מעגנת יעד לאומי להפחתת פליטות גזי חממה לשנת 2030, הפחתה של 27%, כך שהיא תעמוד

על 73% מכמות פליטות גזי החממה שנמדדה בשנת 2015 (שנת הבסיס). נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך מתי, אם בכלל, יקודמו הליכי החקיקה של טיוטת חוק האקלים ואלו שינויים ייערכו בה.

(ד) במסגרת חוק ההסדרים של שנת 2024, נכללה ההצעה להטלת מס פחמן על דלקים פוסילים המשמשים לייצור חשמל ותעשייה וכן על הטמנת פסולת. ההצעה כאמור נכנסה לתוקף ביום 1.1.2025, ובהתאם למתווה שפורסם, מוטל מס בהדרגה על פחם, גז טבעי, מזוט, גפ"מ ופטקוק, בשיעורים משתנים כאשר הגז הטבעי הינו הנמוך ביניהם, בכדי לעודד מעבר למקורות אנרגיה חלופיים. במהלך חודש נובמבר 2024 פרסמה הרשות להשקעות במשרד הכלכלה והתעשייה, בשיתוף עם משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, את הוראת מנכ"ל 4.79, הכוללת הוראות בנוגע למנגנון הסיוע למפעלים הצורכים דלקים, אשר מטרתו לסייע לתעשייה המקומית להסתגל למס הפחמן וליצור ודאות עסקית ביחס להשקעות הנדרשות בעניין זה, וכן פורסם מסלול סיוע המתמקד בלכידה וסילוק של פליטות גזי חממה, במטרה לתת תמריץ למפעלים להפחתת פליטת פחמן מפעילות המפעל. להערכת השותפות, למס הפחמן, במתכונתו המוצעת, אין השפעה מהותית על פעילותה.

(ה) ביום 2.5.2023 פורסם מסמך מדיניות הנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי בים (מדיניות של המשרד להגנת הסביבה ומשרד האנרגיה). שברון הגישה עמדה ביחס למסמך זה, במסגרת הערות הציבור.

(ו) ביום 16.4.2024 פורסם חוק הגנת הסביבה (ייעול הליכי רישוי סביבתי) (תיקוני חקיקה), התשפ"ד-2024, אשר עבר בקריאה שלישית בכנסת ביום 3.4.2024. מטרת החוק הינה לטייב ולייעל את מערכי הרישוי הקיימים, הן מבחינה רגולטורית והן מבחינה סביבתית, באמצעות רפורמה כוללת המבוססת על התאמה לסטנדרטים המקובלים באיחוד האירופי. הוראות החוק יכנסו לתוקף באופן הדרגתי עד ליום 1.1.2027 על מנת לאפשר למפעלים ולעסקים להיערך לשינויים הנדרשים ולהתאים את פעילותם לדרישות החדשות. כמו כן, במסגרת החוק יתוקנו הסדרי הרישוי בחקיקה הסביבתית הקיימת, באופן שהליכי הרישוי יאוחדו, ככל שניתן, על בסיס עקרונות האסדרה באיחוד האירופי, כך שיינתן היתר סביבתי אחוד לפעילות בעלת פוטנציאל לגרום להשפעה סביבתית ניכרת. בנוסף, החוק מאריך את תוקף היתרי הרעלים לעשר שנים, מסווג מחדש את סוגי הפעילויות הטעונות היתר רעלים, ומאפשר פטור מהיתר לחלק מהפעילויות שהיו טעונות היתר בעבר.

(ז) ביום 14.4.2022 פורסם תזכיר הצעת חוק מוכנות ותגובה לתקריות של זיהום הים והסביבה החופית בשמן, התשפ"ב-2022, שמטרתו ליישם את האמנה

בדבר מוכנות, תגובה ושיתוף פעולה מפני זיהום משנת 1990 (International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Cooperation) במישור הישראלי-המקומי. על-פי ההצעה כאמור, כל הגופים שבתחומם או באחריותם יש רצועת חוף או הפועלים בים, ביניהם בעלי מתקנים לחיפוש ולהפקה של נפט וגז טבעי, ייערכו לתקריות של זיהום הים והסביבה החופית בשמן. הצעת החוק כוללת את דרך האסדרה של תקריות מסוג זה בכמה מישורים: מוכנות – הכנת תוכניות חירום, הצטיידות ותרגול. על גופים אלה להכין תוכניות להתמודדות עם תקריות ולהיערך לפעול על-פיהן באם יתרחשו; תגובה לתקרית – צמצום הנזקים בכלל והסביבתיים בפרט; ניקוי ושיקום – ניקוי מה שזוהם, החזרת המצב לקדמותו, ופינוי הפסולת שנוצרה. נכון למועד אישור הדוח, ההצעה כאמור הונחה על שולחן הכנסת לדיון מוקדם (קריאה טרומית).

(ח) מלבד הרגולציה הקבועה בדיון הישראלי, ישנן הוראות נוספות בנושאים סביבתיים הקבועות גם בתנאי שטרי החזקות והרישיונות שניתנו לשותפות וכן באישורים השונים הדרושים לצורך ביצוע פעולות החיפושים וההפקה ולצורך הקמה והפעלה של מערכות ההפקה של הפרויקטים בהם שותפה השותפות. בעת ביצוע חיפוש, קידוח ו/או במסגרת פעילות הפקה של נפט וגז טבעי רוכשת השותפות באופן עצמאי ו/או באמצעות המפעילה, בהתאם להנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט (לפרטים ראו סעיף 7.24.7(א) להלן), ביטוח לכיסוי נזקים להוצאות ניקוי של הסביבה, פינוי הריסות ונזקים לגוף ו/או לרכוש של צדדים שלישיים הנובעים מהתפרצות תאונתית, פתאומית בלתי צפויה ובלתי מבוקרת של נפט ו/או גז טבעי. השותפות אינה עורכת ביטוח לנזקי זיהום שאינם תאונתיים ונובעים מתהליך הדרגתי ומתמשך. בהקשר זה יצוין כי, תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפושי נפט והפקתו בים), התשע"ז-2016 (אשר ביטלו את התקנות משנת 2006) כוללות הוראות שונות בנוגע לפעילות חיפוש והפקת נפט בים, ובין היתר, תנאים ביחס לזהותו של מפעיל, לרבות בכל הנוגע לניסיון שלו בשמירת הבטיחות וההגנה על הסביבה במסגרת פעולות החיפוש וההפקה של הנפט.

(ט) ביום 30.12.2024 הונחה על שולחן הכנסת לדיון מוקדם (קריאה טרומית) הצעת חוק האזורים הימיים, התשפ"ה-2024. הצעת החוק, אשר הוגשה כהצעת חוק פרטית, מבקשת להסדיר את פעילות מדינת ישראל באזורים הימיים, לרבות מימי החופים, המים הפנימיים, האזור הסמוך, האזור הכלכלי הבלעדי והמדף היבשתי. הצעת החוק מגדירה את זכויותיה וסמכויותיה של מדינת ישראל באזורים אלה, וקובעת את החיזוקים שיחולו בהם ובמיתקנים

ימיים המצויים בהם.⁹³

(י) הנחיות סביבתיות לחיפוש ולהפקה של נפט וגז טבעי בים

בחודש ספטמבר 2016 פרסם משרד האנרגיה, במשותף עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים, הנחיות שנועדו להסדיר את ההיבטים הסביבתיים של פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בים. בנוסף, מפרסמים משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, כמו גם רשויות נוספות מטעם גופים ממשלתיים אחרים, לרבות רשות מקרקעי ישראל, הנחיות סביבתיות אשר השותפות עשויה במישרין או בעקיפין להיות כפופה להן. הנחיות אלו מתעדכנות מעת לעת, והן נועדו להורות לבעלי זכויות הנפט בים, מהם הפעולות והמסמכים שעליהם להכין במסגרתם פעילותם בשטחי זכויותיהם, וזאת על מנת למנוע או למזער ככל הניתן, מפגעים סביבתיים העלולים להיווצר בעת פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. הנחיות אלה מהוות חלק בלתי נפרד מזכות הנפט, ומתוכנית העבודה בה, וסטייה מהן עלולה להביא לביטול הזכות. ההנחיות האמורות כוללות, בין היתר, הוראות בנוגע לביצוע סקר סיסמי, הוראות בנוגע לביצוע קידוחי חיפוש והערכה והנחיות לאחר תגלית ובחזקה, והן מפרטות את הבדיקות, האישורים וההיתרים השונים הנדרשים מבעלי הזכויות בכל אחד מהשלבים האמורים.

(יא) בנוסף להוראות משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, במסגרת פעילותה עשויה השותפות, במישרין או בעקיפין, להיות כפופה להוראות סביבתיות של רשויות נוספות שעשויות להינתן מפעם לפעם, מטעם גופים ממשלתיים אחרים, לרבות רשות מקרקעי ישראל.

7.23.3 כמו כן, באישור ההפעלה של פלטפורמת לווייתן נקבעה חובת בעל החזקה לפעול בנושאי הגנת הסביבה לפי הדין והוראות והיתרים שינתנו לפי דין, וכן נקבעו הוראות בנוגע להזרמה לים, פליטות לאוויר וכו'. עוד נקבע באישור ההפעלה כאמור כי, בעניינים שאין לגביהם הוראות בחקיקה הישראלית יחולו בכפוף לדין תקנים אמריקאים ביחס לנושאי בטיחות והגנה על הסביבה וכן ההוראות המפורטות בחלק מנספחי אמנת MARPOL (האמנה הבינלאומית למניעת זיהום ים מאניות), אשר חלות או יחולו לגבי אסדות (ניידות) או אסדות קבועות.

7.23.4 אירועים בקשר עם איכות הסביבה

בהתאם למידע שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה בפרויקט לווייתן, בשנת 2024 לא היה אירוע או עניין הקשור בפעילות השותפות בקשר עם איכות הסביבה אשר היתה לו השפעה מהותית על השותפות. לפרטים אודות הליכים משפטיים או

מנהליים מהותיים בקשר עם איכות הסביבה, ראו סעיף 7.23.7 להלן.

7.23.5 מדיניות ניהול סיכונים סביבתיים

(א) המפעילה בפרויקט לווייתן מתנהלת בהתאם למדיניות אסטרטגית לשמירה על הסביבה ולעמידה בהוראות החוק בכלל והדינים הסביבתיים בפרט. מדיניות זו כוללת הקפדה של המפעילה על פעולות בהתאם למערכת לניהול סיכונים סביבתיים, לרבות הכשרת כוח אדם מתאים, וכוללת תוכנית עבודה להפחתת הפגיעה בסביבה, לתמיכה במגוון הביולוגי, למניעת תקלות ותאונות ולשיפור מתמיד של הפעילות והתרבות הארגונית בנושאי בטיחות, סביבה וגמות. במסגרת זו, למפעילה צוות ייעודי בכל שלבי הפעילות, אשר אחראי ליישום המדיניות כאמור ולפיקוח עליה, ולקיום הנהלים להבטחת מילוי ועמידה בכל הדרישות והתקנים, לרבות מערכות שונות לניהול סיכונים סביבתיים כגון (Safety & Environmental Management System) SEMS. כמו כן, מבצעת המפעילה בדיקות נאותות על-ידי צד שלישי, וזאת בנוסף לביקורות שוטפות שעורך משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה במתקני ההפקה. המפעילה מקיימת פעילות שוטפת בנושאי סב"ג להגברת המודעות, הידע והמוכנות, לרבות אימונים והכשרות של צוותיה ושל קבלנים העובדים במתקנים. כמו כן, המפעילה פועלת לקבלת ההיתרים מכוח הרגולציה הסביבתית הנדרשים לכל אחד מהאתרים אותם היא מפעילה בהתאם לעניין, לרבות רישיון עסק מכוח חוק רישוי עסקים, היתר רעלים מכוח חוק החומרים המסוכנים, היתר הזרמה לים מכוח חוק מניעת זיהום הים והיתר פליטה מכוח חוק אוויר נקי. השותפות פועלת לקבלת עדכונים תקופתיים ונקודתיים בדבר פעילות המפעילה בנושאים האמורים, על-פי הצורך ובהתאם לנוהל פנימי בעניין שאימצה השותפות.

(ב) במהלך שנת 2019 התקבלו אצל המפעילה בפרויקט לווייתן רישיון עסק, היתר פליטה לאוויר, היתר הזרמה לים, והיתר רעלים ראשוניים לאסדת לווייתן, אשר מוארכים מפעם לפעם בהתאם לנדרש בחוק. נכון למועד אישור הדוח, תוקפו של רישיון העסק הינו עד ליום 31.12.2029, תוקפו של היתר הפליטה לאוויר הינו עד ליום 5.11.2026, תוקפו של היתר ההזרמה לים הינו עד ליום 31.3.2029, ותוקפו של היתר הרעלים הינו עד ליום 1.1.2027. כן נתקבלו רישיון עסק והיתר הרעלים לאתר חגית אשר תוקפם מוארך באופן דומה.

(ג) ביחס לכלל הנכסים בהן השותפות אינה המפעילה, השותפות פועלת לוודא כי המפעילה מתנהלת בהתאם למדיניות אסטרטגית לשמירה על הסביבה ולעמידה בהוראות החוק בכלל, והדינים הסביבתיים בפרט. מדיניות זו כוללת הקפדה של המפעילה על פעולות בהתאם למערכת לניהול סיכונים סביבתיים, לרבות הכשרת כוח אדם מתאים, וכוללת תוכנית עבודה להפחתת הפגיעה

בסביבה, לתמיכה במגוון הביולוגי, למניעת תקלות ותאונות ולשיפור מתמיד של הפעילות והתרבות הארגונית בנושאי סב"ג. במסגרת זו, למפעילה צוות ייעודי אשר אחראי ליישום המדיניות כאמור ולפיקוח עליה, ולקיום הנהלים להבטחת מילוי ועמידה בכל הדרישות והתקנים, לרבות מערכות שונות לניהול סיכונים. מערכות ניהול הסיכונים הינן מערכות מקיפות, העוברות מעת לעת בקרות פנימיות וחיצוניות בהתאם לתקנים בינלאומיים ועל-ידי צדדים שלישיים המוסמכים לכך.

(ד) סקר סיכונים שנערך טרם הכניסה לרישיון בוז'דור במרוקו, אשר השותפות (באמצעות ניו-מד מרוקו) הינה המפעילה בו, העלה כי חשיפת ה- ESG העיקרית בו קשורה בנושאים גיאופוליטיים. יודגש כי, רישיון בוז'דור נמצא כעת בשלב חיפוש ראשוני אשר איננו מחייב עבודות מהותיות בשטחו. לאור האמור, התקשרה השותפות עם חברת יעוץ בינלאומית המתמחה בתחום ה- ESG, במטרה שתתמוך במאמציה לבחון ולנטר את המצב הגיאופוליטי והחברתי באזור.

7.23.6 עלויות והשקעות סביבתיות

העלויות הצפויות של פעולות הקשורות לשמירה על איכות הסביבה כלולות בתקציבי הפרויקטים השונים ומתעדכנות מעת לעת בהתאם לתוכניות העבודה המאושרות. נכון למועד אישור הדוח, לא צפויות עלויות מהותיות נוספות. יצוין כי, מעבר לעלויות הישירות הקשורות לתחום הסב"ג, בין היתר עלויות פיתוח, יצור והתקנה של מערכות יעודיות ועלויות אנשי צוות ייעודיים מטעם המפעילה אשר מהות תפקידם הינו סב"ג, ישנן גם עלויות עקיפות מהותיות אשר אינן ניתנות להפרדה מעלויות הפרויקטים והתפעול השוטף, הנובעות מכך שזיהוי, איפיון, ניהול וניטור של סיכונים סביבתיים ובטיחותיים מוטמעים בנוהל התפעול של המפעילה (Operations Management System), ומכתיבות את אופן ההתנהלות לכל אורכה של שרשרת הערך.

7.23.7 הליכים משפטיים או מנהליים מהותיים בקשר עם איכות הסביבה

נכון למועד אישור הדוח ולמיטב ידיעת השותפות, לא מתנהל הליך משפטי ו/או מנהלי מהותי נגד השותפות ו/או מי מנושאי המשרה בשותף הכללי ו/או בשותפות בקשר עם השמירה על הסביבה, אשר צפויה להיות לו השפעה מהותית על השותפות.

(א) עיצומים

ביום 20.5.2020 קיבלה שברון הודעה מהמשרד להגנת הסביבה על כוונת חיוב בעיצום כספי, בסכום שאינו מהותי, בגין הפרות נטענות של היתר הפליטה לאוויר של פרויקט לווייתן וכן של חוק אוויר נקי, והוראת הממונה על היתר

הפליטה במשרד להגנת הסביבה (להלן בסעיף זה: "הממונה") שניתנה מכוחו בקשר למערכות הניטור הרציף באסדת לויתן. שברון מסרה לשותפות כי הגישה למשרד להגנת הסביבה בקשה לקבלת מידע מכוח חוק חופש המידע, התשנ"ח-1998 (להלן: "חוק חופש המידע"), העוסקת במישורין בטענות שהועלו בהודעה כאמור וכי המשרד להגנת הסביבה אישר לדחות את מועד הגשת הטיעונים בנוגע לעיצום כספי זה ולקבוע אותו ל- 30 יום לאחר קבלת המידע. המידע המבוקש טרם התקבל ולפיכך מנין הימים למענה להודעה כאמור טרם החל, וביום 5.1.2025 התקבלה החלטת המשרד להגנת הסביבה שלא להטיל על שברון את העיצום כספי כאמור.

(ב) שימועים

ביום 6.8.2023 קיבלה שברון מכתב התראה והזמנה לשימוע בפני המשרד להגנת הסביבה בגין הפרות נטענות של היתר ההזרמה לים ושל היתר הרעלים של פרויקט לויתן, ובהתאם לחוק מניעת זיהום הים וחוק החומרים המסוכנים. השימוע התקיים ביום 7.1.2024, וביום 21.1.2024 התקבל סיכום השימוע לפיו על שברון לנקוט בכל הפעולות למניעת חריגות מהיתר ההזרמה לים, וכי המשרד להגנת הסביבה שוקל להפעיל את סמכויותיו כחוק.

לא ניתן בשלב זה להעריך האם יוטל בגין ההפרות עיצום כספי ואת סכום העיצום הכספי שיוטל, ככל שיוטל.

(ג) ביום 7.2.2024 ניתן פסק-דין הדוחה בקשה שהוגשה ביום 15.12.2020 לבית המשפט המחוזי בתל-אביב נגד שברון לאישור תובענה ייצוגית בשם "כל מי שנחשף לזיהום האוויר, הים והסביבה החופית בשל פליטות אסורות מאסדת הגז של פרויקט לויתן", תוך חיוב המבקש בהוצאות. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.22.7(ג) לפרק א' בדוח התקופתי לשנת 2023.

7.23.8 למיטב ידיעת השותפות, על-פי החוק הקפריסאי להשפעות סביבתיות בתוכניות ופעולות משנת 2005 (אשר מותאם לדירקטיבה האירופית), דרושה הערכה סביבתית אסטרטגית בקשר עם החלטה ממשלתית על ביצוע תוכניות שעשויה להיות להן השפעה סביבתית. בעל רישיון בקפריסין לביצוע פעולות חיפוש או הפקה מחויב לפעול בהתאם לדוח הערכה סביבתי שיוכן עבור משרד האנרגיה בקפריסין וכן לבצע סקר סביבתי קודם לביצוע פעולות כאמור בשטח הרישיון.

7.23.9 יצוין כי, צינור EMG, המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש, כפוף לרגולציה ישראלית ולרגולציה מצרית.

7.23.10 נכון למועד אישור הדוח, ובהתאם למידע שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה, לא ידוע לשותפות על אי עמידה או חריגה מדרישות איכות הסביבה בפרויקטים בהם לשותפות יש זכויות, אשר עשויה להיות לה השפעה מהותית על השותפות.

7.24 מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות7.24.1 מתווה הגז

ביום 16.8.2015 התקבלה החלטת ממשלה מס' 476 (אשר שבה ואומצה בהחלטת הממשלה בשינויים מסוימים ביום 22.5.2016) בנושא "מתווה להגדלת כמות הגז הטבעי המופקת משדה הגז הטבעי "תמר"⁹⁴ ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי "לוויתן", "כריש" ו"תנין" ושדות גז טבעי נוספים" (להלן בסעיף זה: "**החלטת הממשלה**"), אשר נכנסה לתוקף ביום 17.12.2015 עם הענקת פטור מהוראות מסוימות בחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988⁹⁵ לשותפות, אבנר, רציו ושברון (להלן בסעיף זה: "**הצדדים**") על-ידי ראש הממשלה, בתפקידו דאז כשר הכלכלה, בהתאם להוראות סעיף 52 לחוק התחרות הכלכלית (להלן בסעיף זה: "**הפטור**" או "**הפטור לפי חוק התחרות הכלכלית**"). הפטור חל ביחס להסדרים כובלים מסוימים שעשויים היו לכאורה להיות מיוחסים לצדדים, כמפורט בהחלטת הממשלה (להלן: "**ההסדרים הכובלים**"). החלטת הממשלה והפטור יקראו לעיל ולהלן: "**מתווה הגז**".

להלן מובא תיאור תמציתי של עיקרי מתווה הגז:

(א) להלן ההגבלים העסקיים שביחס אליהם ניתן הפטור:

1. ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, על-פי עמדת הממונה על התחרות, כתוצאה מרכישת הזכויות בהיתר רציו-ים על-ידי השותפות, אבנר ושברון; וכן ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, כתוצאה מחבירת הצדדים כבעלים במשותף של היתר רציו-ים ומאגר לווייתן.
2. ההסדר הכובל שיווצר, לכאורה, במקרה בו הצדדים או חלק מהם ישווקו במשותף את הגז שיופק ממאגר לווייתן לשוק המקומי עד ליום 1.1.2030⁹⁶.
3. ההסדר הכובל שיווצר, לכאורה, במקרה שבו הצדדים או חלק מהם ישווקו את הגז שיופק ממאגר לווייתן במשותף לייצוא בלבד.
4. ההסדר הכובל העשוי להיווצר כתוצאה מהסכם רכישה מסוים של גז טבעי ממאגר לווייתן, ובלבד שהסכם כאמור נחתם עד ליום 1.1.2025. בשל פקיעתו של הפטור להסדר כובל זה ביום 1.1.2025, החל ממועד זה חלות על הסכמי רכישה של גז טבעי ממאגר לווייתן הוראות פרק ב' לחוק

⁹⁴ בפטור לפי סעיף 52 לחוק ההגבלים העסקיים אשר צורף כנספח א' למתווה, "תמר" הוגדרה כ"מאגר גז טבעי הנמצא בשטח חזקות תמר 12/ ודלית 13/1, והזכויות שמחזיקים הגופים המחזיקים בתמר בתשתית הולכת הגז על כל מרכיביה וחלקיה לרבות זכויות המחזיקים בתמר לשימוש במתקן הקליטה ועיבוד הגז ביבשה, ממאגר תמר אל מערכת ההולכה הארצית".

⁹⁵ ביום 1.1.2019 אושר התיקון לחוק התחרות, שכלל את שינויי שם החוק מ- "חוק ההגבלים העסקיים" ל- "חוק התחרות הכלכלית".

⁹⁶ בהתאם לסמכותו של שר האנרגיה להאריך את הפטור עד ליום 1.1.2030, בהתקיים תנאים מסוימים כפי שנקבעו בפטור, לפיהם היה ושר האנרגיה מצא כי קיימים לפחות שלושה מאגרי גז טבעי המחוברים למערכת ההולכה הארצית, שבכל אחד מהם יש במועד זה חובת הספקה של לפחות 30 BCM למשק המקומי, ושאינן גורם המחזיק ביותר מ- 25% בזכות כלשהי ביותר ממאגר אחד, אזי יוארך הפטור עד ליום 1.1.2030. על בסיס פרסומי משרד האנרגיה, נכון למועד אישור הדוח, התנאים להארכת הפטור התקיימו.

התחרות שעניינו הסדרים כובלים, וכן הוראות סעיף 43(א)(1), סעיף 47(א)(1) וסעיף 50א ביחס להוראות פרק ב' וסעיף 50ד(א)(1) לחוק התחרות.

5. בכל הקשור לפעילותם במאגרי לווייתן ותמר בלבד, היותן של השותפות, אבנר ושברון בעלות מונופולין לפי הכרזת הממונה על התחרות, ולפרטים ראו סעיף 7.24.2(א) להלן.

(ב) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים לעיל הותנה בקיומם של תנאים מסוימים, לרבות העברת כל זכויות השותפות ושברון בחזקות תנין וכריש, העברת כל זכויות השותפות בפרויקט תמר והעברת חלק מזכויותיה של שברון (הזכויות שמעבר ל- 25%) בפרויקט תמר, אשר כולן הושלמו בהתאם למתווה עד חודש דצמבר 2021.

(ג) הגבלות מסוימות אשר יחולו על הסכמים חדשים לאספקת גז טבעי

במתווה הגז נקבעו מגבלות מסוימות אשר יחולו ביחס להסכמים חדשים לאספקת גז ממאגר לווייתן שייחתמו עם צרכנים ממועד החלטת הממשלה. מרבית המגבלות כבר לא רלוונטיות, מלבד:

1. לא תחול על הצרכן כל מגבלה בנוגע לרכישת גז טבעי מכל ספק גז טבעי אחר.

2. לצרכן תהא האפשרות למכור גז טבעי שרכש במכירה משנית, בהתאם לתנאים ולהוראות שנקבעו בפטור.

3. הצדדים לא יחילו כל מגבלה על מחיר המכירה שבו ימכור הצרכן את הגז הטבעי במכירה משנית.

4. הסכמי מכירת הגז לא יכללו תנאי שלפיו הודעת הצרכן על קיצור תקופת ההסכם או הפחתת כמות הרכישה תביא לשינוי תנאי ההסכם בכל דרך שהיא אשר מרעה את מצבו של הצרכן, ובכלל זאת לא ישונו לרעת הצרכן המחיר ותנאי התשלום, תנאי האספקה ומועדיה, כמויות האספקה, הוספת הגבלות על מכירת גז במכירה משנית וכו'.

7.24.2 דיני תחרות כלכלית

(א) מעמדה של השותפות כמונופולין

ביום 13.11.2012 הוכרזה השותפות כבעלת מונופולין ביחד עם יתר שותפיה בפרויקט תמר ולחוד – באספקת גז טבעי בישראל, החל ממועד תחילתה של האספקה המסחרית מפרויקט תמר. על אף שהשותפות השלימה בחודש דצמבר 2021 את מכירת יתרת זכויותיה בחזקות תמר ודלית, נכון למועד אישור הדוח, הכרזת המונופולין בתמר לא שונתה על-ידי רשות התחרות, והשותפות עדיין מופיעה במרשם בעלי המונופולין. כמו כן, הואיל ובמועד אישור הדוח עוסקת השותפות בשיווק משותף של הגז המופק מפרויקט לווייתן, היא עשויה

גם להיחשב כבעלת מונופולין, וזאת ככל ששותפי ללוויתן יחשבו לבעלי מונופולין באספקת גז טבעי בישראל.

על בעל מונופולין חל פרק ד' לחוק התחרות הכלכלית, לרבות איסור לסרב מטעמים לא סבירים לספק את הנכס או השירות שבמונופולין ואיסור לנצל לרעה את מעמדה בשוק באופן העלול להפחית את התחרות בעסקים או לפגוע בציבור.

(ב) פיקוח על מחירי הגז הטבעי

צו פיקוח על מחירי מצרכים ושירותים (החלת החוק על גז טבעי וקביעת רמת פיקוח), התשע"ג-2013 (להלן: "צו הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים"), מטיל פיקוח על משק הגז ברמה של דיווח על רווחיות ומחירים. חובת הדיווח כאמור חלה באופן נפרד ביחס לכל פרויקט. מעבר לחובת הדיווח על מחירים ורווחיות, נכון למועד אישור הדוח, לא הופעלו סעיפים נוספים מתוקף צו הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים ביחס למחירי הגז המשווק בישראל. לפרטים אודות גורם סיכון הנוגע להשפעה האפשרית של הטלת פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל, ראו סעיף 7.30.20 להלן.

(ג) הסכמת הממונה על התחרות למיזוג בקשר לרכישת מניות EMG

על מנת לאפשר את יצוא הגז ממאגר לווייתן למצרים, רכשה EMED 39% מהון מניותיה של EMG, בהתאם להסכם שנחתם בחודש ספטמבר 2018, המתואר בסעיף 7.26.6 להלן. רכישת מניות EMG היתה טעונה, בין היתר, קבלת אישור למיזוג, בהתאם לסעיף 20(ב) לחוק התחרות הכלכלית. ביום 31.7.2019 ניתנה החלטת הממונה על התחרות המאשרת את המיזוג,⁹⁷ בתנאים שתמציתם מתוארת להלן:

1. השותפות, שברון, EMG ו-EMED וכל צד קשור להם כהגדרתו בהחלטה (להלן יחד בסעיף זה: "הצדדים") לא יסרבו לבקשה להחלפת גז ויספקו גז טבעי ללקוח בישראל אשר חתם על חוזה אספקת גז טבעי עם ספק גז טבעי במצרים באותה כמות ובאיכות שאינה נופלת מן האיכות שלה התחייב ספק הגז הטבעי במצרים כלפי הלקוח בישראל (להלן: "הסדר להחלפת גז"), ובכלל זאת יעשו כל מאמץ סביר, לרבות באמצעות שימוש בזכויותיהם בפרויקטים לווייתן ותמר, בכדי להיענות לבקשה כאמור.
2. חובת הצדדים כאמור בסעיף 7.24.2(ג)1 לעיל היא עד לכמויות הגז הקבועות בתניות Take or Pay שחתמו שותפי לווייתן או מי מהם ושותפי תמר או מי מהם לגביהם קיימים הסכמי הולכה בצינור EMG.
3. בגין גז טבעי שיוחלף במסגרת הסדר להחלפת גז, EMG לא תגבה מספק

מצרי סכום העולה על מחצית מדמי ההולכה בצינור.

4. הצדדים לא יסרבו לספק שירותי הולכה בצינור לגורם אחר המעוניין לקבל שירותי הולכה בצינור עד להיקף הקיבולת הפנויה.

5. על אף האמור, חובת אספקת שירותי ההולכה לא תחול באחד המקרים שלהלן: (א) הגורם האחר סירב לחתום עם הצדדים על הסכם הולכה למרות שמנהל רשות הגז הטבעי אישר כי אין בתנאי הסכם ההולכה תנאים המכבידים על הגורם האחר מעבר לנדרש; ו- (ב) הגורם האחר סירב לעמוד בתנאים שעליהם הורה מנהל רשות הגז הטבעי ביחס להסכם הולכה כאמור.

6. EMED לא תממש את האופציה המוקנית לה להאריך ב- 10 שנים נוספות את הסכם הקיבולת וההפעלה (המתואר בסעיף 7.26.6 להלן) ללא קבלת היתר מראש מהממונה על התחרות.

ביום 8.9.2019 הוגש לבית הדין לתחרות ערר נגד החלטת הממונה על התחרות לאישור המיזוג. ביום 21.12.2022 ניתן פסק הדין בערר, במסגרתו קבע בית הדין כי לא עלה בידי העוררות להראות כי המיזוג מעלה חשש סביר לפגיעה משמעותית בתחרות ולפיכך דחה את הסעד שביקש לבטל את האישור שניתן לעסקת המיזוג. יחד עם זאת, הורה בית הדין לממונה על התחרות לתת החלטה משלימה בעניין התנאים שהטילה הממונה במיזוג, נוכח הקשיים שהעלו תנאים אלה (להלן בסעיף זה: "החלטה משלימה"). פסק הדין הפך לחלוט ביום 5.2.2023. בעקבות האמור, נציגי השותפות, שברון EMG ו- EMED מתדיינים עם נציגי רשות התחרות בנוגע להחלטה המשלימה. נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבלה ההחלטה האמורה. לעניין זה, ראו גם בסעיף "כפיפות לרגולציה מתחום דיני התחרות" בסעיף 7.30.20 להלן.

(ד) דרישת נתונים של רשות התחרות בענף משק הגז הטבעי

ביום 10.12.2024 הודיעה שברון לשותפות כי ביום 9.12.2024 התקבלה אצלה דרישת נתונים מטעם רשות התחרות הכוללת דרישה להעברת דיווחים שהוגשו למשרד האנרגיה וכן הסכמים לאספקת גז. שברון השיבה לדרישת הנתונים במהלך חודש ינואר 2025.

7.24.3 החוק לקידום התחרות ולצמצום הריכוזיות, התשע"ד-2013 (להלן: "חוק

הריכוזיות")

על-פי חוק הריכוזיות, לרגולטורים סמכות לשקול שיקולי תחרותיות ענפית ושיקולי ריכוזיות כלל משקית, במסגרת הקצאת נכסי הציבור על-ידי המדינה, בכדי להבטיח את הגברת התחרותיות הענפית ואת ביזור הריכוזיות הכלל משקית. בהתאם, רגולטור רשאי שלא להקצות לגוף המנוי ברשימת הגורמים הריכוזיים שפורסמה ברבים ואשר תקבע על בסיס קריטריונים שנקבעו בחוק הריכוזיות, זכות, לרבות

חוזה, בתחום פעילות שבו נעשה שימוש בתשתית חיונית או במשאב ציבורי או שבמסגרתו מוענק שירות חיוני לציבור, המנוי בחוק הריכוזיות (להלן: "תחום תשתית חיונית"), אלא לאחר שמצא שלא תיגרם פגיעה של ממש לתחום שבו מוקצית הזכות ולהסדרת התחום האמור בשל אי ההקצאה, וכן לאחר שלקח בחשבון שיקולי מניעת הרחבת הפעילות של הגורם הריכוזי, בשים לב לתחומי הפעילות הנוגעים לעניין ובהתחשב בזיקה ביניהם (להלן: "שיקולי ריכוזיות כלל משקית").

לפיכך, טרם הקצאת זכות בכל תשתית חיונית, לרבות בתחום פעילות שלגבי מוענקת זכות נפט או בתחום פעילות שלגבי נדרש רישיון אחסון או רישיון למתקן LNG לפי חוק משק הגז הטבעי, לשותפות, על הרגולטור לשקול שיקולי ריכוזיות כלל משקית.

על אף האמור לעיל, ההוראות כאמור בעניין שיקולי ריכוזיות כלל משקית לא יחולו ביחס להקצאת זכות נפט למי שבמועד ההקצאה יש לו זכות נפט אחרת לגבי אותו שטח.

בנוסף, בעת הקצאת זכות (כמשמעותה לעיל) לרבות רישיון הנדרש לתחום פעילות שאינו תחום תשתית חיונית, על הרגולטור לשקול שיקולים של קידום התחרותיות הענפית, נוסף על כל שיקול אחר שעליו לשקול על-פי דין לעניין כאמור.

על-פי הוראות חוק הריכוזיות, הוועדה לצמצום הריכוזיות מפרסמת ומעדכנת מעת לעת את רשימת הגורמים הריכוזיים במשק, רשימת הגופים הפיננסיים המשמעותיים ורשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים.

קבוצת דלק, לרבות השותפות, נכללו ברשימת הגורמים הריכוזיים וברשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים שפורסמה ביום 10.8.2022.

ביום 28.3.2023 הודיעה ועדת הריכוזיות לקבוצת דלק כי היא עתידה להיגרע מרשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים ומרשימת הגורמים הריכוזיים, בעדכון הרשימות במהלך שנת 2023. עוד הבהירה רשות התחרות, כי גריעת הקבוצה מהרשימות כפופה לשינויים שעלולים לחול בתחומי התשתית או בנתונים הכספיים של הקבוצה.

בעקבות שינויים שחלו מאז עדכון הרשימות האחרון ביום 10.8.2022, ועדת הריכוזיות פרסמה ביום 13.3.2024 רשימה מעודכנת של הגורמים הריכוזיים ורשימה מעודכנת של התאגידים הריאליים המשמעותיים.

קבוצת דלק והשותפות נגרעו הן מרשימת הגורמים הריכוזיים המעודכנת, והן מרשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים המעודכנת, בעקבות מכירת החזקותיה של השותפות במאגר תמר ומכיוון שהיקף האשראי שנטלה קבוצת דלק הצטמצם וירד מתחת לרף הקובע לפי חוק הריכוזיות. בהתאם, גם בעל השליטה בקבוצת דלק, מר יצחק תשובה, נגרע מהרשימות כאמור.

לפיכך, נכון למועד אישור הדוח, הוראות חוק הריכוזיות אינן חלות עוד על קבוצת דלק ועל השותפות.

7.24.4 חוק הנפט והתקנות מכוחו

(א) חוק הנפט

חיפושים, פיתוח והפקת נפט ו/או גז טבעי (להלן בסעיף זה: "נפט") בישראל מוסדרים בעיקר בחוק הנפט, על התיקונים שהוכנסו בו ובתקנות שהותקנו מכוחו (להלן בסעיף זה: "החוק"), שעיקריו מפורטים להלן:

1. החוק קובע כי לא יחפש אדם נפט אלא על-פי "היתר מוקדם", "רישיון" או "שטר חזקה" (כהגדרתם בחוק) ולא יפיק אדם נפט אלא על-פי רישיון או שטר-חזקה.

2. עריכת בדיקות מוקדמות, שאינן כוללות קדיחות ניסיון, בשטח כלשהו בכדי לעמוד על הסיכויים לגילוי נפט בשטח, לרבות ביצוע סקרים סייסמיים, מותנית בקבלת היתר מוקדם. החוק מאפשר מתן זכות קדימה לבעל היתר מוקדם לקבל זכות נפט בשטח שעליו ניתן לו ההיתר המוקדם, אם זה יתחייב לבצע בדיקות מוקדמות והשקעות בחיפושי נפט כפי שיקבעו על-ידי נציגיה המוסמכים של המדינה לעניין זה.

3. רישיון מקנה לבעלי הרישיון, בכפוף להוראות החוק ותנאי הרישיון, בעיקר את הזכות לחפש נפט בשטח הרישיון בהתאם לתוכנית המוגשת לממונה על ענייני הנפט על-פי החוק, וזכות ייחודית לקדוח קידוחי ניסיון ופיתוח בשטח הרישיון ולהפיק ממנו נפט. ככלל, רישיון יינתן לתקופה מקורית של 3 שנים והוא ניתן להארכה, בתנאים הקבועים בחוק, לתקופה נוספת שלא תעלה על 4 שנים.

4. אם מגיע בעל הרישיון לתגלית נפט רשאי הוא לקבל הארכה של תקופת הרישיון לתקופה שיש בה כדי ליתן לבעל הרישיון זמן מספיק לשם קביעת גבולותיו של שדה הנפט, אך לא יותר משנתיים, וכן רשאי לקבל בשטח מסוים מתוך שטח הרישיון (שלא יעלה על 250 קמ"ר), "חזקה" המקנה זכות ייחודית לחפש ולהפיק נפט בשטח החזקה כל ימי תוקפה. החזקה ניתנת לתקופה של עד 30 שנה מיום נתינתה, אולם אם ניתנה חזקה מכוח רישיון שתוקפו הוארך לאחר תגלית בשטח הרישיון, תתחיל התקופה ביום שבו היה פוקע הרישיון אלמלא הוארך. ניתן להאריך חזקה, בתנאים הקבועים בחוק, לתקופה נוספת של עד 20 שנה. שר האנרגיה רשאי להפקיע את החזקה, אם בעל הרישיון לא הפיק נפט בכמויות מסחריות במהלך השלוש השנים הראשונות לקבלת הרישיון. בנוסף, חזקה עלולה לפקוע לאחר מתן הודעה מתאימה על-ידי שר האנרגיה, אם לא הפיק בעל החזקה או חדל להפיק נפט בכמויות מסחריות.

5. החוק מחייב כי בעל חזקה ישלם למדינה תמלוג בשיעור של שמינית מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה, למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מהתמלוג המינימאלי שנקבע בחוק.
6. חזקה עלולה לפקוע לאחר מתן הודעה מתאימה על-ידי שר האנרגיה, אם לא הפיק בעל החזקה או חדל להפיק נפט בכמויות מסחריות.
7. נקבע בחוק כי הממונה על ענייני הנפט רשאי לבטל זכות נפט או זכות קדימה אם בעל הזכות לא מילא אחר הוראות החוק או תנאי זכות הנפט או ההיתר המוקדם, או שלא פעל בהתאם לתוכנית העבודה שהגיש או איחר בביצועה, או שלא השקיע בחיפושי הנפט את הסכומים שהתחייב להשקיע, וכל זאת על אף התראה בכתב שנמסרה לבעל זכות הנפט או ההיתר המוקדם 60 יום קודם לכן.
8. הממונה על ענייני הנפט יקיים ספר נפט שיהא פתוח לעיון הרבים (להלן: **"ספר הנפט"**). בספר הנפט יירשמו כל בקשה לזכות נפט, הענקתה, הארכתה, שינוייה או פקיעתה וכן העברתה או שיעבודה של זכות הנפט או של טובת הנאה בה או בדבר הענקתו של כל שטר חכירה. שום עסקה כזאת לא יהא כוחה יפה עד שלא נרשמה כן.
9. בחוק נקבע כי לא יהיה לאדם אחד יותר מ- 12 רישיונות, ולא יהיו לו רישיונות על שטח כולל העולה על 4 מיליון דונם, אלא באישורה המוקדם של מועצת הנפט.
10. שר האנרגיה רשאי, לאחר התייעצות עם מועצת הנפט, לחייב בעלי חזקות לספק תחילה, במחיר השוק, מן הנפט אשר מופק בישראל וכן ממוצרי הנפט שהפיקו ממנו, אותה כמות נפט ומוצרי נפט הדרושים לדעת שר האנרגיה לצריכה המקומית. עם זאת, יצוין כי בעל חזקה לא יהא נדרש (א) להפיק מבאר יותר משיעור התפוקה המקסימלי היעילה שלה; (ב) לספק אחוז מתפוקתו שהוא גדול מאחוז התפוקה הנדרש מבעל חזקה אחר, אלא אם ראה שר האנרגיה לנכון לסטות מהכלל, אם הדבר דרוש, לדעתו, מטעמים של ביטחון המדינה או מניעת בזבז או אי יושר כלפי בעל חזקה אחר.
11. סעיף 54 לחוק הנפט קובע כי אם בעל זכות נפט לא שילם במועד אגרות או תמלוגים ונמסרה לו הודעה על כך בכתב ולאחר שלושים יום טרם שולמו על-ידו, רשאי השר לעקל כל מלאי נפט, מתקנים ושאר הזכויות השייכות לבעל זכות הנפט וכן רשאי לתפוס את כל הנכסים המעוקלים עד קבלת התשלום במלואו.
12. סעיף 76 לחוק הנפט קובע כי היתר מוקדם, רישיון וחזקה הם אישיים

ואינם ניתנים, לא הם ולא כל טובת הנאה בהם, לשיעבוד או להעברה בכל דרך שהיא, פרט להורשה, אלא ברשות הממונה על ענייני הנפט, ולא ירשה הממונה על ענייני הנפט שיעבוד או העברה של רישיון או של חזקה, אלא לאחר התייעצות עם מועצת הנפט.

13. בעל חזקה רשאי לבנות קווי צינור להעברת נפט ומוצרי נפט. לא יבנה בעל חזקה צינור נפט, פרט לצינורות איסוף המובילים אל מיכלים שבתחומי בארות שטח החזקה או בסביבתו, אלא לפי קו שאישר הממונה על ענייני הנפט. בניית צינור נפט תהיה לפי תרשימים מפורטים בהתאם לחוק, אשר יהיו טעונים תחילה את אישורו של הממונה על ענייני הנפט, והוא לא ימנע את אישורם אלא מטעמים המתקבלים על הדעת. הממונה על ענייני הנפט רשאי, לאחר התייעצות עם מועצת הנפט, לחייב בעל קו צינור אשר אושר כאמור לעיל, כי יוביל נפט של אדם מסוים, במידה שאין הצינור דרוש לבעלו להזרמת הנפט שלו ובתנאים מתקבלים על הדעת שיקבע הממונה על ענייני הנפט.

(ב) תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפושי נפט והפקתו בים), התשע"ז-2016
(להלן: "תקנות הים")

ביום 15.11.2016 נכנסו לתוקפן תקנות הים, אשר החליפו את תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפושי נפט והפקתו בים), התשס"ו-2006. תקנות הים קובעות, בין היתר, הוכחת כשירות של המבקש לקבלת אישור להיות מפעיל. להלן תיאור תמציתי של עיקרי תקנות הים:

1. הממונה על ענייני הנפט לא יאשר למבקש להיות מפעיל אלא בהתקיים התנאים העיקריים הבאים:

(א) המפעיל יהיה בעל החזקה בשיעור של 25% לפחות מהזכויות בנכס הנפט.

(ב) למפעיל או לבעל השליטה בו (בכפוף לתנאים שבתקנות הים) יהיה ניסיון של 5 שנים לפחות בתקופת 10 השנים שקדמה להגשת הבקשה, בביצוע תפקידי מפעיל ובכלל זאת: (א) ניסיון בחיפושי נפט או גז טבעי בים; (ב) ניסיון בקדיחה בים; (ג) ניסיון בפיתוח ובהפקת נפט או גז טבעי בים; ו- (ד) ניסיון בפעולות לשמירת הבריאות, הבטיחות והגנת הסביבה בקשר עם פעולות בזכויות נפט.

(ג) כמו כן, הממונה על ענייני הנפט לא יאשר תאגיד כמפעיל, אלא אם הוא מעסיק באופן ישיר עובדים בעלי הכשרה וניסיון של 5 שנים לפחות בתחום חיפושי הנפט או הגז הטבעי בים, וכן בתחום הפיתוח והפקת נפט או גז טבעי בים, זולת אם החליט לאשר תאגיד כמפעיל על אף שלא עמד בדרישת הניסיון בפיתוח ובהפקת נפט או גז טבעי

בים, כמתואר להלן.

(ד) הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי, בהתאם לשלב הזכות ולמאפייניה וכן בהתאם להיקף הביקוש לקבלת הזכות באותו שטח או בהתאם להרכבה של הקבוצה כולה, לאשר תאגיד כמפעיל אף אם לא עמד בדרישת הניסיון הדרוש בפיתוח ובהפקת נפט או גז טבעי בים לעיל.

(ה) הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי לדרוש מתאגיד מסוים, לשם אישורו כמפעיל, ניסיון רב מהקבוע, אם מצא שהדבר נדרש בהתאם לשלב הזכות ולמאפייניה, ובהתחשב בתוכנית העבודה, במורכבותה ובהיבטים סביבתיים ובטיחותיים.

(ו) הממונה על ענייני הנפט לא יאשר תאגיד כמפעיל אלא אם כן הוא בעל יכולת כלכלית מספקת ואיתנות פיננסית. לעניין זה מפעיל או בעל השליטה בו (בכפוף לתנאים שבתקנות הים) הינו בעל איתנות פיננסית (כהגדרתה בתקנות הים) ויכולת כלכלית שתחשב כמספקת אם סך הנכסים במאזן הוא 200 מיליון דולר לפחות וסך ההון העצמי במאזן הוא 50 מיליון דולר.

2. על מבקש זכות נפט להוכיח יכולת כלכלית מתאימה בהתקיים שני אלה:

(א) סך הנכסים במאזן של המבקש (או של כלל בעלי זכות הנפט יחד, כולל חבר הקבוצה שיאושר כמפעיל לגבי זכות הנפט) הוא לפחות 400 מיליון דולר.

(ב) סך ההון העצמי במאזן של המבקש (או של כלל בעלי זכות הנפט יחד, כולל חבר הקבוצה שיאושר כמפעיל לגבי זכות הנפט) הוא לפחות 100 מיליון דולר.

מבקש זכות נפט יכול להסתמך על בעל השליטה בו לשם הוכחת יכולת הכלכלית, בכפוף לתנאים שנקבעו בתקנות הים.

היכולת הכלכלית, האיתנות הפיננסית, סך כל הנכסים וסך כל ההון העצמי האמורים ייבחנו לפי הנתונים שבדוח הכספי המבוקר ליום 31 בדצמבר של השנה שקדמה להגשת הבקשה או לפי ממוצע הנתונים שבדוחות הכספיים המבוקרים ליום 31 בדצמבר של השנתיים שקדמו להגשת הבקשה, לפי שיקול דעתו של הממונה על ענייני הנפט.

3. הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי, באישור שר האנרגיה, שלא לאשר בקשה לקבלת זכות נפט או בקשה לשמש כמפעיל, אף אם נתקיימו כל התנאים המפורטים לעיל, אם שוכנע כי טעמים של ביטחון המדינה, יחסי חוץ או קשרי מסחר בינלאומיים מצדיקים זאת, או אם קיימות נסיבות מיוחדות שבגינן אישור הבקשה אינו לטובת הציבור או משק האנרגיה

בישראל.

4. על אף האמור לעיל, ניתן יהיה לאשר מפעיל או להעניק זכות נפט למבקש אף שלא מתקיימים כל הפרטים המופיעים לעיל, ובלבד שבנסיבות העניין אי קיום התנאים אינו מהותי, והממונה על ענייני הנפט שוכנע כי יש טעמים מיוחדים המצדיקים זאת.

5. תקנות הים כוללות הוראות נוספות לגבי הפרטים שיש לכלול בבקשה לאישור מפעיל ודיווחים שנדרש מפעיל ובעל זכות נפט להעביר לממונה על ענייני הנפט.

7.24.5 חוק משק הגז הטבעי והתקנות מכוחו

(א) חוק משק הגז הטבעי והתקנות שהותקנו מכוחו קובעים הוראות בדבר אופן הקמת מערכות להולכה, שיווק ואספקת גז טבעי. חוק משק הגז הטבעי קובע, בין היתר, כי:

1. אין לעסוק בפעילויות הבאות, אלא על-פי רישיון שנתן שר האנרגיה (להלן בסעיף זה: "השר") ובהתאם לתנאיו:

א. הקמה והפעלה של מערכת הולכה או חלק ממנה.

ב. הקמה והפעלה של רשת חלוקה או חלק ממנה.

ג. הקמה והפעלה של מתקן LNG.

ד. הקמה והפעלה של מתקן אחסון.

ה. הקמה והפעלה של צינור יצוא של מי שאינו בעל חזקה.

2. רישיון הולכה יינתן רק לחברה שהתאגדה בישראל לפי חוק החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות").

3. לא יעסקו במכר ושיווק של גז טבעי בעל רישיון הולכה, ספק חשמל, או מי שהוא בעל שליטה או בעל זיקה בהם.

4. העיסוק במכר ובשיווק של גז טבעי אינו טעון רישיון אולם ניתן שיקול דעת לשר, בהתקיים התנאים הקבועים בחוק משק הגז הטבעי, לקבוע בהסכמת שר האוצר ובאישור ועדת הכלכלה של הכנסת, כי לתקופה שיקבע, עיסוק בשיווק גז טבעי, יהיה טעון רישיון.

בחוק משק הגז נקבעו הוראות נוספות הכוללות, בין היתר, תנאים למתן הרישיונות, מתן סמכויות לשר, לרשות משק הגז הטבעי (שמונתה לפי סעיף 63 לחוק משק הגז הטבעי) ולמנהל הרשות בנוגע למתן רישיונות וקביעת תנאים ומגבלות שונות שיחולו ביחס לרישיונות או לבעל הרישיון וכן מקנה להם סמכויות לקבוע הוראות ביחס לספקי גז טבעי, הוראות בנוגע לביטול רישיונות, ערבויות הנדרשות מבעל רישיון ועוד.

יצוין כי, בהתאם להוראות חוק משק הגז הטבעי, הוענק רישיון הולכה לחברת

לוויתן מערכת הולכה, לצורך הזרמת הגז מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לוויתן לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז. ההגדרה של המונח "תעריכים" בחוק משק הגז הטבעי כוללת לא רק תשלומים שצרכנים משלמים עבור שירותים שהם מקבלים, אלא כל תשלום שיוטל על מי מהגורמים הפועלים במשק הגז הטבעי, לרבות ספקי גז טבעי, לטובת בעל רישיון אחר ועבור כל מטרה, לרבות מטרת של פיתוח משק הגז, גיבוי ויתירות. זאת, בין אם אותו שחקן שעליו יוטל התעריף מקבל שירות כלשהו מבעל הרישיון ובין אם לא. הגדרה זו עשויה לאפשר הטלת חיובים מכוח החוק גם על ספקי גז טבעי.

ביום 28.12.2023 פורסם תיקון מס' 13 לחוק משק הגז הטבעי, התשפ"ד-2023, לפיו רשאי שר האנרגיה להאריך את תוקף רישיון ההולכה של נתג"ז בתקופה נוספת של 15 שנים. בנוסף, נקבע כי שר האנרגיה רשאי להעניק לנתג"ז רישיון חלוקה, לרבות הקמה והפעלה של רשת חלוקה, בהתחשב בשיקולים ובמגבלות המפורטות בתיקון.

(ב) תקנות משק הגז הטבעי (ניהול משק גז טבעי בעת שעת חירום), התשע"ז-

2017 (להלן: "תקנות לשעת חירום")

התקנות לשעת חירום הותקנו מכוח סעיף 91 לחוק משק הגז הטבעי המסמיך את שר האנרגיה, באישור הממשלה, להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי ולהתקין תקנות שיחולו על הפעלת משק הגז הטבעי בשעת חירום. במהלך שנת 2024 והרבעון הראשון של 2025 חידשה הממשלה מעת לעת את האישור שנתנה לשר האנרגיה והתשתיות להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי גם ללא אישור מליאת הממשלה, ככל שיש צורך בהפעלת הסמכויות הקבועות בתקנות לשעת חירום, ולאחרונה חודש האישור ביום 9.3.2025, ותוקפו עד ליום 16.5.2025.

במקרה ששר האנרגיה יכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי, התקנות לשעת חירום קובעות כי אם הביקוש בשעה כלשהי יעלה על הכמות המירבית שיכול ספק גז טבעי לספק מהשדה שבגללו ניתנה ההכרזה (להלן: "**ספק הגז שבכשל**"), אזי ספק הגז ובעל רישיון הולכה מחויבים לבצע הקצאות של גז טבעי ו-LNG לצרכנים בהתאם להוראות המפורטות בתקנות. בנוסף, התקנות מסמיכות את שר האנרגיה, בתנאים מסוימים, לחרוג מהוראות התקנות ולהורות על הקצאה שונה של כמויות הגז וה-LNG, ובלבד שהחריגה לא תעלה על הנדרש.

בתקנות נקבע כי אין בהן כדי לגרוע מהתרופות והסעדים הקיימים למי שחתום בהסכם עם ספק הגז שבכשל ולפי ההסכם האמור.

נכון למועד אישור הדוח, לא התקיימו התנאים המצריכים כי שר האנרגיה יכריז

על שעת חירום במשק הגז הטבעי, ובהתאם לתקנה 8 לתקנות שעת חירום, במקרה שיוכרז מצב חירום במשק הגז הטבעי, מוסמך השר, בין היתר, להורות על הקצאה שונה של כמויות הגז הטבעי לאספקה. לפיכך, במקרה כאמור עשוי השר להורות לשותפי פרויקט לווייתן להקצות כמויות של גז טבעי לטובת המשק המקומי, על חשבון אספקת הגז ללקוחות בשווקי הייצוא.

(ג) תקנות משק הגז הטבעי (חובת מסירת מידע של מוכר ומשווק גז טבעי),

התשפ"ב-2022 (להלן בסעיף זה: "התקנות")

ביום 6.4.2022 נכנסו לתוקפן התקנות, לפיהן כל העוסקים במכר או בשיווק של גז טבעי יהיו מחויבים למסור למנהל רשות הגז הטבעי דיווחים רבעוניים הכוללים פרטים אודות כמויות הגז הטבעי שנמכרו או שווקו בכל חודש, המחירים עליהם סוכם בכל הסכם אספקת גז טבעי, סך הכנסותיו של המוכר או המשווק ממכירות גז טבעי לצרכנים במשק הישראלי, העתקי הסכמים שנחתמו וכן פרטים נוספים.

(ד) הסדרת אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה

1. המועצה לענייני משק הגז הטבעי מקבלת מעת לעת החלטות המעדכנות את התעריפים של שירותי ההולכה השונים.

2. על-פי החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מיום 3.1.2021 בעניין אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה, קבעה המועצה כי העלויות בגין פערי המדידה במערכת ההולכה הנובעים מסיבות שלא ניתן לשייכן לתפעול לקוי של מערכת ההולכה, אלא לגורמים שאינם ניתנים למניעה או שליטה, כגון עיתוי מדידה, הפרשי לחצים והפרשי טמפרטורה יושתו על ספקי הגז. עוד ההחלטה קובעת כי פער מדידה שנחשב בטווח הסביר הוא פער שנע בין 0%-0.5% (באופן חיובי או שלילי). העלויות בגין פער מדידה סביר יחולקו באופן שווה בין ספקי הגז וצרכני הגז.

3. ביום 11.4.2024 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי שימוע להתייחסות הציבור בנושא הפחתת תעריף הולכת הגז הטבעי (להלן בסעיף זה: "השימוע"). במסגרת השימוע, מוצע להפחית את תעריף קיבולת הולכת הגז הטבעי על בסיס רציף ב- 12.9% ואת תעריף הזרמת הגז הטבעי בכ- 7.6% ליחידת MMBTU, החל מחודש מאי 2024. ביום 16.5.2024 הגישה שברון בשם שותפי לווייתן את תגובתה לשימוע, וביום 4.6.2024 התקבלה החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מספר 1/2024 בנושא עדכון שנתי של תעריפי ההולכה הרציפה,⁹⁸ במסגרתה

בוצעה הכחחה של תעריף קיבולת הולכת הגז הטבעי ב- 12.9% ושל תעריף הזרמת הגז הטבעי בכ- 7.6% ליחידת MMBTU, החל מחודש יולי 2024.

(ה) החלטות המועצה לענייני משק הגז הטבעי בנוגע למימון פרויקטי יצוא

באמצעות מערכת ההולכה הארצית

המועצה לענייני משק הגז הטבעי קיבלה מספר החלטות בנוגע לתעריפי ההולכה שיחולו ביחס לייצוא גז טבעי באמצעות מערכת ההולכה הארצית ובקשר למימון הקמתם של מקטעי מערכת ההולכה המיועדים לשמש לצורך יצוא גז טבעי כאמור על-ידי יצואני הגז.

בהתאם להחלטות המועצה, ביום 23.6.2020 הודיע מנהל רשות הגז הטבעי כי הוא קובע שעלות המקטע המשולב, המיועד לצורך הזרמת גז טבעי מהמאגרים לווייתן ותמר אל תחנת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכת הגז למצרים על-פי הסכמי הייצוא, מוערכת (נכון למועד חתימת הסכם ההולכה) בסך כולל של 738 מיליון ש"ח, אשר יעודכן בהתאם למנגנון עדכון והתחשבות בין הצדדים, כפי שנקבע בהסכם ההולכה עם נתג"ז. ביום 2.5.2022 עדכנה נתג"ז את תקציב הפרויקט לסך של כ-796 מיליון ש"ח.

בהתאם להודעת מנהל רשות הגז, 43.5% מעלות המקטע כפי שתיקבע בהתאם לאמור לעיל ימומנו על-ידי בעל רישיון ההולכה (נתג"ז) ו-56.5% מעלות המקטע ימומנו על-ידי היצואן, בהתאם לאבני הדרך שייקבעו בהסכם ההולכה. בנוסף, היצואן ישלם לבעל רישיון ההולכה 27 מיליון ש"ח בגין חלקו בעלות הנובעת מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר (המוערכת בסך של כ- 48 מיליון ש"ח) וכן יעמיד היצואן לבעל רישיון ההולכה ערבות פיננסית בלתי תלויה מטעם בנק ישראלי, בגובה 110% מהסכום המצטבר של העלות האמורה לעיל (חלקו של בעל רישיון ההולכה בעלות הקמת המקטע המשולב בתוספת 10%) ובסך של 21 מיליון ש"ח, אשר יפחת בהתאם לאמור בתוספת להחלטה.

עוד נקבע בהודעת מנהל הרשות, כי כל עוד היצואן מייצא למצרים, תוזרם כמות הגז הטבעי הקבועה בהסכם ההולכה דרך מערכת ההולכה של בעל רישיון ההולכה ולא דרך מקטע מחוץ למערכת ההולכה הישראלית, וכי אם יפסיק היצואן לייצא למצרים יהיה עליו לשלם לבעל רישיון ההולכה את ההפרש, ככל שקיים, שבין 110% מהסך המצטבר של העלות הכוללת של המקטע בתוספת 48 מיליון ש"ח (העלות הנובעת מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר), לבין דמי ההזרמה והקיבולת המצטברים שהיצואן שילם לבעל רישיון ההולכה מיום השלמת המקטע המשולב ושל התשלומים שהיצואן שילם לבעל הרישיון בהתאם לאמור לעיל.

לפרטים אודות הסכם הולכה שנחתם בין שברון לבין נתג"ז, בקשר לייצוא הגז הטבעי למצרים, ראו סעיף 7.13.2(ג) לעיל.

(ו) ביום 9.8.2023 פורסמה החלטת מועצת הגז הטבעי מס' 3/2023 בנושא מימון והקצאת מקום בכלל קווי הייצוא (להלן בסעיף זה: "**החלטת מועצת הגז הטבעי**"), אשר עיקריה הם כדלקמן:

1. לכל יצואן יוקצה מקום לפי אחוזים שיחושבו בהתאם לפרמטרים מסוימים, כדוגמת יכולת ההפקה השנתית של היצואן והיקפי הייצוא הקיימים והאפשריים לאותו יצואן. בהתאם להקצאה הראשונית, 54% מהמקום הכולל לייצוא יוקצה למאגר לווייתן, 33% למאגר תמר ו-13% למאגר כריש. למען הסר ספק הובהר כי, הסכמי הולכה קיימים לא יפגעו.

2. ככל שתוקם תשתית יצוא שלא על-ידי בעלת רישיון ההולכה, חלקו של כל יצואן באותה תשתית יילקח בחשבון כחלק מהקצאתו לייצוא.

3. המועצה תיבחן ותקבע מחדש את ההקצאה בקרות אירוע משמעותי במשק הגז הטבעי, גילוי עתודות משמעותיות נוספות, כניסת יצואן חדש, הקמת תשתית נוספת לייצוא גז טבעי או שינוי מהותי אחר במשק הגז הטבעי כפי שתקבע המועצה.

4. המועצה תהא רשאית לקבוע כי ייעשה שימוש בחלק או בכל קווי הייצוא לצורך יבוא גז טבעי במקרה שתקבע כי יש צורך באספקת ביקוש בשוק המקומי.

5. ביחס לקו רמת חובב-ניצנה נקבע כדלקמן:

א. הקצאת המקום תהא שוויונית בין היצואנים הקיימים, כך שכל יצואן קיים יהיה רשאי לבקש שלישי מקיבולת הקו ולבחור האם לממש את הקצאתו. יתרת הקיבולת של יצואן שיבחר שלא לממש הקצאתו, או חלקה, תחולק באופן שוויוני בין יתר היצואנים, בכפוף למגבלת ההקצאה הכוללת של כל יצואן.

ב. יצואן שמימן את הקו יהיה זכאי להחזר יחסי להקצאתו בגין שימוש בקו על-ידי גורם אחר במהלך תקופת הסכם ההולכה.

ג. יצואן שלא יחתום על הסכם הולכה תוך חודשיים מקבלת ההקצאה בקו, או לא ישלים את חלקו במימון בהתאם להוראות הסכם ההולכה, יחשב ליצואן שוויתר על הקצאתו. בהתאם, ההקצאה תועבר ליצואן אחר והוא יקבל החזר בגין העלויות ששילם.

ד. עלויות הקמת הקו (CAPEX) כוללות את עלויות המדחס ומוערכות בכ- 2 מיליארד ש"ח, ותקופת הקמתו מוערכת בכ- 36 חודשים. יצוין כי, הפעלת המדחס צפויה להטיל עלויות תפעול שנתיות גבוהות ביחס

לתפעול יתר מערכת ההולכה הארצית, אשר מוערכות בכ- 20 מיליון ש"ח בשנה, לא כולל עלויות חשמל הכרוכות בהפעלת המדחסים בהן נושאים היצואנים. לפרטים אודות קו ניצנה, ראו סעיף 7.13.2(ב)(5) לעיל.

6. ביחס לקו ירדן צפון נקבע כי לאחר העברת תשלום לגורמים שמימנו את הקמתו (NBL Jordan Marketing Limited ונתג"ז), יצואן יהא רשאי לחתום על הסכם הולכה לשימוש בו, בהתאם לכמות הפנויה מעבר להסכמי ההולכה הרציפה הקיימים, נכון ליום 1.8.2023.

7. הסכמי ההולכה הרציפה בקו רמת חובב-ניצנה ובקו ירדן צפון של כל יצואן לא יעלו על 70% מהקצאת היצואן באותו קו, כאשר יתרת המקום תישמר להזרמה לא רציפה.

8. עלות מימון הקו בפועל, וכפועל יוצא עלות השימוש ל-MMBTU, תיקבע על-ידי מנהל רשות הגז הטבעי לאחר סיום הקמת קו הייצוא.

9. במקרה של גילוי מאגר גז טבעי חדש שיש כוונה לייצא ממנו גז טבעי, היצואן החדש יקבל את מלוא הקצאתו בקו רמת חובב-ניצנה ואת יתרת הקצאתו בקו ירדן צפון, ובלבד שהקצאתו לא תעלה על 20% מהמקום בכל קו. הקצאה כאמור תיעשה על חשבון הסכמי ההולכה הלא רציפים ובכפוף לחתימה על הסכם הולכה תוך 24 חודשים לפני תחילת ההזרמה בקו.

10. מנגנון יצוא דרך סחר משני יתאפשר באמצעות הסכמי הולכה לא רציפים, בכמות של עד 5% מהמקום בכל קו יצוא.

בחודשים יוני 2024 ונובמבר 2024 אישרו שותפי לווייתן תקציבים מקדמיים נוספים לפרויקט ניצנה, בסך של כ- 4.2 מיליון דולר וכ- 1.3 מיליון דולר (100%), בהתאמה, כך שעד למועד אישור הדוח אושר תקציב מקדמי בסך כולל של כ- 20 מיליון דולר (100%), וזאת בטרם התחייבות להשתתפות במימון הפרויקט, בהתאם להחלטת מועצת הגז הטבעי, ובטרם חתימת שותפי לווייתן על הסכם ההולכה וההקמה עם נתג"ז בקשר עם פרויקט ניצנה. נכון למועד אישור הדוח, מקיימים שותפי לווייתן משא ומתן עם נתג"ז לצורך חתימת הסכם כאמור, אשר בשל הפערים הקיימים בין הצדדים טרם הבשיל לכדי הסכם. בהקשר זה יצוין כי, על-פי הערכות מעודכנות של נתג"ז, כפי שאושרו על-ידי רשות הגז הטבעי, העלות הכוללת של פרויקט ניצנה מוערכת בכ- 585 מיליון דולר (100%), חלק שותפי לווייתן כ- 292.5 מיליון דולר (50% מהפרויקט), חלק השותפות כ- 133 מיליון דולר).⁹⁹ כמו כן, ובעקבות העיכובים

⁹⁹ שיעור ההקצאה של פרויקט לווייתן מתוך יכולת הייצוא האפשרית של פרויקט קו ניצנה, הינו על בסיס ההנחה כי הקיבולת תוקצה באופן שווה בין שותפי לווייתן לשותפי תמר.

בהשלמת המשא ומתן עם נתג"ז כאמור, החלו שותפי לווייתן בבחינה ראשונית של פרויקטים חלופיים להקמת תשתית הולכה לייצוא למצרים.

בהמשך למכתבים קודמים של רשות הגז הטבעי, במכתבה מיום 15.1.2025 לשותפי לווייתן בנוגע להקצאת מקום בקו רמת חובב-ניצנה, שבה רשות הגז הטבעי והודיעה לשותפי לווייתן כי הקצאתם בקו היצוא רמת חובב-ניצנה עומדת על 33.33%. עוד צוין במכתב, כי על-פי ההחלטה, על שותפי לווייתן לחתום על הסכם הולכה מול נתג"ז עד ליום 14.3.2025, בתנאים שנקבעו על-ידי רשות הגז במכתבה כאמור, וכי יצואן שלא יחתום על הסכם הולכה מול נתג"ז עד למועד האמור, ייחשב כיצואן שוותר על מקומו בקו והמקום שיתכנה יוצע ליצואנים האחרים בהתאם לקבוע בהחלטה. בהמשך לכך, העבירה נתג"ז לשותפי לווייתן ביום 5.3.2025 טיוטת הסכם מעודכנת, אולם נוכח הפערים כאמור, ובפרט ביחס למסגרת התקציב הכוללת של הפרויקט, להערכת השותפות לא ניתן יהיה לחתום על הסכם זה במועד כאמור.

יובהר כי, נכון למועד אישור הדוח, אין כל ודאות באשר להשתתפות שותפי לווייתן בפרויקט ניצנה או בפרויקט חלופי כאמור.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט לעיל אודות העלות הכוללת המוערכת של פרויקט ניצנה מהווה מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך, המבוסס, בין היתר, על הערכות של נתג"ז. יודגש כי, אין כל ודאות כי ההערכות כאמור תתממשנה, כולן או חלקן, וכי הן עשויות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם בשליטת השותפות.

7.24.6 חוק להסדרת הביטחון בגופים ציבוריים, התשנ"ח-1998 (להלן בסעיף זה: "החוק")

(א) החוק מטיל חובות שונות על "גוף ציבורי" (כהגדרתו בחוק), ובכלל זאת: (1) מינוי ממונה ביטחון שיהיה כפוף במישור למנהל הגוף, על מנת להבטיח את רמת הביטחון הנדרשת לפעילותו של הגוף הציבורי; (2) מינוי אחראי על אבטחת מערכות ממוחשבות חיוניות; ו- (3) מינוי מאבטח בהתאם לדרישות קצין מוסמך.

(ב) על-פי התוספת השישית לחוק, בעל רישיון מכוח חוק משק הגז שבבעלותו מתקן ימי, או שהוא מפעיל מתקן ימי, נחשב כגוף ציבורי לעניין הטלת החובות המנויות בחוק, ובכלל זאת קיום פעולות אבטחה ימית הדרושות לשם שמירה על ביטחונו של אדם או שמירה על רכוש, במבנה או במקום של גוף ציבורי הנמצא באזור הימי, וכן פעולות למניעת פגיעה בהם. ההגדרה בחוק של מתקן ימי כוללת, בין היתר, כל מתקן או כלי שיט המשמשים לביצוע סקר לגילוי נפט או לקידוח להפקה, להולכה, להנזלה או לגיזוז של נפט, או לטיפול בנפט, לאגירתו או להובלתו, ולכן חלים על מתקני ההפקה הימיים של פרויקט לווייתן. בהתאם, הוראות התוספת השישית לחוק, חלות על לווייתן מערכת הולכה, המחזיקה ברישיון ההולכה מפרויקט לווייתן.

(ג) מלבד מתקנים ימיים, הוראות החוק חלות גם על מפעיל של מתקן יבשתי לעיבוד גז טבעי המתקבל מצנרת מהים או ממדינה זרה, מכוח רישיון או על-פי

דין, ולפיכך הוראות החוק חלות על מתקני אתר חגית. מפעיל של מתקן יבשתי כאמור מחויב בביצוע פעולות אבטחה פיזית ופעולות לאבטחת מידע.

(ד) בהתאם לחוק, השותפות ויתר שותפי לווייתן אחראים, בין היתר, לאבטחת מערכות ממוחשבות חיוניות הקיימות במתקני המאגר, בהתאם להנחיות מערך הסייבר הלאומי (להלן: "מערך הסייבר"). מאחר שהמפעילה היא האחראית לתפעול מערכת ההפקה של המאגר, היא זו שמיישמת בפועל את הנחיות מערך הסייבר בעניין. כפי שנמסר לשותפות ולמיטב ידיעתה, בחודש פברואר 2024 התקבל אצל המפעילה חידוש אישור ממערך הסייבר לגבי עמידת מאגר לווייתן בדרישות אבטחת המידע. יצוין כי, תוקפו של אישור זה הינו עד לחודש פברואר 2026.

(ה) נכון למועד אישור הדוח, וכפי שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה, בקשר עם תפעול מאגר לווייתן, עומדת המפעילה בהוראות החוק להסדרת הביטחון בגופים ציבוריים ובסעיפים העוסקים בהסדרת הביטחון בשטר החזקה, ובכלל זאת, בהנחיות בענייני ביטחון שניתנו לה מאת גורמי המקצוע בחיל הים בהתאם לדין.

7.24.7 הנחיות הממונה על ענייני הנפט

(א) מתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט

בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט פרסם הממונה על ענייני הנפט הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט, המתעדכנות מעת לעת (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"). ההנחיות מפרטות, בין היתר, הוראות בדבר ערבויות שנדרשים מבקשי רישיונות חדשים להפקיד בעת הגשת הבקשה וטרם ביצוע קידוח, ומקנות שיקול דעת נרחב לממונה על ענייני הנפט בקשר לכך. כמו כן, נקבע בהנחיות כי הערבויות יעמדו בתוקפן גם לאחר פקיעת הזכות בגינה ניתנו, כל עוד לא הודיע הממונה על ענייני הנפט אחרת, אך לא יותר מ- 7 שנים לאחר פקיעת הזכות בגינה ניתנו.

עוד נקבע בהנחיות כי, הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי להורות על חילוט הערבויות או חלקן אם לדעתו בעל זכות נפט לא פעל בשקיידה ראויה בזכות נפט או גרם נזק בפעולותיו עקב זכות הנפט או לא הוציא הוצאות או לא קיים חובות שעליו להוציא או לקיים לפי חוק הנפט ולפי הוראות הממונה על ענייני הנפט, במהלך תקופת הזכות.

בנוסף, ההנחיות מחייבות בעל זכות נפט לעשות על חשבוננו ולקיים במהלך כל תקופת זכות הנפט את כל הביטוחים המקובלים אצל חברות בינלאומיות לחיפוש או להפקת נפט או גז, ולתת הוראות בקשר לכך.

במקרה של הפרת ההנחיות, יהיה הממונה על ענייני הנפט רשאי לראות בכך אי עמידה בתוכנית העבודה ובהוראות הזכות ולפעול בהתאם להוראות חוק

הנפט.

נכון למועד אישור הדוח, בהתאם להנחיות ולתנאי נכסי הנפט של השותפות, השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים, הפקידו ערבויות בנקאיות אוטונומיות בגין חזקות אשקלון, נעה, לווייתן צפון, לווייתן דרום, הרישיונות במקבץ "ו" ורישיון אופק חדש.¹⁰⁰ סך חלקה של השותפות בערבויות כאמור מסתכם לכ- 54.5 מיליון דולר.

(ב) הנחיות לעניין דיווח על אירועי בטיחות במתקנים ימיים

ביום 11.2.2023 פרסם הממונה על ענייני הנפט את טיוטת ההנחיות לעניין דיווח על אירועי בטיחות במתקנים ימיים להערות הציבור (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"). טיוטת ההנחיות מתייחסת לאירועים חריגים הנובעים מפעילות של חיפוש והפקה של נפט בים. נכון למועד אישור הדוח, טרם פורסמו ההנחיות.¹⁰¹

(ג) הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר

1. ביום 14.5.2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה הנחיות בדבר אופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בהתאם לסעיף 32(ב) לחוק הנפט (להלן בסעיף זה: "ההנחיות").

במסגרת ההנחיות נקבע כי שווי התמלוג על פי הבאר יהיה שווה ל- 12.5% ממחיר המכירה ללקוחות בנקודת המכירה, בניכוי עלויות הכרחיות של טיפול, עיבוד והובלת הנפט, אשר הוצאו בפועל על-ידי בעל החזקה בין פי הבאר לבין נקודת המכירה.

ההוצאות שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר יהיו הוצאות שהוצאו בפועל על-ידי בעל החזקה בין פי הבאר לנקודת המכירה המפורטות להלן, ובלבד שהן הכרחיות לדעת הממונה על ענייני הנפט על מנת שהנפט יהיה ניתן למכירה: (א) ההוצאות ההוניות (capex) הבאות: (1) הוצאות טיפול בנפט ועיבודו; ו- (2) הוצאות הובלת הנפט באמצעות צנרת עד לנקודת החיבור הראשונה למערכת ההולכה הארצית; ו- (ב) הוצאות תפעוליות (opex) הנובעות ישירות מסוגי ההוצאות ההוניות. הממונה על ענייני הנפט יקבע לכל בעל חזקה, מזמן לזמן, הוראות פרטניות עבור כל חזקה, בהן יפורטו ההוצאות המוכרות בניכוי, לעניין חישוב התמלוג, בהתאם למאפייניה הפרטניים של החזקה.

¹⁰⁰ לפרטים אודות ערבויות נוספות שהעמידה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן בהתאם לתנאי החזקה, ראו סעיף 7.2.2(יד) לעיל. לפרטים אודות ערבות שהעמידה השותפות בגין רישיון בוז'דור, ראו סעיף 7.6.1 לעיל. לפרטים אודות ערבויות שהעמידה השותפות לטובת המכס בקשר עם פרויקט לווייתן ופרויקט ים תטיס, ראו ביאורים 12יא5 ו- 12יא6 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

¹⁰¹ ראו בקישור שלהלן: https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/reporting-jan-2023

בהנחיות נקבעו הוראות נוספות, ובכלל זאת פירוט של סוגי הוצאות שלא תוכרנה, אופן ההכרה בעלויות נטישה ואופן הטיפול בעסקאות המושפעות מקיומם של יחסים מיוחדים בין הצדדים לעסקה.

2. ביום 24.7.2022 נתקבלו ההוראות הפרטניות של הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה ביחס לאופן חישוב תמלוגי המדינה ממאגר לווייתן, וביום 1.9.2022 הוגשה תגובת שותפי לווייתן להוראות הפרטניות כאמור. לפרטים נוספים ראו ביאור 3טז12 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

3. לפרטים אודות ההוראות הפרטניות של הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה ביחס לאופן חישוב תמלוגי המדינה ממאגר תמר, וכן אודות דוחות ביקורת התמלוגים הסופיים לשנים 2013-2018, ואודות טיטות דוחות ביקורת התמלוגים לשנים 2019-2020 שנתקבלו ממשרד האנרגיה בקשר עם מאגר תמר, ראו ביאורים 3ב15 ו-4ב15 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), בהתאמה. לפרטים אודות ההסכמות אליהן הגיעו שותפי תמר ומשרד האנרגיה בנוגע לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הברא, ראו סעיף 7.26.9(ב) להלן.

(ד) העברה ושיעבוד של זכות בנכס נפט וטובת הנאה בזכות נכס נפט

ביום 28.12.2020 פרסם הממונה על ענייני הנפט נוסח מעודכן של הנחיות לעניין סעיף 76 לחוק הנפט, הקובעות הוראות ותנאים להעברה ושיעבוד של זכות נפט (היתר מוקדם, רישיון וחזקה) וטובת הנאה (לרבות זכות לתמלוגים חוזיים) בזכות נפט (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"). תנאים אלו תלויים, בין היתר, בשאלה האם החלה הפקת מסחרית ובסוג זכות הנפט המועברת.

על-פי ההנחיות, העברה ושיעבוד של זכות נפט כפופה לקבלת אישור מראש של הממונה על ענייני הנפט.

על-פי ההנחיות, הדרישה לקבלת אישור הממונה על ענייני הנפט להעברה ושיעבוד של זכויות נפט וטובת הנאה חלה במקרים מסוימים גם ביחס להעברה או הקצאה של אמצעי שליטה בתאגיד (כהגדרתם בהנחיות).

ההנחיות מפרטות תנאים למתן אישור הממונה על ענייני הנפט להעברת זכויות, תוך אבחנה בין העברה של זכויות ברישיון ובחזקה לבין פעולות אחרות, ובכלל זאת תנאים בנוגע ליכולת הפיננסית של המבקש וביחס לקיום התנאים הנדרשים ממפעיל על-פי דרישות חוק הנפט והוראות הממונה על ענייני הנפט. כמו כן, נקבעו בהנחיות תנאים פרטניים ביחס להעברת זכויות תמלוג, שיעבוד של זכויות נפט ומקרים ספציפיים נוספים.

בהתייחס לשיעבוד זכויות נפט מובהר בהנחיות כי, רשות לשיעבוד אינה מהווה רשות להעביר את הזכות המשועבדת, ואם יתקיימו התנאים למימוש השיעבוד, לא יועברו הרישיון או החזקה או כל חלק בהם או טובת הנאה בעניין הרישיון

או החזקה, לפי העניין, לבעל השיעבוד או לכל גורם אחר, אלא אם הממונה על ענייני הנפט ירשה את ההעברה לנעבר מראש ובכתב, בהתאם להנחיות. כמו כן, מינוי כונס נכסים על הזכות המשועבדת לא יהיה כפוף לכללים החלים על העברתה, ובלבד שהממונה על ענייני הנפט הסכים מראש ובכתב לזהות כונס הנכסים ולסמכויות שיינתנו לו.

הממונה על ענייני הנפט רשאי שלא לאשר העברה, אף שמתקיימים כל התנאים למתן האישור המפורטים בהנחיות, אם שוכנע כי טעמים של ביטחון הציבור, של ביטחון המדינה, של יחסי חוץ או של קשרי מסחר בינלאומיים מצדיקים זאת, ובכלל זאת במקרה שהנעבר הוא תאגיד שמדינת חוץ שולטת בו או שקיימות נסיבות מיוחדות אחרות אשר בשלהן ההעברה אינה לטובת הציבור או משק האנרגיה בישראל.

7.24.8 מגבלות רגולטוריות והחלטות ממשלה בנוגע לייצוא גז טבעי

(א) סעיף 33 לחוק הנפט קובע, בין היתר, כי השר רשאי, לאחר התייעצות עם המועצה, לחייב בעלי חזקות לספק תחילה, במחיר השוק, מן הנפט שהם מפיקים בישראל וממוצרי הנפט שהפיקו ממנו, אותה כמות נפט ומוצרי נפט הדרושים לדעת השר לתצרוכת ישראל, לזקק אותה בישראל, במידה שיש להם אמצעי זיקוק, ולמכרה בישראל; ולשם כך רשאי הוא לחייב בעלי חזקות להפיק נפט מבארותיהם הקיימות בשיעור שיספיק למטרות האמורות.

בהתאם לכך וכן בהתאם לתנאי חזקות לווייתן, כמפורט בסעיף 7.2.2(ו) לעיל, ועל-פי החלטות ממשלת ישראל והנחיות הממונה על הנפט, הסכמים לייצוא גז טבעי מחוץ לישראל טעונים אישור מוקדם של הממונה על ענייני הנפט. בהנחיות הממונה נקבע, בין היתר, המועד והאופן להגשת בקשה כאמור. נכון למועד אישור הדוח, התקבלו אישורי יצוא לכל הסכמי הייצוא שנחתמו על-ידי השותפות כמפורט בסעיף 7.12.3 לעיל, למעט להסכם אספקת הגז ל-FAJR אשר טרם אושר, כמפורט בסעיף כאמור.

(ב) מדיניות ממשלת ישראל בנוגע להיקפי הייצוא של גז טבעי מתעדכנת מעת לעת, בהתאם לתגליות חדשות והתפתחויות נוספות. בהמשך למסקנות הוועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל ברשות מר שאול צמח, שאומצו על-ידי ממשלת ישראל בחודש יוני 2013 (להלן: "ועדת צמח"), אודות בחינה תקופתית של מדיניות הממשלה בנושא, ביום 6.1.2019 אימצה ממשלת ישראל בהחלטה מס' 4442 את עיקרי ההמלצות של צוות מקצועי בין משרדי, בראשות מנכ"ל משרד האנרגיה אודי אדירי, אשר בחן מחדש את נושא ההיצע והביקוש לגז טבעי נכון לשנת 2018 (להלן בסעיף זה: "החלטה 4442"), אשר עיקריה הינם כדלקמן:

1. על-פי החלטה 4442, היקף הגז הטבעי שיש להבטיח לטובת השוק

המקומי יעמוד על 500 BCM (להלן: "הכמות המינימאלית למשק המקומי"), אשר יאפשר אספקה של גז טבעי לצרכי המשק לתקופה של 25 השנים העוקבות להחלטת הממשלה. לעניין זה, "כמות הגז הטבעי" משמעותה כמות גז טבעי לפי קטגוריות 2P ו- 2C במצטבר לפי מערכת PRMS בתגליות המוכרות על-ידי הממונה על ענייני הנפט, לגביהן ניתנו חזקות ואשר חיבורי החזקות לחוף הושלם בהתאם לתוכנית פיתוח באופן המאפשר את אספקתן למשק הישראלי.

חובת אספקת הכמות המינימאלית למשק המקומי לעניין תגליות שהוכרו לפני החלטת הממשלה תהיה כמפורט להלן:

שיעור אספקה מינימאלי למשק המקומי מכמות הגז הטבעי במאגר	כמות הגז הטבעי במאגר
50%	מעל 200 BCM (כולל)
40%	עולה או שווה ל- 100 BCM אך נמוך מ- 200 BCM
25%	עולה או שווה ל- 25 BCM אך נמוך מ- 100 BCM
ייקבע על-ידי הממונה על ענייני הנפט	נמוך מ- 25 BCM

2. חובת אספקת הכמות המינימאלית למשק המקומי לעניין תגליות שיוכרו לאחר אישור החלטה 4442 תהיה כמפורט להלן:

שיעור אספקה מינימאלי למשק המקומי מכמות הגז הטבעי במאגר	כמות הגז הטבעי במאגר
55%	על כל 1 BCM נוסף מ- 200 BCM ומעלה
50%	על כל 1 BCM נוסף מ- 50 BCM ועד 200 BCM
לא תחול חובת אספקה למשק המקומי	נמוך מ- 50 BCM

יצוין כי, לעניין מאגרים משותפים לישראל ולמדינות נוספות יקבע הממונה על ענייני הנפט תנאים והסדרים ספציפיים.¹⁰² כמו כן, נקבע כי מתקני הייצוא יהיו ממוקמים בשטח הנתון לשליטת ישראל הנמצא באזור הכלכלי הבלעדי שלה, אלא אם כן נקבע אחרת בהסכם דו-צדדי בין ישראל למדינה אחרת.

3. יצוא גז טבעי יהיה טעון אישור מהממונה על ענייני הנפט, וכמות הגז

¹⁰² יצוין כי, מכסת הייצוא המותרת מחזקות תנין וכריש בהיקף של 47 BCM הוחלפה, כנגד חובת האספקה למשק המקומי שחלה על בעלי חזקות לווייתן, החל ממועד אישור הממונה על ענייני הנפט להעברת הזכויות בחזקות תנין וכריש. לפרטים ראו סעיף 7.24.1(ב) לעיל.

הניתנת לייצוא תהא בהתאם לחלקן היחסי של הכמויות המותרות לייצוא במאגרים באותה עת ובכפוף להבטחת הכמות המינימאלית למשק המקומי כאמור.

4. עוד נקבעו בהחלטה 4442 הוראות בדבר חובת חיבור של מאגרים למשק המקומי בהתאם לגודל המאגר, הוראות בנוגע למכירה של גז טבעי לצרכנים במשק המקומי המיועד לייצור מוצרי המשך המיועדים בעיקרם לייצוא, הוראות בנוגע לאסדרת סחר משני בגז טבעי שעשוי להיות מוכנה לייצוא וכו'. ביום 28.1.2025 פורסמו להתייחסות הציבור טיוטת תקנות משק הגז הטבעי (מתן שירותי הולכה לצורך יצוא גז טבעי בסחר משני מישראל), התשפ"ה-2025. במסגרת טיוטת התקנות כאמור נקבע, בין היתר, כי מכירת גז טבעי בסחר משני לייצוא תבצע באמצעות זירת סחר וכי בעלת רישיון ההולכה (נתג"ז) תספק שירותי הולכה לכל צרכן המבקש להזרים גז טבעי באמצעות מערכת ההולכה אל נקודת החיבור עם מערכת הולכה של מדינה שכנה.

5. במסגרת החלטה 4442 נקבע כי זו תיבחן על-ידי הממשלה בתום חמש שנים ממועד אישורה לצורך עריכת שינויים, ככל שיידרשו, לגבי המדיניות ביחס לתגליות שיוכרו על-ידי הממונה לאחר חמש שנים ממועד אישור ההחלטה, בהתאם לצורכי המשק המקומי ובהתחשב בהיצע הגז הטבעי.

(ג) בהמשך להחלטה 4442, ביום 28.12.2023 פורסם כי שר האנרגיה הנחה את מנכ"ל משרדו להתחיל בהקמת הוועדה הבין-משרדית לבחינה התקופתית של מדיניות משק הגז הטבעי. בהמשך לכך, ביום 14.2.2024 החלה הוועדה את דיוניה. הוועדה צפויה לבחון את מדיניות הייצוא של הגז הטבעי ביחס למאגרי גז טבעי חדשים, ולא ביחס למאגרים מפיקים, וכן את כלל ההיבטים הרלוונטיים – אנרגטיים, כלכליים, סביבתיים וביטחוניים. נכון למועד אישור הדוח, הוועדה טרם פרסמה את המלצותיה.

(ד) יצוין כי, במהלך החודשים אוגוסט ודצמבר 2023 קיבלו שותפי תמר אישור מהממונה על ענייני הנפט לייצוא כמויות גז נוספות מפריקת תמר בהיקף מרבי של כ- 4 BCM בשנה, בכפוף לביצוע ההרחבה של יכולת ההפקה ממאגר תמר.

7.24.9 טיוטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה משימוש (decommissioning) של תשתיות

חיפוש והפקה בים

ביום 2.5.2023 פרסם משרד האנרגיה להערות הציבור טיוטת מסמך מדיניות המפרט עקרונות כלליים בכל הנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי בים, וזאת מבלי לגרוע מהוראות הדין החלות בעניין זה ומהוראות שטרי החזקה ואישורי ההפעלה. בטיוטת מסמך המדיניות מפורטים, בין היתר, כללים, אמות מידה ומסגרות זמנים להוצאה מכלל שימוש של קידוחים

ומתקני הפקה וכן נטישת תשתיות תת ימיות וצנרות אשר אין להם עוד שימוש, וזאת, בין היתר, בהתאם למיקום המתקנים האמורים בעומק הים, על הקרקעית או מתחת לקרקעית.

על-פי הערכה ראשונית של השותפות, ככל שתאושרנה הדרישות המחמירות שבטיוטת מסמך המדיניות, צפוי הדבר להגדיל את עלויות ההוצאה מכלל שימוש של נכסי השותפות.

7.24.10 החלטות ותוכניות של ממשלת ישראל ורשויות ממשלתיות בנוגע להפחתת פליטות

גזי חממה וקידום אנרגיות מתחדשות

(א) הפסקת השימוש בפחם לייצור חשמל

ביום 3.6.2018 אישרה הממשלה בהחלטה מס' 3859 את רפורמת משק החשמל ושינוי מבני בחברת החשמל.¹⁰³ על-פי ההחלטה, חברת החשמל תקטין את פעילותה בתחום ייצור החשמל על-ידי מכירת 5 אתרי ייצור עם קיבולת מקסימלית כוללת של כ- 4,500 מגה-וואט המהווים כ- 40% מיכולת ייצור החשמל שלה, וכן יוקמו על-ידי חברת החשמל שתי יחידות ייצור חדישות באמצעות גז טבעי באורות רבין, וזאת כחלק מהמגמה לצמצום השימוש בפחם בתהליך יצירת החשמל. לפי החלטת שר האנרגיה מיום 20.11.2019, שתי יחידות ייצור פחמיות באתר "אורות רבין" בחדרה וארבע יחידות הייצור הפחמיות באתר "רוטנברג" באשקלון תוסבנה לגז טבעי עד לשנת 2025 ולא יאוחר משנת 2026, כך שבשנה זו יסתיים עידן השימוש הפחם לייצור חשמל בישראל.¹⁰⁴ על אף האמור, על-בסיס דיווחי חברת החשמל, קיימת במועד אישור הדוח אי ודאות לגבי האפשרות להשלמת פרויקט ההסבה עד לא יאוחר משנת 2026 כאמור בהחלטת שר האנרגיה.

לפי סקירת משק הגז הטבעי לשנת 2023 מיום 26.5.2024, בשנת 2023 ייצור החשמל מפחם היה בשיעור של 18%.¹⁰⁵

(ב) החלטת ממשלה מס' 1261 בעניין תמחור פליטות מזהמים מקומיים וגזי חממה

ביום 14.1.2024 התקבלה החלטת ממשלה מס' 1261 (להלן: "החלטה 1261"), במסגרתה הוטל על שר האוצר לתקן את צו הבלו על דלק, את צו תעריף המכס והפטורים ואת מס הקנייה על טובין, על מנת להביא להפנמה מדורגת של העלויות החיצוניות הסביבתיות של פליטות הפחמן ומזהמים מקומיים. המיסוי הנוגע לגז טבעי יחל בהדרגה החל משנת 2025 באופן הבא: בשנת 2025 סכום הבלו ומס הקנייה על גז טבעי יעמוד על סך של כ- 33 ש"ח לטון; בשנת 2026 יעמוד על סך של כ- 54 ש"ח לטון; בשנת 2027 יעמוד על סך של כ- 80 ש"ח

https://www.gov.il/he/departments/policies/dec3859_2018 103

https://www.gov.il/he/departments/policies/electricity_nov_2019 104

<https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ng-2023/he/ng-2023.pdf> 105

לטון; בשנת 2028 יעמוד על סך של כ- 114 ש"ח לטון; בשנת 2029 יעמוד על סך של כ- 149 ש"ח לטון; בשנת 2030 יעמוד על סך של כ- 192 ש"ח לטון וכן הלאה. כמו כן, במסגרת ההחלטה נקבע: (1) להטיל על משרד האוצר, משרד האנרגיה, משרד הכלכלה והתעשייה והמשרד להגנת הסביבה לקבוע נוהל תמיכה תקציבית במפעלים הצורכים דלקים, אשר תדמה את התמורה אותה היו זכאים לקבל במסגרת מכסת פליטות במנגנון הסחר בפליטות האירופי (EU ETS) אילו היו כפופים למנגנון זה, זאת, תוך שמירה על תמריצים להתייעלות המפעלים, ובשים לב לשינויים הנדרשים למאפייני השוק ולמבנה מס הפחמן הישראלי ולעקרונות שנקבעו בהחלטת הממשלה; (2) לשם צמצום השימוש בדלקים מזהמים, כגון מזוט וגפ"מ, תיושם תוכנית להאצת פריסת רשת הגז הטבעי בידי רשות הגז; (3) להורות למשרד להגנת הסביבה לפנות לקרן הניקיון על מנת שתקצה תקציב מהקרן לתמוך בהסבת דלקים לשימוש בפסולת; (4) אם בכל שנה עד תום 2029 מחיר החשמל הממוצע לצרכן ביתי במועד עדכון תעריף החשמל השנתי, עלה, מעבר למדד המחירים לצרכן, בגין שינוי במדדים: מחירי הריבית, עלויות הדלקים ושערי החליפין, שר האוצר יביא צו להשיהיה או צמצום של עליית הבלו על הגז הטבעי לשנה אחת, באופן שימנע עלייה של מחירי החשמל מעבר לשיעור העלייה במדד המחירים לצרכן, והכול בכפוף לסעיפים 40 ו-40א לחוק יסודות התקציב; (5) משרד האוצר יפרסם מתווה לסיוע לשכבות חלשות על מנת לסייע להתמודד עם העלייה במחירי האנרגיה ככל שתהיה; (6) ככל שתהיינה התפתחויות טכנולוגיות אשר יאפשרו צמצום פליטות הפחמן מדלקי המקור, משרד האנרגיה, משרד האוצר והמשרד להגנת הסביבה יבחנו את המשמעות של התפתחויות טכנולוגיות אלו; (7) ביטול החלטת הממשלה מס' 286 מיום 1.8.2021 בעניין תמחור פליטות גזי חממה.

ביום 29.9.2024 אישרה מליאת הכנסת את החלטת ועדת הכספים לצו תעריף המכס והפטורים ומס קנייה על טובין (תיקון מס' 8 והוראת שעה מס' 10), התשפ"ד-2024, וכן את החלטת ועדת הכספים לגבי צו הבלו על הדלק (הטלת בלו) (תיקון מס' 2 והוראת שעה מס' 2). הצווים כאמור עוסקים בתמחור פליטות מזהמים מקומיים וגזי חממה במסגרת הסדרת מס הפחמן ומעלים את המיסוי על דלקים מזהמים בהדרגה במשך 6 שנים, כך שהמדרגה הסופית צפויה להיכנס לתוקף בשנת 2030¹⁰⁶ להערכת השותפות, להחלטות כאמור לא צפויה להיות בשנים הקרובות השפעה מהותית על מחיר הגז הטבעי וכן על היקף המס שנגבה בגין השימוש בו.

(ג) תוכנית לאומית למניעה ולצמצום של זיהום האוויר בישראל

ביום 14.3.2022 התקבלה החלטת ממשלה מס' 1282 המציגה תוכנית לאומית רב-שנתית למניעה וצמצום זיהום האוויר ופליטות גזי חממה בישראל (להלן בסעיף זה: "התוכנית").¹⁰⁷ ההחלטה קובעת, כי התוכנית תהווה חלק מהתמודדות מדינת ישראל עם משבר האקלים והיא נועדה, בין היתר, לשם ביצוע חלק מהתחייבויותיה של מדינת ישראל במסגרת הסכם פריז וועידת האקלים בגלזגו. במסגרת ההחלטה נקבעו יעדים כמותיים להפחתת הפליטות של מזהמי אוויר וגזי חממה מתעשייה, מייצור חשמל, מתחבורה, מחקלאות ומפסולת עד שנת 2030, כמו גם קידום המידע הסביבתי והבריאותי הנוגע למזהמי אוויר וקידום טכנולוגיות בתחום הסביבה והאקלים, ובכלל זאת אשרור יעד לאומי לחדירת אנרגיה מתחדשת בשיעור של 30% בשנת 2030 והפחתת פליטות גזי חממה ממשק החשמל עד לשנת 2030 בשיעור של 30% ביחס לפליטות ממשק החשמל בשנת 2015.

דו"ח של מרכז המחקר והמידע של הכנסת מפברואר 2024¹⁰⁸ מצביע על פערים בין התכנון למציאות במעבר מייצור חשמל מפחם לגז טבעי. בשנת 2023 היווה הפחם כ- 17.2% מייצור החשמל, לעומת תחזיות קודמות של משרד האנרגיה שצפו שיעור של 14%-15%. לפי הדו"ח, עיכוב בהסבת התחנות הפחמיות לגז טבעי מוביל לרמת פליטות מזהמות גבוהה יותר, לעלייה במחירי החשמל, להפסד הכנסות למדינה ולפגיעה בתוצר המקומי הגולמי.

ביום 15.8.2024 פרסם משרד האנרגיה להערות הציבור מתווה לאיפוס פליטות (נטו) במשק האנרגיה עד לשנת 2050. המתווה מציג שלושה תרחישים לאיפוס פליטות (נטו) עד לשנת 2050 ומציג תרחישים שונים למצב האנרגטי עד לשנת 2050. במסגרת המתווה, מתייחס המשרד לראשונה לאפשרות לייצר חשמל מאנרגיה גרעינית בישראל, סוקר את האתגרים וההזדמנויות הכרוכים בכך, ומפרט מתווה שיאפשר את בחינת השימות של תחנה גרעינית בישראל עד לשנת 2050. לפי הערכת משרד האנרגיה, עד שנת 2050 פליטות גזי החממה יופחתו בכ- 94-96% ביחס לשנת 2015, וכי פליטות שיוותרו, ינבעו משימוש בגז טבעי עם תפיסת פחמן.¹⁰⁹ ביום 17.2.2025 פורסם המתווה בנוסחו הסופי.¹¹⁰ ביום 6.11.2024 פרסם משרד האנרגיה והתשתיות מסמך בנושא "מפת הדרכים לאנרגיות מתחדשות בשנת 2030".¹¹¹ המסמך מציג נתונים בדבר ייצור וצריכה מאנרגיות מתחדשות נכון למצב הקיים כיום וכן תחזיות לשנת 2030. כך,

¹⁰⁷ https://www.gov.il/he/departments/policies/dec1282_2022

¹⁰⁸ קישור לסקירה מאתר הכנסת בנושא מעבר מייצור חשמל מפחם לייצור מגז טבעי ומאנרגיות מתחדשות מיום 5.2.2024

¹⁰⁹ <https://www.gov.il/BlobFolder/rfp/public-comments-2050/he/for-public-comments-2050.pdf>

¹¹⁰ <https://www.gov.il/he/pages/energy-2050>

¹¹¹ קישור לפרסום משרד האנרגיה בנושא מיום 7.11.2024

המסמך מציין כי הספק החשמל הכולל שיידרש מאנרגיות מתחדשות בשנת 2030 יעמוד על כ-17,000 מגה-וואט (DC), בעוד שההספק הקיים כיום מאנרגיות מתחדשות עומד על 6,500 מגה-וואט (DC), וכי על מנת לעמוד ביעדים לשנת 2030 נדרש קצב התקנה של כ-1,700 מגה-וואט בשנה.

ביום 9.2.2025 פרסם משרד האנרגיה מתווה לאיפוס פליטות (נטו) במשק האנרגיה עד לשנת 2050. המתווה מציג שלושה תרחישים לאיפוס פליטות (נטו) עד לשנת 2050, וכן תרחישים שונים למצב האנרגטי עד לשנת 2050. במסגרת המתווה, מתייחס משרד האנרגיה, בין היתר, לאפשרות לייצר חשמל מאנרגיה גרעינית בישראל, סוקר את האתגרים וההזדמנויות הכרוכים בכך, ומפרט מתווה שיאפשר את בחינת השימות של תחנה גרעינית בישראל עד לשנת 2050. לפי התרחישים כאמור, עד לשנת 2050 פליטות גזי החממה יופחתו בכ- 94-96% ביחס לשנת 2015.¹¹²

(ד) הסכם פריז והסכם PPCA

בשנת 2016 הצטרפה ישראל להסכם פריז, אשר הוסכם במהלך התכנסות ועידת האקלים של האו"ם בשנת 2015, ועוסק בהפחתת פליטת גזי חממה והטיפול בפליטת גזי חממה על-ידי מדינות העולם. ההתחייבות המרכזית של כל מדינה החתומה על הסכם פריז היא להגיש תוכנית בכל 5 שנים שבה יפורטו הדרכים שתנקוט כדי להתמודד עם שינויי האקלים.

כמו כן, בחודש דצמבר 2018 הצטרפה ישראל להסכם ה-PPCA שמטרתו לעודד צמצום והוצאה משימוש של פחם. השותפים ליוזמה מתחייבים להפחית באופן הדרגתי יצור חשמל מפחם וכן לתמוך באנרגיה נקיה במדיניות ממשלתית ותאגידית. המדינות והארגונים החתומים על ההסכם תומכים בהפחתת השימוש בפחם במדינות ה-OECD עד שנת 2030 ובעולם כולו עד שנת 2050.

(ה) מסמך רקע למדיניות אודות שימוש בתת הקרקע לאיפוס פליטות חממה

במסגרת פעולות אחסון או הטמנה של פחמן דו-חמצני

ביום 17.7.2024 פרסם משרד האנרגיה "מסמך רקע למדיניות" אודות שימוש בתת הקרקע לאיפוס פליטות חממה במסגרת פעולות אחסון או הטמנה של פחמן דו-חמצני (להלן: "פד"ח").¹¹³ בהתאם למסמך כאמור, משק האנרגיה הישראלי צפוי לעשות שימוש בתפיסה והטמנה של פד"ח, כחלק מהפקת מימן כחול או כתוספת לשימוש בגז טבעי, כאמצעי משלים להפחתת פליטות גזי החממה ועמידה ביעד איפוס פליטות בשנת 2050, ולצורך כך נדרש לפתח

¹¹² [קישור למתווה לאיפוס פליטות גזי חממה \(נטו\) ממגזר האנרגיה בישראל עד לשנת 2050.](#)

¹¹³ <https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ccs-170724/he/ccs-july-2024.pdf>

תמריצים פיננסיים ומדיניות מאפשרת להקמת התשתית הנדרשת לשינוע פד"ח בישראל, לפתח מדיניות פיסקלית ממשלתית מתאימה לתמיכה בהפחתת פליטות כולל, וכן לקדם רגולציה וחקיקה בנושא. נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך אילו שינויים פיסקאליים ורגולטוריים צפויים להיות מבוצעים, וכיצד ישפיעו על פעילות השותפות ועסקיה, אם בכלל.

7.24.11 שילוב מימן במשק האנרגיה הישראלי

(א) ביום 15.5.2023 פרסם משרד האנרגיה מסמך אסטרטגיה לשילוב מימן במשק האנרגיה הישראלי. המסמך סוקר את מאפייני הייצור, ההובלה, האחסון והאגירה של מימן, ובוחן את אופן השימוש במימן, שילובו בעולם ואפשרויות שילובו בישראל. במסגרת המסמך, מוצע לגבש, עד לשנת 2030, צעדי מדיניות שיניחו תשתית ראשונית לשימוש במימן, לרבות מיפוי אזורים מתאימים לאגירת מימן, קידום שטחי נסיינות, הקמת עמקי מימן, ליווי פרויקטים ופיילוטים במשק, קידום תקינת בטיחות וקידום מתווים רגולטוריים לנסיינות.

(ב) ביום 3.5.2023 פורסמה החלטת ממשלה מס' 482 הקובעת כי סעיף המטרות בתקנונה של נתג"ז יתוקן כך שנתג"ז תהא רשאית לעסוק בהקמה והפעלה של צנרת גז מימן לרבות מתקנים נלווים לכך וכן בהקמה והפעלה של צנרת פינוי פחמן דו-חמצני הקשור או הנוצר מייצור מימן, בכפוף להיתר, ככל שיינתן, ולמפורט בו והכול בהתאם להוראות סעיף 14(ב) לחוק משק הגז הטבעי, התשס"ב-2002. ביום 21.12.2023 העניק שר האנרגיה היתר עיסוק נוסף לנתג"ז לעיסוק בתחום המימן.

7.24.12 תוכנית מתאר ארצית ח/37 בענין קבלה וטיפול בגז טבעי

לצורך יצירת התשתית התכנונית לחיבור מאגרי הגז הטבעי למערכת ההולכה הארצית והקמת המתקנים הדרושים לשם כך, אישרו המועצה הארצית לתכנון ולבניה (להלן בסעיף זה: "המועצה הארצית") וממשלת ישראל את "תוכנית מתאר ארצית חלקית ברמה מפורטת בעניין קבלה וטיפול בגז הטבעי מתגליות ועד למערכת ההולכה הארצית" (להלן בסעיף זה: "התוכנית" או "תמ"א ח/37").

התוכנית מייעדת שטחים (יבשתיים וימיים) להקמת המתקנים הדרושים בתהליך הפקתו והולכתו של גז טבעי הכוללים, בין היתר, תחנות קבלה וטיפול בגז טבעי, צנרת להולכת הגז וכו'. יצוין כי, תוכנית הפיתוח המאושרת של מאגר לווינתן במתכונת המפורטת בסעיף 7.2.2(י) לעיל, תואמת לתמ"א ח/37.

7.24.13 היתרים ורישיונות למתקני פרויקט ים תטיס ופרויקט לווינתן

(א) במסגרת פיתוח פרויקט ים תטיס, קיבלו שותפי ים תטיס אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי מכוח חוק הנפט וכן העניק שר האנרגיה לים תטיס בע"מ (חברה בבעלות שותפי ים תטיס) רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, אשר תשמש

להעברת גז טבעי של שותפי ים תטיס, או של ספקי גז טבעי אחרים בהתקיים תנאים מסוימים, והכל בכפוף לתנאי הרישיון וחוק משק הגז הטבעי מפלטפורמת ההפקה ועד למתקן הקבלה.

(ב) במסגרת שלב 1א', קיבלו שותפי לווייתן אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט לווייתן שלפיו, שותפי לווייתן חויבו, בין היתר, להגיש ערבויות, כמפורט בסעיף 7.2.2 (יד) לעיל.

7.24.14 ביום 21.2.2017 העניק שר האנרגיה ללווייתן מערכת הולכה (חברה בבעלות שותפי לווייתן, כמפורט בסעיף 1.7.1 לעיל) רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי לווייתן שמקורו בחזקות לווייתן, או של ספקי גז טבעי אחרים בהתקיים תנאים מסוימים, והכל בכפוף לתנאי הרישיון.

7.24.15 כפיפות הפעילות של השותפות לחקיקה בקפריסין, בולגריה ומרוקו
פעילות חיפושי הנפט והגז של השותפות בקפריסין, בולגריה ומרוקו כפופה לחקיקה ורגולציה שחלה על תחום הפעילות במדינות אלו, ובכלל זאת הוראות בנוגע לחובת קבלת היתרים ורישיונות לביצוע פעולות, התחייבויות לביצוע תוכניות עבודה, הוראות בקשר לבטיחות ושמירה על איכות הסביבה ועוד. יצוין כי, קפריסין ובולגריה הינן חברות חברה מלאה באיחוד האירופי ולפיכך חלה עליה הדיקטיבה של האיחוד האירופי בדבר מתן ושימוש באישורים לחיפושים והפקה של הידרוקרבונים (Directive 94/22/EC) וחקיקה אירופית רלוונטית אחרת המסדירה את פעילות החיפושים וההפקה של הידרוקרבונים ביבשה ובשטח המים הכלכליים של מדינות אלה.

לפרטים אודות נכס הנפט בלוק 12 בקפריסין וההסכמים שנחתמו עם ממשלת קפריסין בקשר אליו, וכן אודות רישיון בולגריה, ראו סעיפים 7.3 ו- 7.8 לעיל, בהתאמה.

7.25 שיעבודים

לפרטים אודות שיעבודים שנתנה השותפות על נכסיה, ראו ביאורים 10 ו- 12א לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.26 הסכמים מהותיים

השותפות התקשרה בהסכמים מהותיים אשר היו בתוקף במהלך התקופה מיום 1.1.2023 ועד למועד אישור הדוח, כמפורט להלן:

7.26.1 ההסכמים העיקריים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן למשק המקומי ולייצוא, כמפורט בסעיף 7.12.3 לעיל.

7.26.2 מסמכי המימון של אגרות החוב שהנפיקה לווייתן בונד, כמפורט בסעיף 7.21.2 לעיל.

7.26.3 הסכם הזיכיון בבלוק 12, כמפורט בסעיף 7.3.3 לעיל.

- 7.26.4 הסכמים בקשר עם לכניסה לתחום האנרגיות המתחדשות, בשיתוף פעולה עם אנלייט ומנכ"ל השותפות, כמפורט בסעיף 7.10 לעיל.
- 7.26.5 הסכמים בקשר עם רכישת הזכויות ברישיון בולגריה, כמפורט בסעיף 7.8 לעיל.
- 7.26.6 מערכת הסכמים לרכישת מניות EMG והסדרת התנאים לייצוא הגז למצרים
(א) כללי

במטרה לאפשר את ביצועו של הסכם הייצוא למצרים המתואר בסעיף 7.12.3(ג) לעיל, רכשה EMED 39% מהון המניות של EMG, חברה פרטית הרשומה במצרים שבבעלותה צינור ימי בקוטר של 26 אינץ' ובאורך של כ- 90 ק"מ המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש וכן מתקנים נלווים (לעיל ולהלן יחד: "צינור EMG", ו-"עסקת EMG", בהתאמה).

עסקת EMG הושלמה ביום 6.11.2019 וביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן למצרים באמצעות צינור EMG, לאחר שנערכו הסכמים והסדרים נלווים נוספים, כמפורט להלן.

(ב) ההסכמים לרכישת מניות EMG

ביום 26.9.2018 חתמה EMED על 4 הסכמים נפרדים, דומים בעיקרם, עם 4 בעלי מניות של EMG (להלן בסעיף זה: "המוכרות") לרכישת 37% מהון מניות EMG שהוחזק על-ידי המוכרות, ובמקביל חתמה EMED על הסכם עם בעלת מניות נוספת (להלן: "MGPC"), אשר העבירה ל- EMED ללא תמורה 2% ממניות EMG המוחזקות על-ידיה, וזאת במסגרת הסדרה של מחלוקות שהתגלעו בין המוכרות ל- MGPC. בעלי המניות של EMG לאחר השלמת העסקה הינם כמפורט בסעיף 1.7.5 לעיל.

במסגרת העסקה, המוכרות, בעלי המניות במוכרות והחברות הקשורות למוכרות הסכימו לוותר על כל טענה, תביעה, פסק, החלטה, צו או סעד הקיימים להם נגד ממשלת מצרים וחברות בבעלותה במסגרת הליכי בורות שהתקיימו בין הצדדים בקשר להפסקת הזרמת הגז ממצרים לישראל.

בתמורה למניות הנרכשות, לויתור על זכויותיהן במסגרת הליכי הבוררות ולזכויות נוספות בהתאם להסכמי רכישת המניות, שילמה EMED למוכרות סך כולל של כ- 527 מיליון דולר (להלן בסעיף זה: "התמורה"), אשר מתוכו שילמה כל אחת מבין השותפות ושברון סך של כ- 188.5 מיליון דולר, והיתרה שולמה על-ידי השותף המצרי.

(ג) הסכם קיבולת והפעלה – Capacity Lease & Operatorship Agreement

במסגרת הסכם קיבולת והפעלה שנחתם ביום 30.6.2019 בין EMED ל- EMG, העניקה EMG ל- EMED את הזכות הבלעדית לחכור ולהפעיל את צינור EMG לתקופה המסתיימת בסוף שנת 2030, עם אפשרות להארכת ההסכם לתקופה

של 10 שנים נוספות.

ההסכם קובע כי העלויות הנדרשות להשמת צינור EMG, ועלויות ההפעלה השוטפות של הצינור, תחולנה על EMED (להלן יחד בסעיף זה: "עלויות ההפעלה"), ואילו EMG תהיה זכאית לקבל את דמי ההולכה השוטפים שתשלם בלו אושן עבור השימוש בצינור (להלן בסעיף זה: "דמי ההולכה"), בניכוי עלויות ההפעלה. נכון ליום 31.12.2024 השקיעו שברון והשותפות וכן יתר השותפים בכרויקטים לווייתן ותמר בהשמת צינור EMG, באמצעות EMED, סך של כ- 161 מיליון דולר, אשר רובו יוחזר לשברון והשותפות ויתר שותפי לווייתן ותמר מתקבוליה של EMG בגין הולכת הגז בצינור. נכון למועד אישור הדוח, מתוך הסך האמור הושב סך של כ- 38.8 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 15.9 מיליון דולר).

(ד) הסכם להקצאת קיבולת במערכת ההולכה למצרים

במקביל לחתימת הסכם הייצוא למצרים, נחתם ביום 26.9.2019 (כפי שתוקן ביום 21.8.2023) הסכם בין השותפות ושברון לבין שותפי לווייתן ושותפי תמר בקשר עם הקצאת הקיבולת – Capacity Allocation Agreement (להלן בסעיף זה: "הסכם הקצאת הקיבולת") במערכת ההולכה מישראל למצרים. חלוקת הקיבולת במערכת ההולכה מישראל למצרים (צינור EMG וצנרת ההולכה בישראל) תהיה על בסיס יומי, לפי סדר קדימות, כדלקמן:

1. רובד ראשון – עד 350 MMSCF ליום יוקצה לטובת שותפי לווייתן.
2. רובד שני – הקיבולת מעבר לרובד הראשון, עד 150 MMSCF ליום עד ליום 30.6.2022 (להלן: "מועד הגדלת הקיבולת"), ועד 200 MMSCF ליום לאחר מועד הגדלת הקיבולת – תוקצה לטובת שותפי תמר.
3. רובד שלישי – כל קיבולת נוספת מעבר לרובד השני תוקצה לטובת שותפי לווייתן.

בהתאם להסכם הקצאת הקיבולת, במועד השלמת עסקת EMG שילמו שותפי לווייתן ושותפי תמר לשותפות ולשברון סך של 250 מיליון דולר (80% על-ידי שותפי לווייתן ו- 20% על-ידי שותפי תמר), כדמי השתתפות בתמורה להתחייבות לאפשר הזרמת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר והבטחת קיבולת בצינור EMG. בהסכם נקבע כי גובה התשלומים האמורים יעודכן בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם ולמועדים שנקבעו בו, על בסיס השימוש בפועל בצינור EMG. לאור כך, עבור התקופה שבין 1.1.2022 ל-30.6.2022 חלוקת התשלומים בין שותפי לווייתן לשותפי תמר היתה כ- 83% וכ- 17%, בהתאמה. בהסכם הקצאת הקיבולת נקבעו הסדרים נוספים בנוגע לנשיאה בעלויות ובהשקעות הנוספות שתדרשנה לצורך השמת צינור EMG וניצול מקסימלי של הקיבולת בצינור, שתשולמנה בחלוקה בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר.

בהקשר זה יצוין כי, בימים 30.6.2022 ו- 30.6.2024 נערך בין הצדדים עדכון לחלוקת התשלומים בין שותפי לווייתן לשותפי תמר ובהתאם נערכה התחשבות בסכומים שאינם מהותיים לצורך התאמת שיעורי הנשיאה של הצדדים בעלויות השימוש בפועל בקיבולת צינור EMG בתקופה כאמור.

עוד קובע הסכם הקצאת הקיבולת כי החל מיום 30.6.2020 ועד למועד הגדלת הקיבולת, ככל ששותפי תמר לא יוכלו לספק את הכמויות שהתחייבו לספק לבלו אושן, יספקו שותפי לווייתן לשותפי תמר את הכמויות הנדרשות.

תקופת הסכם הקצאת הקיבולת היא עד לסיום הסכם הייצוא למצרים, אלא אם הגיע לסיומו קודם לכן במקרים הבאים: הפרת התחייבות תשלום שלא תוקנה על-ידי הצד המפר; או במקרה בו רשות התחרות לא אישרה הארכתו של הסכם הקיבולת וההפעלה בהתאם להחלטת הממונה על התחרות, כמפורט בסעיף 7.24.2 לעיל. כמו כן, לכל צד תהיה זכות לסיים את חלקו בהסכם הקצאת הקיבולת ככל שהסכם הייצוא שלו בוטל.

(ה) הסכם בעלי המניות ב- EMED

בסמוך למועד חתימת ההסכמים לרכישת מניות EMG, חתמו בעלי המניות ב- EMED על הסכם בעלי מניות המסדיר את מערכת היחסים ביניהם כבעלי מניות ב- EMED, ובכלל זאת הוראות בדבר החלטות מהותיות שתתקבלנה פה אחד. כמו כן, נקבעו הסדרי זכות סירוב ראשונה על העברת מניות ב- EMED.

(ו) הסכם עקרונות לשימוש בתשתיות נוספות

במקביל לחתימת ההסכמים לרכישת מניות EMG, כמפורט לעיל, נחתם הסכם עקרונות בין השותפות ושברון לבין השותף המצרי (אשר בהחזקתו הצינור הפן ערבי במקטע מאל עריש לעקבה) וחברה קשורה של בלו אושן, לפיו הסכימו הצדדים כי השותפות ושברון תקבלנה גישה לקיבולת נוספת במערכת ההולכה המצרית, באמצעות הצינור הפן-ערבי, בנקודת הכניסה למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה אשר תאפשר הזרמת גז בכמויות נוספות מעבר לכמויות הגז שיוזרמו דרך צינור EMG לשם יישום הסכם הייצוא למצרים והסכמים נוספים למכירת גז טבעי למצרים. כמו כן, הסכימו הצדדים לבחון פרויקטים נוספים להולכת גז טבעי מישראל למתקנים וללקוחות פוטנציאליים במצרים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.13.2(ג) לעיל.

(ז) הסכם בין EMG לבין קצא"א ושירותי תשתיות אילת-אשקלון בע"מ

ביום 1.7.2019 נחתם הסכם בין EMG לבין קצא"א ושירותי תשתיות אילת-אשקלון בע"מ (להלן בסעיף זה: "חברות קצא"א" ו- "הסכם קצא"א" או "ההסכם", בהתאמה) להסדרת שכירות משנה בשטחים בתוך מתחם קצא"א בנמל אשקלון, זכויות מעבר בנמל ושימוש על-ידי EMG ו- EMED במתקן הגז הטבעי הממוקם במתחם זה, וזאת לצורך הזרמת הגז הטבעי בצינור EMG.

בתמורה לזכויות אלו, חברות קצא"א זכאיות לתשלומים כמפורט בהסכם. הסכם קצא"א נכנס לתוקף ביום 6.11.2019, יחד עם סגירת עסקת EMG ויעמוד בתוקפו עד ליום 10.6.2030, אלא אם בוטל קודם לכן, בין היתר, על-ידי EMG במקרה שהסכמי הייצוא למצרים מבוטלים בשל הפרה של הרוכש או עקב כוח עליון, והכל בהתאם להוראות ההסכם. על-פי ההסכם ובכפוף להוראותיו, לרבות הארכת הסכם החכירה בין שירותי תשתיות אילת-אשקלון בע"מ לבין רשות מקרקעי ישראל, EMG תהיה רשאית להאריך את תקופת ההסכם עד ליום 6.10.2043.

לצורך הבטחת התשלומים לחברות קצא"א, EMG נדרשה להמציא ערבות בנקאית (המתחדשת על פני תקופת ההסכם) על סך של 4 מיליון דולר (להלן בסעיף זה: "סכום הערבות"). נכון למועד אישור הדוח, EMG לא העמידה את הערבות הבנקאית ובמקומה EMED העמידה ערבות חברה עד לסך של סכום הערבות, המגובה בשתי ערבויות בנקאיות בסך של 2 מיליון דולר כל אחת, אשר סופקו על-ידי השותפות ושברון (להלן בסעיף זה: "הערבויות הבנקאיות"). הערבות שהעמידה EMED תפקע ותבטל במקרים הבאים: (1) בוטלו כל התחייבויות EMG כלפי חברות קצא"א; (2) חברות קצא"א קיבלו תשלום בגובה סכום הערבות עקב מימוש הערבויות הבנקאיות; (3) הערבויות הבנקאיות הוחלפו בערבות בנקאית שסופקה על-ידי EMG; או (4) פקעו או בוטלו הערבויות הבנקאיות. עוד יצוין כי, על-פי תנאי הערבות שהעמידה EMED, חברות קצא"א תהיינה מחויבות לממש קודם את הערבויות הבנקאיות, ורק במקרה של אי תשלום תהיינה רשאיות להפעיל את ערבות EMED.

לצד חתימת ההסכם, סיפקו שותפי לווייתן ושותפי תמר מכתב שחרור לפיו כל אחת מהשותפות משחררת את חברות קצא"א מכל תביעה עתידית שתהיינה בגין נזק שייגרם לה (אם ייגרם) עקב פעולה או מחדל של חברות קצא"א או מי מטעמן כצדדים להסכם קצא"א או כמפעילות נמל אשקלון (למעט נזק הנגרם בזדון). חברות קצא"א סיפקו מכתב דומה לטובת שותפי לווייתן ושותפי תמר.

(ח) לפרטים אודות הסכמים שנחתמו בין שברון לבין נתג"ז בנוגע להולכת גז טבעי בצינור EMG באמצעות מערכת נתג"ז, ראו סעיף 7.13.2(ג) לעיל.

7.26.7 הסכם התפעול המשותף בחזקות לווייתן¹¹⁴

(א) כללי

הפעילות במסגרת חזקות לווייתן נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA) מיום 31.8.2008 (כפי שתוקן מעת לעת), אשר הצדדים לו כיום הם השותפות ויתר השותפים בחזקות לווייתן כמפורט

¹¹⁴ יצוין כי, עד ליום 1.1.2012 הפעילות בחזקות לווייתן נעשתה במסגרת הסכם תפעול משותף אחד.

בסעיף 7.2.1 לעיל (להלן בסעיף זה: "ההסכם" או "JOA").

מטרת ה-JOA היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיות של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי חזקות לווייתן (להלן בסעיף זה: "נכס הנפט").
על-פי הסכמי התפעול כאמור, מונתה שברון למפעיל (Operator).

(ב) אופן ההתחשבנות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכס הנפט, ברכוש המשותף ובכל ההידרוקרבונים שיופק מהם, יהיו בכפוף לתנאי נכס הנפט והכללים החלים עליו, ובהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בו. כמו כן, אלא אם נאמר אחרת ב-JOA, התחייבויות הצדדים על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA וכל החבויות וההוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות,¹¹⁵ וכל זיכויים לחשבון המשותף,¹¹⁶ יישאו בהם הצדדים, בינם לבין עצמם, בהתאם לשיעורי ההשתתפות שלהם בנכס הנפט, וכל צד ישלם במועד בהתאם להוראות ה-Accounting Procedure שב-JOA (להלן: "כללי ההתחשבנות") את חלקו בהתאם לשיעור ההשתתפות שלו בכל הוצאות החשבון המשותף. יצוין כי, מועדי התשלום הם מעיקרי ה-JOA, וכי תשלומים על-ידי צד של חיוב כלשהו על-פי ה-JOA אינם שוללים את זכותו לאחר מכן לחלוק על אותו חיוב. על-פי כללי ההתחשבנות זכאית שברון להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות הבלתי ישירות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת בשלב החיפושים כמפורט להלן:

הוצאות ישירות (בחישוב שנתי)	שיעור התשלום למפעיל (כאחוז מההוצאה הישירה)
עד 4 מיליון דולר	4%
מ- 4 ועד 7 מיליון דולר	3%
מ- 7 ועד 12 מיליון דולר	2%
מעל 12 מיליון דולר	1%

שיעור ההוצאות הבלתי ישירות לשלב הפיתוח וההפקה לא נקבע בהסכם וביום 30.6.2016 נחתם תיקון להסכם התפעול המשותף בפרויקט לווייתן, לפיו המפעיל יהא זכאי לקבלת הוצאות עקיפות בשיעור של 1% מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעילות פיתוח והפקה, בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק.

¹¹⁵ בהתאם להגדרות ב-JOA, "הפעולות המשותפות" הינן הפעולות המבוצעות על-ידי המפעיל על-פי הוראות ה-JOA וכן העלויות הניתנות לחיוב כל אחד מהצדדים ל-JOA.

¹¹⁶ בהתאם להגדרות ב-JOA "החשבון המשותף" הינם חשבונות המוחזקים על-ידי המפעיל לטובת הפרויקט המשותף בהתאם לכללים שנקבעו ב-JOA ובכללי ההתחשבנות.

(ג) זכויותיו וחובותיו של המפעיל

בהתאם ל- JOA, יהיה המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות הכוללות, בין היתר, הכנת תוכניות עבודה, תקציבים והרשאות לתשלום, ביצוע תוכנית העבודה על-פי אישור ועדת התפעול המשותף, תכנון והשגת כל האישורים והחומרים הדרושים לביצוע, ומתן שירותי יעוץ ושירותים טכניים כנדרש לצורך ביצוע יעיל של התפעול המשותף. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או סוכנים (אשר יכול שיהיו צד קשור/מסונף¹¹⁷ של המפעיל או אחד מהצדדים ל- JOA או צד קשור/מסונף של אחד מהצדדים ל- JOA) לביצוע הפעולות המשותפות כאמור.

בניהול הפעולות המשותפות חייב המפעיל, בין היתר, לבצע את הפעולות המשותפות בהתאם לתנאי נכס הנפט והכללים החלים עליו, החוקים, ה- JOA והוראות ועדת התפעול (אשר תפקידיה מפורטים להלן), וכן לנהל את כל הפעולות המשותפות בשקידה ובאופן בטוח ויעיל בהתאם, לעקרונות המקובלים בתעשיית הנפט הבינלאומית בנסיבות דומות. כמו כן, נדרש המפעיל לרכוש את הביטוחים המפורטים ב- JOA בהתאם להוראות הכלולות בו.

עוד חייב המפעיל, לאחר קבלת הודעה מוקדמת סבירה, להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר ועל חשבונם ואחריותם גישה לפעולות המשותפות כולל הזכות להשקיף על הפעולות המשותפות ולבחון כל רכוש משותף ולנהל ביקורת פיננסית, בהתאם להוראות כללי ההתחשבות הקבועים ב- JOA.

בכפוף לתנאי נכס נפט, התנאים החלים עליו וה- JOA, המפעיל יקבע את מספר העובדים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם להם בקשר לפעולות המשותפות. המפעיל יעסיק אך ורק את כוח האדם הדרוש באופן סביר לביצוע הפעולות המשותפות.

המפעיל יספק לצדדים האחרים מידע ונתונים כמפורט ב- JOA ויאפשר להם גישה בכל זמן סביר לכל המידע כאמור.

המפעיל, כפי שתורה לו ועדת התפעול, יודיע לצדדים מיד על כל התביעות המהותיות ותביעות אחרות שהוגשו כתוצאה מהפעולות המשותפות ו/או הנוגעות להם. המפעיל ייצג את הצדדים ויתגונן בפני תביעות כאמור. המפעיל רשאי לפי שיקול דעתו הבלעדי להתפשר בכל תביעה או סדרת תביעות בסכום שלא יעלה על 50,000 דולר בתוספת הוצאות משפטיות, והוא יבקש את אישור ועדת התפעול לכל סכום/ים העולים על הסך האמור. כל צד יהיה זכאי, על חשבוננו, להיות מיוצג על-ידי עורך דין משלו בכל הסדר פשרה או הגנה בתביעות

¹¹⁷ לעניין זה, "צד קשור/מסונף" מוגדר ב- JOA כגוף משפטי השולט או הנשלט על-ידי צד ל- JOA (במישרין או בעקיפין); ו- "שליטה" משמעו הבעלות (במישרין או בעקיפין) על יותר מ- 50% מזכויות ההצבעה או היכולת לשלוט בקבלת ההחלטות בגוף המשפטי האמור.

כאמור. שום צד לא יתפשר לגבי חלקו היחסי בכל תביעה מבלי שהוכיח תחילה לוועדת התפעול שהוא יכול לעשות זאת מבלי לכגוע באינטרסים של הפעולות המשותפות.

כל צד אשר אינו מפעיל יודיע מיידית לצדדים האחרים על כל תביעה נגד אותו צד אשר נעשתה על-ידי צד שלישי ואשר נובעת מהפעולות המשותפות או העלולה להשפיע על הפעולות המשותפות, והצד הלא מפעיל יתגונן או יתפשר בתביעה כאמור בהתאם להוראות אשר יינתנו על-ידי ועדת התפעול. ההוצאות והנזקים אשר יגרמו בקשר להתגוננות או לפשרה ואשר ניתנים לייחוס לפעולות המשותפות יהיו לחובת החשבון המשותף.

פרט לאמור אחרת בסעיף זה, המפעיל (ולעניין זה – לרבות הדירקטורים ונושאי המשרה בו, חברות הקשורות בו והדירקטורים ונושאי המשרה בהן, להלן יחד: "הגופים המשופים") לא יישא (למעט כצד בשיעור השתתפותו בנכס הנפט) בכל נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות הנובעים מהפעולות המשותפות, אף אם נגרמו, באופן מלא או חלקי, על-ידי פגם קודם, רשלנות (בלעדית, משותפת או מקבילה), רשלנות רבתי, אחריות מוחלטת או כל אשמה חוקית אחרת של המפעיל או של כל גוף משופה כאמור.

פרט לאמור אחרת בסעיף זה, הצדדים ל-JOA, בהתאם לשיעורי השתתפותם בנכס הנפט, יגנו וישפו את המפעיל ואת הגופים המשופים על כל נזקים, הפסדים, עלויות, הוצאות (כולל הוצאות משפטיות ושכ"ט עו"ד סבירים) וחבויות, הנובעים מתביעות, דרישות או עילות תביעה שהוגשו על-ידי כל אדם או גוף משפטי ושהם תוצאה או נובעים מפעולות משותפות, אף אם נגרמו באופן מלא או חלקי, על-ידי פגם קודם, רשלנות (בלעדית, משותפת או מקבילה), רשלנות רבתי, אחריות מוחלטת או כל אשמה חוקית אחרת של המפעיל או של כל גוף משופה כאמור.

על אף האמור לעיל, אם נושאי משרה פיקוחית בכירה של המפעיל או של חברות הקשורות בו מעורבים ברשלנות רבתי אשר במקורב (proximately) גורמת לצדדים נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות לתביעות, דרישות, או עילות תביעה כאמור לעיל, אזי, בנוסף לחבותו כצד בהתאם לשיעור השתתפותו, יישא המפעיל אך ורק בסך של 5,000,000 דולר הראשונים של אותם נזקים, הפסדים, עלויות, הוצאות וחבויות.

על אף האמור לעיל, בשום מקרה לא יישא גוף משופה (למעט כצד בעל זכויות בנכס הנפט בהתאם לשיעור זכויות ההשתתפות שלו) בחבות בגין נזקים או הפסדים סביבתיים או תוצאתיים.

(ד) ועדת התפעול (Operating Committee)

במסגרת ה-JOA הקימו הצדדים ועדת תפעול, אשר בסמכותה ותפקידה לאשר

ולפקח על הפעולות המשותפות הדרושות או נחוצות למילוי תנאי נכס הנפט וה- JOA, לחיפוש וניצול שטחי נכסי הנפט בהתאם ל- JOA ובאופן ראוי בהתאם לנסיבות. ועדת התפעול מורכבת מנציגי הצדדים (וחליפיהם) ולכל נציג של צד כאמור תהיה זכות דעה השווה לזכות ההשתתפות אשר אותו צד מייצג. ה- JOA קובע את סדרי הליכים והפרוצדורה להזמנת ישיבות ועדת התפעול והדיון בהן והוא כולל הליכים והסדרים לקבלת החלטות בכתב.

אלא אם כן נקבע במפורש אחרת ב- JOA, כל ההחלטות, האישורים, ופעולות אחרות של ועדת התפעול לגבי כל ההצעות המובאות בפניה, יוכרעו על-ידי הצבעה חיובית בעד ההצעה של שני צדדים או יותר (שאינם צדדים קשורים/מסונפים, כהגדרתם לעיל), המחזיקים ביחד בעת ההצבעה לפחות 60% מסך כל זכויות ההשתתפות בשטח נכס הנפט הנוגע בדבר.

עוד יצוין כי, על מנת לאשר החלטה לסיום החזקה או ויתור על חלק כלשהו מאזור החזקה, יש צורך בהצבעה חיובית של כל הצדדים. די בהחלטה חיובית של צד אחד כלשהו ל- JOA על מנת לאשר כל בקשת רישיון או חידוש רישיון או חזקה.

(ה) תוכניות עבודה ותקציבים

ה- JOA קובע פרוצדורה והליכים להגשת ואישור תוכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שה- JOA חל עליהם. ביום הראשון לחודש אוקטובר או לפני מועד זה בכל שנה קלנדרית, המפעיל יגיש לצדדים תוכנית עבודה ותקציב מוצעים להפקה, המפרטים את הפעולות המשותפות שיבוצעו באזור ההפקה וכן את לוחות זמני ההפקה המתוכננים עבור השנה הקלנדרית הבאה, ועל ועדת התפעול להחליט בתוך 30 יום מהגשת ההצעה כאמור על תוכנית העבודה והתקציב להפקה.

התקשרות המפעיל בחוזים במסגרת פעולות חיפוש והערכה וכן בפעולות הפקה, שערך התמורה בהם עולה על 2.5 מיליון דולר, וכן בפעולות פיתוח, שערך התמורה בהם עולה על 5 מיליון דולר, יהיו טעונים את אישורה של ועדת התפעול.

לפני הוצאה או מתן התחייבות בסכום העולה על 500,000 דולר בכל פריט שבתוכנית העבודה ותקציב שאושרו ביחס לפעולות חיפוש, הערכה והפקה, או בסכום העולה על 1,000,000 דולר בכל פריט שבתוכנית העבודה ותקציב שאושרו ביחס לפעולות פיתוח, ישלח המפעיל לכל הצדדים האחרים בקשה להרשאה להוצאה (AFE) שתכלול, בין היתר, הערכה של הסכומים ולוחות הזמנים הדרושים לביצוע העבודה האמורה, וכן כל מידע נוסף הדרוש לתמיכה בבקשה כאמור. על אף האמור לעיל, המפעיל לא יהיה חייב להגיש AFE לצדדים לפני שהתחייב להוצאה כלשהי בקשר להוצאות תפעול, כלליות והנהלה

שוטפות, המסווגות כפריטים נפרדים בתוכנית העבודה והתקציב שאושרו. המפעיל רשאי לחרוג ללא קבלת אישור ועדת התפעול, בשיעור שלא יעלה על 10% לפריט מסכום שאושר לאותו פריט ובתנאי שהסך הכל המצטבר של החריגות בשנה קלנדרית לא יעלה על 5% מסך כל תוכנית העבודה והתקציב שאושרו. ככל שלדעת המפעיל החריגה תעלה על הגבולות כאמור, הוא יגיש לאישור ועדת התפעול AFE נוסף בגין הוצאת היתר. ההגבלות כאמור אינן פוגעות בזכותו של המפעיל לחרוג מהוצאות בשל עניינים תפעוליים דחופים ומקרי חירום כמפורט ב-JOA.

יצוין כי, ה-JOA מתיר לצדדים האחרים שאינם המפעיל להגיש תוכניות עבודה ותקציבים שונים מאלו שהוגשו על-ידי המפעיל, לאישור ועדת התפעול. במידה ותוכניות העבודה והתקציבים שהוגשו על-ידי הצדדים לא יאושרו על-ידי ועדת התפעול ברוב קובע, כאמור לעיל, אזי תוכנית העבודה שקיבלה את מירב ההצבעות בעד תאושר, ככל שזו עומדת במחויבות הנדרשות על-פי תנאי העבודה המינימליים שנקבעו ביחס לנכס הנכס.

(i) פעולות Sole Risk

פעולות שאין משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרים בהסכם כ- "Exclusive Operations" ומוכרות בתעשיית חיפושי הנפט כפעולות "Sole Risk") לא תבוצענה אם הן סותרות פעולות משותפות שכל הצדדים משתתפים בהן. ההסכם קובע כללים לגבי מסגרת ביצוע הפעולות כאמור.

ה-JOA כולל הוראות שונות המתייחסות לפעולות Sole Risk, כלומר ביצוע קידוחים, מבחנים ופיתוח, שלא בהסכמת כל הצדדים ואשר בתנאים מסוימים המפורטים בהסכם ניתן לבצען על-ידי חלק מהצדדים. לצדדים שלא הצטרפו לפעילות כאמור, ניתנה אפשרות, בכפוף לתנאים ולתשלומים שנקבעו בהסכם, לקבל חזרה את חלקם באותה פעילות וכל הנובע ממנה. כמו כן, צדדים שלא הצטרפו לפעילות ה-Sole Risk אך החליטו להצטרף מאוחר מהמועד להצטרפות, יישאו בקנסות וריביות הקבועות ב-JOA.

(ii) התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו

בכפוף להוראות ה-JOA רשאי המפעיל בכל עת, בהודעה מוקדמת של 120 יום לפחות, להתפטר מתפקידו כמפעיל.

בכפוף להוראות ה-JOA המפעיל יועבר מתפקידו בקרות אחד מהמקרים הבאים: (1) אם נעשה חדל פירעון, פושט רגל או אם עשה הסדר לטובת נושיו; (2) אם ניתנה הודעה על-ידי צד להסכם במקרה של צו בית משפט או החלטה בת תוקף לארגון מחדש על-פי חוקי חדלות הפירעון; (3) אם מתמנה כונס נכסים לחלק משמעותי מנכסיו; או (4) אם המפעיל התפרק או מפסיק את קיומו באופן אחר.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהחלטה של צדדים אחרים ל-JOA (שאינם המפעיל) אם הפר הפרה יסודית של ה-JOA ולא החל בתיקון ההפרה בתוך 30 יום מהמועד שיקבל הודעה המפרטת את דבר ההפרה האמורה, או שלא פעל להשלמת תיקון ההפרה. כל החלטה של צדדים אחרים ל-JOA (שאינם המפעיל) ליתן הודעת הפרה למפעיל או להעברת המפעיל מתפקידו תדרוש הצבעה חיובית בעד ההחלטה של אחד או יותר מהצדדים שאינם המפעיל (או שאינם צד קשור/מסונף של המפעיל), המייצגים ביחד לפחות 65% מסך זכויות ההשתתפות של הצדדים שאינם מפעיל.

כאשר חל שינוי בזהות המפעיל כאמור לעיל, אזי ועדת התפעול תתכנס בהקדם האפשרי על מנת למנות מפעיל, ואולם שום צד ל-JOA לא ימונה לתפקיד המפעיל נגד רצונו. למפעיל שהועבר מתפקידו או לצד קשור/מסונף לו אין זכות להצביע עבור עצמו או להיות מועמד לתפקיד המפעיל.

(ח) סנקציות החלות על הצדדים ותנאים להטלתן

צד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות המשותפות (כולל מקדמות וריביות) או שלא השיג או שמר על בטחונות הנדרשים ממנו, יחשב כצד מפר (להלן: "צד מפר").

החל מתום 5 ימים מיום שניתנה לצד המפר הודעת הפרה, וכל עוד ההפרה נמשכת, לא יהיה הצד המפר זכאי, בין היתר, להשתתף באסיפות ועדת התפעול או להצביע בהן, לקבל מידע הנוגע לפעולות המשותפות ולהעביר את זכויות ההשתתפות שלו או חלק מהן למעט לצדדים מפרים.

כל צד שאיננו הצד המפר (להלן: "צד לא מפר") חייב לשאת בחלקו היחסי (כפי חלקו לעומת חלקם של כל הצדדים הלא מפרים האחרים), בסכום שבהפרה (למעט ריבית), ולשלם סכום זה למפעיל תוך 10 ימים ממועד קבלת הודעה בגין ההפרה, ואם לא יעשה כן יהפוך הוא עצמו להיות צד מפר.

כל עוד נמשכת ההפרה, הצד המפר לא יהיה זכאי לקבל את החלק לו הוא זכאי בתפוקה, וחלק זה יהיה לקניינם של הצדדים הלא מפרים והם יהיו רשאים, תוך נקיטת ההליכים המפורטים ב-JOA, לגבות מתוכו את המגיע להם עד לתשלום מלא של הסכום שבהפרה (כולל הקמת קרן רזרבית). כל סכום עודף ישולם לצד המפר וכל סכום חסר ישאר חוב של הצד המפר לצדדים הלא מפרים.

אם הצד המפר לא יתקן את ההפרה בתוך 90 יום מתאריך ההודעה על ההפרה, אזי מבלי לפגוע בכל זכות אחרת שתהיה לצדדים הלא מפרים על-פי ה-JOA, לכל צד לא מפר תהיה האופציה (הניתנת להפעלה בכל עת עד לתיקון מלא של ההפרה) לדרוש מהצד המפר לפרוש לחלוטין מה-JOA ומנכס הנפט. אם מומשה אופציה זו במועד שליחת ההודעה בדבר מימוש האופציה, יחשב הצד

המפר כמי שהעביר את כל זכויות ההשתתפות שלו לצדדים הלא מפרים, והוא יהיה חייב, ללא עיכוב, לחתום על כל מסמך ולעשות את כל הדרוש על-פי הדין בכדי לתת תוקף להעברת הזכויות האמורה, ולהסיר כל עכבון או שיעבוד שיחולו על הזכויות האמורות.

זכויות ותרופות הצדדים הלא מפרים עקב ההפרה כאמור הינן בנוסף לכל זכות או תרופה אחרת שתעמוד לצדדים הלא מפרים על-פי הדין.

עקרון יסודי של ה-JOA הוא שכל צד חייב לשלם במועד את חלקו היחסי (בהתאם לשיעור השתתפותו בנכס הנפט) בכל הסכומים המגיעים ממנו על-פי ה-JOA. לפיכך, כל צד שהפך להיות צד מפר מוותר על טענות קיזוז ולא יהיה רשאי להעלותה כלפי הצדדים הלא מפרים אשר הפעילו נגדו את ההליכים הקבועים ב-JOA בגין אי תשלום הסכומים המגיעים ממנו במועד.

(ט) העברת זכויות

העברת זכויות השתתפות של צד בנכס הנפט, כולן או חלקן, תהיה תקפה אם ענתה על כל התנאים המפורטים ב-JOA, הכוללים, בין היתר, את התנאים כדלקמן:

1. פרט למקרה שצד מעביר את כל זכויות ההשתתפות שלו בנכס נפט, לא תעשה העברת זכויות אשר על-פי תוצאתה ישארו בידי המעביר או הנעבר זכויות השתתפות בנכס הנפט וב-JOA של פחות מ-10%.
2. על אף ההעברה, ישאר הצד המעביר חייב כלפי הצדדים האחרים ל-JOA בגין כל החיובים הפיננסיים והאחרים, אשר היו מוקנים, הבשילו או נצברו על-פי נכס הנפט וה-JOA לפני מועד ההעברה, לרבות כל ההוצאות שאושרו על-ידי ועדת התפעול לפני שהצד המעביר נתן הודעה בדבר העברת הזכויות המוצעות לצדדים האחרים ל-JOA.
3. לנעבר לא תהיינה זכויות על-פי נכס הנפט או על-פי ה-JOA, כל עוד ועד אשר: (א) קיבל את האישור הממשלתי הדרוש וסיפק את הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה או על-פי תנאי נכס הנפט; (ב) התחייב במפורש במסמך בכתב לשביעות רצון הצדדים האחרים, לבצע את התחייבויות המעביר על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA בגין זכויות ההשתתפות המועברות אליו; ו- (ג) כל הצדדים האחרים הסכימו בכתב להעברה. יצוין כי, הצדדים יהיו רשאים להימנע ממתן אישורם רק אם הנעבר לא הראה לשביעות רצונם הסבירה שיש לו את היכולת לקיים את חובות התשלום שלו לפי החזקות וה-JOA ויכולת טכנית לתרום לתכנון ולביצוע הפעילות המשותפת. עם זאת, במקרה של העברה לצד קשור, לא נדרשת הסכמת יתר הצדדים, וזאת בכפוף לכך שהצד המעביר נותר אחראי לכך שהגוף הנעבר ממלא את מלוא התחייבויותיו.

4. אין באמור לעיל בכדי למנוע מצד ל-JOA לשעבד כל או חלק מזכויות ההשתתפות שלו כבטוחה למימון, בכפוף לכך שאותו צד ישאר אחראי לכל ההתחייבויות הנוגעות לזכות האמורה. השיעבוד או המשכון כאמור יהיו כפופים לכל אישור ממשלתי שידרש ויעשה במפורש כמשני (Subordinated) לזכויות של הצדדים האחרים לפי ה-JOA.

5. העברת זכויות השתתפות של צד בנכסי הנפט, כולן או חלקן, (למעט העברה לצד קשור או שיעבוד הזכויות כמפורט לעיל) תהא כפופה למתן הודעה לצדדים האחרים, בה יגלה המעביר לצדדים האחרים את תנאי העסקה הסופיים ויעניק להם זכות סירוב ראשונה. עם מסירת ההודעה כאמור, תעמוד לכל אחד מהצדדים האחרים הזכות לרכוש את זכויות ההשתתפות נשוא העסקה מהמעביר באותם תנאים (וללא כל הסתייגות) על-ידי מתן הודעה נגדית בתוך 30 ימים ממסירת ההודעה. במקרה שיותר מצד אחד מודיע בדבר כוונתו לממש את זכות הסירוב הראשונה, מכירת הזכויות תתבצע באופן יחסי לשיעור זכויות ההשתתפות של אותם צדדים.

(י) שינוי שליטה

במקרה של שינוי שליטה אצל אחד מהשותפים, יספק אותו צד ליתר הצדדים: (1) את כל האישורים הממשלתיים הנדרשים, וכן הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה; ו- (2) בטוחות ביחס ליכולת הפיננסית לעמוד בהתחייבויות על-פי ההסכם. בנוסף, על הצד שאצלו מתבצע שינוי כאמור, למסור הודעה על שינוי השליטה לצדדים האחרים (להלן בסעיף זה: "ההודעה"). בסעיף זה, "שינוי שליטה" פירושו – כל שינוי ישיר או עקיף בשליטה של צד (לרבות בדרך של מיזוג, מכירת מניות, אינטרסים אחרים או דרך אחרת) אשר שווי חזקות לוותן שברשותו מהווה למעלה מ- 50% משווי השוק של מלוא הנכסים של אותו צד. ההודעה תכלול, בין היתר, את שווי השוק של זכויות השותף לפי הסכם ה-JOA, על סמך הסכום שרוכש השליטה מוכן לשלם בעסקה הבלתי תלויה (arm's length transaction). עם מסירת ההודעה כאמור, תעמוד לכל אחד מהצדדים האחרים הזכות לרכוש את מלוא זכויות השותף שאצלו מתבצע שינוי השליטה, בפרק זמן של 30 ימים ממסירת ההודעה, והרכישה תהיה בהתאם לתנאים ולגובה סכום הרכישה שנמסר. עוד יצוין כי, בהתאם לתנאים שנקבעו ב-JOA הצדדים האחרים יכולים לערער על השווי שנמסר בהודעה על שינוי השליטה.

במקרה שיותר מצד אחד מודיע כי ברצונו לממש את זכותו לרכוש את הזכויות כאמור, החלוקה תתבצע באופן יחסי לשיעור זכויות ההשתתפות של הצדדים.

(יא) פרישה מה-JOA

ה-JOA כולל הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה (withdrawal),

מלאה או חלקית, של צד מכל נכס נפט שהוא משתתף בו (ומה- JOA החל עליו) וכן קובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית, ואת זכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים לנכס הנפט וה- JOA.

צד המבקש לפרוש מנכס הנפט, חייב במתן הודעה על החלטתו ליתר הצדדים (להלן בסעיף זה: "הודעת פרישה"). הודעת הפרישה תהא בלתי מותנית ובלתי חוזרת מיד עם מסירתה, בכפוף לתנאים הקבועים ב- JOA. בתוך 30 ימים מיום מסירת הודעת הפרישה יהיו יתר הצדדים ל- JOA זכאים למסור הודעת פרישה גם הם. במקרים שכל הצדדים ימסרו הודעת פרישה, הם יפעלו לסיום ה- JOA ויתר התחייבויותיהם הקשורות לנכס הנפט ול- JOA. במקרה ולא כל הצדדים יחליטו לפרוש, יפעל כל אחד מהצדדים הפורשים על מנת להעביר בהקדם האפשרי את זכויותיו כאמור לשותף/שותפים שבחרו/ לא לפרוש. העברת זכויות כאמור תהיה ללא כל תמורה, כאשר כל אחד מהצדדים הפורשים נושא בכל ההוצאות בגין פרישתו, למעט אם הוחלט אחרת. העברת הזכויות לצדדים הנשארים תהיה בהתאם לשיעור החזקותיהם.

(יב) זכויות וחובות לגבי הפקה

לכל צד יש את הזכות והחובה לקחת את חלקו בהידרוקרבונים שהופקו מהחזקות, אלא אם יוסכם אחרת.

(יג) הדין החל ויישוב סכסוכים

ה- JOA כפוף לחוקי אנגליה וויילס. סכסוך יוכרע במסגרת הליך בוררות בהתאם לכללי הבוררות של בית המשפט הבינלאומי לסכסוכים בלונדון (LCIA).

7.26.8 הסכם תפעול משותף בבלוק 12

הסכם התפעול המשותף בבלוק 12 מכסה את אותם הנושאים והינו במתכונת דומה להסכם התפעול המשותף בפרויקט לווייתן, כמפורט בסעיף 7.26.7 לעיל, כאשר ההחלטות מתקבלות ב"רוב קובע", שהוא הצבעה חיובית בעד ההחלטה של לפחות שני משתתפים שאינם צדדים קשורים המחזיקים ביחד לפחות 65% מסך הזכויות ברישיון. שברון קפריסין משמשת כמפעיל בבלוק 12. עם זאת, יצוין כי בהסכם התפעול המשותף שחל בבלוק 12 לא מוקנית לצדדים זכות סירוב ראשון במקרה של העברת זכויות בנכס הנפט.

7.26.9 תשלום תמלוגים למדינה והתחייבויות לתשלום תמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים

(א) כללי

על-פי חוק הנפט, בעל חזקה חייב בתמלוג למדינה בשיעור שמינית (12.5%) מכמות הנפט והגז הטבעי שהופקה משטח החזקה ונוצלה, לפי שווי השוק של התמלוג על פי הבאר (להלן: "תמלוגי המדינה").

נוסף לתמלוגי המדינה, משלמת השותפות תמלוגים, על-פי שווי השוק של

התמלוגים על פי הבאר, לצדדים קשורים ושלישיים (להלן: "בעלי התמלוגים") על-פי התחייבויות שמקורן בהסכם להעברת זכויות בנכסי נפט לשותפות, כמפורט בסעיף 7.26.9(ג)2 להלן, והתחייבויות שמקורן בהסכם השותפות המוגבלת של אבנר, כמפורט בסעיף 7.26.9(ג)3 להלן.

(ב) חישוב שווי השוק של התמלוגים על פי הבאר

1. כללי

על-פי חוק הנפט, בעל החזקה ישלם למדינה את "שווי השוק של התמלוג על פי הבאר". קביעת שיטה לחישוב שווי השוק של התמלוג על פי הבאר נדרשת, שכן מכירות הגז הטבעי מתומחרות בנקודת מסירת הגז בחוף, ולכן המחיר החוזי שנקבע בהסכמי מכירת הגז גבוה יותר מהמחיר שהיה נקבע אם הגז היה נמסר על פי הבאר. כתוצאה מכך, השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה נמוך למעשה משיעור של שמינית (להלן: "השיעור האפקטיבי").

2. השיעור האפקטיבי של התמלוגים בפרויקט תמר

בין שותפי תמר לבין משרד האנרגיה התגלעה מאז תחילת ההפקה בשנת 2013 מחלוקת בנוגע לאופן חישוב השיעור האפקטיבי של התמלוגים. לטענת שותפי תמר, התשלומים אשר שולמו על-ידם, לפי דרישת המדינה, הם תשלומי יתר שנגבו שלא כדין, ולפיכך פעלו שותפי תמר באמצעות שברון להסדרת מחלוקת זו מול משרד האנרגיה. בהקשר זה יצוין כי, על-פי תנאי העסקה למכירת יתרת זכויות השותפות בחזקות תמר ודלית שהושלמה בחודש דצמבר 2021 זכאית השותפות לקבלת סכומים בגין תשלומי יתר ששולמו למדינה בגין פרויקט תמר, אם טענות שותפי תמר בנושא זה תתקבלנה.

בהמשך לטיוטות דוחות ביקורת התמלוגים לשנים 2013-2018 שנתקבלו ממשרד האנרגיה, ובהתבסס על ההבנות שהתגבשו מול משרד האנרגיה בעקבות דיונים שנערכו בקשר לטיוטות דוחות הביקורת כאמור, בחודש יולי 2024 הועברו ממשרד האנרגיה למפעילה בפרויקט תמר דוחות ביקורת סופיים לשנים 2013-2018. בהתאם, עדכנה השותפות פערים לא מהותיים בסכומים המצטברים שנזקפו בדוח על הרווח הכולל בסעיף הוצאות תמלוגים למדינה (בשנים 2013-2018). בהתבסס על דוחות הביקורת הסופיים כאמור, השותפות קיבלה מהמדינה (בדרך של קיזוז מתשלומי תמלוגים בשנת 2024) סכום של כ- 17.2 מיליון דולר, בגין השנים 2013-2018. כמו כן, קיבלה השותפות מבעלי התמלוג סכום כולל של כ- 8.2 מיליון דולר בגין השנים כאמור. לפרטים נוספים ראו ביאור 4ב15 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). בחודש פברואר 2025 הועברו ממשרד

האנרגיה למפעילה בפרויקט תמר טיטות דוחות ביקורת תמלוגים לשנים 2019-2020.

3. השיעור האפקטיבי של התמלוגים בפרויקט לווייתן

בהתאם למכתבי דרישה שהתקבלו ממשרד האנרגיה בחודשים אוקטובר 2023, ינואר 2024 וינואר 2025, על שותפי לווייתן לשלם למדינה מקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לווייתן בשנים 2023-2025 בשיעור של 11.06%, וזאת חלף שיעור של 11.26% כפי ששילמו שותפי לווייתן החל ממועד תחילת אספקת הגז ממאגר לווייתן בהתאם למכתב דרישה שהתקבל ממשרד האנרגיה בחודש ינואר 2020. שיעור אפקטיבי זה גבוה מהתחשיב שערכו השותפות ושרון, כך שבהתאם לדוחות התמלוגים שהגישה שרון למשרד האנרגיה בגין שנת 2020 ובגין שנת 2021, על שיעור התמלוגים למדינה בפרויקט לווייתן לעמוד על כ- 9.58% וכ- 10.17%, בהתאמה. בהתאם, שיעור התמלוגים עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים לשנת 2023 הינו כ- 10.73%, ובדוחותיה הכספיים בגין שנת 2024 הינו כ- 10.57%.¹¹⁸ הפער בין התמלוגים ששילמה השותפות בפועל למדינה בפרויקט לווייתן לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים, בגין השנים 2019-2024, עומד על כ- 20.6 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו ביאור 15 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

יצוין כי, אופן חישוב שווי השוק על פי הבאר של התמלוגים בפרויקט לווייתן אשר השותפות משלמת לבעלי התמלוגים נעשה בהתאם לשיעור האפקטיבי של התמלוגים שמשלמת השותפות למדינה.

(ג) התחייבויות לתשלום תמלוגים לבעלי התמלוגים¹¹⁹

1. כללי

נוסף לתמלוגי המדינה, משלמת כאמור השותפות תמלוגים לבעלי התמלוגים, הכוללים צדדים קשורים וצדדים שלישיים, בהתאם להתחייבויות שהשותפות ואבנר קיבלו על עצמן בעבר, כמפורט להלן.

2. תמלוגי קבוצת דלק

(א) במסגרת הסכם העברת זכויות משנת 1993 (להלן: "הסכם העברת

¹¹⁸ יצוין כי, בנתוני התזרים המהוון של פרויקט לווייתן הניחה השותפות כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.06%. יצוין כי, בעקבות מיזוג השותפויות, כל ההתחייבויות לתשלום תמלוגים לבעלי התמלוגים חלות כיום בגין כל נכסי הנפט של השותפות (הקיימים והעתידיים), אולם במועד מיזוג השותפויות הופחת שיעור התמלוגים האמורים ב- 50% ביחס לשיעור התמלוגים ערב המיזוג, הואיל והשותפות ואבנר החזיקו בחלקים שווים בנכסי הנפט הללו, למעט חזקות אשקלון ונועה, בהן החזיקה השותפות ב- 25.5% ואבנר ב- 23%, ובגין שיעור התמלוגים הופחת ב- 47.42% ביחס לתמלוגים ששילמה השותפות טרם מיזוג השותפויות לקבוצת דלק ודלק אנרגיה, וב- 52.58% ביחס לתמלוגים ששילמה אבנר טרם מיזוג השותפויות.

¹¹⁹

הזכויות"), שנחתם בין דלק אנרגיה וחברת הדלק הישראלית בע"מ¹²⁰ (להלן: "דלק ישראל", ולהלן יחד בסעיף זה: "המעבירות") לבין השותף הכללי, העבירו המעבירות לשותפות זכויות במספר רישיונות נפט, כנגד התחייבות השותפות לשלם למעבירות (דלק אנרגיה - 75% ודלק ישראל - 25%) תמלוגי-על בשיעורים המפורטים להלן, מכל חלקה של השותפות בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים, שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט, שבהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג, אך לאחר הפחתת הנפט, אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה) (להלן: "תמלוגי קבוצת דלק").

(ב) שיעורי תמלוגי קבוצת דלק, כפי שנקבעו בהסכם העברת הזכויות (לאחר התאמה בעקבות מיזוג השותפויות), הם כדלקמן: עד מועד החזר ההשקעה של השותפות (כהגדרתו להלן) - ישולמו תמלוגים בשיעור של 2.5% מנכסי נפט ביבשה ו- 1.5% מנכסי נפט בים, ולאחר מועד החזר ההשקעה של השותפות - ישולמו תמלוגים בשיעור של 7.5% מנכסי נפט ביבשה ו- 6.5% מנכסי נפט בים. ביחס לקביעת מועד החזר ההשקעה נקבעו בתנאי התמלוגים ההוראות הבאות:

1. המונח "מועד החזר ההשקעה" משמעו – המועד לאחר חתימת הסכם העברת הזכויות אשר בו שווי התקבולים (נטו) (כהגדרתו להלן) אשר השותפות קיבלה או זכאית לקבל בנין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רישיון או חזקה) בו נמצא הממצא, כשהם מחושבים בדולרים (לפי השער היציג המתפרסם על-ידי בנק ישראל) יגיע לסכום השווה למלוא שווי כל הוצאות השותפות באותו נכס הנפט (כהגדרתו להלן) כשהן מחושבות בדולרים (לפי השער היציג כאמור).
2. המונח "שווי התקבולים (נטו)" משמעו – שווי כל התקבולים כפי שיאושרו על-ידי רואי חשבון של השותפות בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רישיון או חזקה) (להלן: "שווי התקבולים (ברוטו)") לאחר ניכוי כל הוצאות הפקתם ותמלוגים ששולמו בגינם.
3. המונח "שווי כל הוצאות השותפות" משמעו – כל ההוצאות שהשותפות הוציאה בנכס הנפט (דהיינו - רישיון או חזקה)

¹²⁰ בעקבות רה-אירגון שבוצע בעבר, זכות התמלוג כאמור של דלק ישראל הועברה לקבוצת דלק.

בו מופק הנפט ו/או הגז ו/או החומרים בעלי ערך אחרים, אך למעט הוצאות (עד גובה שווי התקבולים (נטו)) שנוכו משווי התקבולים (ברוטו) לצורך קביעת סכום שווי כל התקבולים (נטו) וכפי שיאשרו על-ידי רואי חשבון השותפות.

לפרטים אודות הליך משפטי שהתקיים בקשר עם חישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, ראו סעיף 7.26.5 לפרק א' בדוח התקופתי לשנת 2023. יצוין כי, במסגרת ההסכמות שהושגו בין הצדדים להליך משפטי כאמור, אישרו בעלות התמלוג והשותפות כי העקרונות לפיהם חושב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר יחולו (בהתאמות מסוימות אשר פורטו במסגרת ההסכמות כאמור) גם ביחס לחישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט לווייתן.

(ג) נכון למועד אישור הדוח, בעלת הזכות לתמלוגי קבוצת דלק בפרויקט לווייתן היא דלק תמלוג על לווייתן בע"מ, חברה בת בבעלות מלאה של דלק אנרגיה (להלן: "דלק תמלוג על").¹²¹ קבוצת דלק ודלק אנרגיה זכאיות לתמלוגי קבוצת דלק ביחס לכל יתר נכסי הנפט של השותפות הקיימים במועד אישור הדוח, וביחס לנכסי הנפט בהם יהיה בעתיד לשותפות אינטרס.

3. תמלוגי שותפות אבנר

במסגרת השלמת מיזוג השותפויות קיבלה על עצמה השותפות את התחייבויותיה של שותפות אבנר לתשלום תמלוגים, כפי שנקבעו בהסכם שותפות אבנר¹²² (להלן: "תמלוגי אבנר"), בשיעור של 3% מכל חלקה של השותפות בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה). נכון למועד אישור הדוח, כל הזכאים לתמלוגי אבנר הם צדדים שלישיים.

4. תנאי התמלוגים

ביחס לכל התמלוגים שמשלמת השותפות (תמלוגי קבוצת דלק ותמלוגי אבנר) (להלן יחד בסעיף זה: "התמלוגים"), חלים התנאים הבאים:

(ד) בעלי התמלוגים או מי מהם יהיו רשאים לקבל את התמלוגים או

¹²¹ למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, בחודש אוקטובר 2020 העבירו קבוצת דלק ודלק אנרגיה את זכותן לקבלת תמלוגי קבוצת דלק מחלקה של השותפות (45.34%) בנפט ו/או בגז ו/או בחומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מחזקות לווייתן לדלק תמלוג על.

¹²² הסכם השותפות מיום 6.8.1991 (כפי שתוקן מעת לעת) שנחתם בין אבנר נפט וגז בע"מ כשותף הכללי באבנר מצד אחד ובין אבנר נאמניויות בע"מ כשותף מוגבל באבנר מצד שני (להלן: "הסכם שותפות אבנר").

מקצתם בעין, דהיינו, לקבל בעין חלק מן הנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט, שבהם יש לשותפות אינטרס (עד גובה השיעור הנזכר לעיל). בחר מי מבעלי התמלוגים לקבל את התמלוג בעין יסדירו הצדדים את האופן והמועדים בהם יקבלו בעלי התמלוגים את התמלוג. במידה ומי מבעלי התמלוגים לא יבחר לקבל התמלוגים בעין, תשלם השותפות לאותו בעל תמלוג את שווי השוק, בדולר, או (אם על-פי דין לא ניתן יהא לשלם אלא במטבע ישראלי) במטבע ישראלי כשהוא מחושב לפי השער היציג של הדולר בעת התשלום בפועל, על פי הבאר, של התמלוגים המגיעים לבעל התמלוג. התשלום כאמור יעשה אחת לכל חודש. מדידת הכמויות של נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט לצורך חישוב התמלוגים המגיעים לבעלי התמלוגים ייעשו בהתאם לעקרונות מקובלים בענף הנפט.

(ה) השותפות תנהל רישומים מלאים ומדויקים לגבי חלקה בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש לה אינטרס. כל אחד מבעלי התמלוגים יהיו זכאים למנות רואה חשבון אשר יהיה רשאי לעיין, לבדוק ולהעתיק בשעות העבודה הרגילות את פנקסי השותפות ויתר המסמכים והרישומים הנוגעים לזכות המעבירות לתמלוגים על-פי הסכם העברת הזכויות.

(ו) הזכות לתמלוגים כאמור תהא צמודה לחלקה של השותפות בכל אחד מנכסי הנפט בהם יש לה אינטרס. אם תעביר השותפות את זכויותיה בנכס נפט בו יש לה אינטרס תגרום השותפות לכך שמקבל ההעברה יקבל על עצמו את כל ההתחייבויות לתשלום התמלוג כאמור. האמור לעיל לא יחול במקרה של חילוט נכס עקב פיגור השותפות בתשלום. לעניין התמלוגים מכוח הסכם שותפות אבנר, האמור לעיל לא יחול גם במקרה של העברה לשותפים הממשיכים בפעולות על-ידי חלק מהמשתתפים (Sole Risk).

5. לאור המחלוקת שהתגלעה בין שותפי תמר למדינה בנוגע לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בפרייקט תמר, כמתואר בסעיף 7.26.9(ב) לעיל (להלן בסעיף זה: "מחלוקת תמר"), והמחלוקת שהתגלעה בנוגע לתמלוגים ששולמו למדינה בגין גז ששווק ממאגר תמר ללקוחות של פרייקט ים תטיס, כמתואר בסעיף 7.27.1 להלן (להלן בסעיף זה: "מחלוקת ים תטיס"), בחודש נובמבר 2020 הגיעה השותפות להסכמות עם כל הצדדים להם שילמה תמלוגים מפרייקט תמר לאורך השנים ועד למועד ההסכמות כאמור (לרבות קבוצת דלק ותאגידים קשורים שלה) (להלן בסעיף זה:

"בעלי התמלוגים", לפיהן:

(א) בנוגע למחלוקת תמר הוסכם כי, לאחר שתוכרע המחלוקת האמורה עם המדינה, וככל שיתברר שהשותפות שילמה לבעלי התמלוגים תשלומי יתר, אזי יידרשו בעלי התמלוגים להשיב לשותפות את תשלומי היתר האמורים, כפי שייקבע לגבי תשלומי היתר ששילמה השותפות בגין תמלוג המדינה, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית לפי חוק פסיקת ריבית והצמדה, התשכ"א-1961. עוד הובהר כי, אם יתברר לאחר שתיקבע שיטת חישוב מחייבת כי שולמו לבעלי התמלוגים תשלומים בחסר, אזי תידרש השותפות להשיב לבעלי התמלוגים את תשלומי החסר האמורים, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית כאמור. כן הוסכם שעד לתום 18 חודשים ממועד קביעת שיטת החישוב המחייבת לא יעלה מי מהצדדים טענות הקשורות לחלוף הזמן. לפרטים אודות דוחות הביקורת הסופיים לשנים 2013-2018, ואודות טיוטות דוחות הביקורת לשנים 2019-2020 שקיבלה המפעילה בפרויקט תמר ממשד האנרגיה, ראו סעיף 7.26.9(ב) לעיל.

(ב) בנוגע למחלוקת ים תטיס הוסכם כי, ההכרעה בתביעת שמנהלות השותפות ושברון בעניין זה נגד המדינה תחול, בשינויים המחויבים, גם על בעלי התמלוגים, וכי אם יתברר לאחר שתיקבע שיטת חישוב מחייבת כי השותפות שילמה תמלוגים בחסר אזי היא תידרש לשלם לבעלי התמלוגים את תמלוגי החסר בתוספת הפרשי הצמדה וריבית, ואם יתברר כי השותפות שילמה תמלוגים ביתר, אזי יידרשו בעלי התמלוגים להשיב את תשלומי היתר, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית כאמור. כן הוסכם שעד לתום 18 חודשים ממועד ההכרעה בתביעה נגד המדינה לא יעלה מי מהצדדים טענות הקשורות לחלוף הזמן. לפרטים אודות ההליך המשפטי שמקיימת השותפות מול המדינה בנוגע למחלוקת ים תטיס, ראו סעיף 7.27.1 להלן.

7.26.10 הסכם למכירת זכויות השותפות בחזקת תנין וכריש

בעקבות החלטת הממשלה לאשרור מתווה הגז, ביום 16.8.2016 נחתם הסכם בין השותפות ואבנר (להלן בסעיף זה: "המוכרות") לבין אנרג'יאן ישראל (להלן בסעיף זה: "הרוכשת"), לפיו רכשה הרוכשת את כלל הזכויות של המוכרות ושל שברון בחזקת תנין וכריש.

לפרטים נוספים אודות ההסכם כאמור, ראו סעיף 7.24.10 לפרק א' בדוח התקופתי לשנת 2021. לפרטים אודות הערכת שווי מהותית מאוד בנושא תמלוגי השותפות ממכירת החזקות, ראו ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) ותקנה 8

לפרק ד' לדוח זה. לפרטים אודות מחלוקות שהתגלעו בין השותפות לאנרג'יאן ראו סעיף 7.5.4 לעיל.

7.26.11 הסכם למכירת 9.25% מהזכויות בחזקות תמר ודלית לתמר פטרוליום

בהתאם להוראות מתווה הגז, אשר, בין היתר, חייבו את השותפות למכור את מלוא החזקותיה בחזקות תמר ודלית, ביום 2.7.2017 נחתם הסכם מכר בין השותפות כמוכרת מצד אחד לבין תמר פטרוליום כרוכשת מצד שני, לפיו רכשה תמר פטרוליום מהשותפות זכויות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית. לפרטים נוספים אודות ההסכם, ראו סעיף 7.24.11 לפרק א' בדוח התקופתי לשנת 2021.

7.26.12 הסכם למכירת יתרת זכויות השותפות בחזקות תמר ודלית בשיעור של 22%

בהתאם להוראות מתווה הגז, אשר, בין היתר, חייבו את השותפות למכור את מלוא החזקותיה בחזקות תמר ודלית, ביום 2.9.2021 התקשרה השותפות בהסכם למכירת יתרת זכויות השותפות בשיעור של 22% בחזקות תמר ודלית ל- Tamar Investment 1 RSC Limited ו-Tamar Investment 2 RSC Limited.¹²³ לפרטים נוספים אודות ההסכם, ראו סעיף 7.24.12 לפרק א' בדוח התקופתי לשנת 2021.

7.27 הליכים משפטיים

להלן פרטים בדבר הליכים משפטיים תלויים מהותיים שהשותפות היא צד להם או הליכים מהותיים

כאמור אשר הסתיימו בשנת הדיווח:

7.27.1 ביום 12.3.2015 הגישו השותפות ושברון (להלן יחד בסעיף זה: "התובעות") תביעה לבית המשפט המחוזי בירושלים נגד מדינת ישראל, באמצעות נציגיה ממשרד האנרגיה, הכוללת בעיקרה דרישה להשבת תמלוגים אשר התובעות שילמו למדינה, ביתר ותחת מחאה, בגין הכנסות שנבעו לתובעות מהסכמי אספקת גז אשר נחתמו בין צרכני גז טבעי לבין שותפי ים תטיס, ואשר חלקו סופק בפועל מפריקט תמר, בהתאם למנגנון התחשבות אשר נועד לשמור על איזון כמויות הגז בפריקט תמר בין השותפים בו לפי חלקם. סעד ההשבה שנתבעת המדינה לשלם עומד, נכון ליום 31.12.2024, על סך של כ- 28 מיליון דולר, כאשר חלקה של השותפות הוא בסך של כ- 13 מיליון דולר. לחילופין, טענת התובעות כי הן למצער זכאיות לסכום השבה חלקי אשר, נכון ליום 31.12.2024, עומד על סך של כ- 19.4 מיליון, כאשר חלקה של השותפות הוא בסך של כ- 9 מיליון דולר.

ביום 14.11.2022 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את התביעה, למעט בקשר

¹²³ למיטב ידיעת השותפות, הרוכשות הינן חברות ייעודיות (SPCs) שהוקמו לצורך העסקה ומוחזקות (בשרשור) על-ידי MDC Oil & Gas Holding Company LLC, תאגיד מקבוצת Mubadala Investment Company PJSC, שהיא חברה בבעלות ממשלת אבו דאבי.

עם עמדת התובעות בעניין השבת סכומי ריבית שגבתה הנתבעת מהתובעות בסכום שאינו מהותי.

ביום 6.2.2023 הגישו התובעות ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון, ביום 13.8.2023 הגישה הנתבעת את תשובתה לערעור, ודין בערעור נקבע ליום 27.4.2025. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, קיים קושי להעריך את סיכויי קבלת טענות התובעות בערעור, וזאת בהמשך למתן פסק הדין ומכיוון שטרם התקיים דיון בערעור.

יצוין כי, ההחלטה בנושא זה, כאשר תהיה חלוטה, תחול, בשינויים המחויבים, גם ביחס לתמלוגי-העל ששילמה השותפות לאורך השנים בגין פרויקט תמר, וזאת בהתאם להסכמות המתוארות בסעיף 7.26.9(ג) לעיל. בהתאם, ככל שהחלטת בית המשפט כאמור מיום 14.11.2022 תישאר בעינה, תישא השותפות בתשלום נוסף לבעלי תמלוגים בגין כמויות הגז שסופקו על-ידי השותפות ללקוחות פרויקט ים-תטיס, בגינה בוצעה הפרשה בדוחות הכספיים בסך של כ- 6.7 מיליון דולר (כולל ריבית והצמדה).

עוד יצוין כי, בהתאם לתנאי ההסכמים למכירת זכויות השותפות בחזקות תמר ודלית, גם לאחר השלמת העסקה השותפות אחראית וזכאית, לפי העניין, ביחס לסכומים שבמחלוקת מול המדינה ובעלי התמלוגים.

לפרטים נוספים ראו ביאור 9ג7 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.27.2 ביום 25.12.2016 הגישו מחזיקי יחידות השותפות באבנר, בטרם מיזוג השותפויות (להלן בסעיף זה: "**המבקשים**"), בקשה לאישור תובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**") בטענה כי עסקת מיזוג השותפויות בין השותפות לאבנר, אושרה בהליך שאינו הוגן והתמורה ששולמה למחזיקי יחידות המיעוט באבנר, כפי שנקבעה בהסכם מיזוג השותפויות, הינה בלתי הוגנת. הבקשה הוגשה נגד אבנר, השותף הכללי באבנר וחברי הדירקטוריון בו, קבוצת דלק כבעלת השליטה באבנר (בשרשור), ונגד פרייס ווטרס האוס קופרס יעוץ בע"מ (להלן: "**PWC**"), כיועציה הכלכליים של ועדת דירקטוריון בלתי תלויה שהקימה אבנר (להלן בסעיף זה: "**המשיבים**"). בבקשה נטען, בין היתר, כי חברי הוועדה, דירקטוריון אבנר והשותף הכללי הפרו את חובת הזהירות כלפי אבנר, וכי אבנר התנהלה באופן שקיפח את המיעוט.

סך הנזק הוערך על-ידי המבקשים בסכום של 320 מיליון ש"ח.

ביום 13.2.2017 אישר בית המשפט הסדר דינוי לפיו בקשת האישור תתוקן על-ידי הוספת טענה לקיפוח המיעוט על-ידי קבוצת דלק, וביום 6.7.2017 הורה בית המשפט על צירוף השותפות כמשיבה בהתאם לבקשתה. ביום 7.5.2023 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את בקשת האישור.

ביום 6.7.2023 הגישו המבקשים ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון, במסגרתו התבקש בית המשפט העליון לקבל את הערעור ולהורות על קבלת בקשת האישור.

ביום 27.12.2023 הגישה PWC ערעור שכנגד על פסק הדין, אשר מתנהל בגדרי הערעור

כאמור, במסגרתו טענה כי בית המשפט המחוזי שגה בכך שלא פסק הוצאות לזכותה (להלן בסעיף זה: "הערעור שכנגד").

בהתאם להחלטות בית המשפט, ביום 22.8.2024 הגישו הצדדים את התשובות לערעור ולערעור שכנגד. דיון בערעור ובערעור שכנגד נקבע ליום 11.9.2025. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכויי הערעור להידחות גבוהים מסיכויי להתקבל.

7.27.3 ביום 4.2.2019 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "בקשת האישור"), על-ידי בעל מניות בתמר פטרוליום ועמותת נציגי הציבור (להלן יחד בסעיף זה: "המבקשים"), נגד תמר פטרוליום, השותפות, מנכ"ל השותפות ויו"ר הדירקטוריון בתמר פטרוליום במועד ההנפקה, מנכ"ל תמר פטרוליום, סמנכ"ל הכספים בתמר פטרוליום ולידר הנפקות (1993) בע"מ (להלן: "לידר", ולהלן יחד בסעיף זה: "המשיבים"), בקשר עם הנפקת מניות תמר פטרוליום בחודש יולי 2017 (להלן בסעיף זה: "ההנפקה").

לטענת המבקשים, בתמצית, הטעו המשיבים את ציבור המשקיעים בעת ההנפקה ביחס ליכולתה של תמר פטרוליום לחלק דיבידנד לבעלי מניותיה בגין התקופה שתחילתה ממועד ההנפקה וסיומה בסוף שנת 2021 (להלן בסעיף זה: "התקופה"), והפרו חובות על-פי חוקים שונים, ובין היתר חובת הזהירות של נושאי המשרה האמורים וחובות השותפות כבעלת מניות וכבעלת השליטה בתמר פטרוליום טרם ההנפקה.

הסעדים המבוקשים במסגרת בקשת האישור כללו בעיקר סעד כספי בסך של לפחות 53 מיליון דולר, שהינו, לטענת המבקשים, ההכרח שבין סך הדיבידנד שצפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה, כפי שצוין במסמך ההצעה למשקיעים מוסדיים מיום 12.7.2017, לבין סך הדיבידנד, אשר על-פי חוות דעת מומחה שצורפה לבקשת האישור, צפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה.

ביום 13.8.2019 הורה בית המשפט למבקשים להעביר את כתבי-בי-הדין המצויים בתיק ליועץ המשפטי לממשלה על מנת שזה יודיע עד ליום 15.9.2019 האם הוא מבקש להצטרף להליך, וביום 6.2.2020 הודיע היועץ המשפטי לממשלה כי בשלב זה לא מצא לנכון להצטרף להליך.

ביום 1.11.2020 הגישו המבקשים בקשה לתיקון בקשת האישור, במסגרתה ביקשו לצרף לבקשת האישור מבקשת נוספת, אשר השתתפה בהנפקה, וזאת בניגוד למבקשים הנוכחיים אשר לא נטלו חלק בהנפקה, ובנוסף ביקשו להגדיל את סכום הנזק הנתען ל-153 מיליון דולר. ביום 6.4.2021 קיבל בית המשפט את בקשת המבקשים לתיקון בקשת האישור, וקבע כי המבקשים רשאים להגיש את בקשת האישור המתוקנת בהתאם לנוסח שהוגש לבית המשפט בכפוף לתשלום הוצאות למשיבות בסך כולל של 100,000 ש"ח. ביום 23.1.2022 הוגשה בקשה מתוקנת לאישור התובענה כיייצוגית, ובימים 21.8.2022 ו-4.9.2022 הגישו המשיבים את תשובתם לבקשה זו. ביום 20.12.2022 התקיים דיון קדם משפט בתיק, ובהתאם להחלטת בית המשפט במסגרתו, ביום 17.1.2023 הגישו

המבקשים תגובה מתוקנת לתשובות המשיבים לבקשת האישור המתוקנת. ביום 23.4.2023 הגישו המבקשים בקשה למתן צו לגילוי מסמכים, וביום 17.7.2023 דחה בית המשפט את הבקשה לגילוי מסמכים ביחס לכלל המשיבים, למעט ביחס ללידר, לגביה התקבלה הבקשה באופן חלקי. כמו כן, ביום 16.8.2023 אישר בית המשפט הסדר דינוי מוסכם בין הצדדים, לפיו חקירות העדים במסגרת בקשת האישור יתקיימו במהלך החודשים פברואר-אפריל 2024. בהתאם, במהלך חודש אפריל 2024 הסתיים שלב ההוכחות, ובהתאם להוראות שהתקבלו מבית המשפט, סיכומי המבקשים הוגשו לבית המשפט בחודש מרץ 2025, ועל סיכומי המשיבים להיות מוגשים לבית המשפט עד לחודש אוקטובר 2025.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

7.27.4 ביום 27.2.2020 נודע לשותפות אודות הגשת תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**") אשר הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב על-ידי צרכן חשמל (להלן בסעיף זה: "**המבקש**") נגד השותפות ושברון ונגד יתר המחזיקות בפרויקט תמר ובפרויקט לווייתן (כבעלי דין שלא מתבקש נגדם סעד), וזאת בקשר עם ההליך התחרותי לאספקת גז טבעי שערכה חברת החשמל ובקשר עם תיקון אפשרי להסכם אספקת הגז מפרויקט תמר לחברת החשמל, כפי שסוכם על-ידי ישראלמקו, תמר פטרוליום, דור ואוורסט תשתיות - שותפות מוגבלת (להלן יחד בסעיף זה: "**יתר המחזיקות בפרויקט תמר**"), ללא מעורבות השותפות ושברון (להלן בסעיף זה: "**התיקון להסכם תמר**").

טענותיו העיקריות של המבקש הינן כי ההצעות שהציעו יתר המחזיקות בפרויקט תמר והמחזיקות בפרויקט לווייתן במסגרת ההליך התחרותי עולות לכדי ניצול לרעה של כוח מונופוליסטי ולכדי הסדר כובל, כהגדרתו בחוק התחרות הכלכלית; אי חתימתן של השותפות ושברון על התיקון להסכם תמר עולה אף היא לכדי ניצול לרעה של כוח מונופוליסטי; המחיר שנקבע בהסכם אספקת הגז מפרויקט לווייתן לחברת החשמל, בהמשך להליך התחרותי, הינו מחיר בלתי הוגן; ועושר שעשו ויעשו השותפות ושברון בהתאם להסכם זה ותוך פגיעה בתחרות עולה לכדי עשיית עושר ולא במשפט.

לטענת המבקש פעולות אלו של השותפות ושברון גרמו וצפויות לגרום נזק לקבוצות אותן הוא מבקש לייצג בסך של כ-1.16 מיליארד ש"ח, אותו הוא מבקש לפסוק לטובת הקבוצות אותן הוא מבקש לייצג, ולפיו מתבקש בית המשפט לפסוק גמול ושכר טרחה. הסעד העיקרי המבוקש במסגרת בקשת האישור הינו קביעה של בית המשפט כי השותפות ושברון אינן רשאיות למנוע מיתר המחזיקות בפרויקט תמר לחתום על התיקון להסכם תמר.

ביום 22.12.2020 הגישו יתר המחזיקות בפרויקט תמר בקשה למחיקתן על הסף, וביום 9.9.2021 אישור בית המשפט את מחיקתן. כמו כן, ביום 17.11.2021 נעתר בית המשפט לבקשתה המוסכמת של רציו למחוק אותה מבקשת האישור.

ביום 9.12.2021 הגישו השותפות ושברון את תשובתן לבקשת האישור וכן בקשה להוצאת חוות הדעת המשפטית שצורפה לבקשת האישור, וביום 27.2.2022 קבע בית המשפט כי הבקשה כאמור תידון בדיון קדם המשפט הקבוע ליום 24.4.2022. ביום 28.2.2022 הגיש המבקש תגובה לתשובת המשיבות לבקשת האישור.

ביום 24.4.2022, במסגרת דיון קדם משפט, הורה בית המשפט כדלקמן: (א) חוות הדעת המשפטית שצורפה לבקשת האישור תימחק, והמבקש יישא בהוצאות המשיבות בבקשה בעניין זה; (ב) עד ליום 24.5.2022 תינתן למבקש הזדמנות להגיש בקשה לתיקון בקשת האישור; (ג) עד לאותו מועד תינתן לצדדים אפשרות להגיש לבית המשפט רשימת שאלות שיופנו למאסדר הרלוונטי לבקשת האישור; ו- (ד) ביום 25.5.2022, או סמוך לאחר מכן, בית המשפט יאפשר למשיבות להשיב לבקשה לתיקון בקשת האישור, ככל שתוגש בקשה כזו, או לחילופין יעביר את כתבי בית הדין, בצירוף השאלות שהגישו הצדדים, להתייחסות המאסדר.

ביום 25.5.2022 הגישו הצדדים רשימת שאלות שיופנו למאסדר, וביום 31.5.2022 הורה בית המשפט על העברת כתבי בית הדין בתיק לפרקליטות מחוז תל-אביב (אזרחי) על מנת לקבל את עמדת המאסדר במחלוקת מושא בקשת האישור. ביום 19.1.2023 הוגשה עמדת המאסדר (רשות התחרות, בהסכמת משרד האוצר ומשרד האנרגיה ובתיאום עם היועמ"ש). בתמצית, העמדה נמנעה מלומר במפורש אם יש או אין ממש בטענות המועלות בבקשת האישור, אך סקרה את הרקע העובדתי והמשפטי הרלוונטי באופן שככלל עולה בקנה אחד עם טענות השותפות ושברון. ביום 6.2.2024 נעתר בית המשפט לבקשת המבקש, בהסכמת המשיבות, לביטול דיוני ההוכחות שנקבעו לחודשים מרץ-אפריל 2024, וביום 27.6.2024 נתן בית המשפט תוקף להסכמת הצדדים, אשר הושגה בהמלצתו, לקיים הליך פישור צופה פני הסדר הסתלקות. בהתאם להחלטת בית המשפט, ביום 25.9.2024 נערך דיון מקדמי בבית המשפט אשר במהלכו הציע בית המשפט לצדדים להידבר על מנת לנסות ולהגיע להסכמה על פניה לגישור בהליך. ביום 15.1.2025 הגישו הצדדים בקשה משותפת להסתלקות מתוגמלת מבקשת האישור, וביום 18.2.2025, התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) המאשר את הבקשה המוסכמת להסתלקות מתוגמלת של המבקש מבקשת האישור, לפיה, בין היתר, על המשיבות לשלם למבקש ולבא כוחו תגמול, שכר טרחה והחזר הוצאות בסך של 400 אלפי ש"ח (חלק השותפות 200 אלפי ש"ח), בתוספת מע"מ כדיון.

7.27.5 ביום 23.4.2020 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות (להלן בסעיף זה:

"**המבקש**") תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית נגד השותפות, השותף הכללי, קבוצת דלק, יצחק שרון (תשובה), הדירקטורים של השותף הכללי (לרבות יו"ר הדירקטוריון לשעבר) ומנכ"ל השותף הכללי (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**") ו- "**המשיבים**", בהתאמה), למחלקה הכלכלית בבית המשפט המחוזי בתל-אביב.

בבקשת האישור נטען כי, המשיבים נמנעו מלגלות בדיווחי השותפות על קיומה של תניה בהסכמים למכירת גז טבעי ממאגרי לויתן ותמר לחברת בלו אושן (לשעבר Dolphinus

Holdings Limited) (להלן בסעיף זה: "הסכמי המכר" ו- "הרוכשת", בהתאמה), לפיה בשנה בה המחיר היומי הממוצע של חבית ברנט (כהגדרתה בהסכמי המכר) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, הרוכשת רשאית להקטין את הכמות השנתית המינימלית הנרכשת על-פי הסכמי המכר כך שכמות זו תעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית (להלן: "תניית ההפחתה"). לטענת המבקש, אי-הגילוי הנטען בדיווחי השותפות מקים עילות תביעה מכוח סעיפים שונים בחוק ניירות ערך, מכוח עוולת הפרת חובה חקוקה, ומכוח עוולת הרשלנות.

הסעד העיקרי המבוקש במסגרת בקשת האישור הינו פיצוי הקבוצה אותה מתעתד לייצג המבקש על הנזק שנטען שנגרם לה המוערך, בהתאם לחוות דעת שצורפה לבקשת האישור, בכ- 55.5 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש להורות על מתן כל סעד אחר לטובת הקבוצה, כפי שבית המשפט ימצא לנכון בנסיבות העניין.

ביום 17.1.2021 הגישו המשיבים את תשובתם לבקשת האישור, בצירוף חוות דעת מומחה, במסגרתה נטען, בין היתר, כי בתקופה הרלוונטית לבקשת האישור תניית ההפחתה לא היתה מהותית ולא היתה כל חובה לגלותה לציבור וכי אין כל קשר סיבתי בין הגילוי על תניית ההפחתה לבין הירידה שנצפתה בשערי יחידות ההשתתפות של השותפות. ביום 2.1.2022 הודיע היועץ המשפטי לממשלה, לאחר שנדרש לעשות כן על-ידי בית המשפט, כי בשלב זה הוא לא מצא לנכון לנקוט עמדה בהליך. דיוני הוכחות התקיימו בחודש נובמבר 2022. ביום 10.12.2023 הגיש המבקש סיכומים מטעמו, ובהתאם להחלטת בית המשפט, על המשיבים והמבקש להגיש סיכומים וסיכומי תשובה, והכל עד לחודש אפריל 2025.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה להתקבל נמוכים מ- 50%.

7.27.6 ביום 3.5.2021 הגישה חברת נמל חיפה בע"מ (להלן בסעיף זה: "נמל חיפה") תביעה נגד שברון, חברת קוראל שירותי ים בע"מ (להלן בסעיף זה: "קוראל") וחברת גולד-ליין ספנות בע"מ (להלן בסעיף זה: "גולד ליין"), בסך של כ- 77 מיליון ש"ח (להלן בסעיף זה: "התביעה העיקרית"). לטענת נמל חיפה, פריקה ישירה של מטענים בשטח אסדת לווייתן, כפי שנעשתה על-ידי שברון, מבלי לפרוק מטענים אלה תחילה באחד מנמלי ישראל, הינה שלא כדין ונעשתה על מנת לחמוק מביצוע תשלומי חובה לנמל ובכך נגרם לנמל חסרון כיס. על-פי הנטען בכתב התביעה, החל מיולי 2018 ואילך ביצעה שברון פריקה ישירה כאמור, תוך שהיא מצהירה כלפי רשויות המס כי נמל חיפה הינו "נמל הפריקה", אף שהמטענים שנפרקו לא עברו בנמל חיפה בפועל. הטענה כלפי החברות קוראל וגולד-ליין הינה שהן פעלו, בזמנים הרלוונטיים, כסוכנות האוניה עבור שברון, עניין אשר מקים להן, לטענת נמל חיפה, חובה לשלם את דמי הניטול בשמה של שברון.

ביום 31.8.2021 הגישה שברון כתב הגנה, וביום 1.12.2021 הגישה נמל חיפה כתב תשובה. במקביל, הגישה שברון כתב תביעה שכנגד נגד נמל חיפה, על סך של 4,405,842 ש"ח, בשל תביעה בסך של 715,691 ש"ח בגין דמי ניטול ודמי תשתית שחויבו בפועל על-ידי נמל

חיפה, שלא כדיון, ובשל תביעה בסך של 3,690,151 ש"ח בגין דמי מעגן שחויבה בהם שברון ושלא בוצעה בהם הפחתה של 30%, בניגוד לדיון, במקרים של ניתוב עצמי של אוניות אשר עברו בשטח הנמל. ביום 1.12.2021 הגישה נמל חיפה כתב הגנה שכנגד.

ביום 11.9.2022 התקיים דיון קדם משפט, במסגרתו נקבע כי הצדדים יבואו בדברים במטרה להגיע להסכמות בדבר השלמת ההליכים המקדמיים. ככל שלא יגיעו להסכמות כאמור, יגישו בקשות בהתאם. על אף הניסיון להגיע להסכמות, הגישו הצדדים בקשות הדדיות בעניין ההליכים המקדמיים, ובימים 8.7.2023 ו- 18.7.2023 דחה בית המשפט את הבקשות כאמור. ביום 4.6.2024 התקיים דיון קדם משפט בו נדונו בקשות שונות שהוגשו על-ידי הצדדים, למעט בקשתה של נמל חיפה לזימון נציג המכס לעדות, וביום 28.7.2024 דחה בית המשפט את הבקשות שהוגשו על-ידי נמל חיפה וקיבל את הבקשה שהוגשה על-ידי שברון לזימון עדים שאינם בשליטתה. ביום 13.10.2024 הגישה נמל חיפה בקשת רשות ערעור על החלטת בית המשפט לדחות את הבקשות שהוגשו על-ידיה, וכן בקשה לדחיית המועד להגשת תצהירי התשובה. בית המשפט קיבל את בקשת הדחיה כאמור וקבע שתצהירי התשובה יוגשו 30 יום לאחר ההכרעה בבקשת רשות הערעור. ביום 20.11.2024, דחה בית המשפט את בקשת רשות הערעור כאמור, ותצהירי התשובה מטעם הצדדים במסגרת התביעה והתביעה שכנגד הוגשו ביום 21.1.2025. דיון קדם המשפט האחרון והדיון בבקשתה של נמל חיפה לזימון נציג המכס לעדות נקבעו ליום 10.3.2025.

עוד יצוין כי, ביום 3.4.2023 הגישה נמל חיפה בקשה לסילוק התביעה שכנגד על הסף, בטענה כי לא מתקיימת יריבות בינה לבין שברון, וזאת מכיוון שהחשבוניות ודמי המעגן שולמו על-ידי סוכן, וביום 21.6.2023 דחה בית המשפט את הבקשה כאמור, וכן חייב אותה בהוצאות.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סביר יותר כי התביעה העיקרית תידחה מאשר כי תתקבל.

7.27.7 ביום 3.12.2023 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השותפות של השותפות (להלן בסעיף זה: **"המבקש"**) בקשה כנגד השותפות, בהתאם לסעיף 65מא לפקודת השותפויות ולסעיף 198א לחוק החברות, למתן צו לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת כנגד השותף הכללי; מר אבו, מנכ"ל השותף הכללי; וחברי דירקטוריון השותף הכללי (ובכללם חברי ועדת התגמול) בתקופה הרלוונטית (להלן בסעיף זה: **"בקשת הגילוי"**). בתמצית, בקשת הגילוי מבוססת על הטענה כי אישור תנאי הכהונה וההעסקה הנוכחיים של מר אבו על-ידי ועדת התגמול והדירקטוריון, ב"אוברולינג", כנגד עמדת האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות השותפות נעשה בניגוד לדיון, תוך הפרת חובות הזהירות והאמון החלות על חברי הדירקטוריון ותוך הפרת חובתו של מר אבו, כמנכ"ל השותף כללי, לפעול לטובת השותפות. במסגרת בקשת הגילוי נטען כי אישור תנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו באוברולינג נעשה מבלי שהתקיימו התנאים הנדרשים לכך על-פי פקודת השותפויות; כי לא התקיים דיון מחדש מספק בתנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו ולא ניתנה במסגרתו

התייחסות להתנגדות האסיפה הכללית; וכי הנימוקים שפורטו על-ידי הדירקטוריון לא התייחסו לעצם דחיית אישור תנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו על-ידי האסיפה הכללית.

יצוין כי, בסמוך להגשת בקשת הגילוי הגיש המבקש לבית המשפט הודעה בעניין בקשות נוספות לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת שהוגשו על-ידו או על-ידי באי כוחו, המתבססים, לטענתו, על "מסכת עובדתית דומה"; כנגד משיבות אחרות: קבוצת דלק בע"מ (תנ"ג 58205-11-23); אלקטרה בע"מ (תנ"ג 50050-11-23) מטריקס אי.טי בע"מ (תנ"ג 60805-11-23); וסקופ מתכות בע"מ (תנ"ג 47021-11-23) (להלן: "**ההליכים הנוספים**").

ביום 6.12.2023 הורה בית המשפט כי הצדדים להליכים הנוספים ישקלו לאחד את שמיעתם על-ידי בחירת תיק מוביל ("תיק קטר") שאליו תוכפף ההכרעה בכלל ההליכים הנוספים; או בכל דרך אחרת (להלן: "**איחוד הדיון**"). ביום 8.1.2024 הודיע המבקש לבית המשפט על הסכמתו לאיחוד הדיון, ובאותו מועד הגישה השותפות לבית המשפט את התנגדותה לאיחוד הדיון, וזאת, בין היתר מכיוון שמדובר בהליכים שונים ונבדלים, שעניינם בהחלטות אחרות, שהתקבלו על-ידי גופים אחרים, ביחס לתנאי כהונה של נושאי משרה אחרים ובתאגידים אחרים; וכי בנסיבות אלו איחוד ההליכים אינו צפוי לפשט ולייעל את הדיון בהם, ואין חשש להכרעות סותרות ביניהם, כפי שנדרש בדין לשם איחוד הדיון בהליכים מקבילים. למיטב ידיעת השותפות, המשיבות בהליכים הנוספים התנגדו גם הן להצעה לאיחוד הדיון. ביום 17.7.2024 קבע בית המשפט כי לא יתקיים איחוד דיון.

ביום 18.4.2024 הגישה השותפות לבית המשפט את תשובתה לבקשת הגילוי, וביום 4.6.2024 הוגשה תגובת המבקש לתשובת השותפות לבקשת הגילוי.

בהתאם להחלטות בית המשפט מהימים 31.10.2024 ו- 7.11.2024, מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות רשאים להודיע האם הם תומכים בבקשת הגילוי עד ליום 5.12.2024, ולנמק את עמדתם. לשם כך, הורה בית המשפט למבקש להמציא את כתבי ב-הדין של ההליך למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות עד ליום 7.11.2024, וביום 6.11.2024 הגיש המבקש בקשה להארכת המועד כאמור עד ליום 14.11.2024. בית המשפט לא הגיב לבקשה ארכה זו. יובהר כי, החלטות בית המשפט כאמור חלות בשינויים המחויבים גם על ההליכים הנוספים.

ביום 23.6.2024 הוגשה בקשה מטעם איגוד החברות הציבוריות (להלן: "**האיגוד**") להצטרף להליך במעמד ידיד בית משפט, ובהתאם להחלטת בית המשפט, לאחר שהוגשו תגובות הצדדים לבקשה כאמור, ביום 18.8.2024 הוגשה תגובת האיגוד להתנגדות המבקש לבקשת ההצטרפות של האיגוד להליך במעמד ידיד בית משפט. ביום 19.9.2024 קיבל בית המשפט את בקשת ההצטרפות של האיגוד כאמור.

ביום 5.12.2024 הוגשה עמדת היועצת המשפטית לממשלה ביחס להליך זה ולהליכים הנוספים, ובהתאם להחלטת בית המשפט, היועצת המשפטית לממשלה היתה רשאית

להגיש, עד ליום 25.2.2025, עמדה משלימה לעמדה כאמור.
 ביום 20.1.2025 התקיים דיון הוכחות, ובהתאם להחלטת בית המשפט, על המבקש והשותפות להגיש סיכומים וסיכומי תשובה, והכל עד לחודש ספטמבר 2025, ועל האיגוד להגיש סיכומים מטעמו, ביחס להליך זה ולהליכים הנוספים, עד לחודש יוני 2025.
 להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת הגילוי להתקבל נמוכים מ- 50%.

7.27.8 על רקע העיכובים הנמשכים בהשלמת עבודות ההקמה ודחיית מועד תחילת ההזרמה בהסכם ההולכה עם נתג"ז מיום 18.1.2021, כמפורט בסעיף 7.13.2(ג) (2) לעיל, ביום 24.11.2024 הגישה שברון כתב תביעה בבוררות כנגד נתג"ז בקשר עם הפרת הסכם ההולכה כאמור. במסגרת כתב התביעה, שברון עתרה, בין היתר, להשבת הפרש שהצטבר מאז יום 30.4.2023 בין התעריף המזדמן ששולם בפועל לבין תעריף ההולכה הרגיל שהיה אמור להיות משולם לפי הסכם ההולכה על בסיס מחייב מיום 18.1.2021, אשר נכון לחודש דצמבר 2024, הפרש כאמור עמד על סך של כ- 102 מיליון ש"ח (100%, חלק שותפי לווייתן כ- 67 מיליון ש"ח). הדיון המקדמי בהליך נקבע ליום 2.4.2025. יצוין כי, במקביל להליך הבוררות כאמור, הצדדים פנו להליך גישור במטרה לנסות להגיע להסכמה ללא הכרעה בבוררות, וכי הליך זה עדיין מתנהל.

7.28 יעדים ואסטרטגיה עסקית

7.28.1 כללי

יעדי השותפות, ובהתאם גם האסטרטגיה העסקית שלה, הינם מיצוי הפוטנציאל הכלכלי של נכסי הגז הטבעי בהם היא מחזיקה, לצד בחינת רכישת נכסי גז טבעי נוספים, בישראל ומחוצה לה, וכן בחינת אפשרויות לשימוש בטכנולוגיות חדשות, לרבות AI, שמטרתן לייעל את פעילות ההפקה והניצול של הגז הטבעי תוך שמירה על ערכי קיימות. מימוש האסטרטגיה כאמור מתבצע בעיקר באמצעות חתירה למיצוי פוטנציאל ההפקה והמכירות של שלב 1א' וקידום פיתוח שלב 1ב' בפרויקט לווייתן, כמפורט בסעיף 7.2.5 לעיל, קידום פיתוח מאגר אפרודיטה, קידום פעילות חיפושים בישראל, מרוקו ובולגריה, ובכלל זאת פעילות בקשר עם מטרות עמוקות בחזקות לווייתן, וכן קידום אפשרויות לשימוש, בעלות, פיתוח והרחבה של תשתיות להולכת גז טבעי מנכסי הנפט של השותפות לשוק המקומי ולשווקי הייצוא, לרבות כ- LNG, וזאת בהתאם למדיניות ESG שאימצה השותפות, על מנת ליצור ערך מיטבי עבור בעלי העניין בשותפות.

לצורך כך, פועלת השותפות, בין היתר, להגדלת הביקושים לגז טבעי, הן באמצעות הרחבה והטמעה של השימוש בגז טבעי במשק המקומי והן באמצעות יצוא של גז טבעי, וזאת באמצעות צנרת ו/או הנזלה ו/או דחיסה של הגז הטבעי ושיווקו לשווקים הגלובאליים ובשים לב למדיניות הממשלה בעניין.

בנוסף, בוחנת השותפות הזדמנויות עסקיות הקשורות בתחומי פעילותה, בישראל ומחוצה לה, ובכלל זאת בוחנת אפשרות להיכנס כשותפה בנכסי נפט בשלבים שונים של

חיפוש, פיתוח והפקה, וכן בוחנת פיתוחים טכנולוגיים הקשורים בתחומי פעילותה. כמו כן, בכדי לממש יעדים של צמצום לכדי אפס פליטות גזי חממה מנכסי השותפות, ולאור השינויים המתרחשים בענף האנרגיה, המדיניות הממשלתית בישראל ובמדינות המפותחות לעודד מעבר לייצור חשמל מאנרגיות אלטרנטיביות, בוחנת השותפות אפשרויות השקעה בתחום האנרגיות האלטרנטיביות. במסגרת זו, התקשרה השותפות בהסכם עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.10 לעיל. כמו כן, בוחנת השותפות אפשרויות לייצור מימן, ובין היתר מימן כחול המופק מגז טבעי, ובמסגרת זו, התקשרה עם Airovation, כמפורט בסעיף 7.28.3(ב) להלן.

7.28.2 גז טבעי

השותפות תמשיך ותפעל למצוי הפוטנציאל הכלכלי של נכסי הגז הטבעי בהם היא מחזיקה, לצד בחינת רכישת נכסים נוספים, ובכלל זאת:

(א) פרויקט לווייתן

1. הבעתת אספקה של גז טבעי וקונדנסט ממאגר לווייתן, בהתאם להסכמים שנחתמו, וכן ניהול משאים ומתנים והתקשרות בהסכמים נוספים לאספקת גז טבעי וקונדנסט לצרכנים פוטנציאליים שונים בישראל ובמדינות האזור ובראשן, מצרים וירדן.

2. קידום פיתוח שלב ב' באמצעות קבלת האישורים הנדרשים וחתימת הסכמים למכירת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא לקראת קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע השלב הראשון של שלב ב' במהלך החודשים הקרובים, כמפורט בסעיפים 7.2.5(ב)(2) ו- 7.13.2 לעיל..

3. קידום ביצוע סקר סיימי לצורך גיבוש פרוספקטי חיפוש למטרות עמוקות בחזקות לווייתן. בתוך כך, פנתה השותפות לספקים בינלאומיים מרכזיים בתחום ביצוע סקרים סיימיים, על מנת לקבל הצעות מפורטות לביצוע סקר סיימי 3D במהלך שנה זו, אשר מטרתו דימות ואפיון המטרות העמוקות בחזקות לווייתן. נכון למועד אישור הדוח, התקבלו הצעות ראשוניות הנבחנות על-ידי השותפות בסיוע יועציה החיצוניים.

(ב) בלוק 12 בקפריסין

קידום פיתוח מאגר אפרודיטה שבקפריסין, כמפורט בסעיף 7.3.6 לעיל.

(ג) אופטימיזציה של התשתיות

השותפות בוחנת, יחד עם שותפיה בנכסי הנפט השונים ובעלי תשתיות אחרים, אפשרויות אופטימיזציה של תשתיות קיימות לפרויקטים השונים, ובכלל זאת תשתיות הולכה משותפות לייצוא גז טבעי לשווקי יעד שונים, וזאת, בין היתר, לצורך הוזלת עלויות הקמה והולכה וכן הגדלת ההיתכנות לקידום פרויקטים שונים.

(ד) חיפוש גז ונפט

המשך פעילות החיפוש של גז טבעי ונפט בנכסי השותפות, ואיתור הזדמנויות עסקיות בנכסים חדשים. במסגרת זו, זכתה השותפות ברישיונות במקבץ "ו", בשטח בלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, המצויים בים התיכון, בשטח המים הכלכליים של ישראל, וכן התקשרה בהסכם לרכישת הזכויות ברישיון בולגריה. לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.6, 7.7 ו-7.8 לעיל.

(ה) הגדלת הביקושים לגז טבעי

השותפות פועלת להגדלת הביקושים לגז טבעי, בין היתר, בדרכים הבאות:

1. תחבורה: להערכת השותפות, היקף הסבת התחבורה צפוי לגדול במהלך העשור הקרוב בכ- 3.7 BCM.
2. הסבת תחנות כוח פחמיות לשימוש בגז טבעי: להערכת השותפות, המשך מדיניות הממשלה להפחתת השימוש בפחם מזהם לייצור חשמל, ובכלל זאת הפסקת כלל יצור החשמל מפחם לטובת מעבר לגז טבעי לייצור חשמל, צפוי להגדיל את צריכת הגז הטבעי בישראל בכמויות משמעותיות המוערכות בעד כ- 2.6 BCM בשנה.
3. תעשיות נוספות: למיטב ידיעת השותפות, נבחים ומקודמים במדינת ישראל על-ידי יזמים שונים פרויקטים, הן בתחומי התעשייה בהם משמש הגז הטבעי כחומר גלם, כדוגמת יצור אמוניה, מימן ומתנול, והן בתחומי התעשייה עתירת האנרגיה. להערכת השותפות, הקמתם של מפעלים בישראל בתחומים הללו, אם וככל שיוקמו, עשויה להביא לגידול משמעותי בהיקף צריכת הגז הטבעי המקומי.

7.28.3 אנרגיות אלטרנטיביות(א) אנרגיות מתחדשות

השותפות בוחנת אפשרויות להשקיע בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.10 לעיל.

(ב) יצור מימן

השותפות בוחנת מיזם מימן כחול, שבמסגרתו מפורק גז טבעי למימן ולפחמן דו חמצני (CO₂), כאשר הפחמן הדו חמצני נאסף ומוטמן באתרי אחסון תת-קרקעיים יעודיים, או מחובר בדרכים שונות לסלעים בתת הקרקע או במי הים, או משמש לייצור מוצרים שונים. יצוין כי, המימן נחשב לאחד מהאדנים העיקריים בקיום ושגשוג של כלכלה דלת פחמן, ומהווה דרך מרכזית להתמודדות עם משבר האקלים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.15.4 לעיל.

במסגרת זו, ביום 9.9.2024 התקשרה השותפות עם Airovation בהסכמים לביצוע השקעה במספר שלבים, בסך כולל של עד 3 מיליון דולר, בפרויקט לבחינת היתכנות

(פרויקט פיילוט) לשימוש בטכנולוגיה שפיתחה חברה זו לקיבוע כחמן דו-חמצני, אשר ככל שתוכח כיעילה וכבעלת כדאיות כלכלית, עשויה בתנאים מסוימים להוות, בין היתר, חלק מההליך של הפקת מימן כחול נקי מהגז הטבעי המופק מפרויקט לווייתן.

7.28.4 תחום ה- ESG

השותפות שואפת לממש את הפוטנציאל של נכסיה ואף להרחיב את פעילותה לנכסים נוספים, בצורה אחראית ויעילה על מנת להשיא ערך לבעלי העניין שלה, תוך שמירה על ערכי קיימות והצמדות לאסטרטגיית ה- ESG שלה.

על אף שגז טבעי הינו דלק מאובנים ומשאב מתכלה, הוא מהווה דלק מעבר חשוב המאפשר יצור חשמל עם חתימה פחמנית וזיהומית נמוכה בהרבה מזו המבוססת על פחם או דיזל. הביקוש לגז טבעי צפוי לגדול במהלך העשורים הקרובים, במיוחד במזרח התיכון, כחלק מהמעבר למקורות אנרגיה דלי-פחמן.

על מנת לאזן את פליטות גזי החממה המיוחסות לשותפות, ועל מנת להבטיח את שגשוגה גם בעשורים הבאים, פועלת השותפות להרחבת פעילותה בתחום האנרגיות המתחדשות, כמפורט בסעיף 7.10 לעיל, וכן בתחום השימוש בדו תחמוצת הפחמן לייצור מוצרים בעלי ערך, בין היתר בשילוב עם יצור מימן, כמפורט בסעיף 7.28.3(ב) לעיל.

7.28.5 ההיקף והמגוון של פעילות השותפות מחייבים השקעת אמצעים כספיים משמעותיים, בין

היתר, לשם ביסוס והעמקת הידע והיכולות המסחריים, הטכניים, הכספיים, המשפטיים, הרגולטוריים, וכו'. לכן, בכוונת השותפות לשקול לעשות שימוש במגוון האמצעים העומדים לרשותה לצורך גיוס כספים, בדרך של חוב ו/או הון עצמי, וזאת בנוסף לשימוש בעודפי ההכנסות העתידיות מפרויקט לווייתן ובעודפי המזומנים הנמצאים ברשותה.

יובהר כי, היעדים והאסטרטגיה של השותפות המפורטים לעיל הינם בגדר כוונות ויעדים כלליים ולפיכך אין כל ודאות כי יתממשו, בין היתר, עקב שינויים בתנאי השוק, שינויים גיאופוליטיים, שינויים ברגולציה ובחוקי המס, שינויים בסדרי העדיפויות כתוצאה מתוצאות הפעילות בפרויקטים של השותפות וכן עקב התפתחויות אחרות, אירועים בלתי צפויים, וגורמי הסיכון, כמפורט בסעיף 7.30 להלן. עוד יובהר כי, מימוש היעדים והאסטרטגיה המפורטים לעיל כפוף לאישורים של האורגנים המוסמכים בשותפות שחלקם טרם התקבלו, לרבות האסיפה הכללית של בעלי היחידות, וכן אישורים מצדדים שלישיים.

7.29 כיסוי ביטוחי

השותפות עורכת מעת לעת את הביטוחים המקובלים בתחום האנרגיה לחיפוש, פיתוח והפקת גז טבעי בשינויים המחויבים מדרישות החוק, הרגולציה (בארץ ובחו"ל), תנאי הרישיונות והחזקות, דרישות הגופים המממנים ומהיקפי פעילות השותפות וחיפוטיה בארץ ובחו"ל.

חלק מהביטוחים נערכים בפוליסות קבוצתיות הכוללות מספר מבוטחים, המכסות את הנכסים והחבובות בפעילויות השונות של השותפות, וזאת רק כנגד חלק מהסיכונים האפשריים, כמקובל בענף החיפוש, הפיתוח וההפקה של גז טבעי ותוצריו, והכל בכפוף לאמור בסעיף זה. מערך

הביטוח מכסה, בין היתר, הוצאות בגין אובדן שליטה בבאר (Control Of Well), כיסוי מסוים לסיכונים פוליטיים, נזקי רכוש ואובדן תוצאתי מסוים הנלווה לנזקי הרכוש המבוטח בשלב ההפקה, סיכונים לעבודות קבלניות בעת פיתוח הנכסים (לרבות בעת תקופת תחזוקה הנוגעת לפיתוח מאגר לווייתן) וכן חבויות בגין נזק לגוף ולרכוש שנגרם לצד שלישי עקב פעילות הקידוח, ההקמה וההפקה לרבות נזקי זיהום כתוצאה מאירוע תאונתי (למעט נזק זיהום הדרגתי).

יצוין כי, השותפות ושברון ערכו כיסוי ביטוחי לנזק פיזי לרכושה של חברת EMG בפוליסה מסוג "כל הסיכונים" וכן בפוליסה לביטוח סיכוני מלחמה וטרור. כמו כן, שותפי לווייתן ערכו כיסוי ביטוחי להפרעה באספקת גז, הנגרמת מנזק פיזי לרשת ההולכה המצרית בסיני, עקב מעשי מלחמה ו/או טרור. יצוין כי, פוליסות הביטוח אינן מכסות מקרה של אובדן הכנסות כתוצאה מעצירת ההפקה עקב קבלת הוראה רגולטורית מחייבת, כפי שקיבלו שותפי תמר לאחר פרוץ מלחמת חרבות ברזל. הביטוחים המפורטים לעיל נערכו בחלקם באופן עצמאי ובחלקם במסגרת מערך הביטוחים של המפעילה. חלקן של פוליסות הביטוח כפופות להסכמי שיעבוד והמחאת זכויות, בהתאם להסכמי מימון אשר נחתמים מעת לעת.

כמו כן, השותפות עוקבת מעת לעת אחר השינויים בערכו של הרכוש המבוטח וסכומי הנזק התוצאתי הנלווה לנזק לרכוש המבוטח ו/או הנלווה לרכושו של לקוח ו/או של ספק כדי להתאים את היקף הביטוח הנרכש על-פי החשיפה, וזאת בכפוף לעלויות הביטוח והיצע הביטוח בעולם לענף האנרגיה. כתוצאה מכך, השותפות יכולה להחליט על שינוי ו/או צמצום הכיסוי הנרכש ו/או הקטנה של סכום הביטוח הנרכש ו/או להחליט שלא לרכוש כלל ביטוח עבור סיכון זה או אחר.

עוד יצוין כי, השותפות התקשרה בהסכם עם קבוצת דלק (להלן בסעיף זה: "**הערב**"), לפיו העמיד הערב ערבות ביצוע לטובת רפובליקת קפריסין בקשר עם פעילות השותפות בבלוק 12, כמפורט בסעיף 7.3.3(ד) לעיל. לפרטים נוספים ראו סעיף (ג) לתקנה 22 לפרק ד' לדוח זה. כתנאי למתן הערבות כאמור, נדרשה השותפות לערוך ביטוח נוסף לשביעות רצונו של הערב, בשלב ביצוע עבודות הקידוח, בקשר עם ביטוח חבויות כלפי צדדים שלישיים וכן הוצאות בגין השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כיסוי נזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכוני זיהום תאונתי.

לפרטים אודות הסיכון בהיעדר כיסוי ביטוחי מספיק, ראו סעיף 7.30.12 להלן.

7.30 גורמי סיכון

להלן סיכום תמציתי של האיומים, החולשות וגורמי הסיכון האחרים של השותפות, הנובעים מהסביבה הכללית (להלן: "**סיכוני מאקרו**"), מתחום הפעילות (להלן: "**סיכונים ענפיים**") ומהמאפיינים הייחודיים שבפעילות השותפות (להלן: "**סיכונים מיוחדים**"). יובהר כי, גורמי הסיכון המפורטים להלן אינם מהווים רשימה ממצה של הסיכונים הקשורים לשותפות ולפעילותה, וכי קיימים לשותפות סיכונים נוספים הנובעים מעסקי השותפות ונכסיה, כמפורט בפרק זה, וכן סיכונים אשר נכון למועד אישור הדוח טרם ידועים לשותפות.

7.30.1 מלחמת "חרבות ברזל"

כמפורט בסעיף 6.8 לעיל, נכון למועד אישור הדוח, טרם הסתיימה מלחמת חרבות ברזל, וקיימת אי-ודאות רבה בנוגע להתפתחויות האפשריות של המלחמה והמצב הבטחוני בכלל

בחזיתות השונות, ובהתאם לא ניתן להעריך מה תהיה ההשפעה של התפתחויות אלו על פעילות השותפות, ובעיקר על המשך ההפקה הסדיר ממאגר לווייתן ועל שיווק הגז ללקוחות הייצוא ולמשק המקומי.

אסדות הגז הטבעי, מתקני ההפקה וההולכה בים וביבשה, מתקני טיפול והולכה של גז טבעי וקונדנסט ומערכות תשתית חיוניות נוספות בישראל וכן במדינות הייצוא עלולים להוות מטרות לירי טילים ולפעולות חבלה, ופגיעה בהם, ככל שתקרה, עלולה לגרום לנזקים משמעותיים ביותר ולשבש או להשבית את פעילות ההפקה ו/או ההולכה לפרק זמן ובהיקף אשר עשויים להיות משמעותיים. במקרים אלה, יתכן כי פוליסות הביטוח שרכשו שברון והשותפות לא יספיקו לכיסוי הנזקים וההפסדים שייגרמו לשותפות. במקרה של הסלמת המלחמה, עלול גם לגדול הסיכון לכך שהממשלה תטיל מגבלות על פעילות ההפקה הסדירה ממאגר לווייתן ו/או ממאגרי תמר ו/או כריש. הגבלה או הפסקת ההפקה ממאגרי תמר ו/או כריש צפויה לחייב את שותפי לווייתן להגדיל את כמויות האספקה למשק המקומי בעיקר על חשבון הייצוא למצרים.

כמו כן, על רקע הימשכות המלחמה, גדל הסיכון הגיאופוליטי בקשר עם יצוא גז טבעי ממאגר לווייתן על-פי הסכמי הייצוא, המהווה את רוב הכנסות השותפות.

7.30.2 התפרצות מגיפות

למשבר הקורונה, אשר החל בשנת 2020, היתה השפעה על הכלכלה הגלובאלית בכלל ועל תחום האנרגיה בפרט. נכון למועד אישור הדוח, שיעורי התחלואה מנגיף הקורונה נמוכים יחסית, אך קיימת אפשרות להתפרצות מחודשת של נגיף הקורונה, או להתפרצות של מגיפות אחרות, אשר עלולה להיות להן השפעה משמעותית על השווקים הפיננסיים, מרווחי ריבית, שערי מטבעות ומחירי סחורות בתחום האנרגיה, באופן שעלול לגרום לפגיעה בענפים רבים, לרבות תחום האנרגיה בו פועלת השותפות, זאת בדומה להשפעות שהיו להתפרצות מגיפת הקורונה, או אף השפעות אחרות קשות יותר. נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך את ההסתברות להתממשותם של הסיכונים מסוג זה.

7.30.3 תנודות ברכיבי הצמדה בנוסחאות מחירי הגז הטבעי בחוזי האספקה

בהסכמים לאספקת גז טבעי נקבע מחיר הגז על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובכלל זאת בעיקר הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט, לתעריף יצור החשמל, לשער החליפין שקל/דולר, למדד התעו"ז, ובאחד ההסכמים אף למדד מרווח הזיקוק. בכל ההסכמים לאספקת גז טבעי בהם התקשרה השותפות, למעט הסכמים הכוללים מחיר קבוע שאינו מוצמד, נקבעו, לצד נוסחאות המחיר, גם מחירי רצפה אשר מגבילים במידה מסוימת את החשיפה לתנודות ברכיבי הצמדה. עם זאת, אין ודאות כי השותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בהסכמים חדשים שייחתמו על-ידה בעתיד.

כמו כן, ירידה במחירי הברנט ו/או ירידה בתעריפי החשמל ו/או שינוי בשער החליפין שקל/דולר, עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידים.

יצוין כי, השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו של תעריף יצור החשמל מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו. בהקשר זה יצוין כי, ביחס לחלק מתחנות הכוח הפרטיות (לרבות תחנות שנמכרו על-ידי חברת החשמל) הנהיגה רשות החשמל אסדרה בשם SMP (System Marginal Price), לפיה בכל חצי שעה נקבע מחיר החשמל הסיטונאי לפי העלות השולית לייצור קוט"ש נוסף במשק, וזאת על בסיס מכרזים חצי שעתיים שנערכים על-ידי מנהל מערכת החשמל בין יצרני החשמל השונים, מידי יום. לשיטת התמחור האמורה עשויה להיות השפעה על מחירי הגז הטבעי אשר ימכרו על-ידי השותפות ליצרני חשמל במשק המקומי, במקרה בו יוצמדו מחירי הגז בחוזים עתידיים לתמחור האמור.

7.30.4 שינויים בביקושים ובמחירי מוצרי האנרגיה

הביקושים לגז טבעי של לקוחות השותפות ומחירו מושפעים, בין היתר, משינויים משמעותיים במחירי הנפט, הגז הטבעי, LNG, ובמחירי מקורות אנרגיה אחרים, לרבות פחם, מקורות של אנרגיה מתחדשת ומוצרים תחליפיים אחרים לגז הטבעי המופק משווקת השותפות, הן בשוק המקומי והן בשווקים הגלובאליים. כך למשל, מחירי LNG נמוכים בשווקים הגלובאליים עשויים להביא להגדלת יבוא של LNG לישראל ו/או לשווקים האזוריים, לצמצם את הביקושים לגז טבעי בשווקים הרלוונטיים לשותפות ולפגוע בהכנסות השותפות ממאגר לויתן.

עליה בהיצע, ירידה בביקוש או ירידת מחירים של מקורות אנרגיה חלופיים לגז טבעי, לרבות פחם, מקורות אנרגיה מתחדשת ומוצרים אחרים, בשוק המקומי או בשווקים הגלובאליים, עשויה להקטין את הביקושים מצד הלקוחות הקיימים והפוטנציאליים ולהביא לירידה במחיר של הגז הטבעי שמוכרת השותפות, דבר אשר עלול להשפיע לרעה על השותפות, מצבה הכספי ותוצאות פעילותיה.

כמו כן, רפורמות והחלטות הקשורות במשק החשמל ובמשק האנרגיה, לרבות שינויים בחוקי איכות הסביבה, עשויים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו.

בנוסף, התרחשויות מהותיות בכלכלה העולמית, כדוגמת מלחמות, סכסוכים ועימותים צבאיים מקומיים או אזוריים, האטה כלכלית, מיתון, אינפלציה, תנודתיות בלתי שגרתית בשערי מט"ח, מלחמות סחר, פגיעה בתפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה (supply chains) העולמיות בכלל, ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז בפרט, וכן תנאי מזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, התפרצות מגיפות, כדוגמת מגיפת הקורונה וכדומה, עלולים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו ו/או להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים, וכן על קבלת החלטות השקעה בפרויקטים חדשים של גז טבעי ו/או הרחבה של פרויקטים קיימים.

7.30.5 גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים

יכולת השותפות למכור גז טבעי מנכסיה, וכן לחתום על הסכמים ארוכי טווח חדשים למכירת גז טבעי ולקבל החלטות השקעה בקשר עם פרויקטים חדשים להפקת גז טבעי או הרחבה של פרויקטים קיימים, מושפעת, בין היתר, מגורמים מאקרו כלכליים גלובאליים שונים או בהתרחשויות מהותיות בכלכלות הגדולות, כדוגמת ארצות הברית, סין והאיחוד האירופי. הגורמים המאקרו כלכליים אשר עשויה להיות להם השפעה מהותית על עסקי השותפות כוללים, בין היתר, מלחמות, סכסוכים ועימותים צבאיים מקומיים או אזוריים, שינויים בקצב הצמיחה או האטה כלכלית גלובאלית, מיתון גלובאלי, אינפלציה גלובאלית, תנודתיות לא שגרתית בשערי מט"ח, מצב הסחר הגלובאלי, עליה במרווחי הריבית, תפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה העולמיות בכלל ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז בפרט, פגיעה בנתיבי שיט, ובכלל זאת באוניות השטות לישראל, שינויי אקלים ומזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, מלחמות סחר, כדוגמת מלחמת הסחר בין ארצות הברית לסין, שהביאה להאטה בפעילות הכלכלית, פגעי טבע, התפרצות מגיפות, כדוגמת מגיפת הקורונה, ותהליכים פוליטיים וחברתיים גלובאליים אשר עשויים לערער יציבות של משטרים. גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים מסוג זה, אשר, במרבית המקרים, לא ניתן לצפות אותם מראש, עשויים לפגוע באופן מהותי בכלכלה הגלובאלית, להגביר את אי הוודאות בשווקים, לפגוע באמון המשקיעים, הקהילה העסקית והצרכנים, להביא להפחתת הצריכה העולמית של מוצרי אנרגיה, ביניהם נפט וגז טבעי, ולהקשות על מימון מחדש.

בהתאם, במהלך שנת 2024 פעילות השותפות ותוצאותיה הושפעו מגורמים שונים, ובכלל זאת מהשינויים במחיר האנרגיה בשל מלחמת רוסיה-אוקראינה, ועליית האינפלציה העולמית ובעקבות כך עליות הריבית על-ידי בנקים מרכזיים בעולם. להשפעות אירועים אלו על פעילות השותפות, ראו בסעיף 7.1.4 לעיל.

יצוין כי, מטבע הדברים, לשותפות אין יכולת להשפיע על גורמים מסוג זה, וקשה לאמוד ולהעריך כיצד גורמים מסוג זה עשויים להתפתח ולהשפיע על עסקי השותפות.

7.30.6 גיאופוליטיקה

המצב הביטחוני, הכלכלי והפוליטי במזרח התיכון בכלל, ובישראל, מצרים, ירדן וקפריסין בפרט, עלולים להשפיע על נכונותם של מדינות וגופים זרים, לרבות במזרח התיכון, להתקשר ביחסים עסקיים עם גופים ישראלים, לרבות השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים. לפיכך, הרעה במצב הגיאופוליטי במזרח התיכון ו/או הרעה במערכת היחסים בין ישראל לשכנותיה בשווקי היעד הרלוונטיים, מטעמים ביטחוניים ו/או מדיניים ו/או כלכליים, עלולה לפגוע מהותית בהכנסות השותפות מהסכמי יצוא הגז למצרים ולירדן, קרי לבלו אושן ול-NEPCO, שהינם לקוחות עיקריים של השותפות, כמו גם ביכולתה של השותפות לקדם את עסקיה עם מדינות וגופים נוספים במדינות השכנות.

7.30.7 קשיים בקבלת מימון

לצורך קידום שלבי פיתוח נוספים בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן או פיתוחם של

מאגרים נוספים בעתיד, כדוגמת מאגר אפרודיטה והמאגר בשטח רישיון בולגריה, ככל שיוחלט על ביצועם, תזדקק השותפות למקורות כספיים משמעותיים נוספים ויתכן כי השותפות תידרש לגייס הון או מימון נוסף, לרבות באמצעות גיוס עתידי של חוב בנקאי או גיוס אגרות חוב בשוק הפרטי או הציבורי.

יצוין כי, גיוס מימון נוסף או משיכת אשראי ממסגרות האשראי, כמפורט בסעיף 7.21.3 לעיל, עלולים להיתקל בקשיים, בפרט בתקופות של משבר המתבטא בצמצום של מקורות האשראי הזמין, בהחמרת דרישות הגופים המממנים להעמדת המימון ובעליית שיעורי הריביות על-ידי בנקים מרכזיים בעולם, אשר עשויים להשפיע על הוצאות המימון של השותפות ובמקרים חריגים עלולים למנוע את היכולת לגייס את המימון הנדרש.

7.30.8 תחרות באספקת גז

השותפות חשופה לתחרות באספקת הגז הטבעי לשוק המקומי ולשווקי הייצוא, ובכלל זאת תחרות מול מאגרי גז מתחרים קיימים, או מאגרים חדשים שעשויים להתגלות בעתיד בישראל או במדינות השכנות, ותחרות מצד מקורות אנרגיה חלופיים, לרבות פחם, דלקים נוזליים (כגון סולר ומזוט) ומקורות של אנרגיה מתחדשת (כגון שמש ורוח). התגברות התחרות עלולה להביא לירידה בביקושים ובמחירי הגז הטבעי שייקבעו בהסכמי אספקה חדשים, דבר אשר עלול לגרום לפגיעה מהותית בהכנסות השותפות ובעסקיה.

במצרים ובירדן, אליהן מייצאת השותפות גז טבעי במסגרת הסכמי האספקה לבלו אושן ול-NEPCO, חשופה השותפות לתחרות שעשויה להתגבר בעתיד מצד מאגרים שנתגלו (בישראל ובאזור), או מאגרים חדשים שיתגלו בעתיד, וכן מצד ספקים של מוצרי אנרגיה חלופיים.

במועד אישור הדוח, מאגר תמר והשותפים בו מהווים מתחרים של השותפות בשוק המקומי והאזורי, וחזקת כריש וחברת אנרג'יאן המחזיקה בו מהווים מתחרים של השותפות בשוק המקומי.

נכון למועד אישור הדוח, מתבצע שיווק הגז ממאגר לווייתן במשותף על-ידי כל שותפי לווייתן. עם זאת, על-פי הסכם התפעול המשותף זכאי כל שותף, בכפוף לתנאים מסוימים, ליטול את חלקו בגז המופק מהמאגר ולשווקו בנפרד מיתר השותפים, והדבר, אם וככל שיקרה, עשוי להקשות על המשך פיתוח מאגר לווייתן.

לאור היקף הביקוש המוגבל לגז טבעי במשק המקומי, כניסה של מתחרים נוספים לשוק הגז המקומי, ההגבלות על היקף הגז שניתן לייצא והתמריצים הניתנים לפיתוח מקורות של אנרגיה מתחדשת, עלולה השותפות להתמודד עם תחרות משמעותית במכירת עתודות הגז המיוחסות לנכסי הנפט שלה.

לפרטים נוספים אודות התחרות בתחום הפעילות, ראו סעיף 7.15 לעיל.

7.30.9 מגבלות על ייצוא

תוצאות פעילות השותפות תלויות במידה רבה באפשרות לייצא גז ממאגר לווייתן ומכירתו בשוק האזורי והבינלאומי. החלטות הממשלה בעניין ייצוא, כמפורט בסעיף 7.24.8 לעיל, מגבילות את כמות הגז שניתן לייצא. לפיכך, ככל שתתקבל החלטה בדבר מגבלות נוספות

בקשר עם כמויות הגז הטבעי המותרות לייצוא, עלול הדבר להביא לפגיעה משמעותית בעסקי השותפות.

יצוין כי, במקרה של ירידה ביכולת אספקת הגז הטבעי ממאגר תמר ו/או מחזקת כריש, בעיקר בחודשי השיא, בהם הביקוש לגז טבעי בשוק המקומי ובשווקי הייצוא עולה על יכולת ההפקה ממאגרי לווייתן, תמר וכריש, יתכן ויידרשו שותפי לווייתן לספק את הביקוש בשוק המקומי על חשבון כמויות המיועדות לייצוא. לפרטים אודות הסכמי הייצוא ראו סעיף 7.12.3(ג) לעיל.

בנוסף, האפשרות לייצוא הגז ומכירתו תלויה בגורמים רבים אשר לגביהם קיימת אי ודאות גבוהה, כגון יחסי החוץ של מדינת ישראל עם מדינות האזור ועם מדינות המהוות שווקי יעד פוטנציאליים לייצוא הגז, הקמת מערך יצוא ושינוע וקבלת האישורים הרגולטוריים הרלוונטיים, כדאיות כלכלית להקמת מערך כאמור, איתור לקוחות פוטנציאליים בשוק הבינלאומי, מציאת מקורות מימון להשקעות הנדרשות לפיתוח ולהקמת מערך הייצוא, ותחרות עם ספקים מקומיים ובינלאומיים בשווקי היעד הרלוונטיים.

7.30.10 תלות בהתפתחות ובתקינות מערכות הולכת הגז

יכולתה של השותפות לספק את הגז המופק מנכסיה ללקוחות הקיימים וללקוחות פוטנציאליים נוספים בישראל ומחוצה לה מותנית, בין היתר, בפיתוח ובתקינות של מערכת ההולכה הארצית לאספקת הגז, של רשתות החלוקה האזוריות ושל צנרות הולכה לצרכנים במדינות שכנות (להלן יחד בסעיף זה: "**מערכות ההולכה**"). כל תקלה, הפרעה או חבלה משמעותיות במערכות ההולכה המשמשות ו/או אשר ישמשו את השותפות בעתיד, עשויות להגביל את יכולתה של השותפות לספק גז ללקוחותיה, תוך חשיפתה לאובדן הכנסות ולהליכים משפטיים, להם עלולה להיות השפעה שלילית על עסקי השותפות ועל תוצאות פעילותה. בנוסף, בהקמה, הרחבה ותפעול של מערכות ההולכה קיימת חשיפה לסיכונים הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים, וסיכונים תפעול מהסוגים המפורטים בסעיפים 7.30.11 ו- 7.30.13 להלן. לפרטים אודות עיכובים בפרויקט המקטע המשולב בשל תלות בקבלנים המבצעים ראו סעיף 7.13.2(ג)2(א) לעיל. בנוסף, דחיה בישום תוכניות הפיתוח וההרחבה של מערכות הולכת הגז עשויה לפגוע ביכולת השותפות לעמוד בהתחייבויותיה ללקוחותיה ובתחזיותיה בקשר עם מכירות גז טבעי.

7.30.11 סיכוני תפעול

פעילות חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש של נכסי נפט וגז טבעי, בפרט במים עמוקים, כרוכה בסיכונים רבים, הכוללים, בין היתר, התפרצות בלתי מבוקרת של נוזלים וגז מבאר, התפוצצות, התמוטטות והתלקחות באר, תקלות, תאונות, ואירועים אחרים העלולים לפגוע בתפקוד מערכות ההפקה וההולכה. ביצועים מתחת לרמה הצפויה או היעילה עשויים גם להיגרם, בין היתר, כתוצאה מטעויות הקבלן או המפעיל, סכסוכי או שיבושי עבודה, פציעות, עיכוב או אי קבלת היתרים, אישורים או רישיונות, הפרת דרישות ההיתרים או הרישיונות, מחסור בכוח אדם, בציוד או בחלקי חילוף, עיכובים בהעברת ציוד

או חלקי חילוף, פירצות אבטחה, מתקפות סייבר, פעולות טרור ואסונות טבע. התרחשות כל אחד מהאירועים כאמור עלולה להפחית באופן משמעותי את יכולת הפקת או אספקת הגז הטבעי או להפסיקה כליל, לפגוע בלוח הזמנים ובתקציב הפעילות, לפגוע באיכות הפחמנים הנמכרים, וכתוצאה מכך להביא להשתת קנסות בגין אי עמידה בתנאי הסכמים ואף לביטול הסכמי מכירת הגז הקיימים של השותפות. כמו כן, פעילות קידוח, השלמה ואטימה של בארות במים עמוקים מצריכה שימוש בטכנולוגיות וציוד ייעודיים, לרוב נמשכת זמן רב יותר ועלויותיה גבוהות יותר משל המקבילה היבשתית, וזאת בשל המורכבות הגדולה של הפעילות כאמור ובשל הצורך לקיים ולתחזק מערכי אספקה ארוכים. לאור זאת, פעילות זו חשופה לאתגרים ולסיכונים משמעותיים.

7.30.12 היעדר כיסוי ביטוחי מספיק

על אף שהשותפות מבטחת בכיסוי נזקים שונים אשר עלולים להיגרם בקשר עם פעילותה, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים לכיסוי מלא בפוליסות השונות שנערכו ולפיכך תקבולי הביטוח, ככל שיתקבלו, לא בהכרח יכסו את מלוא היקף הנזקים ו/או את כל ההפסדים האפשריים, הן לעניין נזקים לצדדים שלישיים (לרבות במהלך חציית תשתיות), הן לעניין אובדן הכנסות אפשרי, הן לעניין עלויות ההקמה והשיקום של מערך ההפקה במקרה של אירוע בגינו יגרם נזק למערך ההפקה לרבות עקב טרור, מלחמה, סייבר ואובדן שליטה בבאר, והן לעניין נזק לרכוש מכל סוג בתוך הבאר. יצוין כי, מערך הביטוח של השותפות כולל, בין היתר, כיסוי מסוים בגין החזקתיה של השותפות בפרויקט לווייתן בפני נזק פיזי ואובדן רווחים הנלווה לנזק פיזי, עקב סיכוני אלימות פוליטית, לרבות סיכוני מלחמה וטרור. הפוליסה מכסה נזקי רכוש מעבר לכיסוי לו זכאית השותפות מהמדינה על-פי חוק מס רכוש וקרן פיצויים, התשכ"א-1961, וכן כיסוי מסוים לאובדן הכנסות לתקופה מסוימת. כיסוי כאמור מתחדש מעת לעת וכפוף לזמינותו בשוק הביטוח בתנאים סבירים. עוד יצוין כי, פוליסות הביטוח שרכשה השותפות אינן מכסות מקרה של אובדן הכנסות כתוצאה מעצירת ההפקה עקב קבלת הוראה רגולטורית מחייבת, כפי שקיבלו שותפי תמר לאחר פרוץ מלחמת חרבות ברזל. לפרטים נוספים אודות השפעת מלחמת חרבות ברזל על מערך הביטוח של השותפות, ראו סעיף 7.30.1 לעיל. כמו כן, קיימים ביטוחים מסוימים שהשותפות עשויה להחליט שלא לרכוש כלל, מטעמים שונים, כגון היעדר כדאיות כלכלית, ואף אין כל ודאות כי ניתן יהיה לרכוש פוליסות מתאימות בעתיד בתנאים מסחריים סבירים או בכלל.

בנוסף, פעילותה של השותפות בייצוא גז טבעי לירדן ולמצרים חושפת את השותפות לסיכונים שלא ניתן לבטחם כלל או שניתן לבטחם רק באופן חלקי, הכוללים, בין היתר, נזק תוצאתי הנלווה לנזק מכל סוג שהוא לרכוש ו/או הנלווה לנזק לרכושו של ספק ו/או לקוח ו/או הפרה של הסכמים וביטול הסכמים מסיבה שאינה מותרת על-פי ההסכם ו/או שינוי חקיקה ו/או הוראות של רשויות מוסמכות בירדן ובמצרים, אשר עלולים לפגוע בעסקי השותפות וברכושה.

לפיכך, במקרה של אובדן או נזק בקנה מידה גדול, הביטוחים אשר נערכו עלולים שלא להספיק לכיסוי מלוא הנזקים לשותפות ו/או לצדדים שלישיים, לרבות במהלך חציית תשתיות, ובכלל זאת בכל הנוגע לנזקי זיהום סביבתי. סיכונים אלו, אם יתממשו, עלולים לגרום לדחיות ולעיכובים בפעילויות החיפוש, הפיתוח וההפקה של השותפות, לפגיעה בעסקי השותפות או להיות בעלי השפעה מהותית לרעה על עסקי השותפות, מצבה הכספי, תוצאות פעילותה או תחזיותיה, ובמקרה קיצון אף עלולים להביא את השותפות לחדלות פירעון.

יצוין כי, ההחלטה על סוג והיקף הביטוח נקבעת בדרך כלל בנפרד לגבי כל פעילות, תוך התחשבות, בין היתר, בסוג הפרוספקט בו צפוי להתבצע קידוח, בעלות הביטוח, בטיבו ובהיקפו של הכיסוי המוצע, בדרישות הרגולציה, ביכולת להשיג כיסוי מתאים בשוק הביטוח, בקיבולת הפנויה עבור השותפות והפרויקט בשוק הביטוח ובסיכונים הצפויים.

7.30.13 סיכוני הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים

כיום, אין בישראל קבלנים וספקים שביכולתם לבצע את הפעולות העיקריות המבוצעות בנכסי השותפות, כדוגמת קדיחת קידוחים במים עמוקים וייצור והנחה של תשתיות תת-ימיות של גז טבעי, ולפיכך מתקשרת השותפות באמצעות המפעילה עם קבלנים מחו"ל לצורך כך. בנוסף, הציוד הנדרש לביצוע הפעולות, כדוגמת אוניות קידוח או אוניות להנחת צנרת בים או אסדות מנופים להקמת פלטפורמות, מצומצם, ולפיכך אין וודאות כי יהיה זמין לביצוע הפעולות כאמור במועדים שנקבעו לכך. בעקבות כך, עשויות פעולות שונות להיות כרוכות בעלויות גבוהות מהמתוכנן, ו/או עלולים להיגרם עיכובים משמעותיים בלוחות הזמנים שנקבעו לביצוע העבודות. בנוסף, בעקבות הזמינות המצומצמת של ציוד ייעודי וכוח אדם לתפעולו, נדרש לשריין את ההתקשרות עימם זמן רב מראש, דבר המוסיף מורכבות לפרויקט, ואף עלול לייקר אותו באופן משמעותי. פעילות השותפות, ובכלל זאת היכולת להתקשר עם קבלנים זרים וכן היכולת של הקבלנים כאמור להוציא לפועל את ההתקשרות עימם, עלולה להיתקל בקשיים גם עקב מצבה הפוליטי והביטחוני של מדינת ישראל, ובפרט מלחמת חרבות ברזל. לפרטים אודות עיכובים בפרויקט המקטע המשולב ובפרויקט הצינור השלישי, בשל תלות בקבלנים המבצעים, ראו סעיף 6.8.5 לעיל. יצוין כי, מחיר השירותים והעלויות של פעולות חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש נקבע על-פי היצע וביקוש בשווקים המושפעים, בין היתר, ממחירי הסחורות, שינויי רגולציה, היצע של מוצרים חליפיים ורמת הפעילות בענף. סיכונים אלה חלים לעיתים גם ביחס להקמה והפעלה של חלק ממערכות ההולכה בישראל ובמדינות שכנות. לפרטים ראו סעיף 7.30.10 לעיל.

7.30.14 סיכוני פעילות חיפושים והסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים

פעולות חיפושים של מאגרי נפט וגז כרוכה בדרגה גבוהה של סיכון, וזאת בעיקר מכיוון שהאמצעים הגיאולוגיים והגיאופיזיים אינם מספקים תמונה מדויקת על המיקום, הצורה, המאפיינים או הגודל של תת הקרקע, ולפיכך פעולות חיפושים עשויות להסתיים בממצאים שאינם מאפשרים פיתוח והפקה מסחריים.

7.30.15 הסתמכות על הערכות ואומדנים בהערכת משאבים

הערכת כמות המשאבים בנכסי השותפות בכלל, ובפרויקט לווייתן בפרט, נבחנת באופן רציף ומתעדכנת מעת לעת, בהסתמך, בין היתר, על נתוני הפקה ועל מידע נוסף שנצבר, וזאת באמצעות המפעילה, מעריך עתודות בלתי תלוי ומשרד האנרגיה. תהליך הערכת היקף המשאבים הוא סובייקטיבי ומבוסס על אומדנים והנחות שונות ועל מידע חלקי, ולכן ההערכות לגבי אותם מאגרים, המבוצעות על-ידי מומחים שונים, עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי.

יצוין כי, לאור האמור, המידע הנכלל בדוח לעניין כמויות המשאבים המיוחסים לנכסי הנפט של השותפות הינו אומדן בלבד ואין לראות בו מידע על כמויות מדויקות של גז טבעי שניתן יהיה להפיק מהמאגרים השונים. עוד יצוין כי, אומדן כמות משאבי הגז הטבעי משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים בדוחותיה הכספיים של השותפות ולאור מהותיות הפחתת הנכסים, יכולה להיות לשינויים המתוארים לעיל השפעה מהותית על תוצאות הפעילות והמצב הכספי של השותפות.

כמו כן, נתוני תזרים המזומנים המהוון המיוחסים לפרויקט לווייתן מבוססים על הנחות שונות שרבות מהן אינן בשליטתה המלאה של השותפות, בין היתר ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ההפקה והמכירות ומחירי המכירה, אשר אין ודאות כי יתממשו. לפרטים אודות ההנחות העיקריות אשר בבסיס תזרים המזומנים בפרויקט לווייתן, ראו בדוח המשאבים המצ"ב **כנספח ב'** לפרק זה.

7.30.16 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של היעדר אמצעים

עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפוש, פיתוח, הפעלה ותחזוקה, ולוחות זמנים משוערים לביצוען מבוססים על ניסיון העבר ואומדנים כלליים, ולכן יכולות להיות בהן סטיות ניכרות, לרבות בשל אירועים שאינם בשליטת השותפות. כמו כן, תוכניות חיפוש ופיתוח עשויות להשתנות במידה משמעותית, בין היתר, בעקבות ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולגרום לסטיות ניכרות בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות. כמו כן, תקלות הנגרמות תוך כדי פעולות חיפוש, פיתוח, תפעול או תחזוקה עלולות לגרום לכך שלוח הזמנים יתארך הרבה מעבר למתוכנן וכי בפועל ההוצאה שתידרש לשם השלמת הפעולות תהיה גבוהה בהרבה מהעלויות שתוכננו לפעולות אלה.

לפרטים אודות עיכובים בביצוע פרויקט המקטע המשולב ופרויקט הצינור השלישי, ראו סעיף 7.13.2 לעיל.

7.30.17 חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה וחוסנם הפיננסי של השותפים בנכסי הנפט

פעולות חיפוש, פיתוח והרחבת/שימור יכולת אספקת הגז בנכסי הנפט של השותפות כרוכות בהוצאות כספיות ניכרות אשר יתכן ולשותפות לא יהיו אמצעים לכסותן. על-פי הסכמי התפעול המשותפים, אי תשלום במועד של חלק השותפות בתקציב מאושר לביצוע תוכנית עבודה מאושרת מהווה הפרה העלולה להביא לאובדן הזכויות של השותפות בנכסי הנפט אשר הסכם ו/או הסכמי התפעול חל ו/או חלים עליהם.

בנוסף, במצב בו צדדים אחרים להסכמי התפעול המשותפים לא שילמו סכומים שאמורים

היו לשלם, עלולה השותפות להידרש בתשלום סכומים העולים באופן ניכר על חלקה היחסי באותם נכסי נפט. בשל עלותם הגבוהה במיוחד של הוצאות פיתוח וקידוחים ימיים, עלולות עלויות נוספות אלו להביא לידי כך שהשותפות לא תוכל לעמוד בהתחייבויותיה הכספיות ועקב כך תאבד את זכויותיה בנכסי הנפט. לאור האמור לעיל, לחוסן הפיננסי של השותפים בנכסי הנפט בהם מחזיקה השותפות יכולות להיות השלכות, בין היתר, על תזרים המזומנים שלה.

7.30.18 תלות בקבלת אישורים רגולטוריים ואחרים

פעולות חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש בנכסי הנפט של השותפות מחייבות קבלת אישורים רגולטוריים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה, לרבות משרד האנרגיה, המשרד להגנת הסביבה, משרד הביטחון, רשויות המס, רשויות התכנון השונות, משרד החקלאות, רשות הנמלים ומשרד התחבורה (להלן בסעיף זה: "האישורים"). במסגרת האישורים הנדרשים לפעילות השותפים בנכסי הנפט נקבעים תנאי תוקף, אשר חלק ניכר מהם אינו בשליטת השותפים. הפרת תנאים אלה עלולה להוביל, בין היתר, לעצירת פעילות ההפקה ממאגרים מפיקים, להטלת מגבלות על הפעילויות השונות ולחשיפת השותפים בנכסי הנפט לסנקציות כספיות, מנהליות או פליליות. יצוין כי, לשותפים בנכסי הנפט אין שליטה לגבי האישורים החדשים שיידרשו בעתיד והתנאים שיקבעו במסגרתם, ולכן אין ודאות כי ניתן יהיה לקבל אותם או לעמוד בתנאיהם.

7.30.19 שינויים רגולטוריים

ככלל, היקף הרגולציה שחלה על תחום הפעילות של השותפות מתאפיין בגידול מתמיד. הכבדת הרגולציה החלה, בין היתר, על פעולות חיפוש, פיתוח, הפקה, שיווק, והוצאה מכלל שימוש של מאגרי ומתקני גז ונפט, תנאי האספקה של גז טבעי, יצוא גז טבעי, מיסוי רווחי נפט וגז, כללים להקצאת זכויות נפט חדשות, ביטוח וערבויות, העברה ושיעבוד של זכויות נפט, הגבלים עסקיים, פיקוח על מחירי הגז, אסדרה תכנונית וכו', עלולה להשפיע לרעה על עסקי השותפות. כמו כן, ככל שיחולו שינויים נוספים בדיון, בהסדרה על-פי מתווה הגז, בתקנות או במדיניות רלוונטיות, או ככל שיגרם עיכוב בקבלת אישורים רגולטוריים, או שהשותפות או לקוחותיה לא יקבלו את האישורים הרגולטוריים הנדרשים או לא יקיימו את תנאיהם, עשויים לגרום לכך שהשותפות ו/או לקוחותיה לא יהיו מסוגלים לקיים את התחייבויותיהם על-פי הסכמים קיימים.

לפרטים אודות הרגולציה העיקרית החלה על פעילות השותפות נכון למועד אישור הדוח, ראו סעיפים 7.23.2 ו-7.24 לעיל.

7.30.20 כפיפות לרגולציה מתחום דיני התחרות

נכון למועד אישור הדוח, מספר הגופים המחזיקים בזכויות במאגרי גז טבעי בישראל הינו עדיין נמוך יחסית, ובעקבות כך קיימים לשותפות סיכונים רגולטוריים מכוח דיני התחרות והפיקוח על המחירים.

כאמור בסעיף 7.24.2(א) לעיל, השותפות הוכרזה כבעלת מונופולין ביחד עם יתר שותפי תמר ולחוד, ועל אף שהשלימה את מכירת יתרת זכויותיה בחזקות תמר ודלית היא עשויה להיחשב כמונופולין בתחום אספקת גז טבעי בישראל נוכח היכללותה במרשם בעלי המונופולין ונוכח היותה שותפה בפריקט לווייתן. יצוין כי, על בעל מונופולין ניתן להחיל מגבלות ואיסורים מכוח חוק התחרות הכלכלית, וחל עליו, בין היתר, האיסור לסרב מטעמים לא סבירים לספק גז טבעי ללקוחות והאיסור לנצל לרעה את מעמדה בשוק באופן שעלול להפחית את התחרות בעסקים או לפגוע בציבור (למשל, על-ידי קביעה של רמת מחירים בלתי הוגנת או על-ידי קביעת תנאי התקשרות שונים לעסקאות דומות אשר עשויים להעניק ללקוחות מסוימים יתרון בלתי הוגן כלפי המתחרים בהם).

כמו כן, כאמור בסעיף 7.24.2(ג) לעיל, טרם התקבלה ההחלטה המשלימה של הממונה על התחרות בנוגע לרכישת מניות EMG, אשר אם וכאשר תתקבל עשויה לכלול תנאים אשר יגבילו את השימוש בצינור EMG לצורך יצוא הגז המופק ממאגר לווייתן למצרים. בנוסף, על השותפות חל צו הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים, המטיל פיקוח על משק הגז ברמה של דיווח על רווחיות ומחירים, כמפורט בסעיף 7.24.2(ב) לעיל. על-פי הצו כאמור, יש לדווח באופן חצי שנתי על המחירים ועל שולי הרווח של הגז הטבעי הנמכר. במקרה בו יוטל פיקוח על המחירים ויקבע מחיר מירבי הנמוך מהמחירים הקבועים בהסכמים למכירת גז טבעי של השותפות, וככל שקביעה זאת תעמוד בבחינה משפטית, עלולה להיות לכך השפעה לרעה על עסקי השותפות, שהיקפה ייגזר מהמחיר המירבי שיקבע.

7.30.21 כפיפות לרגולציה סביבתית

פעילות השותפות, המתבצעת ברובה באמצעות המפעילה בנכסי הנפט השונים, כפופה למגוון חוקים, תקנות והנחיות בנושא הגנת הסביבה, המתייחסים לנושאים שונים, כגון זליגה או דליפה של נפט, גז טבעי או של מזהמים אחרים לסביבת הים, שחרור לים של חומרים מזהמים ופסולת מסוגים שונים (שפכים, ציוד, נזלי תפעול, מלט וכו'), חומרים כימיים בהם משתמשים בשלבי העבודה השונים, פליטת מזהמים לאוויר, מפגעי תאורה, רעש, הקמת תשתיות צנרת על קרקעית הים ומתקנים נלווים. בנוסף, נדרשת השותפות, באמצעות המפעילה בנכסי הנפט השונים, להשיג אישורים מגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט, חוק משק הגז הטבעי וכן חוקים אחרים, כגון חוקים להגנת הסביבה, לצורך פעילות המפעילה.

אי עמידה בהוראות הרגולציה הסביבתית כאמור, עלולה לחשוף את המפעילה, השותפות ושותפיה בנכסי הנפט השונים, וכן את נושאי המשרה בהם, לצעדי איכפה שונים, ובתוך כך גם לתביעות, קנסות וסנקציות שונות, לרבות במישור הפלילי, כמו גם לעיכוב ואף להפסקת פעילות השותפות. כמו כן, השותפות עשויה להיות אחראית לפעולות של אחרים, כגון המפעילה או קבלני צד שלישי הקשורים למפעילה וכן לזיהום הנוגע למתקני השותפות או הנובע מפעילותה.

בנוסף, פעולות של חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש של נכסי נפט וגז טבעי

במים עמוקים כרוכים בסיכונים שונים, וביתר שאת מפעילות במים רדודים וביבשה, לרבות פליטת חומרים ופסולת מסוכנים לסביבה, וכן חשיפה של בני אדם לאותם חומרים ופסולת מסוכנים. בעקבות כך, עשויה השותפות להיות אחראית לחלק או לכל ההשלכות הנובעות מסיכוני הפליטה או החשיפה של חומרים ופסולת מסוכנים כאמור.

בחודש ספטמבר 2016 פרסם משרד האנרגיה, בשיתוף המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים, הנחיות המסדירות את ההיבטים הסביבתיים בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים, כמפורט בסעיף 7.23.2(ט) לעיל. להנחיות כאמור עלולה להיות השפעה על עלויות ואופן פעילות השותפות, אשר נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן לאמוד את היקפה. כמו כן, אין ודאות כי העלויות שיידרשו מהשותפות בקשר עם החוקים, התקנות וההנחיות הקיימים והצפויים בתחום איכות הסביבה ובקשר להשלכות הנובעות מפליטת חומרים לסביבה לא יעלו על הסכומים שהוקצו על-ידי השותפות למטרות אלה, או שלעלויות אלו לא תהיה השפעה מהותית לרעה על מצבה הכספי של השותפות ותוצאות פעילותיה.

יצוין כי, הפרשנות והאכיפה של החוקים והרגולציה הסביבתיים משתנים מעת לעת ועשויים להיות מחמירים יותר בעתיד.

לפרטים אודות כפיפות השותפות להוראות הדין והוראות של רשויות מוסמכות בנושאים סביבתיים ואודות הליכים משפטיים ומנהליים מהותיים בקשר עם איכות הסביבה, ובדבר הליכי הפיקוח והבקרה שמקיים דירקטוריון השותף הכללי בקשר לניהול הסיכונים הסביבתיים, ראו סעיף 7.23 לעיל.

7.30.22 שינויי האקלים

שינויי אקלים, הנכללים גם במסגרת גורמי סיכון שונים המפורטים בסעיף זה, הינם מכלול תופעות אשר תועדו ונחקרו בהרחבה בעשרות השנים האחרונות, ואשר מחייבות היערכות של האנושות מבחינת האטה של שינויים לרעה (כדוגמת הורדת קצב עליית הטמפרטורה) ומבחינת התמודדות עם ההשלכות של התופעות כאמור (כדוגמת התמודדות עם עליית מפלס הים).

השותפות מכירה ומתייחסת להיערכות הבינלאומית לשינויי האקלים, לרבות מעבר לכלכלה דלת-פחמן. היערכות זו מתייחסת לסיכונים שונים, אשר מקובל לסווגם כ"סיכונים פיזיים" (סיכונים הקשורים בחשיפה לאירועי אקלים ומזג אוויר, ובכלל זאת ארועי קיצון כדוגמת בצורת, שטפונות וסערות), וכ"סיכוני מעבר" (סיכונים הנובעים ממעבר לכלכלה דלת-פחמן, כדוגמת סיכונים הקשורים בשינויים רגולטוריים ו/או טכנולוגיים). מכלול הסיכונים כאמור חושפים את עסקי השותפות, באופן ישיר ועקיף, לנזקים שונים, אשר זוהו והוערכו במסגרת תהליכי ניהול סיכוני אקלים של השותפות.

התעצמות אירועי קיצון אקלימיים והתגברות תכיפותם, בין אם הם מתרחשים בנכסי השותפות ובין אם באזורים בהם שרשרת האספקה לנכסים כאמור עוברת, עשויה, בין היתר, לשבש, לעכב ולייקר את הפעילות בנכסים, לגרום לפגיעה משמעותית בעובדים בנכסי השותפות, בנכסי השותפות עצמם ובתהליכי התפעול. בנוסף, לאירועי קיצון

ולתגברות תכיפותם עשויה להיות השפעה על הביקושים בשווקי היעד של השותפות. התערבות רגולטורית, אשר מטרתה להוביל להקטנת הפליטה של גזי חממה ולקידום השימוש באנרגיות מתחדשות, וזאת במסגרת מדיניות ממשלתית להתמודדות עם שינויי האקלים, עשויה לבוא לידי ביטוי בקביעת יעדים להפחתת השימוש בדלקים מאובנים, שהחתימה אליהם מיושמת, בין היתר, בדרך של מתן תמריצים חיוביים ליצרנים ולצרכנים של מקורות אנרגיה מתחדשת וקביעת תמריצים שליליים ליצרנים וצרכנים של אנרגיה מאובנת (כדוגמת הטלת מס פחמן). התערבות זו עשויה, בין היתר, להשפיע לרעה על הביקוש לגז טבעי, שהינו המוצר העיקרי אותו מוכרת השותפות. כמו כן, הכבדת העול הרגולטורי עשויה לבוא לידי ביטוי בהגברת הדרישות לניטור, ניהול ודיווח של פעולות בעלות השפעה סביבתית, ובכך להוביל להתייקרות התפעול השוטף של נכסי השותפות. בנוסף, העמקת החובות הרגולטוריות עשויה לכלול הרחבה של דרישות משקיעים לגילוי על סיכונים, הזדמנויות והשפעות האקלים על השותפות. לפרטים אודות החלטות ותוכניות שפורסמו בנושא זה על-ידי ממשלת ישראל ורשויות ממשלתיות, ראו סעיף 7.24.10 לעיל. תחולת מס פחמן בארץ והשפעות מכס הפחמן של ה-EU, ה-CBAM, עלולות להוביל להגדלת עלויות התפעול ולהפחתת הביקוש לדלקים פוסיליים. מעבר לכך, פעילות של ארגונים ופעילים המתנגדים להפקה ושימוש בדלקים מאובנים, עלולה לפגוע במוניטין השותפות ולדאגה גוברת מצד בעלי עניין. סיכון זה עלול להוביל להוצאות משפטיות ואחרות אשר יידרשו לצורך התמודדות עם פעילות זו ותוצאותיה. הפגיעה במוניטין אף עלולה להביא לקשיים בגיוס הון ומשקיעים, לקשיים בגיוס עובדים וכן לריבוי הליכי ליטיגציה בטענות הנוגעות לכגיעה בסביבה ובאקלים נגד השותפות והמפעילה.

האצה ופיתוח של טכנולוגיות שונות מהווים אף הם סיכון לעסקי השותפות. כמו כן, פיתוחים טכנולוגיים אשר יאפשרו הפקה ואספקה של דלקים חליפיים (כדוגמת מימן), פיתוח טכנולוגיות אגירה יעילות, או הסטה של משאבים לפיתוח אנרגיות חליפיות, עלולים לשבש את שווקי היעד של השותפות, וכן להעלות הוצאות הונית שונות. המגמות כאמור עלולות להוביל לשינוי בהעדפות השוק והצרכנים, שאף הם עלולים להיות גורם לביקוש מופחת למוצרי נפט וגז מסורתיים, התייקרות המימון וההון ולחצים לגיוון המודל העסקי. לאור האמור, אסטרטגיית השותפות הינה שילוב של המשך צמיחה בתחום הגז הטבעי, אליו מתייחסים כ"דלק מעבר", לצד פיתוח והרחבה של פעילות בתחום האנרגיות המתחדשות והמימן, בין היתר במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט, כמפורט בסעיף 7.10 לעיל, וכן בפרויקטים של מימן כחול, כמפורט בסעיף 7.28.3(ב) לעיל.

7.30.23 תלות במזג אוויר ובתנאים

פעילות ימית חשופה למגוון סיכונים תפעוליים הייחודיים לסביבה הימית, כגון התהפכות, התנגשויות ונזק או הפסד הנגרמים כתוצאה מתנאי מזג אוויר קשים ותנאי הים. תנאים אלה עלולים לגרום נזק משמעותי למתקנים ולשבש את הפעילות.

כמו כן, תנאי ים סוערים ותנאי מזג אוויר חריגים עלולים לגרום לנזקים למערכת ההפקה וההולכה ולציוד (הקיים או בבניה) וכן לדחיות בלוח הזמנים שנקבע לתוכנית העבודה של הפרויקטים בים ולהארכת משך ביצועה. דחיות כאלה עלולות לגרום לייקור העלויות הצפויות ואף לאי עמידה בלוחות זמנים שהשותפות מחויבת בהם. לפרטים אודות השפעות מזג אוויר על הביקושים, ראו סעיף 7.1.4 לעיל.

7.30.24 סיכוני אבטחת מידע וסייבר

השותפים בנכסי הנפט של השותפות, לרבות השותפות והמפעילה בהם (במישרין ובאמצעות קבלני משנה) (להלן בסעיף זה: "התאגידים"), נסמכים בפעילותם על ציוד ומערכות מחשוב. כך למשל, במסגרת פעילות ההפקה ממאגר לווייתן, נעשה שימוש במערכות בקרה תעשייתיות, המשמשות לצורך פיקוח, שליטה, איסוף נתונים ובקרה (Industrial Control Systems, להלן: "ICS"), המנטרות ושולטות בתהליכים רחבי היקף, הכוללים, בין היתר, ניטור של צנרות הולכת הגז הטבעי והקונדנסט. מערכות אלה חשופות לסיכון של מתקפות סייבר.

בנוסף, השותפות והמפעילה תלויות בציוד ומערכות מחשוב, לרבות מחשבים, מערכות מידע ותשתיות, בכל הקשור לפעילות השוטפת, המשמשות לעיבוד מידע אישי (למשל ביחס לעובדי ויועצי השותפות) ונתונים פיננסיים ותפעוליים (דוגמת ניתוח מידע ססמי, גיאולוגי והנדסי, אומדן עתודות מחצבים ולפעילויות אחרות הקשורות לשותפות). שותפיה העסקיים של השותפות, ספקיה ולקוחותיה, תלויים גם הם בציוד ומערכות מחשוב, לרבות מחשבים, מערכות מידע ותשתיות, כאשר ככל שהתלות בהן גדלה, כך גם גדל פוטנציאל החשיפה לאיומי סייבר, עקיפים לשותפות.

תקלות ו/או כשלים ו/או טעויות אנוש ו/או חשיפות אבטחה במערכות מחשוב, לרבות ב-ICS, מערכות מידע, תשתיות ומערכות אבטחת המידע, עלולים לאפשר גישה לוגית ו/או פיזית בלתי מורשית למטרת ניצול בלתי נאות של נכסי השותפות ולפגיעה מכוונת במערכות המחשוב כאמור של התאגידים. גישה כאמור יכולה להוביל לפגיעה ברשת הניהולית ו/או התפעולית, לזליגת מידע, שיבוש המידע ולפגיעה בתהליכים בקשר עם ICS. במקרה קיצון, גישה כאמור אף עלולה לגרום לשיבוש או להפסקת אספקת הגז הטבעי. פגיעה במידע או בנתונים וכן ברציפות התפעולית, עלולה אף להסב, במישרין או בעקיפין, נזקים עסקיים ונזקים למוניטין לתאגידים.

האמור לעיל מקבל משנה תוקף, שעה שלאחרונה כמות התקיפות כנגד ארגונים בישראל, התעצמה על רקע מלחמת חרבות ברזל, והיות ובעקבות שינויים שחלו בשווקי העבודה (בהמשך למשבר הקורונה, בו ארגונים עברו לפעילות שחלקה באמצעות חיבור מרחוק לרשתות הארגוניות), גדלה ההסתברות לתקיפת סייבר ברוב הארגונים.

לאור האמור, השותפות מיישמת את הנחיות הרשות להגנת הפרטיות, ואת עקרונות תורת ההגנה בסייבר של מערך הסייבר הלאומי, לצורך ניהול אפקטיבי של אבטחת המידע והגנת הסייבר בשותפות. להבנת השותפות, בכל הנוגע להיבט התפעולי של פלטפורמת

לוויתן ומתקני הפקת והולכת הגז הטבעי והקונדנסט ממאגר לוויתן, מיישמת המפעילה את הנחיות מערך הסייבר הלאומי, כתשתית מדינה קריטית.

השותפות עיגנה מדיניות אבטחת מידע והגנת סייבר (להלן: "מדיניות ההגנה"), אשר מאושרת אחת לשנה על-ידי האורגנים הרלוונטיים בשותפות, מגדירה את מטרות העל של השותפות ואת תפישתה בכל הנוגע להיבטי אבטחת מידע והגנת סייבר. השותפות פועלת ליישום תפישה זו, באמצעות רכש אמצעים טכנולוגיים לפי המלצת מומחי תוכן עמם היא מתייעצת, והנחיית כלל העובדים והספקים הרלוונטיים להתנהלות נאותה מול סיכוני סייבר.

מנהל הכפוף למנכ"ל השותפות, אחראי ליישום מדיניות ההגנה, והשותפות נעזרת בחברת טכנולוגיות מידע ומנהלת אבטחת מידע במיקור חוץ, הפועלים באופן שוטף לחיזוק ושיפור מתמיד של מערך ההגנה של השותפות.

השותפות נערכת להתמודדות עם אירוע אבטחת מידע וסייבר, ולצורך כך אימצה נוהל ניהול אירועים אלה ונוהל התאוששות של המערך הטכנולוגי, ערכה תרגול ניהול אירוע להנהלת השותפות ולצוות הטכנולוגי ורכשה פוליסת ביטוח סייבר. עם זאת, יובהר כי על אף האמצעים השונים בהם נוקטות השותפות והמפעילה כאמור, נותר סיכון משמעותי לפגיעה וגרימת נזק כתוצאה מפעילות סייבר אשר במקרה קיצון עלולה לגרום לשיבוש או להפסקת אספקת הגז הטבעי או לפגיעה בחיי אדם, כמפורט לעיל.

7.30.25 שינויים במגמות השקעה משיקולי ESG (Environment, Society, Governance)

בשנים האחרונות, גוברת המודעות בקרב משקיעים בארץ ובעולם ובקרב בעלי עניין נוספים, ובין היתר, ספקים, צרכנים, עובדים ונתני אשראי, להשפעות האקלימיות והסביבתיות של פעילויות שונות, וכן לאופן ההתנהלות של התאגיד בהיבטי ממשל תאגידי. כחלק ממגמה זו, שוקלים משקיעים קיימים ופוטנציאליים, כמו גם מחזיקי עניין אחרים, שיקולים בהיבטי ESG, כחלק ממדיניות ההשקעות ומהמדיניות העסקית שלהם, לרבות בהתייחס למתן אשראי.

במקביל, מסתמנת מגמה דומה גם בקרב רגולטורים בארץ ובעולם. כך לדוגמא, בחודש דצמבר 2020, פרסם המפקח על הבנקים הודעה לפיה מצופה מהבנקים לנקוט צעדים אופרטיביים הולמים לזיהוי, ניטור וניהול סיכונים סביבתיים; בחודש אפריל 2021 פרסמה רשות ניירות ערך מתווה מוצע לתאגידי מדווחים בעניין, בין היתר, גילוי וולונטרי של דוח אחריות תאגידית וסיכוני ESG מידי שנה; ובחודש יולי 2022 נכנס לתוקף חוזר שפרסמה רשות שוק ההון, ביטוח וחיסכון, הקובע, בין היתר, כי גופים מוסדיים יחויבו להתייחס להיבטי ESG בעת ביצוע השקעות. בחודש ספטמבר 2024 פרסמה יחידת הביקורת של רשות ניירות ערך מסמך שכותרתו "ריכוז ממצאי ביקורת בנושא גילוי ודיווח בדבר סיכוני איכות סביבה בתאגידי מדווחים". גישות דומות נכללות גם במסמכים של גורמי פיקוח ורגולציה נוספים בעולם בכלל ובאירופה בפרט.

מגמות אלו עשויות לבוא לידי ביטוי באופנים שונים, וביניהם התנגדות ציבורית לפעילות בנכסי נפט וגז של השותפות, הפחתת האטרקטיביות של השותפות בקרב עובדים פוטנציאליים, לחץ מצד משקיעים ובנקים מממנים להתאמת פעילות השותפות ליעדי הסכם פריז מחודש דצמבר 2015 שעניינו הפחתת פליטות גזי חממה, וכן קושי בגישה להון, לרבות גיוס חוב, להשקעות חיצוניות ולמימון פרויקטים. כמו כן, מגמות אלו אף עשויות להשפיע לרעה על המצב העסקי והפיננסי של השותפות, ובין היתר להוביל לירידת שווי נכסיה, לעליה במחיר החוב ולשחיקת מחיר יחידת ההשתתפות. בחודש פברואר 2022 פורסם באתר האינטרנט של השותפות דוח האחריות התאגידית הראשון של השותפות הסוקר את השנים 2020-2021, ובמסגרתו הוצבו יעדים ראשוניים לתחומים שהוגדרו כמהותיים על-ידי מחזיקי העניין, על-פי מבחן המהותיות ובהתאם לתקני GRI. בחודש יוני 2024 פרסמה השותפות באתר האינטרנט שלה דוח ESG לשנים 2022 ו-2023. בכוונת השותפות לפרסם בחודשים הקרובים דוח ESG לשנת 2024.

7.30.26 סיכומי מס

סוגיות המס הקשורות בפעילות השותפות, ובפרט בנוגע לאופן חישוב ההיטל על-פי חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדת שלטונות המס. להחלטות שיפוטיות בסוגיות אלו וכן לשינויים במשטר הפיסקאלי שינבעו כתוצאה משינויי חקיקה, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, עשויות להיות השלכות מהותיות על השותפות ועל בעלי היחידות.

7.30.27 התחייבויות בקשר עם מימון

בתנאי אגרות החוב שהנפיקה לווייתן בונד הוגדרו אירועי הפרה (events of default) והתחייבויות שונות, שחלקם אינם בשליטת השותפות, אשר הפרתם עלולה להקנות למחזיקי אגרות החוב זכות להעמדת החוב לפירעון מיידי ולמימוש השיעבודים על זכויות השותפות בפרויקט לווייתן אשר נוצרו להבטחת הפירעון של אגרות החוב, כמפורט בסעיף 7.21 לעיל. בנוסף, מסגרות האשראי קובעות אמות מידה פיננסיות בהן השותפות נדרשת לעמוד ככל ותבצע משיכה מתוכן, ואשר הפרתן מקימה למלווה זכות לפירעון מיידי, כמפורט בסעיף 7.21.4 לעיל. בהקשר זה יצוין כי, החרפה משמעותית במצב הבטחוני, אשר תביא לסיום מוקדם של הסכמי הייצוא או שכתוצאה ממנה ייגרם נזק פיזי לפרויקט לווייתן שלא תוקן או יתקיימו אירועים אחרים הצפויים באופן סביר לגרום להשפעה מהותית לרעה, ובכפוף לתקופות ריפוי, סייגים ותנאים, עלולה במקרים מסוימים לגרום להפרה של תנאי אגרות החוב של לווייתן בונד המקנה למחזיקי אגרות החוב עילה לפירעון מיידי ומימוש הבטוחות ו/או להשפיע לרעה על יכולת השותפות לגייס חוב נוסף ולהגדיל את עלויות המימון בגין גיוס חוב נוסף כאמור.

7.30.28 תלות בלקוחות

נכון למועד אישור הדוח, בלו אושן ו-NEPCO הינם הלקוחות העיקריים של פרויקט לווינתן. בהתאם, השותפות חשופה בגין לקוחות אלה לסיכונים שאינם בשליטתה, ובכלל זאת לשינויים בתנאים הכלכליים, הפוליטיים והבטחוניים במצרים ובירדן וביחסיהם עם מדינת ישראל, אשר עלולים להשפיע על לקוחות אלה או על יכולתם לקיים את התחייבויותיהם לפי הסכמי אספקת הגז. לפרטים אודות הכנסות השותפות מלקוחות אלה, ראו סעיף 7.12.3 לעיל.

יצוין כי, בהסכם שנחתם עם בלו אושן נקבעו מועדים בהם רשאי כל צד להסכם לבקש התאמת המחיר. במקרה בו בלו אושן תבקש התאמה של מחיר הגז הנרכש על-ידיה בהתאם למנגנון הקבוע בהסכם עימה, עלולה להיות לכך השפעה שלילית על עסקי השותפות ועל תוצאות פעילותה.

כמו כן, השותפות חשופה לסיכונים שאינם בשליטתה בנוגע לחוסן הפיננסי של לקוחותיה ויכולתם לקיים את התחייבויותיהם לפי הסכמי אספקת הגז. ככל שלקוחותיה בכלל, ולקוחותיה העיקריים בפרט, לא יעמדו בהתחייבויותיהם על-פי הסכמי האספקה, ובמידה שהשותפות לא תצליח למכור את הכמות החוזית שנקבעה בהסכמי האספקה ללקוחות אחרים, יהיה לדבר השפעה מהותית לרעה על הכנסותיה של השותפות ועל תוצאותיה הכספיות.

7.30.29 הסתמכות על המפעיל

השותפות מסתמכת במידה רבה על המפעיל בנכסיה, בהתאם להוראות הסכמי התפעול המשותף.

התפטרות מפעיל ו/או העברתו מתפקידו, מכל סיבה שהיא כקבוע בהסכמי התפעול או שינוי במעמדו ו/או בזכויותיו באופן שיחדל מלהיות המפעיל בפרויקט, עלולים לפגוע ביכולתה של השותפות לעמוד בהתחייבויותיה על-פי תוכניות העבודה של נכסי הנפט ו/או על-פי הסכמי מכירת הגז. במקרה כזה, השותפות אינה יכולה להבטיח כי ימצא מפעיל חלופי בתנאים הנוכחיים או בכלל. אי הצלחה של השותפות למצוא מפעיל חלופי עלולה להשפיע לרעה על הפעילות בפרויקטים השונים, ובפרט על התחייבויות השותפות לספק גז בהתאם להסכמי מכירת הגז הקיימים, וכתוצאה מכך עלולות הכנסות השותפות להיפגע. כמו כן, במקרה שהמפעילים בנכסי השותפות לא יעמדו בהתחייבויותיהם כמפעילים לפי הסכמי התפעול המשותף או לפי הסכמים עם צדדים שלישיים עימם הם מתקשרים כמפעילים, אזי עלולה השותפות לשאת בהוצאות ובהפסדים שעלולים לנבוע כתוצאה מפעולותיהם (או מחדליהם) של המפעילים.

יצוין כי, ברישיון אופק חדש אשר פקע, בעלי הזכויות ברישיון מחוייבים על-פי דין בביצוע פעולות נטישה ואטימה, וכי על אף שעל-פי הסכמי התפעול המשותף חובות אלו חלות בפועל על המפעילה, SOA, אין בכך בכדי לגרוע מחובותיה של השותפות בנושא.

7.30.30 סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא

תהליך קבלת החלטה לביצוע השקעה בפיתוח שדה לצורך הפקת מסחרית ממנו, פעולות ביניים שעד להפקה המסחרית, וכן ביצוע הפיתוח וההפקה המסחרית (אם יוחלט שיש

להם מקום) עשויים להימשך תקופות ממושכות ולחייב את השותפות להשקיע סכומים משמעותיים. לא בכל ממצא שהוגדר כתגלית מסחרית יהיו פעולות הפיתוח של שדה הנפט או הגז כדאיות מבחינה כלכלית לשותפות וברות מימון, וזאת, בין היתר, בשל חובת תשלום התמלוגים לצדדים שלישיים. בפרט נכון הדבר בקשר עם פיתוח והפקה של נכסים במים עמוקים, דוגמת אלו בהם מצויים נכסיה העיקריים של השותפות.

7.30.31 ביטול או פגיעה של זכויות ונכסי נפט

זכויות נפט ניתנות על-פי חוק הנפט לתקופה קצובה ותוקפן מותנה במילוי התחייבויות במועדים הקבועים בתנאי נכסי הנפט. במקרה של אי מילוי התנאים כאמור, ניתן לבטל את זכות הנפט, בכפוף לחוק הנפט. כמו כן, אי עמידה בתנאים הקבועים בחוק הנפט או בתנאי הסכם הזיכיון שקיבלו השותפים במאגר אפרודיטה מממשלת קפריסין, או ביחס לפרויקטים במרוקו או בבולגריה, עלולים להביא לאובדן הזכויות וכל הכספים שהושקעו בזכויות אלה עלולים לרדת לטמיון.

7.30.32 גלישה של מאגרים

מאגרי נפט או גז טבעי שנתגלו או יתגלו בשטחים בהם לשותפות יש זכויות, עשויים לגלוש (מבחינת השתרעות המבנה הגיאולוגי של המאגר) לשטחים אחרים בהם אין לשותפות זכויות, ולהיפך. במקרה בו המאגר גולש לשטחים אשר לצדדים אחרים זכויות בהם, יתכן ויהיה צורך להגיע להסכמים בדבר ניצול והפקה משותפת מהמאגר או הסדר שיפוי חלופי, על מנת להגיע לניצול יעיל של משאבי הנפט או הגז הטבעי, דבר אשר עלול לגרום לעיכובים בפעילויות שונות שמתעתדת השותפות לבצע.

לפרטים אודות הסדר הגישור בקשר עם רישיון ערן, ראו סעיף 7.9.1 לעיל.

לפרטים אודות גלישה אפשרית של רישיון בולגריה, ראו סעיף 7.8.9 לעיל.

7.30.33 סיכונים ביטחוניים

מתקני הולכת הגז של נתג"ז, צינור EMG ותשתיות נוספות המשמשות לצורך אספקת הגז למצרים, ממוקמים חלקם בלב ים וכן נמצאים בקרבה יחסית לגבול הימי והיבשתי בין ישראל לבין רצועת עזה ולתשתית קבלת הגז והפצתו במצרים המחוברת לצינור EMG באזור סיני, ולפיכך הם חשופים לסיכונים ביטחוניים, לרבות פעולות טרור ואירועי חבלה. כמו כן, מתקני פרויקט לויתן, הצנרת, התשתיות והמתקנים המשמשים לאספקת הגז לירדן ולמצרים חשופים אף הם לסיכונים ביטחוניים כאמור. לפרטים נוספים אודות גורמי סיכון בטחוניים בקשר עם מלחמת חרבות ברזל, ראו סעיף 7.30.1 לעיל.

סיכונים ביטחוניים אלו, אם וככל שיתממשו, עלולים, בין היתר, לשבש את הפקת הגז ממאגר לויתן ו/או את אספקת הגז ללקוחות בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא, ובמקרה קיצוני אף עלול הדבר להוביל לביטול הסכמי אספקת הגז או להפחתת הסכומים אותם נדרשים הלקוחות לשלם עקב טענה של אירוע "כוח עליון".

כמו כן, סיכונים אלו עלולים להגביל את היכולת של ספקי שירות וציוד לספק את שירותיהם או את הפריטים הדרושים לפעילות של פרויקט לויתן ולפגוע ביכולת לגייס ולשמר הון אנושי מתאים.

התממשות הסיכונים הביטחוניים כאמור עשויה לגרום לפגיעה משמעותיה בהכנסות השותפות ובעסקיה, לרבות יכולתה להוציא לפועל פעולות המותנות בתיאום מוקדם עם מערכת הביטחון.

7.30.34 תנדטיות בשער הדולר

שינויים בשער החליפין שקל-דולר עשויים להשפיע על תוצאות השותפות במספר אופנים, כדלקמן: (א) מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר. מאחר שחלק מהוצאותיה של השותפות נקוב בש"ח או מושפע משער השקל-דולר, ירידה בשער החליפין שקל-דולר (התחזקות של השקל מול הדולר) מגדילה את ההוצאות הללו במונחים דולריים; (ב) מאחר שמחירי הגז בהסכמי מכירת הגז ממאגר לווייתן נקבעים על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובין היתר, הצמדה לשער החליפין שקל/דולר והצמדה לתעריף יצור החשמל, אשר מושפע בחלקו משער החליפין שקל-דולר, להיחלשות של השקל לעומת הדולר עלולה להיות השפעה שלילית שאינה מהותית על הכנסות השותפות; ו- (ג) מאחר שהשותפות מדווחת על הכנסתה החייבת לצרכי מס בשקלים חדשים וכן משלמת מקדמות המס בשקלים חדשים, אזי שינויים בשער החליפין שקל-דולר, משפיעים על היקף הכנסתה החייבת של השותפות לצרכי מס וכן על היקף תזרים המזומנים המשמש לתשלום מקדמות המס כאמור.

7.30.35 השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה בה

להשתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה בה, ולמצבם הפיננסי, עשויה להיות השפעה לרעה על השותפות ועסקיה.

השתייכות השותפות לקבוצת דלק משליכה על יכולת גיוס האשראי של השותפות, בין היתר, עקב מגבלת "לווה בודד" אשר כתוצאה ממנה מקורות האשראי של השותפות בישראל עלולים להיות מוגבלים, וכן ישנן הגבלות רגולטוריות אחרות המוטלות על המערכת הבנקאית ועל גופים מוסדיים על-ידי משרד האוצר ובנק ישראל. כמו כן, הרעה במצבה הפיננסי של קבוצת דלק עלולה להקשות על השותפות לגייס אשראי ו/או להשפיע לרעה על התנאים המסחריים לפיהם יועמד האשראי הנדרש לשותפות. בנוסף, על-פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט, שינוי או העברת שליטה בשותפות מחייב את קבלת אישורו.

עוד יצוין כי, על-פי הסכם הזיכיון שנחתם עם רפובליקת קפריסין במסגרת פרויקט אפרודיטה, כמפורט בסעיף 7.3.3 לעיל, שינוי שליטה בקבוצת דלק או בשותפות, במישרין או בעקיפין, טעון אישור מראש של רפובליקת קפריסין. כמו כן, בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון ולדרישת רפובליקת קפריסין, העמידה קבוצת דלק ערבות ביצוע להתחייבויות השותפות על-פי הסכם הזיכיון.

7.30.36 סעיפי אירועי "כוח עליון" בהסכמים השונים

כמקובל, ההסכמים השונים אשר השותפות חתומה עליהם כוללים סעיפי אירועי "כוח עליון". אירועי "כוח עליון" עשויים לפטור צד להסכם מלבצע את התחייבויותיו לפי ההסכם. לפיכך, להתרחשות אירוע "כוח עליון" לצד להסכם כלשהו עליו חתומה השותפות, עשויה

להיות השפעה על הפרויקטים השונים אשר מקדמת השותפות, לוחות הזמנים הצפויים להשלמתם והעלויות הנגזרות מהם. כמו כן, במקרים מסוימים אירוע "כוח עליון" אשר נמשך זמן רב עשוי להביא לעילות לביטול ההסכמים.

בנוסף, בכל הסכמי מכירת הגז הטבעי של השותפות (להלן בסעיף זה: "הסכמי הגז"), מחויבים הלקוחות לשלם בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי (Take or Pay) בהתאם למנגנונים שנקבעו בהסכמי הגז. עם זאת, הלקוחות עשויים להיות פטורים מחובה זו, בהתרחשות אירוע "כוח עליון" המונע מהם מלקיים את התחייבויותיהם, כמוגדר בהסכמי הגז. אירוע "כוח עליון" מוגדר כאירוע שאינו בשליטת הלקוח, המונע ממנו את קיום התחייבויותיו תחת הסכם הגז, ואשר לא ניתן היה למנוע אותו באופן סביר בנסיבות העניין. הסכמי הגז מפרטים רשימת מקרים אשר לא ייחשבו כאירוע "כוח עליון" גם במקרה בו הם אינם בשליטת הלקוח. יצוין כי, גם השותפות עשויה להיות פטורה מחובותיה על-פי הסכמי הגז בהתרחש אירוע "כוח עליון" המונע ממנה מלקיים את התחייבויותיה לפי ההסכמים.

ככל שאירוע "כוח עליון" נמשך לאורך תקופה ממושכת הקבועה בהסכם גז והוא משפיע באופן מהותי על יכולת צד להסכם לקיים את התחייבויותיו כאמור לעיל, הדבר עלול להוות עילה לביטול ההסכם. לפיכך, התרחשות של אירוע "כוח עליון" לתקופה ארוכה, המשעה את התחייבויותיו של לקוח לרכישת כמות משמעותית של גז טבעי, עלולה להשפיע לרעה באופן מהותי על הכנסות השותפות.

7.30.37 מחלוקות מדיניות באזורים בהם השותפות פועלת

בחודש יולי 1974 פלשו כוחות צבאיים של טורקיה לקפריסין וכבשו כשליש משטחה של קפריסין (להלן בסעיף זה: "השטחים הכבושים"). נכון למועד אישור הדוח, טורקיה עדיין מחזיקה בכוח צבאי גדול בשטחים הכבושים. קו הפסקת האש שנקבע באוגוסט 1974 הפך לאזור חיץ בפיקוח האו"ם ונקרא "הקו הירוק".

החל משנת 1975 נעשו ניסיונות למשא ומתן בין הצדדים בתיווך האו"ם על מנת להגיע לפתרון המחלוקת. בתוך כך, מועצת הביטחון של האו"ם העבירה לאורך השנים מספר החלטות בנושא המחלוקת על השטחים הכבושים, ואף הועברו טיוטות של שני הסכמים בשנים 1977 ו-1979.

בשנת 1983 "הרפובליקה הטורקית של צפון קפריסין" הכריזה באופן חד צדדי על עצמאותה, אך טורקיה היא המדינה היחידה שהכירה בה ובזכותה על השטחים הכבושים. לאור האמור לעיל, עשויה להיות התדרדרות ביחסים בין טורקיה לקפריסין אשר תוביל לאי יציבות מדינית באזור או אף לעימות צבאי. התפתחויות מסוג זה, עשויות להביא לעיכובים בפיתוח של מאגר אפרודיטה.

יצוין כי, בעקבות הכרזת העצמאות של הרפובליקה הטורקית של צפון קפריסין, טורקיה מבצעת פעולות של חיפוש גז טבעי ונפט באזורים נרחבים באזור מזרח הים התיכון, לרבות באזור הכלכליים של מצרים וקפריסין. בתוך כך, טורקיה מבצעת קידוחים וסקרים

שונים בשטחים ימיים שנויים במחלוקת. פעולות אלו עשויות להביא לאי יציבות אזורית או אפילו לעימות צבאי במזרח הים התיכון, אשר עשוי להשפיע (באופן ישיר או עקיף) על פעילות השותפות, לגרום לנזקים פיזיים למתקני השותפות בקפריסין, או להביא לצמצום הסחר בין ישראל וקפריסין לבין שותפי הסחר הנכחיים שלהם. עם זאת, יצוין כי בהתאם לדיווחיה הרשמיים, ממשלת טורקיה אינה טוענת לבעלות על השטחים בהם מצוי בלוק 12.

כמו כן, המחלוקת על ריבונות מרוקו באזור המכונה "הסהרה המערבית" עשויה להשפיע על קבלת אישורים רגולטוריים בקשר עם פעילות השותפות ברישיון בוז'דור, הפעלת הרישיון וכן קידום פעולות נוספות באזור זה.

* * *

בטבלה להלן מוצגים גורמי הסיכון שתוארו לעיל על-פי טיבם (סיכוני מקרו, סיכונים ענפיים וסיכונים מיוחדים לשותפות), אשר דורגו בהתאם להערכות השותף הכללי בשותפות, על-פי גודל מידת השפעתם על השותפות:

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה קטנה	השפעה בינונית	השפעה גדולה	
			סיכוני מקרו
		X	מלחמת חרבות ברזל
X			התפרצות מגיפות
	X		תנודות ברכיבי הצמדה בנוסחאות מחירי הגז הטבעי בחוזי האספקה
	X		שינויים בביקושים ובמחירי מוצרי האנרגיה
		X	גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים
		X	גיאופוליטיקה
			סיכונים ענפיים
	X		קשיים בקבלת מימון
	X		תחרות באספקת גז
	X		מגבלות על יצוא
		X	תלות בהתפתחות ובתקינות מערכות הולכת הגז
	X		סיכוני תפעול
		X	היעדר כיסוי ביטוחי מספיק
	X		סיכוני הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים
	X		סיכוני פעילות חיפושים והסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים
	X		הסתמכות על הערכות ואומדנים בהערכת משאבים
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של היעדר אמצעים
X			חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה וחוסנם הפיננסי של השותפים בנכסי הנפט
	X		תלות בקבלת אישורים רגולטוריים ואחרים
		X	שינויים רגולטוריים
	X		כפיפות לרגולציה מתחום דיני התחרות
		X	כפיפות לרגולציה סביבתית
	X		שינויי האקלים
X			תלות במזג אויר ובתנאי ים
	X		סיכוני אבטחת מידע וסייבר
	X		שינויים במגמות השקעה משיקולי ESG
			סיכונים מיוחדים לשותפות
	X		סיכוני מס
X			התחייבויות בקשר עם מימון
	X		תלות בלקוחות
		X	הסתמכות על המפעיל
X			סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא
		X	ביטול או פגיעה של זכויות ונכסי נפט
X			גלישה של מאגרים
		X	סיכונים ביטחוניים

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות		
	X	תנודתיות בשער הדולר
	X	השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה בה
	X	סעיפי אירועי "כוח עליון" בהסכמים השונים
X		מחלוקות מדיניות באזורים בהם השותפות פועלת

יצוין כי, מידת ההשפעה של גורמי הסיכון האמורים על פעילות השותפות הינה על סמך הערכה בלבד ויתכן כי בפועל מידת ההשפעה תהיה שונה.

מילון מונחים מקצועיים

להלן מילון למונחים מקצועיים, מסודר לפי האלף בית העברי, ולפי שם המונח בעברית. ההסברים והפירושים הניתנים כאן מובאים לנוחות הקורא. הגדרות רשמיות נמצאות ב- PRMS ובתקנות של רשות ניירות ערך, כפי שהן מתעדכנות מעת לעת.

אומדן נמוך / טוב ביותר / גבוה (Low / Best / High Estimate) - על-פי ה- PRMS, האומדן הנמוך מוגדר כערך שיש הסתברות של 90% שהכמות בפועל תהיה שווה או גדולה ממנו; האומדן הטוב ביותר מוגדר כערך שיש הסתברות של 50% שהכמות בפועל תהיה שווה או גדולה ממנו; האומדן הגבוה מוגדר כערך שיש הסתברות של 10% שהכמות בפועל תהיה שווה או גדולה ממנו.

גז טבעי דל (Lean Natural Gas) - בהקשר של מערכות ההפקה של לוויתן, המונח מתייחס לזרם הגז הטבעי במערכת לאחר טיפול, קרי לאחר שהופרדו ממנו הנוזלים (מים ו- MEG).

גז/נפט בְּמָקוֹם בְּמָקוֹר (Gas/Oil Initially In Place) - נפח הגז שמצוי במאגר טרם תחילת הפקתו, לרוב מדווח בתנאי לחץ וטמפרטורה סטנדרטים. היקף הגז "בְּמָקוֹם" אינו תלוי בתוכנית הפיתוח של המאגר ואינו משתנה, למרות שהאומדנים לגביו עשויים להשתנות. היקף הגז בְּמָקוֹם תמיד גדול מהיקף הגז בר הפקה (ראו בהקשר זה "מקדם השבה" ו- "גז/נפט בר הפקה").

גז/נפט בר הפקה (Recoverable Gas/Oil) - גז/נפט שניתן להפקה באמצעות פרויקטי פיתוח מסחריים או תת-מסחריים, נכון ליום מסוים.

גז טבעי (Natural Gas) - תערובת גזית של פחמנים שנוצרה באופן טבעי.

גז טבעי דחוס (גט"ד - Compressed Natural Gas - CNG) - גז טבעי שנדחס בלחץ גבוה לכדי פי 100 עד 300 מנפחו המקורי, כתלות בלחץ הדחיסה. דחיסת הגז מאפשרת את אחסונו ושינועו. ה- CNG משמש בעיקר כדלק לרכבים מונעי גז טבעי.

גז טבעי יבש (Dry Gas) - גז טבעי המורכב ברובו ממתאן, וככלל מכיל פחות מכ- 10 חביות קונדנסט עבור כל מליון רגל מעוקב של גז.

גז טבעי נוזלי (Liquified Natural Gas - LNG) - גז טבעי המעובה על-ידי קירורו לטמפרטורה של כ- 160 מעלות צלסיוס מתחת לאפס למצב צבירה נוזלי, ובכך מקטין את נפחו פי 600. הנזלת הגז הטבעי מאפשרת את הולכתו ללקוחות מרוחקים במיכליות ייעודיות מבלי להזדקק לצנרת.

גז טבעי עשיר (Rich Natural Gas) - בהקשר של מערכות ההפקה של הפרויקטים לוויתן ותמר, המונח מתייחס לזרם הגז הטבעי במערכת לפני טיפול, קרי לפני שהופרדו ממנו הנוזלים (מים ו- MEG).

גז טבעי רטוב (Wet Gas) - גז טבעי המכיל, ביחס לגז טבעי יבש, פחות פחמנים קלים (בעיקר מתאן ואתאן) ויותר פחמנים כבדים. מקובל לסווג גז טבעי כ"רטוב" כשתכולת המתאן שבו פחותה מ- 85%.

זכות השתתפות (Working Interest) - אינטרס בנכס נפט המעניק לבעליו את הזכות להשתתף, באופן יחסי לחלקו, בניצול נכס הנפט למטרת חיפושי נפט, פיתוח והפקת נפט בכפוף להשתתפותו בחלק יחסי מהוצאות הכרוכות בכך

שתהיינה, לאחר רכישת זכות ההשתתפות.

חיפוש גז/נפט - כלל הפעולות שתכליתן איתור מאגרי גז/נפט והוכחת קיומם, לרבות סקרים וניתוחים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים, הנדסיים וכו'. מקובל לקבוע את סיום שלב החיפושים בתום קידוח הניסיון המוצלח, ולאחר שהמחפשים הצליחו להוכיח את כלכליות התגלית, שלעתים מחייבת קידוחים נוספים.

כבלים טבוריים (Umbilical Cables) - בהקשר של מערכות ההפקה של הפרויקטים לווייתן ותמר, המונח מתייחס לכבלים של פיקוד ושליטה בבארות ההפקה, המאפשרים גם הזרמת נוזלים אליהן. בפרויקטים לווייתן ותמר יש כבלים טבוריים מהפלטפורמה אל מערכת הסיעוף התת-ימית (Subsea Distribution Assembly - SDA), וכבלים טבוריים בשדה גופא, ממערכת הסיעוף התת-ימית אל הבארות.

לוגים (Logs) - (א) בדיקות שונות המבוצעות במסגרת פעולות קידוח לאיפיון ורישום רציפים של תכונות הסלעים הנקדחים ותכולתם. (ב) המכשירים שבאמצעותם מבוצעות הבדיקות. לוגים נחלקים לכאלה שמתבצעים במהלך פעולות הקדיחה (logging while drilling LWD) ומותקנים כחלק מטור צינורות הקדיחה, ולכאלה שמבוצעים בשלב בו המקדח אינו נמצא בקדח, והם נישאי כבל (wireline logging).

מגדל כלונסאות (Jacket) - מבנה מקובע לקרקעית הים שראשו מעל פני הים, ועליו מותקנים הסיפונים (topsides) של הפלטפורמה.

מימן ירוק (Green Hydrogen) - תוצר של תהליך אלקטרוליזה במסגרתו מולקולות המים מתפרקות למימן ולחמצן באמצעות חשמל המגיע מאנרגיה מתחדשת, לרוב אנרגית שמש או רוח. המימן המיוצר עובר לטיפול, שינוע ושיווק והחמצן נפלט לאטמוספירה.

מימן כחול (Blue Hydrogen) - תוצר של תהליך פיחוח גז טבעי בו מולקולות הגז מתפרקות על-ידי קיטור למימן וכחמן דו חמצני. המימן הנוצר עובר לטיפול, שינוע ושיווק, ואילו הכחמן דו חמצני מופרד משאר תוצרי התהליך, ועובר בנפרד לטיפול, שינוע ושיווק או הטמנה גיאולוגית (תהליך הידוע בעולם כ- CCUS – Carbon Capture, Utilization and storage).

מסחרי (Commercial) - על-פי ה- PRMS, פרויקט הוא מסחרי כאשר יש עדויות לכוונה מוצקה לקדם פיתוח של מאגר במסגרת זמן סבירה, וכי קיימות עדויות מוצקות לכך שכל התנאים, ובכלל זאת הטכניים, סביבתיים, כלכליים, חברתיים, פוליטיים, משפטיים, חוזיים ורגולטוריים מולאו.

מסעפת (Manifold) - מתקן המורכב מצינורות ושסתומים שייעודו שליטה, ניתוב וניטור של זרימת תוצרים שונים. בפרויקטים לווייתן ותמר המסעפת היא תת-ימית, וקולטת את הזרימה מהצנרת היוצאת ממספר בארות תת-ימיות, ומנתבת אותה לצנרת הארוכה המוליכה לפלטפורמה.

מערכת ניהול משאבי פטרוליום (PRMS) - מסמך מנחה להגדרה, סיווג, אומדן ודיווח אמינים ואחידים של משאבי גז ו/או נפט, שפותח ומקדם על-ידי האיגודים המקצועיים העיקריים הפועלים בתחום. המהדורה האחרונה של המסמך פורסמה בשנת 2018 (חלף המהדורה של שנת 2007).

מקדם השבה (Recovery Factor) - היחס בין הגז/נפט במקום במקור (gas/oil initially in place) והגז/נפט הניתן להפקה (recoverable), כהגדרתם כאן. ערך המקדם בין 0 ו-1, וככלל יותר נמוך עבור נפט מאשר עבור גז.

משאבים מותנים (Contingent Resources) - מוגדרים על-פי ה- PRMS ככמויות פחמנים (דוגמת גז/נפט) המוערכות, נכון לזמן נתון, כניתנות להפקה ממאגרים שנתגלו, אך מסחריותן מותנית בתנאי מתלה אחד או יותר. תנאים מתלים עשויים להיות, בין היתר, טכניים, כלכליים ו/או רגולטוריים. על-פי ה- PRMS, משאבים מותנים מדווחים לפי הוודאות בהיקפם, לאומדן הנמוך (low estimate) שסימונו 1C, האומדן הטוב ביותר (best estimate) שסימונו 2C, ולאומדן הגבוה (high estimate) שסימונו 3C.

משאבים מנובאים (Prospective Resources) - מוגדרים על-פי ה- PRMS ככמויות פחמנים (נפט ו/או גז) המוערכות, נכון לזמן נתון, כניתנות להפקה ממאגרים שטרם נתגלו. על-פי ה- PRMS, משאבים מנובאים מדווחים לפי הוודאות בהיקפם, לאומדן הנמוך (low estimate) שסימונו 1U, האומדן הטוב ביותר (best estimate) שסימונו 2U, ולאומדן הגבוה (high estimate) שסימונו 3U.

נכס נפט - החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברישיון או בחזקה. במדינה אחרת - החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על-ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במישרין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי העניין).

סיפונים (Topsides או Decks) - מבנה המכיל מתקני הפקה וטיפול ומתקנים נלווים, המצוי מעל-פני הים על גבי מגדל כלונסאות (jacket) במקרה של פלטפורמה מקובעת, או על מתקן צף במקרה של FPSO.

סקר סיימי (Seismic Survey) - שיטה המבוססת על גלי קול, המאפשרת הדמיה של תת הקרקע ואיתור של מבנים גיאולוגיים, ומהווה את כלי העבודה העיקרי בחיפושי גז ונפט. ככלל, סקרים סיימיים נחלקים לאלו המקנים תמונה דו-מימדית (סקר 2D) של תת הקרקע, ואלו המקנים תמונה תלת מימדית (סקר 3D) של תת הקרקע. הנתונים הגולמיים של הסקר מעובדים (processed) במגוון שיטות. הפענוח (interpretation) הגיאולוגי מבוצע לרוב על תוצרי העיבוד.

עתודות (רזרבות, Reserves) - מוגדרות על-פי ה- PRMS ככמויות פחמנים (דוגמת גז/נפט) הצפויות להיות ניתנות להפקה מסחרית ממאגרים שנתגלו, באמצעות יישום של תוכניות פיתוח מיום נתון, תחת תנאים מוגדרים. עתודות מקיימות ארבעה תנאים: הן נתגלו (discovered), הן ברות הפקה (recoverable), הן מסחריות (commercial) והן קיימות (remaining) בהתבסס על פרויקט הפיתוח המיושם. עתודות מדווחות לפי הוודאות בהיקפן, למוכחות (proved) שסימונו P1, צפויות (probable) שסימונו P2, ולאפשריות (possible), שסימונו P3. מקובל לדווח גם את האומדן הנמוך, שסימונו 1P (ששווה בערכו ל- P1); האומדן הטוב ביותר, שסימונו 2P (ששווה בערכו להיקף המצרפי של P1 ו- P2); והאומדן הגבוה, שסימונו 3P (ששווה בערכו להיקף המצרפי של P1, P2 ו- P3).

פחמנים (הידרוקרבונים - Hydrocarbons) - תרכובות המורכבות מפחמן ומימן. בדוח זה משמש המונח לציון כללי של, בעיקר, גז טבעי ו/או נפט ו/או קונדנסט.

פטרויליום (Petroleum) - תערובת טבעית של פחמנים במצב צבירה גזי, נוזלי או מוצק. פטרוליום עשוי להכיל גם מרכיבים לא-פחממניים, דוגמת דו-תחמוצת הפחמן, חנקן וגופרית. בדוח זה משמש המונח לציון כללי של, בעיקר, גז טבעי ו/או נפט ו/או קונדנסט.

פיתוח (Development) - מכלול הפעולות הנדרשות בכדי להפיק גז/קונדנסט/נפט ממאגר, ובכלל זאת קדיחת והשלמת בארות הפקה, הקמת מערכת הולכה למתקן טיפול, הקמת מתקני טיפול ככל שיידרשו, הקמת מערך הולכה ממתקן הטיפול אל הצרכנים.

פלטפורמת הפקה וטיפול (Production and Processing Platform) - מתקן המשמש לטיפול בתוצרי ההפקה (גז טבעי/קונדנסט/מי תוצר וכו'), ולעתים גם לשליטה בבארות ובמערך ההולכה. בפרויקטים ים תטיס, לווייתן ותמר פלטפורמות ההפקה והטיפול הן ימיות.

קידוח ניסיון / חיפוש (Exploration Well) - קידוח שמטרתו הן הוכחת קיומו של גז טבעי/נפט בפרוספקט, ואימות המודל הגיאולוגי שהביא לקדיחתו. מהווה את שיא פעילות החיפושים. בהתאם לגודל השדה ומורכבתו, ייתכנו יותר מקידוח ניסיון אחד בשדה.

קידוח אימות / הערכה (Confirmation / Appraisal Well) - קידוח שמטרתו אימות גודלו, איכותו ורציפותו של שדה גז ו/או נפט שהתגלה על-ידי קידוח ניסיון מוצלח. קידוח אימות מתבצע בשלב הערכת השדה, המסתיים פורמאלית בקבלת החלטת השקעה לפיתוח השדה. בהתאם לגודל השדה ומורכבתו, ייתכנו יותר מקידוח ניסיון אחד בשדה.

תעבית (קונדנסט – Condensate) - תערובת פחמימניים שמצויה במצב צבירה גזי בתנאי המאגר, אך מתעבה לנוזל בדרכה לפני השטח, בעקבות הירידה בלחץ ובטמפרטורה.

שדה גז ו/או נפט - הצטברות או הצטברויות של נפט מתחת לפני הקרקע, המורכבות על-פי רוב מסלע מאגר המחופה על-ידי שכבה אוטמת. לרוב משמש לציין מאגרים שההפקה מהם עשויה להיות כלכלית.

Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) - מתקן טיפול ואחסון צף של נפט ו/או גז, שלרוב נראה כאונייה. מצויד במתקני טיפול והפרדה של נפט ו/או גז ו/או מים ונוזלים אחרים, שמופקים מבארות תת-ימיות ומולכים מהן אל המתקן באמצעות צינורות ייעודיים (risers). למתקן קיבולת אחסון של עשרות או מאות אלפי חביות של נוזלים, שנפרקים תקופתית באמצעות מיכליות.

היתר מוקדם, זכות קדימה לקבלת רישיון, זכות נפט, נפט, רישיון, כמשמעותם בחוק הנפט.

נתגלה (Discovered); ממצא (Discovery); בהפקה (On Production); אושר לפיתוח (Approved for Development); מוצדק לפיתוח (Justified for Development); הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending); תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Development Development); (Unclarified or on Hold); נטישת באר (Well Abandonment); פיתוח בלתי-מעשי (Development not Viable); קידוח יבש (Dry Hole) - כמשמעותם ב- PRMS.

יחידות

BCF - מיליארד רגל מעוקב, Billion Cubic Feet

BCM - מיליארד מטר מעוקב, Billion Cubic Meter

TCF - טריליון רגל מעוקב, Trillion Cubic Feet

MMCF - מיליון רגל מעוקב, Million Cubic Feet

MMBBL - מיליון חביות, Million Barrels

MMBTU - מיליון יחידות חום, Million British Thermal Units

להלן מקדמי המרה ליחידות בהן נעשה שימוש בדוח לעיל:

BCM	BCF	MMCF
1	35.3147	35,314.7

BCF	MMCF	BCM
1	1000	0.0283

MMCF	BCF	BCM
1	0.001	0.00003

רשימת קיצורים חלקית

- AFE - Authority For Expenditure, הרשאה להוצאה
- AOT - Ashdod Onshore Terminal, מתקן הקבלה החופי אשדוד
- ACQ - Annual Contract Quantity - היקף חוזי שנתי
- CCUS - Carbon Capture, Utilization and Storage - לכידה, שימוש והטמנה של פחמן
- EGAS - Egyptian Natural Gas Holding Company
- EMG - Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E
- FEED - Front-End Engineering Design, תכנון הנדסי מכורט
- FID - Final Investment Decision, החלטת השקעה סופית
- FLNG - Floating LNG, מתקן צף להנזלת גז טבעי
- FPSO - Floating Production, Storage and Offloading, מתקן טיפול ואחסון צף של נפט ו/או גז
- FSRU - Floating Storage Regasification Unit, מתקן צף לאחסון וגיזוז של LNG לצורך אספקת גז טבעי
- IEC - Israeli Electric Company - חברת החשמל לישראל
- JOA - Joint Operating Agreement, הסכם תפעול משותף
- JV - Joint Venture, מיזם משותף
- MEG - Monoethyleneglycol, נוזל מונע קפיאה
- NEPCO - Natural Electric Power Company, חברת החשמל הלאומית של ירדן
- NSAI - Netherland Sewel and Associates Inc.
- PRMS - Petroleum Resources Management System
- SPC - Special Purpose Company
- TCQ - Total Contract Quantity - היקף חוזי כולל

Triethylen Glycol - TEG, נוזל שסופח מים, ומשמש לייבוש גז טבעי

הגילים הגיאולוגיים המופיעים בדוח

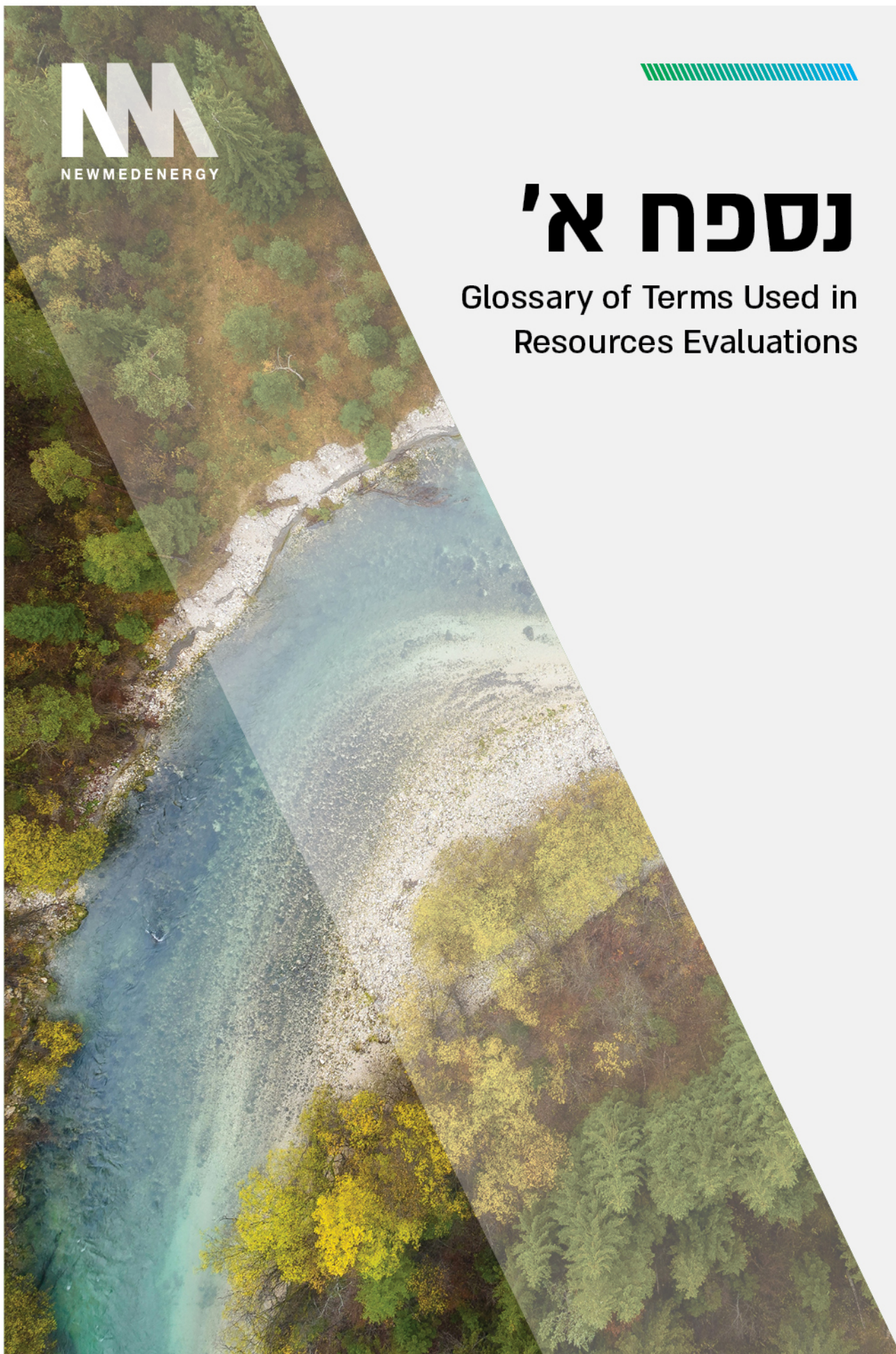
(על-פי ה- International Commission on Stratigraphy, 2024, במיליוני שנים לפני הזמן הנוכחי)

- מיוקן (Miocene): 23.0 - 5.3
- אוליגוקן (Oligocene): 33.9 - 23.0
- קרטיקון עליון (Upper Cretaceous): 100.5 - 66.0
- קרטיקון תחתון (Lower Cretaceous): 143.1 - 100.5
- יורא (Jurassic): 201.4 - 143.1
- טריאס (Triassic): 251.9 - 201.4
- פרם (Permian): 298.9 - 251.9



נספח א'

Glossary of Terms Used in
Resources Evaluations



Appendix A—Glossary of Terms Used in Resources Evaluations

This Glossary provides high-level definitions of terms used in resources evaluations. Where appropriate, sections within the PRMS document are referenced to best show the use of selected terms in context.

TERM	See PRMS Section	DEFINITION
1C	2.2.2	Denotes low estimate of Contingent Resources.
2C	2.2.2	Denotes best estimate of Contingent Resources.
3C	2.2.2	Denotes high estimate of Contingent Resources.
1P	2.2.2	Denotes low estimate of Reserves (i.e., Proved Reserves). Equal to P1.
2P	2.2.2	Denotes the best estimate of Reserves. The sum of Proved plus Probable Reserves.
3P	2.2.2	Denotes high estimate of reserves. The sum of Proved plus Probable plus Possible Reserves.
1U	2.2.2	Denotes the unrisks low estimate qualifying as Prospective Resources.
2U	2.2.2	Denotes the unrisks best estimate qualifying as Prospective Resources.
3U	2.2.2	Denotes the unrisks high estimate qualifying as Prospective Resources.
Abandonment, Decommissioning, and Restoration (ADR)	3.1.2	The process (and associated costs) of returning part or all of a project to a safe and environmentally compliant condition when operations cease. Examples include, but are not limited to, the removal of surface facilities, wellbore plugging procedures, and environmental remediation. In some instances, there may be salvage value associated with the equipment removed from the project. ADR costs are presumed to be without consideration of any salvage value, unless presented as “ADR net of salvage.”
Accumulation	2.4	An individual body of naturally occurring petroleum in a reservoir.
Aggregation	4.2.5	The process of summing well, reservoir, or project-level estimates of resources quantities to higher levels or combinations, such as field, country or company totals. Arithmetic summation of incremental categories may yield different results from probabilistic aggregation of distributions.
Appraisal	1.2	The phase that may follow successful exploratory drilling. Activities to further evaluate the discovery, such as seismic acquisition, geological studies, and drilling additional wells may be conducted to reduce technical uncertainties and commercial contingencies.
Approved for Development	2.1.3.5, Table I	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is underway. A project maturity sub-class of Reserves.
Analog	4.1.1	Method used in resources estimation in the exploration and early development stages (including improved recovery projects) when direct measurement is limited. Based on evaluator’s assessment of similarities of the analogous reservoir(s) together with the development plan.
Analogous Reservoir	4.1.1	Reservoirs that have similar rock properties (e.g., petrophysical, lithological, depositional, diagenetic, and structural), fluid properties (e.g., type, composition, density, and viscosity), reservoir conditions (e.g., depth, temperature, and pressure) and drive mechanisms, but are typically at a more advanced stage of development than the reservoir of interest and thus may provide insight and comparative data to assist in estimation of recoverable resources.
Assessment	2.1.2	See Evaluation.

Associated Gas	Table 3	A natural gas found in contact with or dissolved in crude oil in the reservoir. It can be further categorized as gas cap gas or solution gas.
Basin-Centered Gas	2.4	An unconventional natural gas accumulation that is regionally pervasive and characterized by low permeability, abnormal pressure, gas-saturated reservoirs, and lack of a down dip water leg.
Barrel of Oil Equivalent (BOE)	3.2.9	The term allows for a single value to represent the sum of all the hydrocarbon products that are forecast as resources. Typically, condensate, oil, bitumen, and synthetic crude barrels are taken to be equal (1 bbl = 1 BOE). Gas and NGL quantities are converted to an oil equivalent based on a conversion factor that is recommended to be based on a nominal heating content or calorific value equivalent to a barrel of oil.
Basis for Estimate	1.2	The methodology (or methodologies) and supporting data on which the estimated quantities are based. (Also referenced as basis for the estimation.)
Behind-Pipe Reserves	2.1.3.6	Reserves that are expected to be recovered from zones in existing wells, which will require additional completion work or future re-completion before the start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling and completing a new well including hook-up to allow production.
Best Estimate	2.2.2	With respect to resources categorization, the most realistic assessment of recoverable quantities if only a single result were reported. If probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
C1	2.2.2	Denotes low estimate of Contingent Resources. C1 is equal to 1C.
C2	2.2.2	Denotes Contingent Resources of same technical confidence as Probable, but not commercially matured to Reserves.
C3	2.2.2	Denotes Contingent Resources of same technical confidence as Possible, but not commercially matured to Reserves.
Chance	1.1	Chance equals 1-risk. Generally synonymous with likelihood. (See Risk)
Chance of Commerciality	2.1.3	The estimated probability that the project will achieve commercial maturity to be developed. For Prospective Resources, this is the product of the chance of geologic discovery and the chance of development. For Contingent Resources and Reserves, it is equal to the chance of development.
Chance of Development	2.1.3	The estimated probability that a known accumulation, once discovered, will be commercially developed.
Chance of Geologic Discovery	2.1.3	The estimated probability that exploration activities will confirm the existence of a significant accumulation of potentially recoverable petroleum.
Coalbed Methane (CBM)	2.4	Natural gas contained in coal deposits. Coalbed gas, although usually mostly methane, may be produced with variable amounts of inert or even non-inert gases. [Also called coal-seam gas (CSG) or natural gas from coal (NGC).]
Commercial	2.1.2	A project is commercial when there is evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. Typically, this requires that the best estimate case meet or exceed the minimum evaluation decision criteria (e.g., rate of return, investment payout time). There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming. Also, there must be evidence of a technically mature, feasible development plan and the essential social, environmental, economic, political, legal, regulatory, decision criteria, and contractual conditions are met.
Committed Project	2.1.3.1	Project that the entity has a firm intention to develop in a reasonable time-frame. Intent is demonstrated with funding/financial plans, but FID has not yet been declared (See also Final Investment Decision.)

Completion	2.1.3.6	Completion of a well. The process by which a well is brought to its operating status (e.g., producer, injector, or monitor well). A well deemed to be capable of producing petroleum, or used as an injector, is completed by establishing a connection between the reservoir(s) and the surface so that fluids can be produced from, or injected into, the reservoir.
Completion Interval	2.1.3.6	The specific reservoir interval(s) that is (are) open to the borehole and connected to the surface facilities for production or injection, or reservoir intervals open to the wellbore and each other for injection purposes.
Concession	3.3	A grant of access for a defined area and time period that transfers certain entitlements to produced hydrocarbons from the host country to an entity. The entity is generally responsible for exploration, development, production, and sale of hydrocarbons that may be discovered. Typically granted under a legislated fiscal system where the host country collects taxes, fees, and sometimes royalty on profits earned. (Also called a license.)
Condensate	3.2	A mixture of hydrocarbons (mainly pentanes and heavier) that exist in the gaseous phase at original temperature and pressure of the reservoir, but when produced, are in the liquid phase at surface pressure and temperature conditions. Condensate differs from NGLs in two respects: (1) NGL is extracted and recovered in gas plants rather than lease separators or other lease facilities, and (2) NGL includes very light hydrocarbons (ethane, propane, or butanes) as well as the pentanes-plus that are the main constituents of condensate.
Confidence Level	4.2	A measure of the estimated reliability of a result. As used in the deterministic incremental method, the evaluator assigns a relative level of confidence (high/moderate/low) to areas/segments of an accumulation based on the information available (e.g., well control and seismic coverage). Probabilistic and statistical methods use the 90% (P90) for the high confidence (low value case), 50% (P50) for the best estimate (moderate value case), and 10% (P10) for the low (high value case) estimate to represent the chances that the actual value will equal or exceed the estimate.
Constant Case	3.1.2	A descriptor applied to the economic evaluation of resources estimates. Constant-case estimates are based on current economic conditions being those conditions (including costs and product prices) that are fixed at the evaluation date and held constant, with no inflation or deflation made to costs or prices throughout the remainder of the project life other than those permitted contractually.
Consumed in Operations (CiO)	3.2.2	That portion of produced petroleum consumed as fuel in production or lease plant operations before delivery to the market at the reference point. (Also called lease fuel.)
Contingency	1.1	A condition that must be satisfied for a project in Contingent Resources to be reclassified as Reserves. Resolution of contingencies for projects in Development Pending is expected to be achieved within a reasonable time period.
Contingent Project	1.1	A project that is not yet commercial owing to one or more contingencies that have not been resolved.
Contingent Resources	1.1 Table 1	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.
Continuous-Type Deposit	2.4	A petroleum accumulation that is pervasive throughout a large area and that generally lacks well-defined OWC or GWC. Such accumulations are included in unconventional resources. Examples of such deposits include "basin-centered" gas, tight gas, tight oil, gas hydrates, natural bitumen, and oil shale (kerogen) accumulations.

Conventional Resources	2.4	Resources that exist in porous and permeable rock with buoyancy pressure equilibrium. The PIIP is trapped in discrete accumulations related to a localized geological structural feature and/or stratigraphic condition, typically with each accumulation bounded by a down dip contact with an aquifer, and is significantly affected by hydrodynamic influences such as buoyancy of petroleum in water.
Cost Recovery	3.3	Under a typical production-sharing agreement, the contractor is responsible for the field development and all exploration and development expenses. In return, the contractor recovers costs (investments and operating expenses) out of the production stream. The contractor normally receives an entitlement interest share in the petroleum production and is exposed to both technical and market risks.
Crude Oil	3.2.9	Crude oil is the portion of petroleum that exists in the liquid phase in natural underground reservoirs and remains liquid at atmospheric conditions of pressure and temperature (excludes retrograde condensate). Crude oil may include small amounts of non-hydrocarbons produced with the liquids but does not include liquids obtained from the processing of natural gas.
Cumulative Production	1.1	The sum of petroleum quantities that have been produced at a given date. (See also Production). Production is measured under defined conditions to allow for the computation of both reservoir voidage and sales quantities and for the purpose of voidage also includes non-petroleum quantities.
Current Economic Conditions	3.1.2	Economic conditions based on relevant historical petroleum prices and associated costs averaged over a specified period. The default period is 12 months. However, in the event that a step change has occurred within the previous 12-month period, the use of a shorter period reflecting the step change must be justified and used as the basis of constant-case resources estimates and associated project cash flows.
Defined Conditions	3.0	Forecast of conditions to exist and impact the project during the time period being evaluated. Forecasts should account for issues that impact the commerciality, such as economics (e.g., hurdle rates and commodity price); operating and capital costs; and technical, marketing, sales route, legal, environmental, social, and governmental factors.
Deposit	2.4	Material laid down by a natural process. In resources evaluations, it identifies an accumulation of hydrocarbons in a reservoir. (See Accumulation.)
Deterministic Incremental Method	4.2	An assessment method based on defining discrete parts or segments of the accumulation that reflect high, moderate, and low confidence regarding the estimates of recoverable quantities under the defined development plan.
Deterministic Method	4.2	An assessment method based on discrete estimate(s) made based on available geoscience, engineering, and economic data and corresponds to a given level of certainty.
Deterministic Scenario Method	4.2	Method where the evaluator provides three deterministic estimates of the quantities to be recovered from the project being applied to the accumulation. Estimates consider the full range of values for each input parameter based on available engineering and geoscience data, but one set is selected that is most appropriate for the corresponding resources confidence category. A single outcome of recoverable quantities is derived for each scenario.
Developed Reserves	2.1.3.5 Table 2	Reserves that are expected to be recovered from existing wells and facilities. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	2.1.3.5 Table 2	Developed Reserves that are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date. Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.

Developed Non-Producing Reserves	2.1.3.5 Table 2	Developed Reserves that are either shut-in or behind-pipe. (See also Shut-In Resources and Behind-Pipe Reserves.)
Development On Hold	2.1.3.5 Table 1	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay. A project maturity sub-class of Contingent Resources.
Development Not Viable	2.1.3.5 Table 1	A discovered accumulation for which there are contingencies resulting in there being no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited commercial potential. A project maturity sub-class of Contingent Resources.
Development Pending	2.1.3.5 Table 1	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future. A project maturity sub-class of Contingent Resources.
Development Plan	2.1.3.6	The design specifications, timing, and cost estimates of the appraisal and development project(s) that are planned in a field or group of fields. The plan will include, but is not limited to, well locations, completion techniques, drilling methods, processing facilities, transportation, regulations, and marketing. The plan is often executed in phases when involving large, complex, sequential recovery and/or extensive areas.
Development Unclassified	2.1.3.5 Table 1	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information. This sub-class requires appraisal or study and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity. A project maturity sub-class of Contingent Resources.
Discovered	2.1.1	A petroleum accumulation where one or several exploratory wells through testing, sampling, and/or logging have demonstrated the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for technical recovery. (See also Known Accumulation.)
Discovered Petroleum Initially-In-Place	1.1	Quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production. Discovered PIIP may be subdivided into commercial, sub-commercial, and the portion remaining in the reservoir as Unrecoverable.
Discovered Unrecoverable	2.1.1	Discovered petroleum in-place resources that are evaluated, as of a given date, as not able to be recovered by the commercial and sub-commercial projects envisioned.
Dry Gas	3.2.3	Natural gas remaining after hydrocarbon liquids have been removed before the reference point. It should be recognized that this is a resources assessment definition and not a phase behavior definition. (Also called lean gas.)
Economic	3.1.2	A project is economic when it has a positive undiscounted cumulative cash flow from the effective date of the evaluation, the net revenue exceeds the net cost of operation (i.e., positive cumulative net cash flow at discount rate greater than or equal to zero percent).
Economic Interest	3.3	Interest that is possessed when an entity has acquired an interest in the minerals in-place or a license and secures, by any form of legal relationship, revenue derived from the extraction of the mineral to which he must look for a return.
Economic Limit	3.1.2	Defined as the time when the maximum cumulative net cash flow (see Net Entitlement) occurs for a project.

Economically Not Viable Contingent Resources	2.1.3.7	Those quantities for which development projects are not expected to yield positive cash flows under reasonable forecast conditions. May also be subject to additional unsatisfied contingencies.
Economically Viable Contingent Resources	2.1.3.7	Those quantities associated with technically feasible projects where cash flows are positive under reasonable forecast conditions but are not Reserves because it does not meet the other commercial criteria
Economically Producing	3.1.2	Refers to the situation where the net revenue from an ongoing producing project exceeds the net expenses attributable to a certain entity's interest. The ADR costs are excluded from the determination.
Effective Date	1.2	Resource estimates of remaining quantities are "as of the given date" (effective date) of the evaluation. The evaluation must take into account all data related to the period before the "as of date."
Entitlement	3.3	That portion of future production (and thus resources) legally accruing to an entity under the terms of the development and production contract or license.
Entity	3.0	A legal construct capable of bearing legal rights and obligations. In resources evaluations, this typically refers to the lessee or contractor, which is some form of legal corporation (or consortium of corporations). In a broader sense, an entity can be an organization of any form and may include governments or their agencies.
Established Technology	2.3.4	Methods of recovery or processing that have proved to be successful in commercial applications.
Estimated Ultimate Recovery (EUR)	1.1	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities that have been already produced. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
Evaluation	3.0	The geosciences, engineering, and associated studies, including economic analyses, conducted on a petroleum exploration, development, or producing project resulting in estimates of the quantities that can be recovered and sold and the associated cash flow under defined forward conditions. (Also called assessment.)
Evaluator	1.2	The person or group of persons responsible for performing an evaluation of a project. These may be employees of the entities that have an economic interest in the project or independent consultants contracted for reviews and audits. In all cases, the entity accepting the evaluation takes responsibility for the results, including its resources and attributed value estimates.
Exploration	2.1.3.5	Prospecting for undiscovered petroleum using various techniques, such as seismic surveys, geological studies, and exploratory drilling.
Field	1.2	In conventional reservoirs, a field is typically an area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on, or related to, the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition. There may be two or more reservoirs in a field that are separated vertically by intervening impermeable rock, laterally by local geologic barriers, or both. The term may be defined differently by individual regulatory authorities. For unconventional reservoirs without hydrodynamic influences, a field is often defined by regulatory or ownership boundaries as necessary.
Final Investment Decision (FID)	2.1.3.1	Project approval stage when the participating companies have firmly agreed to the project and the required capital funding.
Flare Gas	3.2.2	The total quantity of gas vented and/or burned as part of production and processing operations (but not as fuel).

Flow Test	2.1.1	An operation on a well designed to demonstrate the existence of recoverable petroleum in a reservoir by establishing flow to the surface and/or to provide an indication of the potential productivity of that reservoir (such as a wireline formation test). May also demonstrate the potential of certain completion techniques, particularly in unconventional reservoirs.
Fluid Contacts	4.2	The surface or interface in a reservoir separating two regions characterized by predominant differences in fluid saturations. Because of capillary and other phenomena, fluid saturation change is not necessarily abrupt or complete, nor is the surface necessarily horizontal.
Forecast Case	3.1.2	A descriptor applied to a scenario when production and associated cash-flow estimates are based on those conditions (including costs and product price schedules, inflation indexes, and market factors) forecast by the evaluator to reasonably exist throughout the evaluation life (i.e., defined conditions). Inflation or deflation adjustments are made to costs and revenues over the evaluation period.
Gas Balance	3.2.8	In gas production operations involving multiple working interest owners, maintaining a statement of volumes attributed to each, depending on each owner's portion received. Imbalances may occur that must be monitored over time and eventually balanced in accordance with accepted accounting procedures.
Gas Cap Gas	Table 3	Free natural gas that overlies and is in contact with crude oil in the reservoir. It is a subset of associated gas.
Gas Hydrates	2.4	Naturally occurring crystalline substances composed of water and gas, in which a solid water lattice accommodates gas molecules in a cage-like structure or clathrate. At conditions of standard temperature and pressure, one volume of saturated methane hydrate will contain as much as 164 volumes of methane gas. Gas hydrates are included in unconventional resources, but the technology to support commercial maturity has yet to be developed.
Gas/Oil Ratio	4.1.4	Ratio that is calculated using measured natural gas and crude oil volumes at stated conditions. The gas/oil ratio may be the solution gas/oil ratio, R_s ; produced gas/oil ratio, R_p ; or another suitably defined ratio of gas production to oil production.
Geostatistical Methods	4.2.2	A variety of mathematical techniques and processes dealing with the collection, methods, analysis, interpretation, and presentation of large quantities of geoscience and engineering data to (mathematically) describe the variability and uncertainties within any reservoir unit or pool, specifically related here to resources estimates.
High Estimate	2.2.2	With respect to resources categorization, this is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered from an accumulation by a project. If probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.
Hydrates	2.4	See Gas Hydrates.
Hydrocarbons	1.1	Hydrocarbons are chemical compounds consisting wholly of hydrogen and carbon molecules.
Improved Recovery	2.3.4	The extraction of additional petroleum, beyond primary recovery, from naturally occurring reservoirs by supplementing the natural forces in the reservoir. It includes waterflooding and gas injection for pressure maintenance, secondary processes, tertiary processes, and any other means of supplementing natural reservoir recovery processes. Improved recovery also includes thermal and chemical processes to improve the in-situ mobility of viscous forms of petroleum. (Also called enhanced recovery.)
Injection	3.2.5	The forcing, pumping, or natural flow of substances into a porous and permeable subsurface rock formation. Injected substances can include either gases or liquids.

Justified for Development	2.1.3.5 Table 1	A development project that has reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting and there are reasonable expectation that all necessary approvals/ contracts will be obtained. A project maturity sub-class of Reserves.
Kerogen	2.4	The naturally occurring, solid, insoluble organic material that occurs in source rocks and can yield oil upon heating. Kerogen is also defined as the fraction of large chemical aggregates in sedimentary organic matter that is insoluble in solvents (in contrast, the fraction that is soluble in organic solvents is called bitumen). (See also Oil Shales.)
Known Accumulation	2.1.1	An accumulation that has been discovered.
Lead	2.1.3.5 Table 1	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect. A project maturity sub-class of Prospective Resources.
Learning Curve	2.4	Demonstrated improvements over time in performance of a repetitive task that results in efficiencies in tasks to be realized and/or in reduced time to perform and ultimately in cost reductions.
Likelihood	1.1	Likelihood (the estimated probability or chance) is equal (1- risk). (See Probability and Risk.)
Low/Best/High Estimates	2.2.2	Reflects the range of uncertainty as a reasonable range of estimated potentially recoverable quantities.
Low Estimate	2.2.2	With respect to resources categorization, this is a conservative estimate of the quantity that will actually be recovered from the accumulation by a project. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
Lowest Known Hydrocarbons (LKH)	4.1.2	The deepest documented occurrence of a producible hydrocarbon accumulation as interpreted from well log, flow test, pressure measurement, core data, or other conclusive and reliable evidence.
Market	1.1	A consumer or group of consumers of a product that has been obtained through purchase, barter, or contractual terms.
Marketable Quantities	2.0	Those quantities of hydrocarbons that are estimated to be producible from petroleum accumulations and that will be consumed by the market. (Also referred to as marketable products.)
Mean	4.2.5	The sum of a set of numerical values divided by the number of values in the set.
Measurement	3.2	The process of establishing quantity (volume, mass, or energy content) and quality of petroleum products delivered to a reference point under conditions defined by delivery contract or regulatory authorities.
Mineral Lease	3.3	An agreement in which a mineral owner (lessor) grants an entity (lessee) rights. Such rights can include (1) a fee ownership or lease, concession, or other interest representing the right to extract oil or gas subject to such terms as may be imposed by the conveyance of the lease; (2) royalty interests, production payments payable in oil or gas, and other non-operating interests in properties operated by others; and/or (3) those agreements with foreign governments or authorities under which a reporting entity participates in the operation of the related properties or otherwise serves as producer of the underlying reserves (as opposed to being an independent purchaser, broker, dealer, or importer).
Monte Carlo Simulation	4.2	A type of stochastic mathematical simulation that randomly and repeatedly samples input distributions (e.g., reservoir properties) to generate a resulting distribution (e.g., recoverable petroleum quantities).

Multi-Scenario Method	4.2	An extension of the deterministic scenario method. In this case, a significant number of discrete deterministic scenarios are developed by the evaluator, with each scenario leading to a single deterministic outcome. Probabilities may be assigned to each discrete input assumption from which the probability of the scenario can be obtained; alternatively, each outcome may be assumed to be equally likely.
Natural Bitumen	2.4	The portion of petroleum that exists in the semi-solid or solid phase in natural deposits. In its natural state, it usually contains sulfur, metals, and other non-hydrocarbons. Natural bitumen has a viscosity greater than 10,000 mPa·s (or 10,000 cp) measured at original temperature in the deposit and atmospheric pressure, on a gas free basis. In its natural viscous state, it is not normally recoverable at commercial rates through a well and requires the implementation of improved recovery methods such as steam injection. Natural bitumen generally requires upgrading before normal refining.
Natural Gas	3.2.3	Portion of petroleum that exists either in the gaseous phase or is in solution in crude oil in a reservoir, and which is gaseous at atmospheric conditions of pressure and temperature. Natural gas may include some amount of non-hydrocarbons.
Natural Gas Liquids (NGLs)	3.2.3	A mixture of light hydrocarbons that exist in the gaseous phase in the reservoir and are recovered as liquids in gas processing plants. NGLs differ from condensate in two principal respects: (1) NGLs are extracted and recovered in gas plants rather than lease separators or other lease facilities, and (2) NGLs include very light hydrocarbons (ethane, propane, or butanes) as well as the pentanes-plus that are the main constituents of condensates.
Net Entitlement	1.1 3.3	That portion of future production (and thus resources) legally accruing to an entity under the terms of the development and production contract or license. Under the terms of PSCs, the producers have an entitlement to a portion of the production. This entitlement, often referred to as “net entitlement” or “net economic interest,” is estimated using a formula based on the contract terms incorporating costs and profits.
Net Pay	4.1.1	The portion (after applying cutoffs) of the thickness of a reservoir from which petroleum can be produced or extracted. Value is referenced to a true vertical thickness measured.
Net Revenue Interest	3.3.1	An entity’s revenue share of petroleum sales after deduction of royalties or share of production owing to others under applicable lease and fiscal terms. (See also Entitlement and Net Entitlement)
Netback Calculation	3.2.1	Term used in the hydrocarbon product price determination at reference point to reflect the revenue of one unit of sales after the costs associated with bringing the product to a market (e.g., transportation and processing) are removed.
Non-Hydrocarbon Gas	3.2.4	Associated gases such as nitrogen, carbon dioxide, hydrogen sulfide, and helium that are present in naturally occurring petroleum accumulations.
Non-Sales	1.1	That portion of estimated recoverable or produced quantities that will not be included in sales as contractually defined at the reference point. Non-sales include quantities CiO, flare, and surface losses, and may include non-hydrocarbons.
Oil Sands	2.4	Sand deposits highly saturated with natural bitumen. Also called “tar sands.” Note that in deposits such as the western Canada oil sands, significant quantities of natural bitumen may be hosted in a range of lithologies, including siltstones and carbonates.
Oil Shales	2.4	Shale, siltstone, and marl deposits highly saturated with kerogen. Whether extracted by mining or in-situ processes, the material must be extensively processed to yield a marketable product (synthetic crude oil). (Often called kerogen shale.)

On Production	2.1.3.5 Table 1	A project maturity sub-class of Reserves that reflects the operational execution phase of one or multiple development projects with the Reserves currently producing or capable of producing. Includes Developed Producing and Developed Non-Producing Reserves.
Overlift/Underlift	3.2.8	Production entitlements received that vary from contractual terms resulting in overlift or underlift positions. This can occur in annual records because of the necessity for companies to lift their entitlement in parcel sizes to suit the available shipping schedules as agreed upon by the parties. At any given financial year-end, a company may be in overlift or underlift. Based on the production matching the company's accounts, production should be reported in accord with and equal to the liftings actually made by the company during the year and not on the production entitlement for the year.
P1	1.1	Denotes Proved Reserves. P1 is equal to 1P.
P2	1.1	Denotes Probable Reserves.
P3	1.1	Denotes Possible Reserves.
Penetration	Table 3	The intersection of a wellbore with a reservoir.
Petroleum	1.0	Defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbon compounds, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content of petroleum can be greater than 50%.
Petroleum Initially-in-Place (PIIP)	1.1	The total quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring reservoirs, as of a given date. Crude oil in-place, natural gas in-place, and natural bitumen in-place are defined in the same manner.
Pilot Project	2.3	A small-scale test or trial operation used to assess technology, including recovery processes, for commercial application in a specific reservoir.
Play	2.1.3.5 Table 1	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects. A project maturity sub-class of Prospective Resources.
Pool	4.2.2	An individual and separate accumulation of petroleum in a reservoir within a field.
Possible Reserves	2.2.2	An incremental category of estimated recoverable quantities associated with a defined degree of uncertainty. Possible Reserves are those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data suggest are less likely to be recoverable than Probable Reserves. The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.
Primary Recovery	2.3.4	The extraction of petroleum from reservoirs using only the natural energy available in the reservoirs to move fluids through the reservoir rock to other points of recovery.
Probability	2.2.1	The extent to which an event is likely to occur, measured by the ratio of the favorable cases to the whole number of cases possible. PRMS convention is to quote cumulative probability of exceeding or equaling a quantity where P90 is the small estimate and P10 is the large estimate. (See also Uncertainty.)
Probabilistic Method	4.2.3	The method of estimation of resources is called probabilistic when the known geoscience, engineering, and economic data are used to generate a continuous range of estimates and their associated probabilities.

Probable Reserves	2.2.2	An incremental category of estimated recoverable quantities associated with a defined degree of uncertainty. Probable Reserves are those additional Reserves that are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves. It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.
Production	1.1	The cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. Production can be reported in terms of the sales product specifications, but project evaluation requires that all production quantities (sales and non-sales), as measured to support engineering analyses requiring reservoir voidage calculations, are recognized.
Production Forecast	2.1.3.7	A forecasted schedule of production over time. For Reserves, the production forecast reflects a specific development scenario under a specific recovery process, a certain number and type of wells and particular facilities and infrastructure. When forecasting Contingent or Prospective Resources, more than one project scope (e.g., wells and facilities) is frequently carried to determine the range of the potential project and its uncertainty together with the associated resources defining the low, best, and high production forecasts. The uncertainty in resources estimates associated with a production forecast is usually quantified by using at least three scenarios or cases of low, best, and high, which lead to the resources classifications of, respectively, 1P, 2P, 3P and 1C, 2C, 3C or 1U,2U and 3U.
Production- Sharing Contract (PSC)	3.3.2	A contract between a contractor and a host government in which the contractor typically bears the risk and costs for exploration, development, and production. In return, if exploration is successful, the contractor is given the opportunity to recover the incurred investment from production, subject to specific limits and terms. Ownership of petroleum in the ground is retained by the host government; however, the contractor normally receives title to the prescribed share of the quantities as they are produced. (Also termed production-sharing agreement (PSA).
Project	1.2	A defined activity or set of activities that provides the link between the petroleum accumulation's resources sub-class and the decision-making process, including budget allocation. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, an incremental development in a larger producing field, or the integrated development of a group of several fields and associated facilities (e.g. compression) with a common ownership. In general, an individual project will represent a specific maturity level (sub-class) at which a decision is made on whether or not to proceed (i.e., spend money), suspend, or remove. There should be an associated range of estimated recoverable resources for that project. (See also Development Plan.)
Property	1.2	A defined portion of the Earth's crust wherein an entity has contractual rights to extract, process, and market specified in-place minerals (including petroleum). In general, defined as an area but may have depth and/or stratigraphic constraints. May also be termed a lease, concession, or license.
Prospect	2.1.3.5 Table 1	A project associated with an undrilled potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target. A project maturity sub-class of Prospective Resources.
Prospective Resources	1.1 Table 1	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects.

Proved Reserves	2.2.2 Table 3	An incremental category of estimated recoverable quantities associated with a defined degree of uncertainty. Proved Reserves are those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations. If deterministic methods are used, the term “reasonable certainty” is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.
Pure Service Contract	3.3	Agreement between a contractor and a host government that typically covers a defined technical service to be provided or completed during a specific time period. The service company investment is typically limited to the value of equipment, tools, and expenses for personnel used to perform the service. In most cases, the service contractor’s reimbursement is fixed by the contract’s terms with little exposure to either project performance or market factors. No Reserves or Resources can be attributed to these activities.
Qualified Reserves Auditor	1.2	A reserves evaluator who (1) has a minimum of ten years of practical experience in petroleum engineering or petroleum production geology, with at least five years of such experience being in responsible charge of the estimation and evaluation of Reserves information; and (2) either (a) has obtained from a college or university of recognized stature a bachelor’s or advanced degree in petroleum engineering, geology, or other discipline of engineering or physical science or (b) has received, and is maintaining in good standing, a registered or certified professional engineer’s license or a registered or certified professional geologist’s license, or the equivalent, from an appropriate governmental authority or professional organization. (see SPE 2007 “Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information”)
Qualified Reserves Evaluator	1.2	A reserves evaluator who (1) has a minimum of five years of practical experience in petroleum engineering or petroleum production geology, with at least three years of such experience being in the estimation and evaluation of Reserves information; and (2) either (a) has obtained from a college or university of recognized stature a bachelor’s or advanced degree in petroleum engineering, geology, or other discipline of engineering or physical science or (b) has received, and is maintaining in good standing, a registered or certified professional engineer’s license or a registered or certified professional geologist’s license, or the equivalent, from an appropriate governmental authority or professional organization. (modified from SPE 2007 “Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information”)
Range of Uncertainty	2.2	The range of uncertainty of the in-place, recoverable, and/or potentially recoverable quantities; may be represented by either deterministic estimates or by a probability distribution. (See Resources Categories.)
Raw Production	3.2.1	All components, whether hydrocarbon or other, produced from the well or extracted from the mine (hydrocarbons, water, impurities such as non-hydrocarbon gases, etc.).
Reasonable Certainty	2.2.2	If deterministic methods for estimating recoverable resources quantities are used, then reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the estimated quantities will be recovered. Typically attributed to Proved Reserves or 1C Resources quantities.
Reasonable Expectation	2.1.2	Indicates a high degree of confidence (low risk of failure) that the project will proceed with commercial development or the referenced event will occur. (Differs from reasonable certainty, which applies to resources quantity technical confidence, while reasonable expectation relates to commercial confidence.)

Recoverable Resources	1.1 Table 1	Those quantities of hydrocarbons that are estimated to be producible by the project from either discovered or undiscovered accumulations.
Recovery Efficiency	1.2	A numeric expression of that portion (expressed as a percentage) of in-place quantities of petroleum estimated to be recoverable by specific processes or projects, most often represented as a percentage. It is estimated using the recoverable resources divided by the hydrocarbons initially in-place. It is also referenced to timing; current and ultimate (or estimated ultimate) are descriptors applied to reference the stage of the recovery. (Also called recovery factor.)
Reference Point	3.2.1	A defined location within a petroleum extraction and processing operation where quantities of produced product are measured under defined conditions before custody transfer (or consumption). Also called point of sale, terminal point, or custody transfer point.
Report	2.0	The presentation of evaluation results within the entity conducting the assessment. Should not be construed as replacing requirements for public disclosures under guidelines established by regulatory and/or other government agencies.
Reserves	1.1 Table 1	Those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of a given date) based on the development project(s) applied.
Reservoir	1.2	A subsurface rock formation that contains an individual and separate natural accumulation of petroleum that is confined by impermeable barriers, pressure systems, or fluid regimes (conventional reservoirs), or is confined by hydraulic fracture barriers or fluid regimes (unconventional reservoirs).
Resources	1.1	Term used to encompass all quantities of petroleum (recoverable and unrecoverable) naturally occurring in an accumulation on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered, plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered conventional or unconventional. (See Total Petroleum Initially-in-Place.)
Resources Categories	2.2 Table 3	Subdivisions of estimates of resources to be recovered by a project(s) to indicate the associated degrees of uncertainty. Categories reflect uncertainties in the total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources), that portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects, and variations in the conditions that may impact commercial development (e.g., market availability and contractual changes). The resource quantity uncertainty range within a single resources class is reflected by either the 1P, 2P, 3P, Proved, Probable, Possible, or 1C, 2C, 3C or 1U, 2U, 3U resources categories.
Resources Classes	2.1 Table 1	Subdivisions of resources that indicate the relative maturity of the development projects being applied to yield the recoverable quantity estimates. Project maturity may be indicated qualitatively by allocation to classes and sub-classes and/or quantitatively by associating a project's estimated likelihood of commerciality.
Resources Type	2.4	Describes the accumulation and is determined by the combination of the type of hydrocarbon and the rock in which it occurs.
Revenue-Sharing Contract	3.3.2	Contracts that are very similar to the PSCs with the exception of contractor payment in these contracts, the contractor usually receives a defined share of revenue rather than a share of the production.
Risk	2.1.3	The probability of loss or failure. Risk is not synonymous with uncertainty. Risk is generally associated with the negative outcome, the term "chance" is preferred for general usage to describe the probability of a discrete event occurring.

Risk and Reward	3.3	Risk and reward associated with oil and gas production activities are attributed primarily from the variation in revenues cause by technical and economic risks. The exposure to risk in conjunction with entitlement rights is required to support an entity's resources recognition. Technical risk affects an entity's ability to physically extract and recover hydrocarbons and is usually dependent on a number of technical parameters. Economic risk is a function of the success of a project and is critically dependent on cost, price, and political or other economic factors.
Risk Service Contract (RSC)	3.3	Agreements that are very similar to the production-sharing agreements in that the risk is borne by the contractor but the mechanism of contractor payment is different. With a RSC, the contractor usually receives a defined share of revenue rather than a share of the production.
Royalty	3.3.1	A type of entitlement interest in a resource that is free and clear of the costs and expenses of development and production to the royalty interest owner. A royalty is commonly retained by a resources owner (lessor/host) when granting rights to a producer (lessee/contractor) to develop and produce that resource. Depending on the specific terms defining the royalty, the payment obligation may be expressed in monetary terms as a portion of the proceeds of production or as a right to take a portion of production in-kind. The royalty terms may also provide the option to switch between forms of payment at discretion of the royalty owner.
Sales	3.2	The quantity of petroleum and any non-hydrocarbon product delivered at the custody transfer point (reference point) with specifications and measurement conditions as defined in the sales contract and/or by regulatory authorities.
Shale Gas	2.4	Although the terms shale gas and tight gas are often used interchangeably in public discourse, shale formations are only a subset of all low-permeability tight formations, which include sandstones and carbonates, as well as shales, as sources of tight gas production
Shale Oil	2.4	Although the terms shale oil and tight oil are often used interchangeably in public discourse, shale formations are only a subset of all low-permeability tight formations, which include sandstones and carbonates, as well as shales, as sources of tight oil production
Shut-In Resources	2.1.3.6 Table 2	Resources planned to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate, but which have not started producing; (2) wells that were shut-in for market conditions or pipeline connections; or (3) wells not capable of production for mechanical reasons that can be remediated at a limited cost compared to the cost of the well.
Split Classification	2.2	A single project should be uniquely assigned to a sub-class along with its uncertainty range, For example, a project cannot have quantities categorized as 1C, 2P, and 3P. This is referred to as "split classification." If there are differing commercial conditions, separate sub-classes should be defined.
Split Conditions	2.2	The uncertainty in recoverable quantities is assessed for each project using resources categories. The assumed commercial conditions are associated with resource classes or sub-classes and not with the resources categories. For example, the product price assumptions are those assumed when classifying projects as Reserves, and a different price would not be used for assessing Proved versus Probable reserves. That would be referred to as "split conditions."
Stochastic	4.2.3	Adjective defining a process involving or containing a random variable or variables or involving likelihood or probability, such as a stochastic simulation.

Sub-Commercial	1.1	A project subdivision that is applied to discovered resources that occurs if either the technical or commercial maturity conditions of project have not yet been achieved. A project is sub-commercial if the degree of commitment is such that the accumulation is not expected to be developed and placed on production within a reasonable time-frame. Sub-commercial projects are classified as Contingent Resources.
Sunk Cost	3.1.2	Money spent before the effective date and that cannot be recovered by any future action. Sunk costs are not relevant to future business decisions because the cost will be the same regardless of the outcome of the decision. Sunk costs differ from committed (obligated) costs, where there is a firm and binding agreement to spend specified amounts of money at specific times in the future (i.e., after the effective date).
Synthetic Crude Oil	3.2.9	A mixture of hydrocarbons derived by upgrading (i.e., chemically altering) natural bitumen from oil sands, kerogen from oil shales, or processing of other substances such as natural gas or coal. Synthetic crude oil may contain sulfur or other non-hydrocarbon compounds and has many similarities to crude oil.
Taxes	3.1.1	Obligatory contributions to the public funds, levied on persons, property, or income by governmental authority.
Technical Forecast	2.1.2	The forecast of produced resources quantities that is defined by applying only technical limitations (i.e., well-flow-loading conditions, well life, production facility life, flow-limit constraints, facility uptime, and the facility's operating design parameters). Technical limitations do not take into account the application of either an economic or license cutoff. (See also Technically Recoverable Resources).
Technical Uncertainty	2.2	Indication of the varying degrees of uncertainty in estimates of recoverable quantities influenced by the range of potential in-place hydrocarbon resources within the reservoir and the range of the recovery efficiency of the recovery project being applied.
Technically Recoverable Resources	1.1	Those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial or accessibility considerations.
Technology Under Development	2.1.1	Technology that is currently under active development and that has not been demonstrated to be commercially viable. There should be sufficient direct evidence (e.g., a test project/pilot) to indicate that the technology may reasonably be expected to be available for commercial application.
Tight Gas	2.4	Gas that is trapped in pore space and fractures in very low-permeability rocks and/or by adsorption on kerogen, and possibly on clay particles, and is released when a pressure differential develops. It usually requires extensive hydraulic fracturing to facilitate commercial production. Shale gas is a sub-type of tight gas.
Tight Oil	2.4	Crude oil that is trapped in pore space in very low-permeability rocks and may be liquid under reservoir conditions or become liquid at surface conditions. Extensive hydraulic fracturing is invariably required to facilitate commercial maturity and economic production. Shale oil is a sub-type of tight oil.
Total Petroleum Initially-in-Place	1.1	All estimated quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
Uncertainty	2.2	The range of possible outcomes in a series of estimates. For recoverable resources assessments, the range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable quantities for an individual accumulation or a project. (See also Probability.)

Unconventional Resources	2.4	Unconventional resources exist in petroleum accumulations that are pervasive throughout a large area and lack well-defined OWC or GWC (also called “continuous-type deposits”). Such resources cannot be recovered using traditional recovery projects owing to fluid viscosity (e.g., oil sands) and/or reservoir permeability (e.g., tight gas/oil/CBM) that impede natural mobility. Moreover, the extracted petroleum may require significant processing before sale (e.g., bitumen upgraders).
Undeveloped Reserves	2.1.3.5 Table 2	Those quantities expected to be recovered through future investments: (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling and completing a new well) is required to recomplete an existing well.
Undiscovered Petroleum Initially-in-Place	1.1	That quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
Unrecoverable Resources	1.1	Those quantities of discovered or undiscovered PIIP that are assessed, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered owing to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.
Upgrader	2.4	A general term applied to processing plants that convert extra-heavy crude oil and natural bitumen into lighter crude and less viscous synthetic crude oil. While the detailed process varies, the underlying concept is to remove carbon through coking or to increase hydrogen by hydrogenation processes using catalysts.
Wet Gas	3.2.3	Natural gas from which no liquids have been removed before the reference point. The wet gas is accounted for in resources assessments, and there is no separate accounting for contained liquids. It should be recognized that this is a resources assessment definition and not a phase behavior definition.
Working Interest	3.3	An entity’s equity interest in a project before reduction for royalties or production share owed to others under the applicable fiscal terms.



נספח ב'

דוח עתודות, משאבים מותנים
ונתוני תזרים מהוון מעודכנים
בחזקות לווייתן

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

("השותפות")

4 בפברואר, 2025

לכבוד	לכבוד
הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ	רשות ניירות ערך
רחוב אחוזת בית 2	רחוב כנפי נשרים 22
תל-אביב	ירושלים
<u>באמצעות מגנ"א</u>	<u>באמצעות מגנ"א</u>

ג.א.נ.,

הנדון: דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לויתן

בהמשך לאמור בדוח המידי של השותפות מיום 19.3.2024 (מס' אסמכתא: 027777-01-2024) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("דוח המשאבים הקודם", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה" או "הפרויקט" או "פרויקט לויתן", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ונתוני התזרים המהוון מחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 31.12.2023 ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, ליום 31.12.2024, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן ("דוח המשאבים", "התזרים המהוון", ו-"התזרים המהוון הנוכחי" או "התזרים", בהתאמה).¹

1. נתוני עתודות ומשאבים מותנים במאגר לויתן

נכון למועד דוח זה, יכולת הפקת הגז היומית ממאגר לויתן הינה כ- 1.2 BCF (כ- 12 BCM ברמה השנתית).

ביום 29.6.2023 קיבלו השותפים בפרויקט לויתן החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע פרויקט שעיקרו הנחת צינור תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה של פרויקט לויתן, אשר יאפשר את הגדלת יכולת הפקת הגז היומית מפרויקט לויתן, במסגרת שלב 1א' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לויתן ("שלב 1א'"), לכ- 1.4 BCF (כ- 14 BCM ברמה השנתית) ("פרויקט הצינור השלישי"), בתקציב של כ- 568 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 258 מיליון דולר). נכון למועד דוח זה, הערכת המפעילה במאגר לויתן, Chevron Mediterranean Limited ("המפעילה" או "שברון"), היא כי פרויקט הצינור השלישי יושלם עד לתום שנת 2025.²

יובהר כי, בהתאם להערכת המפעילה כמפורט לעיל, התזרים המהוון הנכלל בדוח זה מניח גידול ביכולת ההפקה היומית לכ- 1.4 BCF החל מראשית שנת 2026 (חלף החל מהמחצית השנייה של שנת 2025, כפי שהוערך במסגרת התזרים המהוון הקודם). עוד יובהר כי, על אף שבתזרים המהוון מעתודות נלקחו בחשבון השקעות הוניות בשלב 1ב' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לויתן ("שלב 1ב'") הקשורות בביצוע תכנון הנדסי מפורט (FEED) ורכש מקדים של פריטים אשר זמן אספקתם ארוך (long lead items), כמפורט להלן, התזרים המהוון אינו מביא בחשבון את הגידול הנוסף ביכולת ההפקה היומית לכ- 2.1 BCF, הצפוי במסגרת שלב 1ב'. יצוין כי, נכון למועד דוח זה, מקדמים השותפים בפרויקט לויתן משאים ומתנים בשלבים שונים עם לקוחות פוטנציאליים, הן במשק המקומי והן לייצוא, לחתימת הסכמים למכירת גז טבעי במסגרת שלב 1ב', בהיקף כולל של למעלה מ- 100 BCM נוספים, בהתאם למכתב הממונה על ענייני הנפט

¹ למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו מילון מונחים מקצועיים בעמ' א-247 לפרק א' (תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות) בדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2023, כפי שפורסם ביום 19.3.2024 (מס' אסמכתא: 027798-01-2024) ("הדוח התקופתי"), הנכלל בדוח זה על דרך הפניה. לפרטים בדבר פרויקט לויתן ראו בסעיף 7.2 לפרק א' בדוח התקופתי.

² לפרטים בדבר תוכנית הפיתוח של פרויקט לויתן ראו סעיף 7.2.5 (ב) לפרק א' בדוח התקופתי, ודוח מידי של השותפות מיום 6.10.2024 (מס' אסמכתא: 608146-01-2024). יצוין כי, המשאבים הנוספים שניתן יהיה להפיק עם השלמת פרויקט הצינור השלישי כוללים בעתודות המיוחסות לשלב 1א' במסגרת דוח זה.

במשרד האנרגיה והתשתיות ("הממונה")³. יצוין כי, החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע שלב 1' עשויה להתקבל במהלך החודשים הקרובים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בדבר השלמת פרויקט הצינור השלישי וכן בדבר קבלת החלטת השקעה בקשר עם שלב 1'ב', מבוסס על הערכות של המפעילה, ומהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך"). יודגש כי, אין כל ודאות אם וכיצד תתממש הערכה זו, וכי בפועל פרויקט הצינור השלישי וקבלת החלטת השקעה בקשר עם שלב 1'ב' עשויים להתממש באופן שונה או במועד מאוחר יותר, אם בכלל, וזאת עקב גורמים שונים שאינם בשליטת השותפות או המפעילה.

על-פי דוח המשאבים שקיבלה השותפות מחברת Netherland, Sewell & Associates Inc. ("NSAI" או "המעריך"), חלק מהמשאבים במאגר לווייתן מסווגים כעתודות וחלקם מסווגים כמשאבים מותנים. לפיכך, הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI כולל שני חלקים, כמפורט להלן:

- דוח עתודות, הכולל עתודות בהפקה (on production) שיופקו ממתקני פרויקט לווייתן, ובכלל זאת מתקני פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות ליום 31.12.2024, מוצגים בסעיף 1(א)(3) להלן.

- דוח משאבים מותנים, הכולל משאבים המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (development pending), אשר חולקו לשתי קבוצות, המתייחסות לשלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

(1) שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים המיוחסים לשלב 1א', המותנים, בין היתר, באישור לביצוע קידוחים נוספים ובהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי, אך אינם מותנים בפיתוח משמעותי במערכת ההפקה. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה, ליום 31.12.2024, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

(2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים נוספים המותנים, בין היתר, באישור לביצוע קידוחים נוספים, הצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי וכן באישור לפיתוחים עתידיים במערכת ההפקה מעבר לשלב 1א', ובמחויבות לפיתוח המשאבים.

להלן סיכום נתוני התזרים המהוון הנוכחי ביחס לנתוני התזרים המהוון הקודם (חלק השותפות). יצוין כי, במהלך שנת 2024 מכרו שותפי לווייתן כ-11.2 BCM גז טבעי וכ-905 אלפי חביות קונדנסט בתמורה כספית (ברוטו) של כ-2.5 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (100%, חלק השותפות כ-1.14 מיליארד דולר)⁴.

31.12.2023 (במיליארד דולר, חלק השותפות)		31.12.2024 (במיליארד דולר, חלק השותפות)		
שיעור היוון	שיעור היוון	שיעור היוון	שיעור היוון	
10%	7.5%	10%	7.5%	
5.09	6.20	4.95	6.02	עתודות מסוג 2P
5.34	6.63	5.33	6.64	2P+2C

לפרטים נוספים בדבר השינויים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם, ראו סעיף 1(א)(3) להלן.

³ ביום 25.6.2024 התקבלה תגובת הממונה לפניית עקרונית שהעבירו אליו שותפי לווייתן לאישור הגדלה של היקף יצוא הגז הטבעי שיופק במסגרת שלב 1'ב', לפיה עמדת גורמי המקצוע במשרד האנרגיה מאפשרת, נכון לעת הזו, יצוא גז טבעי נוסף ממאגר לווייתן בכמות כוללת של עד 118 BCM, אשר עשויה לגדול לעד 145 BCM, בהתקיים תנאים מסוימים. לפרטים נוספים ראו הדוח המידי של השותפות מיום 26.6.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-064795).

⁴ יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2024 אינם מבוקרים.

עבודות במאגר לויתן (א)

(1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ליום 31.12.2024, העתודות בפרויקט לויתן מוגדרות בשלב בשלות של "בהפקה" (on production). עתודות אלה מפורטות להלן:

קטגוריית עתודות ⁵		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות הונית של השותפות (Net) ⁶	
		קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)		28.9	13,116.6	10.2	4,649.8
עתודות צפויות (Probable Reserves)		3.8	1,717.4	1.3	607.4
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)		32.6	14,834.0	11.6	5,257.2
עתודות אפשריות (Possible Reserves)		2.6	1,174.8	0.9	415.5
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)		35.2	16,008.8	12.5	5,672.7

אזהרה – עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות שאינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(2) בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתניגויות, ובכלל זאת כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכוני פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד חתימת הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI או על מסחריותן; ו- (ד) NSAI הניחה כי המאגר מפותח ויפותח בהתאם לתוכנית הפיתוח, מתופעל באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתיחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר היקף עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך.

⁵ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
⁶ בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צוין חלק השותפות נטו (Net), אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים ובהתאם להנחה בדבר מועד החזר ההשקעה, כהגדרתו בסעיף 1(א)(3) להלן.

ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל, בין היתר, מהקידוחים במאגר ומהמפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI, אשר לא קיימת כל ודאות לגביהן. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות לעיל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות לעיל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה ממאגר לווייתן בפועל.

(3) נתוני תזרים מהוון

נתוני התזרים המהוון מבוססים על הערכות והנחות שונות שסיפקה השותפות ל-NSAI, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי והקונדנסט שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לווייתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לווייתן בשלב 1א' בלבד, לרבות הגדלתו באמצעות פרויקט הצינור השלישי, החל מראשית שנת 2026.⁷ יצוין כי, קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות במסגרת ההסכמים הקיימים, לרבות הסכם עם חברת Blue Ocean Energy (BOE) לייצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן מיום 26.9.2019, כפי שתוקן מעת לעת ("הסכם הייצוא למצרים"),⁸ בהתחשב, בין היתר, בתחזיות לגבי מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) ("מחיר הברנט") והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, ההסכם לייצוא גז לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), כמפורט בסעיף 7.11.3 (ב) לפרק א' בדוח התקופתי, וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקי הייצוא האזוריים ובשוק המקומי בישראל, וזאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group, "BDO")⁹ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מחזקות תמר, כריש, קטלן ותנין; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על צפי להשלמת פרויקטים להגדלת יכולת ההפקה וההולכה של הגז הטבעי, כמפורט בסעיף 6 לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון הראשון של שנת 2024, כפי שפורסם ביום 26.5.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-051442) ("דוח רבעון ראשון"), בסעיף 9 לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון השני של שנת 2024, כפי שפורסם ביום 8.8.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-085045) ("דוח רבעון שני"), ובסעיף 7 לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון השלישי של שנת 2024, כפי שפורסם ביום 20.11.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-617359) ("דוח רבעון שלישי"), וכן על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלה שהוכנו על-ידי חברות ייעוץ.

⁷ כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות שעשויות להתאפשר כתוצאה משלבי פיתוח נוספים, אשר סווגו בדוח המשאבים כמשאבים מותנים – פיתוחים עתידיים.

⁸ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.3 (ג) לפרק א' בדוח התקופתי.

⁹ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2025 - כ-14.7; 2026 - כ-16.3; 2027 - כ-17.1; 2028-2029 - כ-17.9. תחזית הביקושים כאמור מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין היתר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו לייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור לייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת, ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו וק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, ובין היתר, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל ובעולם, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחירי הגז הטבעי שיימכר ממאגר לווייתן מבוססות, בין היתר, על ממוצע משוקלל של מחירי הגז הטבעי הנקובים בהסכמים הקיימים, בהתאם לנוסחאות המחיר הקבועות בהם ולהנחות השותפות לגבי המחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערכה על-ידי BDO ועל אומדן השותפות של ההיצע הצפוי.

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים עשויות להשתנות במהלך השנים, וכוללות, בין היתר, הצמדה למחיר הברנט, לתעריף (תעריף עומס וזמן המפורסם על-ידי רשות החשמל), הצמדה חלקית או מלאה לתעריף יצור החשמל והצמדה לשער החליפין ש"ח/דולר. שער הדולר בו נעשה שימוש הינו כ- 3.65 ש"ח לדולר, לאורך כל תקופת התזרים, והוא מבוסס על שער החליפין ליום 31.12.2024.

תעריף יצור החשמל מפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע יצור החשמל של חברת החשמל לישראל בע"מ, ובכלל זאת עלות הדלקים שלה, עלויות הון ותפעול המשויכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים. ההנחות בתזרים לגבי השינויים בתעריף יצור החשמל לאורך שנות התזרים מבוססות על תחזית שהוכנה עבור השותפות על-ידי BDO, הכוללת עלויות נוספות בגין מס פחמן, בהתאם להחלטת ממשלה מסי 1261 מיום 14.01.2024¹⁰.

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הברנט מבוססות על תחזיות ארוכות וקצרות טווח של צדדים שלישיים, ובכלל זאת, משרד האנרגיה האמריקאי, הבנק העולמי, IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם, הונח בתזרים כי מחיר הברנט יעמוד על כ- 76 דולר בשנים 2025 ו-2026, יעלה לכ- 80 דולר בשנת 2027, ויעלה בהדרגה לכ- 92 דולר משנת 2034 ועד לתום תקופת התזרים.

שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים)¹¹ או שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר, כמפורט לעיל.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט.¹²

(ג) עלויות התפעול (operating expenses או OPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, תשלום עלויות הולכה לצדדים שלישיים וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט ומהוות יחדיו את עלויות התפעול של הפרויקט. עלויות אלה מיוצגות ברמת המאגר וכן ליחידת הפקה, ועלויות התפעול בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הינן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה מפרויקטים דומים.

(ד) ההוצאות ההוניות (capital expenditures או CAPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים הנובע מעבודות, כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות ושותפיה בפרויקט לווייתן, לרבות עלויות פרויקט הצינור השלישי, הוצאות בגין עבודות הנדסיות לשיפור מערך ההפקה ומערכות נלוות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכה לגז טבעי,¹³ אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. סך ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים המשאבים המותנים (שלב 1א') עולה על סך העלויות שאושרו על-ידי השותפות, והוא כולל אומדן של הוצאות הוניות עתידיות אשר יתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות, להתקנת

<https://www.gov.il/he/pages/dec1261-2024>

¹⁰ הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם, בהתקיים תנאים מסויימים הקבועים בהסכם. יצוין כי, לא הונח עדכון מחיר במועדים כאמור.

¹¹ לפרטים בדבר הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט לווייתן לבית זיקוק אשדוד בע"מ באמצעות צינור חברת תשתיות אנרגיה בע"מ והמערכות הנלוות לו, ראו סעיפים 7.11.4(ג), 7.11.4(ד), ו- 7.11.4(ה) לפרק א' בדוח התקופתי.

¹² על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג"ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.12.2(ד) ו- 7.12.2(ה) לפרק א' בדוח התקופתי, סעיף 6(ב) לעדכון פרק א' בדוח רבעון ראשון, סעיף 9 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני, וסעיפים 7(ב) ו- 7(ג) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שלישי.

תשתיות, לצידוד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, אשר הינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א', וזאת בתוספת עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

(ה) עלויות הוצאה מכלל שימוש (decommissioning) שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכות יועצים מומחים באשר לעלות אטימות הבארות והוצאתן מכלל שימוש, ולעלות הוצאה מכלל שימוש של הפלטפורמה, מתקני ההפקה והציוד התת-ימי, בהנחה שהפרויקט יסתיים בשנת 2064 ובהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט ולסטנדרטים המיטביים המקובלים בתעשייה (best industry standards) כיום. עם זאת, יתכן כי הפרויקט יסתיים לפני או אחרי שנה זו. בהקשר זה יצוין כי, מועד פקיעת חזקות לויתן הינו יום 13.2.2044, אולם בהתאם להוראות חוק הנפט, התשי"ב-1952, ניתן להאריך ב- 20 שנים נוספות. עלויות הוצאה מכלל שימוש אינן לוקחות בחשבון את ערך השייר (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לויתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.¹⁴

(ו) בחישוב התזרים המהוון הונח כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה בפרויקט לויתן יעמוד על 11.06%, בהתאם לשיעור התמלוג שנקבע כמקדמות לשנים 2023-2025, ובהתאם לשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים ושלישיים יעמוד על 3.98% לפני מועד החזר ההשקעה (כהגדרתו להלן) ו- 8.41% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים כאמור אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 7.23.7(ג) לפרק א' בדוח התקופתי.

התזרים חושב בהנחה שלצורך תשלום התמלוגים לצדדים קשורים, מועד החזר ההשקעה יחול לאחר מכירה של כמות כוללת החל מראשית ההפקה במאגר (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ- 2,300 BCF ושל כ- 5.2 מיליון חביות קונדנסט משלב 1א' ("מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע, בין היתר, ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח, ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, יתכן כי כמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים המפורטים בסעיף 7.2.7 לפרק א' בדוח התקופתי. לפרטים בדבר חישוב מועד החזר ההשקעה, ראו סעיפים 7.25.8 ו- 7.26.5 לפרק א' בדוח התקופתי, וסעיף 13 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני.

(ז) בחישובי המס נלקח בחשבון מס חברות בשיעור של 23%.

(ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט ("ההיטל"), אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 ("החוק"). חישובי ההיטל נעשו בהתאם לאישור רשות המיסים לעניין איחוד חזקות לויתן לצרכי החוק ("המיזם"). יודגש כי, חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק, לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי ההיטל של המיזם אשר הוגשו לרשות המיסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל ביטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת בעלות הזכויות במיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: התשלומים המיוחסים למיזם (עלויות ההפקה, עיקר ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל, ולצורך חישוב ההכנסות המיוחסות למיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי.

¹⁴ לפרטים בדבר טיטוט מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה והערת הציבור, ראו סעיף 7.23.9 לפרק א' בדוח התקופתי.

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל החל מיום 1.1.2025 ואשר צפויות להמשיך להיות משולמות על-ידי השותפות, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק החל מיום 1.1.2025 ואשר צפוי להמשיך להיות מופק.

(י) הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התשלום בפועל.

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם:

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם נובעים בעיקרם מעדכון של הנחות, אשר עיקרן מפורט להלן:

(א) בתזרים המהוון מעתודות נלקחו בחשבון השקעות הוניות בשלב 1' בסך של כ- 280 מיליון דולר (100%) לביצוע תכנון הנדסי מפורט (FEED) ורכש מקדים של פריטים אשר זמן אספקתם ארוך, אשר בוצעו או אשר עתידות להתבצע עד למועד קבלת החלטת השקעה סופית (FID) בשלב 1'ב', וזאת מתוך תקציב כולל של כ- 505 מיליון דולר (100%), שאישרו השותפים בפרויקט לויתן.¹⁵

(ב) עודכנו היקף, תזמון וסוג ההשקעות ההוניות הקשורות לעתודות ולמשאבים המותנים (שלב 1'א'), לרבות בקשר עם פרויקט הצינור השלישי ופרויקטים להגדלת כמויות הגז הטבעי לייצוא, בין היתר עקב עדכון מודל המאגר.¹⁶ בהתאם, הוקטנו כמויות הגז הטבעי אשר צפויות להימכר בשנת 2025, בין היתר, בשל דחייה במועד הסיום הצפוי של הקמת מקטע ימי חדש בין אשדוד לאשקלון ("המקטע המשולב") לצורך הגדלת קיבולת ההולכה בצינור EMG, אשר להערכת המפעילה נכון למועד דוח זה, השלמתה צפויה עד לתום שנת 2025,¹⁷ וכן עקב הדחיה בהשלמת פרויקט הצינור השלישי, כמפורט בסעיף 1 לעיל.

(ג) עודכנו תחזיות המתקבלות מצדדים שלישיים, ובכלל זאת תחזית הביקוש בשוק המקומי, תחזית מחיר הברנט ותחזית מחיר תעריף הייצור, כמפורט בסעיף 1(א)(3)(ב) לעיל.

בהתאם להנחות שונות, אשר העיקריות שבהן מפורטות לעיל, מוצגת להלן הערכת התזרים המהוון, ליום 31.12.2024, באלפי דולר, לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות מהעתודות שבמאגר לויתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:¹⁸

¹⁵ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.2.5(ו) לפרק א' בדוח התקופתי, דוח מידי של השותפות מיום 1.8.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-081835).

¹⁶ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2(ב) לפרק א' בדוח התקופתי, סעיף 6(א) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון ראשון, וסעיף 7(א) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שלישי. יצוין כי, תקציבו המוערך של הפרויקט להקמת תחנת מדחסים באזור רמת חובב וקו צנרת לחיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה, הינו כ- 500 מיליון דולר (100%) מהפרויקט, חלק השותפות כ- 113 מיליון דולר, וכי להערכת המפעילה, השלמתו צפויה במהלך המחצית השנייה של שנת 2028. עוד יצוין כי, טרם התקבלה החלטת השקעה סופית בפרויקט כאמור, וכי טרם נחתם הסכם הולכה.

¹⁷ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2(ב) לפרק א' לדוח התקופתי, סעיף 6(ב) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון ראשון, סעיף 9 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני, וסעיפים 7(ב) ו-7(ג) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שלישי.

¹⁸ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרלי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
(12)	(65)	(377)	(935)	(2,368)	(16,270)	2,525	-	(13,745)	36,428	-	14,612	-	9,014	46,309	0.4	32	31.12.2064
2,728,906	3,419,584	4,601,441	5,558,666	6,978,711	12,975,267	3,540,778	12,303,637	28,819,682	109,285	390,550	3,860,452	-	7,943,834	41,123,802	371.4	28,857	סה"כ

סה"כ תזרים מהון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השתופות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהון ב-20%	מהון ב-15%	מהון ב-10%	מהון ב-7.5%	מהון ב-5%	מהון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
31,604	32,284	33,010	33,391	33,787	34,621	10,341	-	44,962	-	-	2,394	-	8,384	55,741	0.6	45	31.12.2025
51,155	54,527	58,287	60,332	62,499	67,245	20,086	-	87,331	-	-	915	-	26,135	114,381	1.2	90	31.12.2026
18,978	21,108	23,589	24,985	26,499	29,936	8,942	58,532	97,410	-	-	317	-	23,621	121,348	1.2	90	31.12.2027
15,189	17,629	20,597	22,323	24,239	28,753	8,588	61,550	98,891	-	-	1,358	-	24,231	124,481	1.2	91	31.12.2028
8,531	10,332	12,620	13,995	15,558	19,378	5,788	73,867	99,033	-	-	1,291	-	24,249	124,573	1.2	90	31.12.2029
11,251	14,218	18,156	20,604	23,450	30,668	9,161	61,071	100,900	-	-	1,318	-	24,707	126,925	1.2	91	31.12.2030
12,720	16,773	22,393	26,002	30,299	41,606	12,428	47,534	101,567	-	-	1,243	-	24,850	127,660	1.2	90	31.12.2031
6,627	9,119	12,728	15,123	18,041	26,013	7,770	29,719	63,502	-	-	(523)	-	15,222	78,202	0.7	54	31.12.2032
4,455	6,397	9,334	11,348	13,861	20,984	6,268	23,974	51,226	-	-	(1,066)	-	12,124	62,283	0.5	42	31.12.2033
1,176	1,762	2,687	3,343	4,180	6,645	1,985	7,592	16,223	-	-	(2,397)	-	3,342	17,167	0.1	10	31.12.2034
1,087	1,699	2,710	3,450	4,417	7,372	2,202	8,423	17,997	-	-	(3,140)	-	3,591	18,448	0.1	11	31.12.2035
1,503	2,452	4,088	5,326	6,980	12,234	3,654	13,977	29,865	-	-	(2,613)	-	6,587	33,838	0.3	21	31.12.2036
1,745	2,970	5,176	6,900	9,259	17,039	5,090	19,466	41,595	-	-	(1,998)	-	9,571	49,167	0.4	32	31.12.2037
1,810	3,214	5,858	7,989	10,977	21,210	6,335	24,231	51,776	-	-	(1,532)	-	12,144	62,388	0.5	41	31.12.2038
1,845	3,419	6,515	9,092	12,789	25,946	7,750	29,643	63,339	-	-	(1,465)	-	14,955	76,829	0.7	51	31.12.2039
1,710	3,308	6,589	9,410	13,551	28,867	8,623	32,979	70,469	-	-	(51)	-	17,020	87,438	0.8	60	31.12.2040
1,593	3,215	6,695	9,783	14,424	32,264	9,637	36,861	78,762	-	-	1,158	-	19,317	99,238	0.9	68	31.12.2041
1,495	3,149	6,856	10,251	15,475	36,344	10,856	41,522	88,721	-	-	459	-	21,555	110,736	1.0	76	31.12.2042
1,360	2,988	6,800	10,405	16,080	39,653	11,845	45,303	96,801	-	-	503	-	23,519	120,822	1.1	83	31.12.2043
1,228	2,815	6,698	10,486	16,592	42,963	12,833	49,084	104,880	-	-	547	-	25,482	130,909	1.2	90	31.12.2044
1,102	2,637	6,558	10,507	17,020	46,274	13,822	52,867	112,963	-	-	592	-	27,447	141,002	1.2	97	31.12.2045
977	2,438	6,341	10,395	17,239	49,214	14,700	56,225	120,140	-	-	632	-	29,191	149,963	1.3	103	31.12.2046
856	2,231	6,066	10,175	17,277	51,789	15,469	59,167	126,425	-	-	668	-	30,719	157,812	1.4	108	31.12.2047
750	2,038	5,793	9,943	17,285	54,403	16,250	62,153	132,807	-	-	704	-	32,270	165,781	1.5	114	31.12.2048
650	1,844	5,479	9,623	17,128	56,602	16,907	64,666	138,176	-	-	736	-	33,576	172,488	1.5	118	31.12.2049
563	1,666	5,175	9,300	16,946	58,803	17,564	67,180	143,547	-	-	768	-	34,882	179,197	1.6	123	31.12.2050
486	1,503	4,880	8,975	16,743	61,004	18,222	69,695	148,921	-	-	801	-	36,188	185,910	1.6	128	31.12.2051
418	1,346	4,570	8,600	16,425	62,837	18,769	71,789	153,395	-	-	823	-	37,275	191,493	1.7	131	31.12.2052
356	1,198	4,252	8,187	16,009	64,308	19,209	73,469	156,986	-	-	819	-	38,142	195,947	1.7	134	31.12.2053
304	1,065	3,954	7,790	15,596	65,779	19,648	75,151	160,579	-	-	815	-	39,010	200,403	1.8	138	31.12.2054
259	947	3,675	7,409	15,186	67,252	20,088	76,833	164,173	-	-	810	-	39,877	204,860	1.8	141	31.12.2055
220	842	3,414	7,043	14,779	68,725	20,528	78,516	167,769	-	-	806	-	40,745	209,321	1.8	144	31.12.2056
186	744	3,153	6,657	14,301	69,827	20,857	79,775	170,460	-	-	797	-	41,394	212,651	1.9	146	31.12.2057
157	653	2,897	6,257	13,763	70,559	21,076	80,611	172,246	-	-	784	-	41,822	214,852	1.9	147	31.12.2058
133	577	2,675	5,912	13,313	71,663	21,406	81,872	174,940	-	-	774	-	42,471	218,186	1.9	150	31.12.2059
112	507	2,456	5,555	12,808	72,396	21,625	82,710	176,730	-	-	760	-	42,900	220,390	1.9	151	31.12.2060
95	448	2,267	5,247	12,385	73,500	21,955	83,972	179,427	-	-	751	-	43,550	223,728	2.0	154	31.12.2061
80	393	2,081	4,929	11,911	74,227	22,172	84,802	181,200	-	-	756	-	43,980	225,935	2.0	155	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
67	343	1,901	4,607	11,398	74,581	22,277	85,206	182,064	-	-	759	-	44,189	227,013	2.0	156	31.12.2063
8	44	254	629	1,594	10,950	3,271	419	14,641	-	-	61	-	3,553	18,255	0.2	13	31.12.2064
184,839	236,844	349,225	462,275	662,064	1,794,434	536,000	2,052,404	4,382,837	-	-	11,134	-	1,063,790	5,457,761	48.6	3,778	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	שיתקבלו תמלוגים	שישולמו תמלוגים	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
185	954	5,282	12,800	31,671	207,229	69,285	243,249	519,763	36,428	-	80,539	-	153,901	790,631	7.0	543	31.12.2063
(4)	(21)	(123)	(306)	(774)	(5,320)	5,796	419	896	36,428	-	14,673	-	12,568	64,564	0.6	44	31.12.2064
2,913,744	3,656,428	4,950,666	6,020,941	7,640,774	14,769,701	4,076,777	14,356,041	33,202,519	109,285	390,550	3,871,586	-	9,007,623	46,581,563	420.1	32,635	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
14,628	14,943	15,278	15,455	15,638	16,024	4,786	-	20,810	-	-	(1,366)	-	3,443	22,887	0.2	18	31.12.2025
17,886	19,065	20,380	21,095	21,853	23,512	7,023	-	30,535	-	-	(5,614)	-	5,743	30,665	0.3	23	31.12.2026
3,167	3,522	3,936	4,169	4,422	4,996	1,492	29,364	35,851	-	-	(8,563)	-	6,596	33,884	0.3	23	31.12.2027
3,256	3,779	4,416	4,786	5,197	6,164	1,841	20,035	28,040	-	-	(1,990)	-	6,297	32,347	0.3	23	31.12.2028
1,840	2,228	2,722	3,018	3,356	4,179	1,248	22,777	28,205	-	-	(2,023)	-	6,328	32,510	0.3	23	31.12.2029
4,157	5,253	6,708	7,613	8,664	11,331	3,385	14,086	28,801	-	-	(2,026)	-	6,472	33,247	0.3	23	31.12.2030
3,657	4,823	6,439	7,476	8,712	11,963	3,573	13,667	29,204	-	-	(2,007)	-	6,574	33,770	0.3	23	31.12.2031
4,874	6,707	9,361	11,122	13,269	19,132	5,715	21,857	46,704	-	-	(1,192)	-	11,000	56,512	0.5	38	31.12.2032
4,402	6,321	9,223	11,213	13,696	20,735	6,194	23,689	50,618	-	-	(1,069)	-	11,976	61,525	0.5	41	31.12.2033
3,993	5,982	9,126	11,353	14,197	22,568	6,741	25,784	55,093	-	-	(730)	-	13,140	67,503	0.6	45	31.12.2034
3,597	5,623	8,968	11,416	14,616	24,395	7,287	27,871	59,553	-	-	(1,281)	-	14,085	72,356	0.6	48	31.12.2035
3,214	5,243	8,742	11,388	14,927	26,160	7,814	29,887	63,861	-	-	(1,092)	-	15,172	77,940	0.7	52	31.12.2036
2,814	4,790	8,350	11,129	14,935	27,484	8,210	31,400	67,093	-	-	(771)	-	16,030	82,352	0.7	55	31.12.2037
2,469	4,385	7,991	10,900	14,975	28,935	8,643	33,057	70,635	-	-	(678)	-	16,909	86,866	0.8	59	31.12.2038
2,149	3,982	7,587	10,589	14,894	30,218	9,026	34,523	73,768	-	-	(981)	-	17,593	90,380	0.8	61	31.12.2039
1,821	3,522	7,015	10,018	14,427	30,733	9,180	35,111	75,024	-	-	182	-	18,177	93,383	0.8	64	31.12.2040
1,549	3,127	6,510	9,514	14,027	31,375	9,372	35,845	76,593	-	-	1,066	-	18,771	96,429	0.9	66	31.12.2041
1,352	2,847	6,198	9,268	13,990	32,857	9,814	37,538	80,209	-	-	415	-	19,487	100,111	0.9	69	31.12.2042
1,165	2,561	5,827	8,916	13,780	33,982	10,150	38,823	82,955	-	-	431	-	20,155	103,541	0.9	71	31.12.2043
1,003	2,300	5,473	8,569	13,558	35,105	10,486	40,107	85,698	-	-	447	-	20,822	106,967	0.9	74	31.12.2044
854	2,043	5,082	8,142	13,189	35,858	10,711	40,967	87,536	-	-	459	-	21,269	109,263	1.0	75	31.12.2045
734	1,832	4,765	7,811	12,954	36,981	11,046	42,250	90,278	-	-	475	-	21,935	112,688	1.0	77	31.12.2046
624	1,626	4,420	7,415	12,590	37,738	11,272	43,114	92,124	-	-	487	-	22,384	114,995	1.0	79	31.12.2047
531	1,444	4,103	7,043	12,243	38,533	11,510	44,023	94,066	-	-	499	-	22,857	117,422	1.0	81	31.12.2048
455	1,292	3,839	6,742	12,000	39,656	11,845	45,306	96,807	-	-	516	-	23,524	120,847	1.1	83	31.12.2049
387	1,145	3,556	6,391	11,645	40,407	12,070	46,164	98,641	-	-	528	-	23,970	123,139	1.1	85	31.12.2050
325	1,005	3,263	6,001	11,194	40,787	12,183	46,598	99,567	-	-	535	-	24,195	124,298	1.1	85	31.12.2051
276	890	3,021	5,685	10,858	41,537	12,407	47,455	101,400	-	-	548	-	24,641	126,589	1.1	87	31.12.2052
234	788	2,796	5,384	10,527	42,288	12,631	48,313	103,232	-	-	560	-	25,087	128,879	1.1	88	31.12.2053
197	691	2,565	5,053	10,116	42,667	12,745	48,745	104,157	-	-	568	-	25,313	130,037	1.1	89	31.12.2054
167	611	2,372	4,783	9,804	43,417	12,969	49,602	105,987	-	-	581	-	25,758	132,327	1.2	91	31.12.2055
140	536	2,175	4,488	9,418	43,795	13,082	50,034	106,911	-	-	589	-	25,983	133,483	1.2	92	31.12.2056
118	470	1,995	4,211	9,047	44,173	13,195	50,466	107,834	-	-	597	-	26,208	134,640	1.2	92	31.12.2057
100	416	1,844	3,984	8,762	44,922	13,418	51,322	109,663	-	-	610	-	26,654	136,927	1.2	94	31.12.2058
84	365	1,691	3,737	8,415	45,300	13,531	51,754	110,585	-	-	619	-	26,879	138,083	1.2	95	31.12.2059
71	320	1,550	3,505	8,081	45,678	13,644	52,185	111,507	-	-	627	-	27,103	139,238	1.2	96	31.12.2060
59	278	1,409	3,261	7,698	45,684	13,646	52,192	111,521	-	-	631	-	27,108	139,260	1.2	96	31.12.2061
49	244	1,292	3,059	7,393	46,069	13,761	52,632	112,461	-	-	620	-	27,332	140,414	1.2	96	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
42	214	1,184	2,870	7,100	46,455	13,876	53,073	113,405	-	-	606	-	27,557	141,567	1.3	97	31.12.2063
3	16	94	233	591	4,062	1,213	4,641	9,916	-	-	41	-	2,407	12,365	0.1	8	31.12.2064
88,443	127,231	213,266	298,802	446,756	1,247,857	372,737	1,436,257	3,056,851	-	-	(18,147)	-	732,933	3,771,637	33.3	2,585	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
227	1,168	6,467	15,670	38,771	253,684	83,161	296,322	633,168	36,428	-	81,145	-	181,458	932,199	8.2	640	31.12.2063
(1)	(5)	(29)	(72)	(183)	(1,257)	7,010	5,060	10,812	36,428	-	14,714	-	14,975	76,929	0.7	53	31.12.2064
3,002,187	3,783,658	5,163,932	6,319,743	8,087,531	16,017,558	4,449,514	15,792,298	36,259,370	109,285	390,550	3,853,439	-	9,740,556	50,353,200	453.3	35,220	סה"כ

אזהרה – יובהר כי, נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון, מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות הוצאה מכלל שימוש, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין כי, כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות לעיל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁹

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיסטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	14,288,912	5,025,966	3,729,820	2,975,734	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	11,668,829	4,180,549	3,112,014	2,484,090
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,964,091	378,186	254,740	197,697	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,611,769	310,688	210,178	163,898
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	16,253,004	5,404,152	3,984,560	3,173,431	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,280,598	4,491,237	3,322,192	2,647,987
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,366,592	231,082	136,807	94,395	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,130,045	195,311	117,587	82,480
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	17,619,596	5,635,234	4,121,367	3,267,827	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	14,410,643	4,686,548	3,439,780	2,730,468
קיסטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	14,946,543	5,237,905	3,884,315	3,098,331	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	11,010,777	3,964,466	2,952,608	2,356,207
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,048,712	392,767	263,850	204,314	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,526,042	296,679	201,774	158,018
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	16,995,255	5,630,673	4,148,165	3,302,645	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	12,536,819	4,261,145	3,154,383	2,514,226
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,429,282	241,412	142,335	97,560	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,071,331	186,368	112,792	79,520
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	18,424,537	5,872,084	4,290,500	3,400,205	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	13,608,149	4,447,513	3,267,175	2,593,745

¹⁹ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,225,415	2,790,766	3,746,700	10,354,016	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,219,405	4,037,243	5,448,253	15,602,661	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
154,432	195,331	284,150	1,440,154	עתודות צפויות (Probable Reserves)	214,533	277,364	412,724	2,141,322	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,379,848	2,986,096	4,030,850	11,794,170	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,433,938	4,314,608	5,860,977	17,743,982	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
74,120	105,367	174,557	1,008,643	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	100,718	147,404	250,726	1,489,408	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,453,968	3,091,463	4,205,407	12,802,813	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,534,656	4,462,012	6,111,703	19,233,391	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה / רגישות
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
2,478,425	3,104,984	4,171,080	11,640,369	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,979,229	3,728,124	4,994,832	13,144,820	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
163,610	209,783	310,065	1,608,363	עתודות צפויות (Probable Reserves)	197,966	254,597	374,556	1,751,327	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,642,035	3,314,767	4,481,145	13,248,732	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,177,195	3,982,721	5,369,388	14,896,146	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
82,348	117,378	194,933	1,127,788	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	94,381	136,281	227,323	1,204,874	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,724,383	3,432,146	4,676,078	14,376,520	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,271,576	4,119,002	5,596,710	16,101,020	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
2,347,593	2,941,948	3,950,155	10,968,004	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,102,549	3,878,520	5,180,942	13,188,637	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)
157,575	201,168	295,727	1,520,869	עתודות צפויות (Probable Reserves)	204,870	264,094	388,659	1,748,259	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,505,168	3,143,116	4,245,882	12,488,873	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,307,419	4,142,614	5,569,601	14,936,896	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
79,317	112,472	185,790	1,067,951	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	97,614	141,806	236,786	1,215,569	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,584,484	3,255,588	4,431,672	13,556,825	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,405,033	4,284,420	5,806,387	16,152,465	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%²⁰				
2,215,970	2,778,737	3,729,974	10,299,775	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,223,463	4,025,061	5,359,762	13,239,447	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
151,630	192,176	280,384	1,430,355	עתודות צפויות (Probable Reserves)	215,536	278,256	408,297	1,744,766	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,367,601	2,970,914	4,010,358	11,730,130	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	3,438,999	4,303,317	5,768,059	14,984,213	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
73,871	104,969	173,825	1,004,119	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	97,337	143,234	241,168	1,211,591	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,441,472	3,075,882	4,184,183	12,734,250	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,536,337	4,446,551	6,009,226	16,195,804	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

²⁰ יצוין כי, בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(ד) משאבים מותנים במאגר לויתן

(1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, הפרויקט המתייחס למשאבים המותנים של גז וקונדנסט במאגר לויתן מסווג כפרויקט ברמת בשלות של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), וכמויות המשאבים המותנים המיוחסים למאגר הם כמפורט להלן:

גז טבעי ²¹						
BCF						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ²²			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
727.7	0.0	727.7	2,057.6	0.0	2,057.6	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
2,001.5	614.2	1,387.3	5,659.4	1,736.7	3,922.7	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
3,847.1	2,670.7	1,176.3	10,878.1	7,551.9	3,326.2	האומדן הגבוה (3C - High Estimate)

קונדנסט ²³						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ²⁴			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
1.6	0.0	1.6	4.5	0.0	4.5	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
4.4	1.3	3.1	12.5	3.8	8.6	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
8.5	5.9	2.6	23.9	16.6	7.3	האומדן הגבוה (3C - High Estimate)

(2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לויתן, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלה הינם השוק המקומי ו/או השוק האזורי ו/או השוק הבינלאומי. לפרטים בדבר השווקים הפוטנציאליים למשאבים כאמור ובחינת האפשרויות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.12 לפרק א' בדוח התקופתי. כמו כן, לפרטים בדבר התקשרויות לייצוא גז ובחינת האפשרויות לייצוא גז נוסף, ראו סעיפים 7.11.3 (ב), 7.11.3 (ג) ו-7.12.2 לפרק א' בדוח התקופתי, סעיף 6 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון ראשון, סעיף 9 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני, וסעיף 7 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שלישי.

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג מחדש של משאבים מותנים בפרויקט לויתן בקטגוריית שלב א' כעתודות, מותנה באישור לביצוע קידוחים נוספים, באישור לפיתוחים עתידיים, בהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי, ובמחויבות לפיתוח המשאבים. ככל שיתקיימו התנאים כאמור, המשאבים המותנים, חלקם או כולם, עשויים להיות מסווגים כעתודות.

²¹ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

²² יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2024 אינם מבוקרים.

²³ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

²⁴ יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2024 אינם מבוקרים.

אזהרה – אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI אשר לא קיימת כל ודאות לגביהן. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות לעיל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות לעיל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

(4) נתוני תזרים מהוון

בהתאם להנחות השונות, שהעיקריות שבהן מפורטות בסעיף 1(א)(3) לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, ליום 31.12.2024 באלפי דולר לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות, מהמשאבים המותננים שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותננים המפורטות לעיל: 25.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותננים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט אלפי (חביות) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2035	15	0.2	20,753	4,040	-	716	110,546	-	94,548	12,585	(44,249)	(37,676)	(62,885)	(29,428)	(23,117)	(14,495)
31.12.2036	59	0.8	84,643	16,476	-	2,920	-	-	65,246	5,441	30,535	16,701	29,270	12,742	9,782	5,867
31.12.2037	80	1.0	114,682	22,324	-	3,959	-	-	88,400	8,274	41,371	21,060	38,755	15,693	11,774	6,755
31.12.2038	120	1.5	171,164	33,318	-	5,911	-	-	131,935	13,601	61,746	29,287	56,588	21,316	15,629	8,576
31.12.2039	142	1.8	201,904	39,302	-	10,688	-	-	151,914	16,046	71,096	31,926	64,773	22,697	16,263	8,536
31.12.2040	183	2.4	260,347	50,678	-	8,999	-	-	200,670	22,011	93,913	39,781	84,745	27,624	19,343	9,712
31.12.2041	199	2.6	286,894	55,846	-	9,433	-	-	221,615	24,574	103,716	41,723	93,325	28,298	19,365	9,300
31.12.2042	235	3.0	341,697	66,513	-	2,516	-	-	272,667	30,821	127,608	48,641	114,238	32,223	21,550	9,899
31.12.2043	253	3.3	367,967	71,627	-	1,531	98,937	-	195,872	43,042	91,668	24,802	61,162	16,048	10,489	4,609
31.12.2044	290	3.7	421,975	82,140	-	1,763	-	-	338,073	36,548	158,218	55,344	143,306	34,978	22,341	9,390
31.12.2045	303	3.9	441,384	85,918	-	1,851	-	-	353,615	39,721	165,492	54,583	148,402	33,695	21,032	8,455
31.12.2046	336	4.3	488,950	95,177	-	2,060	209,483	-	182,230	65,794	85,284	10,912	31,152	6,580	4,014	1,543
31.12.2047	349	4.5	509,154	99,110	-	2,154	-	-	407,890	42,816	190,893	58,109	174,182	34,223	20,402	7,504
31.12.2048	383	4.9	558,644	108,743	-	2,374	110,546	-	336,981	58,294	157,707	38,439	120,980	22,111	12,882	4,532
31.12.2049	394	5.1	573,535	111,642	-	2,448	-	-	459,445	46,582	215,020	59,866	197,843	33,637	19,151	6,445
31.12.2050	423	5.4	616,583	120,021	-	2,644	197,874	-	296,044	69,823	138,548	25,266	87,672	13,866	7,715	2,484
31.12.2051	387	5.0	563,314	109,652	-	2,426	98,937	-	352,298	50,538	164,876	20,139	136,885	10,951	3,372	1,092
31.12.2052	303	3.9	441,960	86,030	-	1,907	98,937	-	255,086	36,367	119,380	25,966	99,339	13,595	7,225	2,128
31.12.2053	229	3.0	334,098	65,034	-	1,419	-	-	267,644	15,148	125,257	31,675	127,238	16,199	8,413	2,370

25 שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
441	1,547	5,741	11,311	22,646	95,514	7,150	90,313	192,977	-	-	992	-	46,883	240,853	2.1	165	31.12.2054
264	966	3,750	7,559	15,494	68,620	(883)	59,588	127,324	-	-	608	-	30,922	158,855	1.4	109	31.12.2055
138	527	2,136	4,406	9,247	42,997	(5,408)	33,067	70,656	-	-	295	-	17,149	88,100	0.8	60	31.12.2056
54	216	917	1,935	4,157	20,298	(9,060)	9,886	21,124	-	-	88	-	5,127	26,339	0.2	18	31.12.2057
3	12	54	117	258	1,321	(13,077)	(10,342)	(22,099)	-	-	(92)	-	(5,364)	(27,554)	(0.2)	(19)	31.12.2058
(22)	(95)	(440)	(973)	(2,190)	(11,790)	(19,121)	(27,193)	(58,104)	-	-	(242)	-	(14,103)	(72,449)	(0.6)	(50)	31.12.2059
(42)	(191)	(928)	(2,098)	(4,837)	(27,339)	(20,810)	(42,357)	(90,506)	-	-	(377)	-	(21,967)	(112,850)	(1.0)	(77)	31.12.2060
(53)	(252)	(1,278)	(2,958)	(6,982)	(41,438)	(20,589)	(54,565)	(116,593)	-	-	(486)	-	(28,299)	(145,378)	(1.3)	(100)	31.12.2061
(75)	(368)	(1,948)	(4,613)	(11,149)	(69,476)	(18,452)	(77,350)	(165,277)	25,300	-	(584)	-	(33,974)	(174,536)	(1.5)	(120)	31.12.2062
(70)	(361)	(1,997)	(4,839)	(11,974)	(78,347)	(19,624)	(86,185)	(184,156)	25,300	-	(662)	-	(38,556)	(198,075)	(1.7)	(136)	31.12.2063
(22)	(120)	(694)	(1,721)	(4,359)	(29,950)	(2,525)	-	(32,476)	25,300	-	(30)	-	(1,742)	(8,948)	(0.1)	(6)	31.12.2064
43,129	98,863	240,515	384,363	624,286	1,717,380	515,626	1,992,942	4,225,948	75,899	925,259	67,226	-	1,279,669	6,574,001	58.3	4,527	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותניים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(21,229)	(27,994)	(37,372)	(43,395)	(50,567)	(69,438)	10,628	(51,735)	(110,546)	-	110,546	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
4,875	6,708	9,362	11,123	13,270	19,134	2,413	18,955	40,502	-	-	1,817	-	10,229	52,548	0.5	38	31.12.2032
5,128	7,364	10,744	13,063	15,955	24,156	3,913	24,692	52,761	-	-	2,287	-	13,305	68,354	0.6	48	31.12.2033
6,919	10,367	15,814	19,674	24,603	39,109	8,380	41,776	89,266	-	-	3,828	-	22,501	115,595	1.0	81	31.12.2034
6,630	10,366	16,531	21,044	26,943	44,970	10,131	48,472	103,574	-	-	4,634	-	26,154	134,362	1.2	94	31.12.2035
7,463	12,176	20,301	26,444	34,662	60,747	14,843	66,497	142,087	-	-	6,360	-	35,881	184,328	1.7	129	31.12.2036
6,647	11,316	19,724	26,290	35,280	64,923	16,091	71,267	152,281	-	-	6,798	-	38,450	197,529	1.8	139	31.12.2037
6,738	11,968	21,810	29,747	40,870	78,970	20,286	87,315	186,572	-	-	8,265	-	47,093	241,930	2.2	170	31.12.2038
5,959	11,045	21,042	29,367	41,308	83,807	21,731	92,842	198,381	-	-	8,892	-	50,099	257,372	2.3	181	31.12.2039
2,177	4,210	8,385	11,975	17,245	36,736	35,746	63,762	136,244	-	98,937	10,547	-	59,394	305,122	2.8	214	31.12.2040
5,151	10,396	21,647	31,633	46,640	104,325	26,556	115,135	246,015	-	-	10,472	-	61,994	318,482	2.8	221	31.12.2041
4,937	10,397	22,634	33,844	51,088	119,986	32,885	134,480	287,350	-	-	4,757	-	70,604	362,712	3.2	250	31.12.2042
4,339	9,534	21,699	33,200	51,309	126,531	34,840	141,958	303,329	-	-	1,575	-	73,697	378,601	3.3	260	31.12.2043
4,041	9,267	22,049	34,521	54,620	141,431	39,290	158,980	339,701	-	-	1,771	-	82,536	424,008	3.7	291	31.12.2044
296	707	1,759	2,818	4,566	12,413	60,197	63,875	136,484	-	209,483	1,811	-	84,060	431,838	3.8	296	31.12.2045
3,212	8,019	20,853	34,184	56,694	161,847	39,131	176,801	377,780	-	-	1,986	-	91,791	471,557	4.2	324	31.12.2046
2,737	7,132	19,389	32,524	55,225	165,537	40,233	181,016	386,786	-	-	2,042	-	93,982	482,810	4.3	331	31.12.2047
1,519	4,130	11,740	20,151	35,030	110,252	55,089	145,451	310,792	-	110,546	2,235	-	102,380	525,952	4.6	361	31.12.2048
2,118	6,008	17,853	31,356	55,807	184,427	42,574	199,692	426,693	-	-	2,273	-	103,683	532,649	4.7	366	31.12.2049
1,277	3,780	11,742	21,102	38,452	133,429	56,893	167,426	357,748	-	98,937	2,444	-	110,974	570,103	5.0	391	31.12.2050
601	1,856	6,029	11,088	20,685	75,364	66,147	124,487	265,999	-	197,874	2,494	-	112,723	579,090	5.1	397	31.12.2051
1,446	4,661	15,827	29,782	56,883	217,616	46,577	232,411	496,604	-	-	2,683	-	120,680	619,967	5.5	425	31.12.2052
525	1,765	6,266	12,065	23,593	94,772	66,034	141,461	302,267	-	197,874	2,715	-	121,543	624,399	5.5	428	31.12.2053
1,085	3,809	14,134	27,849	55,754	235,156	45,906	247,250	528,313	-	-	2,882	-	128,393	659,587	5.8	453	31.12.2054
855	3,131	12,150	24,495	50,207	222,350	45,209	235,371	502,930	-	-	2,757	-	122,227	627,914	5.5	431	31.12.2055
649	2,480	10,058	20,750	43,543	202,479	42,403	215,422	460,304	-	-	2,536	-	111,871	574,711	5.1	394	31.12.2056
496	1,978	8,389	17,709	38,046	185,762	37,409	196,323	419,494	-	-	2,323	-	101,956	523,773	4.6	359	31.12.2057
376	1,565	6,939	14,988	32,968	169,019	34,059	178,647	381,725	-	-	2,578	-	92,888	477,192	4.2	328	31.12.2058
289	1,254	5,813	12,850	28,937	155,770	27,554	161,270	344,595	-	-	3,742	-	84,195	432,531	3.8	297	31.12.2059
217	982	4,760	10,765	24,820	140,286	24,407	144,880	309,573	-	-	4,689	-	75,959	390,221	3.5	269	31.12.2060
159	753	3,814	8,828	20,837	123,666	23,875	129,792	277,333	-	-	4,905	-	68,218	350,457	3.1	241	31.12.2061
98	485	2,571	6,088	14,712	91,677	25,672	103,232	220,581	28,111	-	3,759	-	61,019	313,471	2.8	216	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותניים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
70	362	2,004	4,855	12,013	78,604	24,722	90,895	194,221	28,111	-	2,266	-	54,286	278,884	2.5	192	31.12.2063
(8)	(42)	(246)	(610)	(1,544)	(10,611)	1,029	(419)	(10,001)	28,111	-	76	-	4,396	22,581	0.2	16	31.12.2064
67,793	151,935	376,213	622,168	1,070,452	3,625,203	1,082,853	4,149,683	8,857,739	84,332	1,024,196	125,201	-	2,439,162	12,530,631	111.1	8,630	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות זג (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
(15,196)	(20,910)	(29,184)	(34,676)	(41,369)	(59,647)	13,552	(40,550)	(86,645)	-	110,546	1,043	-	6,029	30,974	0.3	22	31.12.2032
3,344	4,802	7,007	8,519	10,405	15,753	1,403	15,092	32,248	-	-	1,395	-	8,132	41,774	0.4	30	31.12.2033
5,121	7,673	11,705	14,562	18,210	28,947	5,345	30,166	64,458	-	-	2,764	-	16,248	83,470	0.8	59	31.12.2034
4,914	7,682	12,252	15,597	19,968	33,330	6,654	35,173	75,156	-	-	3,363	-	18,978	97,497	0.9	68	31.12.2035
5,831	9,513	15,861	20,661	27,081	47,461	10,875	51,318	109,655	-	-	4,908	-	27,690	142,253	1.3	100	31.12.2036
5,135	8,741	15,237	20,310	27,255	50,154	11,679	54,395	116,228	-	-	5,077	-	29,320	150,625	1.4	106	31.12.2037
5,365	9,529	17,365	23,685	32,541	62,876	15,479	68,929	147,284	-	-	6,402	-	37,147	190,833	1.7	134	31.12.2038
312	578	1,102	1,538	2,163	4,388	26,084	26,806	57,278	-	98,937	6,985	-	39,446	202,646	1.8	142	31.12.2039
4,894	9,465	18,852	26,923	38,772	82,595	18,414	88,857	189,866	-	-	8,486	-	47,943	246,295	2.2	173	31.12.2040
4,226	8,529	17,759	25,951	38,263	85,586	19,307	92,274	197,167	-	-	8,393	-	49,685	255,245	2.3	177	31.12.2041
4,098	8,631	18,789	28,095	42,409	99,603	25,145	109,741	234,490	-	-	3,804	-	57,597	295,891	2.6	204	31.12.2042
3,542	7,784	17,715	27,104	41,889	103,299	27,900	115,416	246,616	-	-	1,280	-	59,918	307,814	2.7	211	31.12.2043
1,573	3,607	8,582	13,437	21,260	55,050	41,563	84,991	181,605	-	98,937	1,463	-	68,162	350,166	3.1	240	31.12.2044
2,885	6,903	17,172	27,511	44,565	121,164	30,281	133,227	284,672	-	-	1,490	-	69,167	355,329	3.1	244	31.12.2045
1,264	3,157	8,211	13,460	22,322	63,725	44,493	95,200	203,419	-	110,546	1,651	-	76,286	391,901	3.5	269	31.12.2046
2,291	5,969	16,228	27,222	46,222	138,552	32,173	150,187	320,912	-	-	1,695	-	77,976	400,582	3.5	275	31.12.2047
1,139	3,096	8,799	15,104	26,256	82,638	46,841	113,902	243,380	-	110,546	1,877	-	85,999	441,802	3.9	303	31.12.2048
1,060	3,006	8,933	15,690	27,924	92,283	44,603	120,418	257,304	-	98,937	1,898	-	86,564	444,703	3.9	305	31.12.2049
1,005	2,976	9,244	16,614	30,273	105,047	46,938	133,701	285,685	-	98,937	2,059	-	93,463	480,144	4.2	329	31.12.2050
876	2,705	8,784	16,153	30,135	109,795	45,401	136,526	291,723	-	98,937	2,101	-	94,932	487,693	4.3	335	31.12.2051
1,243	4,005	13,600	25,592	48,880	186,996	37,431	197,429	421,856	-	-	2,279	-	102,516	526,651	4.7	361	31.12.2052
350	1,179	4,184	8,056	15,753	63,280	56,627	105,482	225,388	-	197,874	2,298	-	102,860	528,420	4.7	363	31.12.2053
881	3,093	11,479	22,618	45,282	190,988	34,191	198,090	423,269	-	-	2,309	-	102,864	528,442	4.7	363	31.12.2054
694	2,543	9,866	19,891	40,769	180,554	32,551	187,469	400,575	-	-	2,196	-	97,352	500,122	4.4	343	31.12.2055
547	2,091	8,481	17,496	36,715	170,730	31,268	177,697	379,695	-	-	2,092	-	92,280	474,067	4.2	325	31.12.2056
428	1,707	7,239	15,282	32,832	160,304	29,805	167,238	357,346	-	-	3,113	-	87,125	447,583	4.0	307	31.12.2057
334	1,389	6,156	13,298	29,250	149,957	28,365	156,870	335,191	-	-	4,684	-	82,150	422,025	3.7	290	31.12.2058
263	1,143	5,297	11,707	26,364	141,922	24,895	146,749	313,566	-	-	6,548	-	77,373	397,488	3.5	274	31.12.2059
203	919	4,455	10,075	23,229	131,297	24,677	137,210	293,184	-	-	8,160	-	72,837	374,181	3.3	258	31.12.2060
157	742	3,758	8,696	20,528	121,829	24,804	128,993	275,626	-	-	9,009	-	68,798	353,432	3.1	244	31.12.2061
103	508	2,689	6,368	15,390	95,904	26,935	108,061	230,900	28,111	-	8,438	-	64,644	332,092	3.0	230	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
78	402	2,228	5,399	13,358	87,401	27,350	100,946	215,696	28,111	-	7,485	-	60,739	312,030	2.8	216	31.12.2063
(5)	(26)	(153)	(380)	(962)	(6,607)	2,225	(3,856)	(8,238)	28,111	-	83	-	4,823	24,779	0.2	17	31.12.2064
48,956	113,132	289,691	487,556	853,933	2,997,153	895,254	3,424,148	7,316,555	84,332	1,024,196	126,825	-	2,067,042	10,618,950	94.2	7,318	סה"כ

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון, מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו וימכרו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין כי, כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות לעיל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(ה) סיכום נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב 1א'

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהוונים מהעתודות והמשאבים המותנים כאמור בסעיפים 1(א)(3) ו- 1(ב)(4) לעיל.²⁶

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2025	853	11.0	1,062,883	159,875	-	141,955	282,347	-	478,707	-	116,337	362,370	353,637	349,501	345,506	337,912	330,797
31.12.2026	1,015	13.1	1,278,420	234,713	-	135,579	83,736	-	824,392	-	146,354	678,038	630,188	608,333	587,712	549,803	515,801
31.12.2027	1,016	13.1	1,337,367	260,326	-	151,307	22,908	-	902,826	102,220	126,677	673,929	596,542	562,462	531,046	475,192	427,229
31.12.2028	1,027	13.2	1,389,559	270,486	-	114,015	-	-	1,005,058	303,612	96,661	604,785	509,845	469,539	433,238	370,816	319,497
31.12.2029	1,016	13.1	1,391,770	270,916	-	134,308	1,560	-	984,985	381,930	110,563	395,410	395,410	355,681	320,724	262,578	216,812
31.12.2030	1,025	13.2	1,419,813	276,375	-	113,834	-	-	1,029,604	467,398	114,908	342,023	300,504	264,812	207,376	164,097	134,673
31.12.2031	1,016	13.1	1,431,699	278,689	-	111,819	-	-	1,041,191	487,278	113,401	320,795	275,298	237,086	177,592	134,673	104,097
31.12.2032	1,027	13.2	1,470,828	286,305	-	111,292	-	-	1,073,231	502,272	117,162	314,733	263,814	222,033	159,085	115,612	84,097
31.12.2033	1,016	13.1	1,469,808	286,107	-	110,353	-	-	1,073,348	502,327	118,377	298,984	244,785	201,335	137,983	96,098	64,098
31.12.2034	1,025	13.2	1,496,055	291,216	-	129,520	-	-	1,075,318	503,249	119,703	284,572	227,567	182,919	119,912	80,033	54,033
31.12.2035	1,016	13.1	1,474,177	286,957	-	112,293	110,546	-	964,381	451,330	135,406	226,254	176,724	138,823	87,047	55,678	34,678
31.12.2036	1,027	13.2	1,491,834	290,394	-	111,324	-	-	1,090,116	510,174	128,024	257,859	196,726	151,023	90,580	55,523	34,523
31.12.2037	1,016	13.1	1,477,075	287,522	-	108,374	-	-	1,081,180	505,992	127,188	243,451	181,414	136,103	78,083	45,868	24,868
31.12.2038	1,025	13.2	1,489,854	290,009	-	108,285	-	-	1,091,560	510,850	130,966	232,761	169,415	124,212	68,162	38,372	24,372
31.12.2039	1,016	13.1	1,472,050	286,543	-	137,488	-	-	1,048,018	490,472	125,667	212,871	151,335	108,435	56,917	30,707	24,707
31.12.2040	1,027	13.2	1,472,395	286,610	-	112,336	-	-	1,073,449	502,374	128,805	207,612	144,164	100,949	50,684	26,205	24,205
31.12.2041	1,016	13.1	1,473,826	286,889	-	93,411	-	-	1,093,526	511,770	131,261	201,403	136,600	93,478	44,893	22,243	22,243
31.12.2042	1,025	13.2	1,490,009	290,039	-	83,905	-	-	1,116,065	522,318	134,019	195,744	129,674	86,722	39,837	18,916	18,916
31.12.2043	1,016	13.1	1,477,899	287,682	-	82,789	98,937	-	1,008,491	471,974	142,474	159,787	103,392	67,574	29,692	13,511	13,511
31.12.2044	1,027	13.2	1,494,604	290,934	-	103,501	-	-	1,100,169	514,879	129,799	175,909	111,177	71,011	29,845	13,015	13,015
31.12.2045	1,016	13.1	1,477,899	287,682	-	82,860	-	-	1,107,357	518,243	131,949	168,148	103,800	64,792	26,048	10,886	10,886
31.12.2046	1,025	13.2	1,490,428	290,121	-	82,949	209,483	-	907,875	424,885	154,584	115,038	69,363	42,312	16,271	6,516	6,516
31.12.2047	1,016	13.1	1,478,117	287,724	-	82,934	-	-	1,107,458	518,290	128,415	153,712	90,527	53,968	19,850	7,619	7,619
31.12.2048	1,027	13.2	1,497,255	291,450	-	83,048	110,546	-	1,012,211	473,715	140,915	126,322	72,665	42,335	14,895	5,479	5,479
31.12.2049	1,016	13.1	1,480,520	288,192	-	103,623	-	-	1,088,705	509,514	123,578	137,866	77,462	44,104	14,842	5,232	5,232
31.12.2050	1,025	13.2	1,493,071	290,635	-	83,110	197,874	-	921,452	431,240	146,348	99,097	54,384	30,260	9,741	3,291	3,291
31.12.2051	968	12.5	1,410,436	274,550	-	82,795	98,937	-	954,154	446,544	124,181	83,429	56,411	30,675	9,445	3,058	3,058
31.12.2052	865	11.1	1,260,844	245,431	-	82,187	98,937	-	834,289	390,447	107,238	87,986	46,067	24,480	7,210	2,237	2,237
31.12.2053	773	9.9	1,125,874	219,158	-	81,638	-	-	825,077	386,136	83,356	355,585	45,269	23,510	6,623	1,969	1,969

²⁶ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) 1P+1C ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
1,416	4,970	18,445	36,342	72,757	306,873	70,283	331,784	708,940	-	-	101,760	-	195,951	1,006,651	8.9	691	31.12.2054
1,076	3,942	15,293	30,832	63,196	279,873	62,218	300,938	643,029	-	-	80,713	-	174,932	898,675	7.9	617	31.12.2055
789	3,014	12,224	25,217	52,918	246,074	55,251	265,076	566,401	-	-	80,347	-	156,323	803,071	7.1	551	31.12.2056
576	2,296	9,735	20,550	44,150	215,569	49,268	232,977	497,814	-	-	80,092	-	139,683	717,590	6.3	492	31.12.2057
421	1,752	7,766	16,774	36,896	189,158	43,030	204,255	436,443	-	-	79,869	-	124,795	641,107	5.7	440	31.12.2058
302	1,311	6,078	13,435	30,254	162,862	29,552	169,266	361,681	-	-	100,283	-	111,659	573,622	5.1	394	31.12.2059
230	1,041	5,045	11,410	26,307	148,691	28,274	155,676	332,642	-	-	79,502	-	99,617	511,761	4.5	351	31.12.2060
164	776	3,933	9,103	21,488	127,527	26,385	135,397	289,309	-	-	79,355	-	89,108	457,773	4.0	314	31.12.2061
75	368	1,949	4,615	11,152	69,495	30,444	87,917	187,856	61,728	-	79,225	-	79,475	408,284	3.6	280	31.12.2062
49	250	1,384	3,354	8,299	54,301	27,384	71,858	153,543	61,728	-	79,117	-	71,155	365,543	3.2	251	31.12.2063
(34)	(185)	(1,071)	(2,656)	(6,728)	(46,220)	-	-	(46,220)	61,728	-	14,582	-	7,273	37,362	0.3	26	31.12.2064
2,772,035	3,518,447	4,841,956	5,943,028	7,602,997	14,692,647	4,056,404	14,296,579	33,045,630	185,184	1,315,809	3,927,678	-	9,223,502	47,697,804	429.7	33,383	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
256	1,316	7,286	17,656	43,684	285,833	94,007	334,145	713,984	64,539	-	82,805	-	208,188	1,069,515	9.5	734	31.12.2063
(12)	(64)	(369)	(915)	(2,319)	(15,930)	6,825	-	(9,105)	64,539	-	14,748	-	16,963	87,145	0.8	60	31.12.2064
2,981,537	3,808,363	5,326,879	6,643,108	8,711,227	18,394,904	5,159,630	18,505,724	42,060,258	193,617	1,414,746	3,996,787	-	11,446,786	59,112,194	531.1	41,265	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס											מיסים						
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות זו (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
377,029	385,138	393,794	398,347	403,061	413,015	131,465	-	544,480	-	282,347	142,983	-	171,701	1,141,510	11.8	915	31.12.2025
584,842	623,396	666,379	689,760	714,540	768,795	173,464	-	942,259	-	83,736	130,881	-	266,590	1,423,465	14.5	1,127	31.12.2026
449,374	499,823	558,572	591,616	627,462	708,861	137,111	190,115	1,036,087	-	22,908	143,060	-	290,543	1,492,598	14.5	1,129	31.12.2027
337,943	392,225	458,251	496,647	539,281	639,702	107,091	385,197	1,131,990	-	-	113,384	-	301,013	1,546,387	14.7	1,142	31.12.2028
227,183	275,138	336,066	372,695	414,323	516,049	117,600	478,574	1,112,224	-	1,560	133,576	-	301,494	1,548,854	14.5	1,129	31.12.2029
179,505	226,848	289,676	328,720	374,138	489,297	127,453	542,555	1,159,306	-	-	113,126	-	307,554	1,579,985	14.7	1,138	31.12.2030
151,050	199,188	265,917	308,776	359,806	494,082	129,402	548,479	1,171,963	-	-	111,054	-	310,112	1,593,130	14.5	1,129	31.12.2031
111,917	154,000	214,937	255,383	304,674	439,294	144,199	513,299	1,096,792	-	110,546	110,620	-	318,558	1,636,516	14.7	1,142	31.12.2032
108,300	155,502	226,898	275,865	336,945	510,116	132,242	565,082	1,207,439	-	-	109,612	-	318,338	1,635,390	14.5	1,129	31.12.2033
90,323	135,329	206,438	256,826	321,160	510,528	133,774	566,791	1,211,093	-	-	129,157	-	323,946	1,664,195	14.7	1,138	31.12.2034
74,546	116,547	185,869	236,615	302,930	505,627	138,963	567,046	1,211,636	-	-	110,518	-	319,572	1,641,725	14.5	1,129	31.12.2035
62,475	101,922	169,933	221,358	290,146	508,503	144,926	574,821	1,228,249	-	-	109,606	-	323,367	1,661,223	14.7	1,142	31.12.2036
51,594	87,829	153,093	204,060	273,840	503,922	143,892	569,881	1,217,695	-	-	106,723	-	320,119	1,644,537	14.5	1,129	31.12.2037
43,187	76,715	139,798	190,672	261,966	506,176	147,823	575,322	1,229,320	-	-	106,566	-	322,891	1,658,777	14.7	1,138	31.12.2038
30,407	56,361	107,375	149,856	210,792	427,659	152,481	510,349	1,090,490	-	98,937	131,339	-	319,236	1,640,002	14.5	1,129	31.12.2039
29,609	57,268	114,062	162,890	234,581	499,720	143,010	565,408	1,208,138	-	-	111,953	-	319,073	1,639,164	14.7	1,142	31.12.2040
25,003	50,463	105,078	153,550	226,395	506,395	145,004	573,035	1,224,434	-	-	94,595	-	318,816	1,637,844	14.5	1,129	31.12.2041
21,161	44,565	97,015	145,065	218,977	514,293	149,014	583,511	1,246,817	-	-	86,067	-	322,165	1,655,050	14.7	1,138	31.12.2042
17,481	38,415	87,428	133,769	206,734	509,816	149,327	579,847	1,238,990	-	-	83,473	-	319,646	1,642,109	14.5	1,129	31.12.2043
12,724	29,178	69,422	108,690	171,975	445,304	158,133	530,843	1,134,279	-	98,937	104,195	-	323,260	1,660,671	14.7	1,142	31.12.2044
12,193	29,175	72,572	116,264	188,339	512,060	147,042	579,812	1,238,914	-	-	83,549	-	319,646	1,642,109	14.5	1,129	31.12.2045
8,873	22,155	57,615	94,448	156,641	447,174	159,030	533,277	1,139,481	-	110,546	83,648	-	322,356	1,656,031	14.7	1,138	31.12.2046
8,510	22,172	60,280	101,116	171,693	514,649	144,514	579,865	1,239,029	-	-	83,630	-	319,694	1,642,352	14.5	1,129	31.12.2047
6,231	16,940	48,148	82,643	143,667	452,175	157,222	536,086	1,145,483	-	110,546	83,755	-	323,833	1,663,617	14.7	1,142	31.12.2048
5,125	14,539	43,203	75,881	135,052	446,311	150,352	524,884	1,121,547	-	98,937	104,325	-	320,213	1,645,022	14.5	1,129	31.12.2049
4,406	13,043	40,520	72,822	132,695	460,449	153,097	539,736	1,153,282	-	98,937	83,821	-	322,928	1,658,968	14.7	1,138	31.12.2050
3,653	11,285	36,651	67,401	125,740	458,130	149,449	534,487	1,142,067	-	98,937	83,805	-	320,213	1,645,022	14.5	1,129	31.12.2051
3,513	11,323	38,447	72,347	138,182	528,635	139,479	587,739	1,255,853	-	-	83,930	-	323,833	1,663,617	14.7	1,142	31.12.2052
2,205	7,417	26,329	50,697	99,136	398,222	156,674	488,142	1,043,039	-	197,874	83,896	-	320,213	1,645,022	14.5	1,129	31.12.2053
2,357	8,273	30,702	60,492	121,105	510,793	129,717	563,456	1,203,966	-	-	104,461	-	316,254	1,624,681	14.4	1,115	31.12.2054
1,932	7,077	27,456	55,355	113,460	502,476	128,710	555,254	1,186,439	-	-	83,692	-	306,998	1,577,129	13.9	1,082	31.12.2055
1,559	5,956	24,158	49,838	104,584	486,327	125,537	538,256	1,150,120	-	-	83,539	-	298,182	1,531,842	13.5	1,051	31.12.2056
1,254	5,001	21,205	44,764	96,173	469,576	122,185	520,571	1,112,331	-	-	84,511	-	289,283	1,486,126	13.1	1,020	31.12.2057
1,009	4,197	18,608	40,196	88,414	453,275	118,967	503,401	1,075,642	-	-	86,039	-	280,785	1,442,466	12.8	991	31.12.2058
804	3,491	16,180	35,763	80,537	433,537	108,505	476,834	1,018,876	-	-	108,466	-	272,485	1,399,828	12.4	962	31.12.2059
657	2,979	14,433	32,644	75,262	425,400	109,030	470,138	1,004,568	-	-	89,427	-	264,425	1,358,420	12.0	934	31.12.2060
528	2,496	12,645	29,265	69,080	409,979	107,379	455,119	972,476	-	-	90,232	-	256,862	1,319,571	11.7	907	31.12.2061
381	1,880	9,959	23,584	56,995	355,171	111,763	410,761	877,695	64,539	-	89,622	-	249,405	1,281,260	11.3	881	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות זו (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
305	1,570	8,694	21,069	52,128	341,085	110,511	397,268	848,864	64,539	-	88,630	-	242,197	1,244,229	11.0	855	31.12.2063
(6)	(31)	(182)	(452)	(1,145)	(7,865)	9,234	1,205	2,574	64,539	-	14,797	-	19,798	101,708	0.9	70	31.12.2064
3,051,143	3,896,791	5,453,623	6,807,299	8,941,463	19,014,711	5,344,767	19,216,446	43,575,924	193,617	1,414,746	3,980,264	-	11,807,599	60,972,150	547.5	42,537	סה"כ

(ו) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות²⁷

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קטגוריה: גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קטגוריה: קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	16,218,017	5,296,741	3,841,500	3,024,704	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,174,484	4,390,804	3,198,060	2,521,378
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	20,283,435	5,825,794	4,155,992	3,250,694	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,502,076	4,822,055	3,454,637	2,706,310
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	20,958,062	5,961,609	4,249,927	3,324,136	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	17,064,536	4,939,511	3,537,476	2,772,069
קטגוריה: גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קטגוריה: קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	16,981,511	5,523,810	4,002,404	3,150,221	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	12,410,569	4,159,591	3,032,245	2,390,576
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	21,227,885	6,075,020	4,329,343	3,384,643	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,556,727	4,569,340	3,277,136	2,567,854
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	21,933,659	6,216,801	4,426,774	3,460,191	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	16,089,948	4,682,101	3,357,152	2,631,669

²⁷ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא בוצעו שינויים בתחזית הקידוחים להתאמה לכמות הקידוחים הנדרשת ולא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,256,863	2,863,993	3,926,695	11,647,946	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,274,215	4,161,741	5,749,288	17,743,491	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,428,959	3,099,392	4,316,734	14,613,089	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,520,670	4,505,529	6,328,011	22,177,994	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,488,213	3,173,722	4,421,630	15,112,972	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,598,319	4,606,000	6,474,762	22,913,169	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
2,515,591	3,190,762	4,380,709	13,141,769	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,027,255	3,836,117	5,251,215	14,867,753	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,700,157	3,446,800	4,811,010	16,461,975	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,254,344	4,152,620	5,780,426	18,488,206	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,765,827	3,529,515	4,928,265	17,023,220	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,327,900	4,246,742	5,916,185	19,112,257	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
2,381,777	3,021,184	4,144,343	12,361,439	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,152,419	3,989,344	5,440,411	14,884,177	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,558,506	3,265,268	4,552,672	15,496,541	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,389,329	4,321,680	5,998,575	18,538,236	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,622,172	3,345,073	4,665,097	16,027,861	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,465,020	4,419,114	6,138,394	19,096,527	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%²⁸				
2,247,174	2,851,433	3,908,726	11,585,268	משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,275,385	4,139,714	5,626,774	14,989,377	משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,416,340	3,083,426	4,294,399	14,532,875	משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,525,478	4,490,631	6,210,775	18,507,103	משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,475,405	3,157,487	4,398,861	15,030,248	משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,599,998	4,588,269	6,354,538	19,133,174	משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

²⁸ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווה למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

2. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

ההבדלים העיקריים בין אומדני העתודות והמשאבים המותנים על-פי דוח המשאבים לבין אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם נובעים מעדכון מיפוי ומודל המאגר, בהתבסס, בין היתר, על עיבוד מחדש של הסקרים הסייסמים ועל נתוני הפקה. כמו כן, בשנת 2024 הופקו כ- 400 BCF גז טבעי וכ- 921 אלף חביות קונדנסט.

בטבלה להלן מוצגים ההבדלים העיקריים בין האומדנים הנוכחיים לבין אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם:

הפרש בין האומדנים על-פי דוח המשאבים לבין האומדנים שנכללו בדוח המשאבים הקודם (במונחי BCF ו- 100% בנכס הנפט)			קטגוריית עתודות/משאבים
3C/3P	2C/2P	1C/1P	
153.0	-337.4	-355.6	עתודות
379.2	780.4	7.3	משאבים מותנים - שלב 1א' (Phase I – First Stage)
-48.1	-1,423.8	0.0	משאבים מותנים - פיתוחים עתידיים (Future Development)
400.3	400.3	400.3	כמויות שהופקו
884.3	-580.6	52.0	סה"כ עתודות + משאבים מותנים + כמויות שהופקו

3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי וקונדנסט בשנים 2023 ו-2024 בפרויקט לווייתן: 31,30,29

שנת 2024		רבעון 4 2024		שנת 2023		
קונדנסט	גז טבעי	קונדנסט	גז טבעי	קונדנסט	גז טבעי	
254.55	179,395.53	61.69	43,831.83		175,605.33	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי ובאלפי חביות לקונדנסט, לפי העניין)
65.87	6.24	61.63	5.94		6.23	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין)
6.96	0.66	6.45	0.62		0.67	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין)
1.67	0.16	1.55	0.15		0.16	המדינה
0.84	0.08	0.77	0.07		0.08	צדדים שלישיים
0.84	0.08	0.77	0.07		0.08	בעלי עניין
5.71	0.93	6.01	0.92		0.84	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין) ^{33,32}
50.69	4.41	46.85	4.18		4.48	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין)
2.61		0.64			2.49	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %)

4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספח א'** דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, ליום 31.12.2024, וכן מצורפת **כנספח א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 4 בפברואר, 2025;
- (2) ציון שם התאגיד: ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות;

²⁹ הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגלו עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

³⁰ הנתונים המובאים בטבלה ביחס להפקת הקונדנסט, אינם כוללים כמויות נוספות של קונדנסט אשר הופקו ללא תמורה. העלויות וההוצאות בקשר עם הכמויות הנוספות של הקונדנסט כאמור יוחסו לעלויות הפקת הגז הטבעי.

³¹ יובהר כי, נתוני ההפקה לשנת 2024 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

³² הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

³³ עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה של גז טבעי כוללות עלויות בגין הולכת הגז הטבעי באמצעות מערכת ההולכה של נתג"ז אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון, אל נקודת הקבלה בגבול ירדן, וכן עלויות הולכה באמצעות מערכת ההולכה האזורית אל נקודת המסירה בעקבה שבירדן, וזאת לצורך אספקת הגז למצרים, בסך של כ- 153.9 מיליון דולר, כ- 158.5 מיליון דולר וכ- 33.2 מיליון דולר (100%), בשנת 2023, בשנת 2024 וברבעון הרביעי של שנת 2024, בהתאמה. כמו כן, עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה של קונדנסט כוללות עלויות בגין הולכת הקונדנסט באמצעות צנרת קו צינור אירופה אסיה (קצא"א), בסך של כ- 1.8 מיליון דולר וכ- 0.4 מיליון דולר (100%), בשנת 2024 וברבעון הרביעי של שנת 2024, בהתאמה.

(6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;

(7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), האיגוד האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום דוח המשאבים ;

(8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות.

גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי

השותפים במאגר לויתן ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן :

45.34%	השותפות
39.66%	שברון
15.00%	רציו אנרגיות - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ, השותף הכללי

בניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

על-ידי : יוסי אבו, מנכ"ל

וצבי קרץ', סמנכ"ל אקספלורציה

February 4, 2025

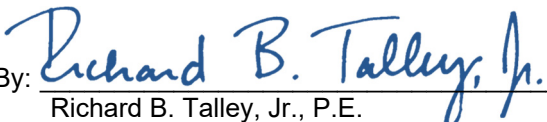
NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) to use our report dated February 4, 2025, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2024, to the NewMed interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The February 4 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2024, to the NewMed interest in these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

JRC:MDK

ESTIMATES
of
**RESERVES AND FUTURE REVENUE AND
CONTINGENT RESOURCES AND CASH FLOW**
to the
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
**LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15
OFFSHORE ISRAEL**
as of
DECEMBER 31, 2024

BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS
specified by
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP

NSAI
**NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.**
WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

February 4, 2025

NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2024, to the NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. Also as requested, we have estimated the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2024, to the NewMed interest in these properties. It is our understanding that NewMed owns a direct working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. For the reserves and the Phase I – First Stage contingent resources, this report has been prepared using price and cost parameters specified by NewMed, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the December 31, 2024, exchange rate was 3.64 New Israeli Shekels per United States dollar.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for NewMed's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the NewMed working interest reserves for these properties, as of December 31, 2024, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	13,116.6	5,947.0	28.9	13.1
Probable	1,717.4	778.7	3.8	1.7
Proved + Probable (2P)	14,834.0	6,725.7	32.6	14.8
Possible	1,174.8	532.7	2.6	1.2
Proved + Probable + Possible (3P)	16,008.8	7,258.4	35.2	16.0

Totals may not add because of rounding.

February 4, 2025
Page 2 of 6

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the NewMed interest in these properties, as of December 31, 2024, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	12,975.3	6,978.7	4,601.4	3,419.6	2,728.9
Probable	1,794.4	662.1	349.2	236.8	184.8
Proved + Probable (2P)	14,769.7	7,640.8	4,950.7	3,656.4	2,913.7
Possible	1,247.9	446.8	213.3	127.2	88.4
Proved + Probable + Possible (3P)	16,017.6	8,087.5	5,163.9	3,783.7	3,002.2

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2024, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue for the reserves shown in this report is NewMed's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for NewMed's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and NewMed's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category. Table VI presents NewMed's historical production and operating expense data.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the NewMed interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on NewMed receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon approval of additional drilling, project approval for additional future developments, demonstration of a market for future gas sales, and commitment to develop the resources. For the purposes of this report, the contingent resources have been divided into two development phases: Phase I – First Stage and Future Development. The Phase I – First Stage contingent resources can be recovered through drilling without significant upgrades to the production system. The Future Development contingent resources may require upgrades to the production system and additional or accelerated drilling relative to the Phase I – First Stage. If the contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no

February 4, 2025
Page 3 of 6

certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2024, to be:

Development Phase	Gross (100%) Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage ⁽¹⁾	2,057.6	3,922.7	3,326.2	4.5	8.6	7.3
Future Development	0.0	1,736.7	7,551.9	0.0	3.8	16.6
Total	2,057.6	5,659.4	10,878.1	4.5	12.5	23.9

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. For Phase I – First Stage, the 3C contingent resources are less than the 2C contingent resources because a larger portion of the estimated volumes for the high estimate case has been classified as reserves.

We estimate the NewMed working interest contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2024, to be:

Development Phase	Working Interest Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage ⁽¹⁾	932.9	1,778.6	1,508.1	2.1	3.9	3.3
Future Development	0.0	787.4	3,424.0	0.0	1.7	7.5
Total	932.9	2,566.0	4,932.1	2.1	5.6	10.9

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. For Phase I – First Stage, the 3C contingent resources are less than the 2C contingent resources because a larger portion of the estimated volumes for the high estimate case has been classified as reserves.

As requested, economic analysis was only performed on the Phase I – First Stage contingent resources. We estimate the net contingent cash flow after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the NewMed interest in these properties, as of December 31, 2024, to be:

Category	Net Contingent Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Low Estimate (1C)	1,717.4	624.3	240.5	98.9	43.1
Best Estimate (2C)	3,625.2	1,070.5	376.2	151.9	67.8
High Estimate (3C)	2,997.2	853.9	289.7	113.1	49.0

February 4, 2025
Page 4 of 6

The contingent resources shown in this report have been estimated using deterministic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

Working interest contingent revenue shown in this report is NewMed's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Net contingent cash flow is after deductions for NewMed's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and NewMed's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The net contingent cash flow has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to indicate the effect of time on the value of money; the contingent cash flow, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables VII through IX present cash flow, costs, and taxes by resources category for the Phase I – First Stage contingent resources. As requested, we have included an appendix to this report that presents tables of cash flow, costs, and taxes resulting from aggregating our estimates of reserves and the Phase I – First Stage contingent resources.

ECONOMIC PARAMETERS

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by NewMed. Gas prices are based on NewMed's estimates of approved and future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation to the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority or to an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on these Brent Crude prices and are adjusted for quality and market differentials. The forecasted Brent Crude prices are escalated on January 1 of each year through December 31, 2034, and then held constant thereafter; the escalation rates have been specified by NewMed.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of NewMed. Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses of NewMed are not included. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by NewMed and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for a third gathering line, regional midstream infrastructure, new development wells and flowlines, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are NewMed's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves and contingent resources have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

February 4, 2025
Page 5 of 6

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by NewMed, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves and contingent resources in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. The contingent resources and a portion of the reserves shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table X. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2024, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of NewMed, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from NewMed; Chevron Mediterranean Limited, the operator of the properties; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of NewMed.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

February 4, 2025
Page 6 of 6


This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

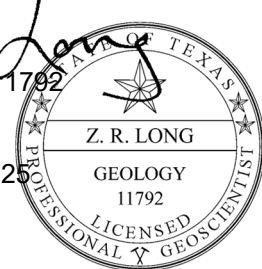
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

By: *Richard B. Talley, Jr.*
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: *J.R. Cliver*
John R. Cliver P.E. 107216
Senior Vice President
J. R. CLIVER
Date Signed: February 4, 2025
JRC:MDK



By: *Zachary R. Long*
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: February 4, 2025



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

Petroleum resources are the quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resources assessments estimate quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations. Resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

1.1.0.1 Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid state. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content can be greater than 50%.

1.1.0.2 The term resources as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring within the Earth's crust, both discovered and undiscovered (whether recoverable or unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered as conventional or unconventional resources.

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Resources.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c , which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

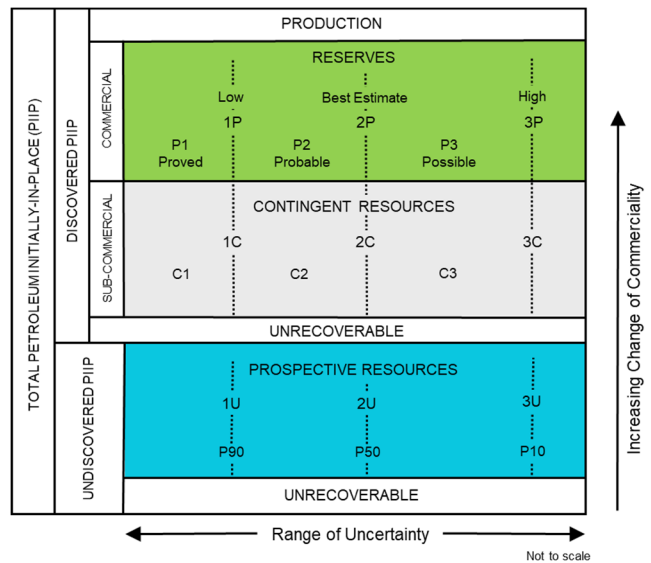


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated, and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Section 3.2, Production Measurement).

1.1.0.6 Multiple development projects may be applied to each known or unknown accumulation, and each project will be forecast to recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into commercial, sub-commercial, and undiscovered, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources respectively, as defined below.

- A. 1. **Reserves** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
 - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
 - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **Prospective Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.2 Project-Based Resources Evaluations

1.2.0.1 The resources evaluation process consists of identifying a recovery project or projects associated with one or more petroleum accumulations, estimating the quantities of PIIP, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on maturity status or chance of commerciality.

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

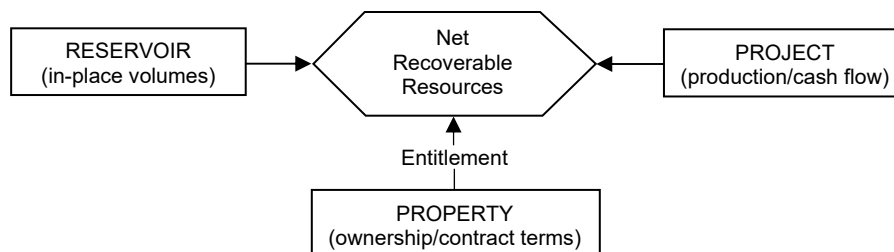


Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

1.2.0.8 An accumulation or potential accumulation of petroleum is often subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resources classes simultaneously.

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

- A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
- C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3) reserves; 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3 contingent resources; or 1U, 2U, and 3U prospective resources categories. The chance of commerciality is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

2.2.1.2 When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- A. There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- B. There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- C. There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent Resources.

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality).

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<p>Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame.</p> <p>A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.</p> <p>To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves.</p> <p>The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.</p>
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	<p>At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.</p> <p>The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	<p>To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class).</p> <p>The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.</p>
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<p>Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist.</p> <p>Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.</p>
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.</p>
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<p>The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.</p>
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	<p>The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development.</p> <p>This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited commercial potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
Developed Producing Reserves	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	<p>If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves.</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	<p>The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.</p> <p>Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2025	1,062.9	117.6	14.1	28.2	159.9	282.3	0.0	142.0	478.7
12-31-2026	1,278.4	141.4	59.4	33.9	234.7	83.7	0.0	135.6	824.4
12-31-2027	1,337.4	147.9	76.9	35.5	260.3	22.9	0.0	151.3	902.8
12-31-2028	1,389.6	153.7	79.9	36.9	270.5	0.0	0.0	114.0	1,005.1
12-31-2029	1,391.8	153.9	80.0	36.9	270.9	1.6	0.0	134.3	985.0
12-31-2030	1,419.8	157.0	81.7	37.7	276.4	0.0	0.0	113.8	1,029.6
12-31-2031	1,431.7	158.3	82.3	38.0	278.7	0.0	0.0	111.8	1,041.2
12-31-2032	1,470.8	162.7	84.6	39.0	286.3	0.0	0.0	111.3	1,073.2
12-31-2033	1,469.8	162.6	84.5	39.0	286.1	0.0	0.0	110.4	1,073.3
12-31-2034	1,496.1	165.5	86.0	39.7	291.2	0.0	0.0	129.5	1,075.3
12-31-2035	1,453.4	160.7	83.6	38.6	282.9	0.0	0.0	111.6	1,058.9
12-31-2036	1,407.2	155.6	80.9	37.4	273.9	0.0	0.0	108.4	1,024.9
12-31-2037	1,362.4	150.7	78.4	36.2	265.2	0.0	0.0	104.4	992.8
12-31-2038	1,318.7	145.8	75.8	35.0	256.7	0.0	0.0	102.4	959.6
12-31-2039	1,270.1	140.5	73.0	33.7	247.2	0.0	0.0	126.8	896.1
Subtotal	20,560.0	2,273.9	1,121.3	545.7	3,941.0	390.6	0.0	1,807.6	14,421.0
Remaining	20,563.8	2,274.4	1,182.7	545.8	4,002.9	0.0	109.3	2,052.9	14,398.7
Total	41,123.8	4,548.3	2,304.0	1,091.6	7,943.8	390.6	109.3	3,860.5	28,819.7

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	478.7	23.0	116.3	362.4	353.6	345.5	337.9	330.8
12-31-2026	0.0	0.0	824.4	23.0	146.4	678.0	630.2	587.7	549.8	515.8
12-31-2027	11.3	102.2	800.6	23.0	126.7	673.9	596.5	531.0	475.2	427.2
12-31-2028	30.2	303.6	701.4	23.0	96.7	604.8	509.8	433.2	370.8	319.5
12-31-2029	38.8	381.9	603.1	23.0	110.6	492.5	395.4	320.7	262.6	216.8
12-31-2030	45.4	467.4	562.2	23.0	114.9	447.3	342.0	264.8	207.4	164.1
12-31-2031	46.8	487.3	553.9	23.0	113.4	440.5	320.8	237.1	177.6	134.7
12-31-2032	46.8	502.3	571.0	23.0	117.2	453.8	314.7	222.0	159.1	115.6
12-31-2033	46.8	502.3	571.0	23.0	118.4	452.6	299.0	201.3	138.0	96.1
12-31-2034	46.8	503.2	572.1	23.0	119.7	452.4	284.6	182.9	119.9	80.0
12-31-2035	46.8	495.6	563.4	23.0	122.8	440.5	263.9	161.9	101.5	64.9
12-31-2036	46.8	479.6	545.2	23.0	122.6	422.6	241.2	141.2	84.7	51.9
12-31-2037	46.8	464.6	528.2	23.0	118.9	409.2	222.4	124.3	71.3	41.9
12-31-2038	46.8	449.1	510.5	23.0	117.4	393.2	203.5	108.6	59.6	33.5
12-31-2039	46.8	419.4	476.7	23.0	109.6	367.1	180.9	92.2	48.4	26.1
Subtotal		5,558.6	8,862.4		1,771.4	7,090.9	5,158.6	3,954.7	3,163.8	2,619.1
Remaining		6,745.0	7,653.7		1,769.3	5,884.4	1,820.1	646.8	255.8	109.8
Total		12,303.6	16,516.0		3,540.8	12,975.3	6,978.7	4,601.4	3,419.6	2,728.9

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Total (MMS)	Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)						
12-31-2025	55.7	6.2	0.7	1.5	8.4	0.0	0.0	2.4	45.0	
12-31-2026	114.4	12.7	10.4	3.0	26.1	0.0	0.0	0.9	87.3	
12-31-2027	121.3	13.4	7.0	3.2	23.6	0.0	0.0	0.3	97.4	
12-31-2028	124.5	13.8	7.2	3.3	24.2	0.0	0.0	1.4	98.9	
12-31-2029	124.6	13.8	7.2	3.3	24.2	0.0	0.0	1.3	99.0	
12-31-2030	126.9	14.0	7.3	3.4	24.7	0.0	0.0	1.3	100.9	
12-31-2031	127.7	14.1	7.3	3.4	24.8	0.0	0.0	1.2	101.6	
12-31-2032	78.2	8.6	4.5	2.1	15.2	0.0	0.0	-0.5	63.5	
12-31-2033	62.3	6.9	3.6	1.7	12.1	0.0	0.0	-1.1	51.2	
12-31-2034	17.2	1.9	1.0	0.5	3.3	0.0	0.0	-2.4	16.2	
12-31-2035	18.4	2.0	1.1	0.5	3.6	0.0	0.0	-3.1	18.0	
12-31-2036	33.8	3.7	1.9	0.9	6.6	0.0	0.0	-2.6	29.9	
12-31-2037	49.2	5.4	2.8	1.3	9.6	0.0	0.0	-2.0	41.6	
12-31-2038	62.4	6.9	3.6	1.7	12.1	0.0	0.0	-1.5	51.8	
12-31-2039	76.8	8.5	4.4	2.0	15.0	0.0	0.0	-1.5	63.3	
Subtotal	1,193.4	132.0	70.0	31.7	233.7	0.0	0.0	-5.9	965.6	
Remaining	4,264.3	471.6	245.3	113.2	830.1	0.0	0.0	17.0	3,417.2	
Total	5,457.8	603.6	315.3	144.9	1,063.8	0.0	0.0	11.1	4,382.8	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	45.0	23.0	10.3	34.6	33.8	33.0	32.3	31.6
12-31-2026	0.0	0.0	87.3	23.0	20.1	67.2	62.5	58.3	54.5	51.2
12-31-2027	16.1	58.5	38.9	23.0	8.9	29.9	26.5	23.6	21.1	19.0
12-31-2028	33.1	61.6	37.3	23.0	8.6	28.8	24.2	20.6	17.6	15.2
12-31-2029	42.0	73.9	25.2	23.0	5.8	19.4	15.6	12.6	10.3	8.5
12-31-2030	46.7	61.1	39.8	23.0	9.2	30.7	23.5	18.2	14.2	11.3
12-31-2031	46.8	47.5	54.0	23.0	12.4	41.6	30.3	22.4	16.8	12.7
12-31-2032	46.8	29.7	33.8	23.0	7.8	26.0	18.0	12.7	9.1	6.6
12-31-2033	46.8	24.0	27.3	23.0	6.3	21.0	13.9	9.3	6.4	4.5
12-31-2034	46.8	7.6	8.6	23.0	2.0	6.6	4.2	2.7	1.8	1.2
12-31-2035	46.8	8.4	9.6	23.0	2.2	7.4	4.4	2.7	1.7	1.1
12-31-2036	46.8	14.0	15.9	23.0	3.7	12.2	7.0	4.1	2.5	1.5
12-31-2037	46.8	19.5	22.1	23.0	5.1	17.0	9.3	5.2	3.0	1.7
12-31-2038	46.8	24.2	27.5	23.0	6.3	21.2	11.0	5.9	3.2	1.8
12-31-2039	46.8	29.6	33.7	23.0	7.8	25.9	12.8	6.5	3.4	1.8
Subtotal		459.6	506.0		116.4	389.7	296.8	237.7	197.9	169.7
Remaining		1,592.8	1,824.4		419.6	1,404.8	365.2	111.5	38.9	15.2
Total		2,052.4	2,330.4		536.0	1,794.4	662.1	349.2	236.8	184.8

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Total (MMS)	Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)						
12-31-2025	1,118.6	123.7	14.8	29.7	168.3	282.3	0.0	144.3	523.7	
12-31-2026	1,392.8	154.0	69.8	37.0	260.8	83.7	0.0	136.5	911.7	
12-31-2027	1,458.7	161.3	83.9	38.7	283.9	22.9	0.0	151.6	1,000.2	
12-31-2028	1,514.0	167.5	87.1	40.2	294.7	0.0	0.0	115.4	1,103.9	
12-31-2029	1,516.3	167.7	87.2	40.2	295.2	1.6	0.0	135.6	1,084.0	
12-31-2030	1,546.7	171.1	89.0	41.1	301.1	0.0	0.0	115.2	1,130.5	
12-31-2031	1,559.4	172.5	89.7	41.4	303.5	0.0	0.0	113.1	1,142.8	
12-31-2032	1,549.0	171.3	89.1	41.1	301.5	0.0	0.0	110.8	1,136.7	
12-31-2033	1,532.1	169.4	88.1	40.7	298.2	0.0	0.0	109.3	1,124.6	
12-31-2034	1,513.2	167.4	87.0	40.2	294.6	0.0	0.0	109.3	1,091.5	
12-31-2035	1,471.9	162.8	84.7	39.1	286.5	0.0	0.0	108.4	1,076.9	
12-31-2036	1,441.0	159.4	82.9	38.3	280.5	0.0	0.0	105.8	1,054.7	
12-31-2037	1,411.6	156.1	81.2	37.5	274.8	0.0	0.0	102.4	1,034.4	
12-31-2038	1,381.1	152.7	79.4	36.7	268.8	0.0	0.0	100.8	1,011.4	
12-31-2039	1,347.0	149.0	77.5	35.8	262.2	0.0	0.0	125.3	959.4	
Subtotal	21,753.5	2,405.9	1,191.3	577.4	4,174.7	390.6	0.0	1,801.7	15,386.6	
Remaining	24,828.1	2,746.0	1,427.9	659.0	4,832.9	0.0	109.3	2,069.9	17,815.9	
Total	46,581.6	5,151.9	2,619.2	1,236.5	9,007.6	390.6	109.3	3,871.6	33,202.5	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	523.7	23.0	126.7	397.0	387.4	378.5	370.2	362.4
12-31-2026	0.0	0.0	911.7	23.0	166.4	745.3	692.7	646.0	604.3	567.0
12-31-2027	16.1	160.8	839.5	23.0	135.6	703.9	623.0	554.6	496.3	446.2
12-31-2028	33.1	365.2	738.8	23.0	105.2	633.5	534.1	453.8	388.4	334.7
12-31-2029	42.0	455.8	628.2	23.0	116.4	511.9	411.0	333.3	272.9	225.3
12-31-2030	46.7	528.5	602.0	23.0	124.1	478.0	365.5	283.0	221.6	175.3
12-31-2031	46.8	534.8	607.9	23.0	125.8	482.1	351.1	259.5	194.4	147.4
12-31-2032	46.8	532.0	604.7	23.0	124.9	479.8	332.8	234.8	168.2	122.2
12-31-2033	46.8	526.3	598.3	23.0	124.6	473.6	312.8	210.7	144.4	100.6
12-31-2034	46.8	510.8	580.7	23.0	121.7	459.0	288.8	185.6	121.7	81.2
12-31-2035	46.8	504.0	572.9	23.0	125.0	447.9	268.3	164.6	103.2	66.0
12-31-2036	46.8	493.6	561.1	23.0	126.2	434.9	248.1	145.3	87.2	53.4
12-31-2037	46.8	484.1	550.3	23.0	124.0	426.3	231.6	129.5	74.3	43.6
12-31-2038	46.8	473.3	538.1	23.0	123.7	414.4	214.5	114.4	62.8	35.4
12-31-2039	46.8	449.0	510.4	23.0	117.4	393.1	193.7	98.7	51.8	27.9
Subtotal		6,018.2	9,368.4		1,887.8	7,480.6	5,455.5	4,192.4	3,361.7	2,788.7
Remaining		8,337.9	9,478.1		2,188.9	7,289.1	2,185.3	758.2	294.7	125.0
Total		14,356.0	18,846.5		4,076.8	14,769.7	7,640.8	4,950.7	3,656.4	2,913.7

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Total (MMS)	Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)						
12-31-2025	22.9	2.5	0.3	0.6	3.4	0.0	0.0	-1.4	20.8	
12-31-2026	30.7	3.4	1.5	0.8	5.7	0.0	0.0	-5.6	30.5	
12-31-2027	33.9	3.7	1.9	0.9	6.6	0.0	0.0	-8.6	35.9	
12-31-2028	32.3	3.6	1.9	0.9	6.3	0.0	0.0	-2.0	28.0	
12-31-2029	32.5	3.6	1.9	0.9	6.3	0.0	0.0	-2.0	28.2	
12-31-2030	33.2	3.7	1.9	0.9	6.5	0.0	0.0	-2.0	28.8	
12-31-2031	33.8	3.7	1.9	0.9	6.6	0.0	0.0	-2.0	29.2	
12-31-2032	56.5	6.3	3.3	1.5	11.0	0.0	0.0	-1.2	46.7	
12-31-2033	61.5	6.8	3.5	1.6	12.0	0.0	0.0	-1.1	50.6	
12-31-2034	67.5	7.5	3.9	1.8	13.1	0.0	0.0	-0.7	55.1	
12-31-2035	72.4	8.0	4.2	1.9	14.1	0.0	0.0	-1.3	59.6	
12-31-2036	77.9	8.6	4.5	2.1	15.2	0.0	0.0	-1.1	63.9	
12-31-2037	82.4	9.1	4.7	2.2	16.0	0.0	0.0	-0.8	67.1	
12-31-2038	86.9	9.6	5.0	2.3	16.9	0.0	0.0	-0.7	70.6	
12-31-2039	90.4	10.0	5.2	2.4	17.6	0.0	0.0	-1.0	73.8	
Subtotal	814.7	90.1	45.6	21.6	157.4	0.0	0.0	-31.4	688.8	
Remaining	2,956.9	327.0	170.1	78.5	575.6	0.0	0.0	13.2	2,368.1	
Total	3,771.6	417.1	215.7	100.1	732.9	0.0	0.0	-18.1	3,056.9	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	20.8	23.0	4.8	16.0	15.6	15.3	14.9	14.6
12-31-2026	0.0	0.0	30.5	23.0	7.0	23.5	21.9	20.4	19.1	17.9
12-31-2027	18.3	29.4	6.5	23.0	1.5	5.0	4.4	3.9	3.5	3.2
12-31-2028	34.0	20.0	8.0	23.0	1.8	6.2	5.2	4.4	3.8	3.3
12-31-2029	43.0	22.8	5.4	23.0	1.2	4.2	3.4	2.7	2.2	1.8
12-31-2030	46.8	14.1	14.7	23.0	3.4	11.3	8.7	6.7	5.3	4.2
12-31-2031	46.8	13.7	15.5	23.0	3.6	12.0	8.7	6.4	4.8	3.7
12-31-2032	46.8	21.9	24.8	23.0	5.7	19.1	13.3	9.4	6.7	4.9
12-31-2033	46.8	23.7	26.9	23.0	6.2	20.7	13.7	9.2	6.3	4.4
12-31-2034	46.8	25.8	29.3	23.0	6.7	22.6	14.2	9.1	6.0	4.0
12-31-2035	46.8	27.9	31.7	23.0	7.3	24.4	14.6	9.0	5.6	3.6
12-31-2036	46.8	29.9	34.0	23.0	7.8	26.2	14.9	8.7	5.2	3.2
12-31-2037	46.8	31.4	35.7	23.0	8.2	27.5	14.9	8.3	4.8	2.8
12-31-2038	46.8	33.1	37.6	23.0	8.6	28.9	15.0	8.0	4.4	2.5
12-31-2039	46.8	34.5	39.2	23.0	9.0	30.2	14.9	7.6	4.0	2.1
Subtotal		328.0	360.8		83.0	277.8	183.4	129.2	96.6	76.1
Remaining		1,108.3	1,259.8		289.8	970.1	263.4	84.0	30.6	12.3
Total		1,436.3	1,620.6		372.7	1,247.9	446.8	213.3	127.2	88.4

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2025	1,141.5	126.3	15.2	30.3	171.7	282.3	0.0	143.0	544.5
12-31-2026	1,423.5	157.4	71.4	37.8	266.6	83.7	0.0	130.9	942.3
12-31-2027	1,492.6	165.1	85.8	39.6	290.5	22.9	0.0	143.1	1,036.1
12-31-2028	1,546.4	171.0	88.9	41.0	301.0	0.0	0.0	113.4	1,132.0
12-31-2029	1,548.9	171.3	89.1	41.1	301.5	1.6	0.0	133.6	1,112.2
12-31-2030	1,580.0	174.7	90.9	41.9	307.6	0.0	0.0	113.1	1,159.3
12-31-2031	1,593.1	176.2	91.6	42.3	310.1	0.0	0.0	111.1	1,172.0
12-31-2032	1,605.5	177.6	92.3	42.6	312.5	0.0	0.0	109.6	1,183.4
12-31-2033	1,593.6	176.3	91.7	42.3	310.2	0.0	0.0	108.2	1,175.2
12-31-2034	1,580.7	174.8	90.9	42.0	307.7	0.0	0.0	108.2	1,146.6
12-31-2035	1,544.2	170.8	88.8	41.0	300.6	0.0	0.0	107.2	1,136.5
12-31-2036	1,519.0	168.0	87.4	40.3	295.7	0.0	0.0	104.7	1,118.6
12-31-2037	1,493.9	165.2	85.9	39.7	290.8	0.0	0.0	101.6	1,101.5
12-31-2038	1,467.9	162.4	84.4	39.0	285.7	0.0	0.0	100.2	1,082.0
12-31-2039	1,437.4	159.0	82.7	38.2	279.8	0.0	0.0	124.4	1,033.2
Subtotal	22,568.2	2,496.0	1,236.9	599.1	4,332.0	390.6	0.0	1,770.3	16,075.4
Remaining	27,785.0	3,073.0	1,598.0	737.5	5,408.5	0.0	109.3	2,083.2	20,184.0
Total	50,353.2	5,569.1	2,834.9	1,336.6	9,740.6	390.6	109.3	3,853.4	36,259.4

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	544.5	23.0	131.5	413.0	403.1	393.8	385.1	377.0
12-31-2026	0.0	0.0	942.3	23.0	173.5	768.8	714.5	666.4	623.4	584.8
12-31-2027	18.3	190.1	846.0	23.0	137.1	708.9	627.5	558.6	499.8	449.4
12-31-2028	34.0	385.2	746.8	23.0	107.1	639.7	539.3	458.3	392.2	337.9
12-31-2029	43.0	478.6	633.6	23.0	117.6	516.0	414.3	336.1	275.1	227.2
12-31-2030	46.8	542.6	616.8	23.0	127.5	489.3	374.1	289.7	226.8	179.5
12-31-2031	46.8	548.5	623.5	23.0	129.4	494.1	359.8	265.9	199.2	151.1
12-31-2032	46.8	553.8	629.6	23.0	130.6	498.9	346.0	244.1	174.9	127.1
12-31-2033	46.8	550.0	625.2	23.0	130.8	494.4	326.5	219.9	150.7	105.0
12-31-2034	46.8	536.6	610.0	23.0	128.4	481.6	302.9	194.7	127.7	85.2
12-31-2035	46.8	531.9	604.6	23.0	132.3	472.3	283.0	173.6	108.9	69.6
12-31-2036	46.8	523.5	595.1	23.0	134.1	461.0	263.1	154.1	92.4	56.6
12-31-2037	46.8	515.5	586.0	23.0	132.2	453.8	246.6	137.9	79.1	46.5
12-31-2038	46.8	506.4	575.6	23.0	132.3	443.3	229.4	122.4	67.2	37.8
12-31-2039	46.8	483.5	549.7	23.0	126.4	423.3	208.6	106.3	55.8	30.1
Subtotal		6,346.2	9,729.2		1,970.8	7,758.4	5,638.8	4,321.7	3,458.4	2,864.8
Remaining		9,446.1	10,737.9		2,478.7	8,259.2	2,448.7	842.3	325.3	137.3
Total		15,792.3	20,467.1		4,449.5	16,017.6	8,087.5	5,163.9	3,783.7	3,002.2

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
 NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
 LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
 AS OF DECEMBER 31, 2024

Year	NewMed Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2024 ⁽²⁾	180.8	6.28	0.90	0.93	4.45	2.6
2023	175.6	6.23	0.91	0.84	4.48	2.5
2022	182.2	6.28	0.94	0.73	4.61	3.0

Note: Values in this table have been provided by NewMed; these values are based on historical data since January 2022 and include condensate production, revenue, and costs beginning in 2024.

⁽¹⁾ The reserves depletion rate is the percentage of yearly gas produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of that year.

⁽²⁾ The 2024 data are representative of unaudited financial data.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	20.8	2.3	1.2	0.6	4.0	110.5	0.0	0.7	-94.5	-94.5
12-31-2036	84.6	9.4	4.9	2.2	16.5	0.0	0.0	2.9	65.2	65.2
12-31-2037	114.7	12.7	6.6	3.0	22.3	0.0	0.0	4.0	88.4	88.4
12-31-2038	171.2	18.9	9.8	4.5	33.3	0.0	0.0	5.9	131.9	131.9
12-31-2039	201.9	22.3	11.6	5.4	39.3	0.0	0.0	10.7	151.9	151.9
Subtotal	593.1	65.6	34.1	15.7	115.5	110.5	0.0	24.2	342.9	342.9
Remaining	5,980.9	661.5	344.0	158.8	1,164.2	814.7	75.9	43.0	3,883.0	3,883.0
Total	6,574.0	727.1	378.1	174.5	1,279.7	925.3	75.9	67.2	4,225.9	4,225.9

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)		Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes						
			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)		
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	11.3	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	30.2	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	38.8	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	45.4	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	46.8	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	46.8	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	46.8	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2034	46.8	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	46.8	-44.2	-50.3	23.0	12.6	-62.9	-37.7	-23.1	-14.5	-9.3	-9.3	-9.3	-9.3
12-31-2036	46.8	30.5	34.7	23.0	5.4	29.3	16.7	9.8	5.9	3.6	3.6	3.6	3.6
12-31-2037	46.8	41.4	47.0	23.0	8.3	38.8	21.1	11.8	6.8	4.0	4.0	4.0	4.0
12-31-2038	46.8	61.7	70.2	23.0	13.6	56.6	29.3	15.6	8.6	4.8	4.8	4.8	4.8
12-31-2039	46.8	71.1	80.8	23.0	16.0	64.8	31.9	16.3	8.5	4.6	4.6	4.6	4.6
Subtotal		160.5	182.4		55.9	126.5	61.3	30.3	15.2	7.7	7.7	7.7	7.7
Remaining		1,832.4	2,050.6		459.7	1,590.9	563.0	210.2	83.6	35.4	35.4	35.4	35.4
Total		1,992.9	2,233.0		515.6	1,717.4	624.3	240.5	98.9	43.1	43.1	43.1	43.1

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	110.5	0.0	0.0	
12-31-2032	52.5	5.8	3.0	1.4	10.2	0.0	0.0	1.8	
12-31-2033	68.4	7.6	3.9	1.8	13.3	0.0	0.0	2.3	
12-31-2034	115.6	12.8	6.6	3.1	22.5	0.0	0.0	3.8	
12-31-2035	134.4	14.9	7.7	3.6	26.2	0.0	0.0	4.6	
12-31-2036	184.3	20.4	10.6	4.9	35.9	0.0	0.0	6.4	
12-31-2037	197.5	21.8	11.4	5.2	38.5	0.0	0.0	6.8	
12-31-2038	241.9	26.8	13.9	6.4	47.1	0.0	0.0	8.3	
12-31-2039	257.4	28.5	14.8	6.8	50.1	0.0	0.0	8.9	
Subtotal	1,252.0	138.5	72.0	33.2	243.7	110.5	0.0	42.9	
Remaining	11,278.6	1,247.4	648.7	299.4	2,195.4	913.7	84.3	82.3	
Total	12,530.6	1,385.9	720.7	332.6	2,439.2	1,024.2	84.3	125.2	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	16.1	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	33.1	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	42.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	46.7	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	46.8	-51.7	-58.8	23.0	10.6	-69.4	-50.6	-37.4	-28.0	-21.2
12-31-2032	46.8	19.0	21.5	23.0	2.4	19.1	13.3	9.4	6.7	4.9
12-31-2033	46.8	24.7	28.1	23.0	3.9	24.2	16.0	10.7	7.4	5.1
12-31-2034	46.8	41.8	47.5	23.0	8.4	39.1	24.6	15.8	10.4	6.9
12-31-2035	46.8	48.5	55.1	23.0	10.1	45.0	26.9	16.5	10.4	6.6
12-31-2036	46.8	66.5	75.6	23.0	14.8	60.7	34.7	20.3	12.2	7.5
12-31-2037	46.8	71.3	81.0	23.0	16.1	64.9	35.3	19.7	11.3	6.6
12-31-2038	46.8	87.3	99.3	23.0	20.3	79.0	40.9	21.8	12.0	6.7
12-31-2039	46.8	92.8	105.5	23.0	21.7	83.8	41.3	21.0	11.0	6.0
Subtotal		400.1	454.8		108.4	346.4	182.3	98.0	53.3	29.1
Remaining		3,749.6	4,253.3		974.4	3,278.8	888.1	278.3	98.6	38.7
Total		4,149.7	4,708.1		1,082.9	3,625.2	1,070.5	376.2	151.9	67.8

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2032	31.0	3.4	1.8	0.8	6.0	110.5	0.0	1.0	
12-31-2033	41.8	4.6	2.4	1.1	8.1	0.0	0.0	1.4	
12-31-2034	83.5	9.2	4.8	2.2	16.2	0.0	0.0	2.8	
12-31-2035	97.5	10.8	5.6	2.6	19.0	0.0	0.0	3.4	
12-31-2036	142.3	15.7	8.2	3.8	27.7	0.0	0.0	4.9	
12-31-2037	150.6	16.7	8.7	4.0	29.3	0.0	0.0	5.1	
12-31-2038	190.8	21.1	11.0	5.1	37.1	0.0	0.0	6.4	
12-31-2039	202.6	22.4	11.7	5.4	39.4	98.9	0.0	7.0	
Subtotal	940.1	104.0	54.1	25.0	183.0	209.5	0.0	31.9	
Remaining	9,678.9	1,070.5	556.7	256.9	1,884.1	814.7	84.3	94.9	
Total	10,618.9	1,174.5	610.7	281.9	2,067.0	1,024.2	84.3	126.8	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	18.3	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	34.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	43.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	46.8	-40.5	-46.1	23.0	13.6	-59.6	-41.4	-29.2	-20.9	-15.2
12-31-2033	46.8	15.1	17.2	23.0	1.4	15.8	10.4	7.0	4.8	3.3
12-31-2034	46.8	30.2	34.3	23.0	5.3	28.9	18.2	11.7	7.7	5.1
12-31-2035	46.8	35.2	40.0	23.0	6.7	33.3	20.0	12.3	7.7	4.9
12-31-2036	46.8	51.3	58.3	23.0	10.9	47.5	27.1	15.9	9.5	5.8
12-31-2037	46.8	54.4	61.8	23.0	11.7	50.2	27.3	15.2	8.7	5.1
12-31-2038	46.8	68.9	78.4	23.0	15.5	62.9	32.5	17.4	9.5	5.4
12-31-2039	46.8	26.8	30.5	23.0	26.1	4.4	2.2	1.1	0.6	0.3
Subtotal		241.3	274.3		91.1	183.3	96.3	51.3	27.6	14.8
Remaining		3,182.8	3,618.1		804.2	2,813.9	757.7	238.3	85.5	34.1
Total		3,424.1	3,892.4		895.3	2,997.2	853.9	289.7	113.1	49.0

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾⁽²⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	10,124,586	10,985,488	11,762,406	75,579	79,624	83,312	134	138	141	0.75	0.81	0.84
B Sand	2,762,597	3,049,025	3,375,025	37,233	40,319	46,377	74	76	73	0.37	0.42	0.48
BC Sand	1,329,794	1,513,503	1,699,234	26,424	29,403	32,411	50	51	52	0.13	0.14	0.15
C Sand	1,800,039	2,180,388	2,644,385	18,422	20,927	24,844	98	104	106	0.71	0.75	0.78

Reservoir	Porosity ⁽³⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽⁴⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.24	0.23	0.23	0.73	0.76	0.79	374	374	374	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.24	0.23	0.23	0.68	0.70	0.72	374	374	374	0.60	0.65	0.70
BC Sand	0.24	0.24	0.23	0.66	0.68	0.71	374	374	374	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.23	0.23	0.23	0.74	0.77	0.81	374	374	374	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the B Sand results in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the low and best estimate cases.

⁽³⁾ The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

⁽⁴⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

APPENDIX

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2025	1,062.9	117.6	14.1	28.2	159.9	282.3	0.0	142.0	478.7
12-31-2026	1,278.4	141.4	59.4	33.9	234.7	83.7	0.0	135.6	824.4
12-31-2027	1,337.4	147.9	76.9	35.5	260.3	22.9	0.0	151.3	902.8
12-31-2028	1,389.6	153.7	79.9	36.9	270.5	0.0	0.0	114.0	1,005.1
12-31-2029	1,391.8	153.9	80.0	36.9	270.9	1.6	0.0	134.3	985.0
12-31-2030	1,419.8	157.0	81.7	37.7	276.4	0.0	0.0	113.8	1,029.6
12-31-2031	1,431.7	158.3	82.3	38.0	278.7	0.0	0.0	111.8	1,041.2
12-31-2032	1,470.8	162.7	84.6	39.0	286.3	0.0	0.0	111.3	1,073.2
12-31-2033	1,469.8	162.6	84.5	39.0	286.1	0.0	0.0	110.4	1,073.3
12-31-2034	1,496.1	165.5	86.0	39.7	291.2	0.0	0.0	129.5	1,075.3
12-31-2035	1,474.2	163.0	84.8	39.1	287.0	110.5	0.0	112.3	964.4
12-31-2036	1,491.8	165.0	85.8	39.6	290.4	0.0	0.0	111.3	1,090.1
12-31-2037	1,477.1	163.4	84.9	39.2	287.5	0.0	0.0	108.4	1,081.2
12-31-2038	1,489.9	164.8	85.7	39.5	290.0	0.0	0.0	108.3	1,091.6
12-31-2039	1,472.0	162.8	84.7	39.1	286.5	0.0	0.0	137.5	1,048.0
Subtotal	21,153.2	2,339.5	1,155.4	561.5	4,056.4	501.1	0.0	1,831.7	14,763.9
Remaining	26,544.6	2,935.8	1,526.6	704.6	5,167.1	814.7	185.2	2,095.9	18,281.7
Total	47,697.8	5,275.4	2,682.0	1,266.1	9,223.5	1,315.8	185.2	3,927.7	33,045.6

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	478.7	23.0	116.3	362.4	353.6	345.5	337.9	330.8
12-31-2026	0.0	0.0	824.4	23.0	146.4	678.0	630.2	587.7	549.8	515.8
12-31-2027	11.3	102.2	800.6	23.0	126.7	673.9	596.5	531.0	475.2	427.2
12-31-2028	30.2	303.6	701.4	23.0	96.7	604.8	509.8	433.2	370.8	319.5
12-31-2029	38.8	381.9	603.1	23.0	110.6	492.5	395.4	320.7	262.6	216.8
12-31-2030	45.4	467.4	562.2	23.0	114.9	447.3	342.0	264.8	207.4	164.1
12-31-2031	46.8	487.3	553.9	23.0	113.4	440.5	320.8	237.1	177.6	134.7
12-31-2032	46.8	502.3	571.0	23.0	117.2	453.8	314.7	222.0	159.1	115.6
12-31-2033	46.8	502.3	571.0	23.0	118.4	452.6	299.0	201.3	138.0	96.1
12-31-2034	46.8	503.2	572.1	23.0	119.7	452.4	284.6	182.9	119.9	80.0
12-31-2035	46.8	451.3	513.1	23.0	135.4	377.6	226.3	138.8	87.0	55.7
12-31-2036	46.8	510.2	579.9	23.0	128.0	451.9	257.9	151.0	90.6	55.5
12-31-2037	46.8	506.0	575.2	23.0	127.2	448.0	243.5	136.1	78.1	45.9
12-31-2038	46.8	510.9	580.7	23.0	131.0	449.7	232.8	124.2	68.2	38.4
12-31-2039	46.8	490.5	557.5	23.0	125.7	431.9	212.9	108.4	56.9	30.7
Subtotal		5,719.1	9,044.8		1,827.4	7,217.4	5,219.9	3,985.0	3,179.0	2,626.8
Remaining		8,577.5	9,704.2		2,229.0	7,475.2	2,383.1	856.9	339.4	145.2
Total		14,296.6	18,749.1		4,056.4	14,692.6	7,603.0	4,842.0	3,518.4	2,772.0

Totals may not add because of rounding.

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved (1P) reserves; the 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors.

Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 2P RESERVES)
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2025	1,118.6	123.7	14.8	29.7	168.3	282.3	0.0	144.3	523.7
12-31-2026	1,392.8	154.0	69.8	37.0	260.8	83.7	0.0	136.5	911.7
12-31-2027	1,458.7	161.3	83.9	38.7	283.9	22.9	0.0	151.6	1,000.2
12-31-2028	1,514.0	167.5	87.1	40.2	294.7	0.0	0.0	115.4	1,103.9
12-31-2029	1,516.3	167.7	87.2	40.2	295.2	1.6	0.0	135.6	1,084.0
12-31-2030	1,546.7	171.1	89.0	41.1	301.1	0.0	0.0	115.2	1,130.5
12-31-2031	1,559.4	172.5	89.7	41.4	303.5	110.5	0.0	113.1	1,032.2
12-31-2032	1,601.6	177.1	92.1	42.5	311.8	0.0	0.0	112.6	1,177.2
12-31-2033	1,600.4	177.0	92.0	42.5	311.5	0.0	0.0	111.6	1,177.3
12-31-2034	1,628.8	180.1	93.7	43.2	317.1	0.0	0.0	131.0	1,180.8
12-31-2035	1,606.2	177.6	92.4	42.6	312.7	0.0	0.0	113.1	1,180.5
12-31-2036	1,625.4	179.8	93.5	43.1	316.4	0.0	0.0	112.1	1,196.8
12-31-2037	1,609.1	178.0	92.5	42.7	313.2	0.0	0.0	109.2	1,186.7
12-31-2038	1,623.0	179.5	93.3	43.1	315.9	0.0	0.0	109.1	1,198.0
12-31-2039	1,604.3	177.4	92.3	42.6	312.3	0.0	0.0	134.2	1,157.8
Subtotal	23,005.5	2,544.4	1,263.3	610.7	4,418.4	501.1	0.0	1,844.5	16,241.5
Remaining	36,106.7	3,993.4	2,076.6	958.4	7,028.4	913.7	193.6	2,152.3	25,818.8
Total	59,112.2	6,537.8	3,339.9	1,569.1	11,446.8	1,414.7	193.6	3,996.8	42,060.3

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	523.7	23.0	126.7	397.0	387.4	378.5	370.2	362.4
12-31-2026	0.0	0.0	911.7	23.0	166.4	745.3	692.7	646.0	604.3	567.0
12-31-2027	16.1	160.8	839.5	23.0	135.6	703.9	623.0	554.6	496.3	446.2
12-31-2028	33.1	365.2	738.8	23.0	105.2	633.5	534.1	453.8	388.4	334.7
12-31-2029	42.0	455.8	628.2	23.0	116.4	511.9	411.0	333.3	272.9	225.3
12-31-2030	46.7	528.5	602.0	23.0	124.1	478.0	365.5	283.0	221.6	175.3
12-31-2031	46.8	483.1	549.1	23.0	136.5	412.7	300.5	222.1	166.4	126.2
12-31-2032	46.8	550.9	626.3	23.0	127.3	498.9	346.0	244.1	174.9	127.1
12-31-2033	46.8	551.0	626.3	23.0	128.6	497.8	328.8	221.4	151.7	105.7
12-31-2034	46.8	552.6	628.2	23.0	130.1	498.1	313.4	201.4	132.0	88.1
12-31-2035	46.8	552.5	628.0	23.0	135.2	492.9	295.3	181.2	113.6	72.7
12-31-2036	46.8	560.1	636.7	23.0	141.1	495.6	282.8	165.6	99.3	60.9
12-31-2037	46.8	555.4	631.3	23.0	140.1	491.2	266.9	149.2	85.6	50.3
12-31-2038	46.8	560.7	637.3	23.0	144.0	493.3	255.3	136.3	74.8	42.1
12-31-2039	46.8	541.9	616.0	23.0	139.1	476.9	235.0	119.7	62.8	33.9
Subtotal		6,418.3	9,823.2		1,996.3	7,826.9	5,637.8	4,290.4	3,415.0	2,817.9
Remaining		12,087.5	13,731.3		3,163.4	10,568.0	3,073.4	1,036.5	393.3	163.7
Total		18,505.7	23,554.5		5,159.6	18,394.9	8,711.2	5,326.9	3,808.4	2,981.5

Totals may not add because of rounding.

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable (2P) reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 3P RESERVES)
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2025	1,141.5	126.3	15.2	30.3	171.7	282.3	0.0	143.0	544.5
12-31-2026	1,423.5	157.4	71.4	37.8	266.6	83.7	0.0	130.9	942.3
12-31-2027	1,492.6	165.1	85.8	39.6	290.5	22.9	0.0	143.1	1,036.1
12-31-2028	1,546.4	171.0	88.9	41.0	301.0	0.0	0.0	113.4	1,132.0
12-31-2029	1,548.9	171.3	89.1	41.1	301.5	1.6	0.0	133.6	1,112.2
12-31-2030	1,580.0	174.7	90.9	41.9	307.6	0.0	0.0	113.1	1,159.3
12-31-2031	1,593.1	176.2	91.6	42.3	310.1	0.0	0.0	111.1	1,172.0
12-31-2032	1,636.5	181.0	94.1	43.4	318.6	110.5	0.0	110.6	1,096.8
12-31-2033	1,635.4	180.9	94.1	43.4	318.3	0.0	0.0	109.6	1,207.4
12-31-2034	1,664.2	184.1	95.7	44.2	323.9	0.0	0.0	129.2	1,211.1
12-31-2035	1,641.7	181.6	94.4	43.6	319.6	0.0	0.0	110.5	1,211.6
12-31-2036	1,661.2	183.7	95.5	44.1	323.4	0.0	0.0	109.6	1,228.2
12-31-2037	1,644.5	181.9	94.6	43.7	320.1	0.0	0.0	106.7	1,217.7
12-31-2038	1,658.8	183.5	95.4	44.0	322.9	0.0	0.0	106.6	1,229.3
12-31-2039	1,640.0	181.4	94.3	43.5	319.2	98.9	0.0	131.3	1,090.5
Subtotal	23,508.3	2,600.0	1,291.0	624.0	4,515.0	600.0	0.0	1,802.2	16,591.0
Remaining	37,463.9	4,143.5	2,154.6	994.4	7,292.6	814.7	193.6	2,178.1	26,984.9
Total	60,972.2	6,743.5	3,445.6	1,618.4	11,807.6	1,414.7	193.6	3,980.3	43,575.9

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2025	0.0	0.0	544.5	23.0	131.5	413.0	403.1	393.8	385.1	377.0
12-31-2026	0.0	0.0	942.3	23.0	173.5	768.8	714.5	666.4	623.4	584.8
12-31-2027	18.3	190.1	846.0	23.0	137.1	708.9	627.5	558.6	499.8	449.4
12-31-2028	34.0	385.2	746.8	23.0	107.1	639.7	539.3	458.3	392.2	337.9
12-31-2029	43.0	478.6	633.6	23.0	117.6	516.0	414.3	336.1	275.1	227.2
12-31-2030	46.8	542.6	616.8	23.0	127.5	489.3	374.1	289.7	226.8	179.5
12-31-2031	46.8	548.5	623.5	23.0	129.4	494.1	359.8	265.9	199.2	151.1
12-31-2032	46.8	513.3	583.5	23.0	144.2	439.3	304.7	214.9	154.0	111.9
12-31-2033	46.8	565.1	642.4	23.0	132.2	510.1	336.9	226.9	155.5	108.3
12-31-2034	46.8	566.8	644.3	23.0	133.8	510.5	321.2	206.4	135.3	90.3
12-31-2035	46.8	567.0	644.6	23.0	139.0	505.6	302.9	185.9	116.5	74.5
12-31-2036	46.8	574.8	653.4	23.0	144.9	508.5	290.1	169.9	101.9	62.5
12-31-2037	46.8	569.9	647.8	23.0	143.9	503.9	273.8	153.1	87.8	51.6
12-31-2038	46.8	575.3	654.0	23.0	147.8	506.2	262.0	139.8	76.7	43.2
12-31-2039	46.8	510.3	580.1	23.0	152.5	427.7	210.8	107.4	56.4	30.4
Subtotal		6,587.5	10,003.5		2,061.9	7,941.6	5,735.1	4,373.0	3,486.0	2,879.7
Remaining		12,628.9	14,356.0		3,282.9	11,073.1	3,206.4	1,080.6	410.8	171.5
Total		19,216.4	24,359.5		5,344.8	19,014.7	8,941.5	5,453.6	3,896.8	3,051.1

Totals may not add because of rounding.

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable plus possible (3P) reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.



נספח ג'

דוח משאבים מנובאים
בחזקות לווייתן



March 9, 2025

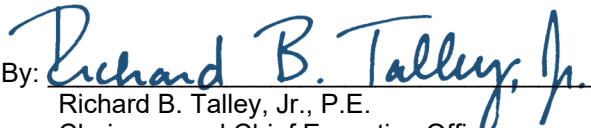
NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) to use our report dated March 9, 2025, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the unrisks prospective resources, as of December 31, 2024, to the NewMed working interest in two Leviathan Deep prospects located in Leases I/14 and I/15, offshore Israel.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

JRC:LFG

ESTIMATES
of
UNRISKED PROSPECTIVE RESOURCES
to the
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
WORKING INTEREST
in two
LEVIATHAN DEEP PROSPECTS
located in
LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
as of
DECEMBER 31, 2024



March 9, 2025

NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisks prospective resources, as of December 31, 2024, to the NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) working interest in two Leviathan Deep prospects located in Leases I/14 and I/15, offshore Israel. It is our understanding that NewMed owns a direct working interest in these prospects. Prospective resources that extend beyond the boundaries of Leases I/14 and I/15 have not been included in this report. We completed our evaluation on or about the date of this letter. Prospective resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. A geologic risk assessment was performed for these prospects, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisks best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for NewMed's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

Totals of unrisks prospective resources beyond the prospect level are not reflective of volumes that can be expected to be recovered and are therefore not shown. Because of the geologic risk associated with each prospect, meaningful totals beyond this level can be defined only by summing risks prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisks gross (100 percent) prospective resources for these prospects, as of December 31, 2024, to be:

Prospect	Unrisks Gross (100%) Prospective Resources					
	Low Estimate (1U)		Best Estimate (2U)		High Estimate (3U)	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Lower Cretaceous Channel	46.9	44.7	212.7	217.7	374.3	407.9
Mesozoic Carbonate	26.6	25.4	155.3	161.0	736.0	793.7

March 9, 2025
Page 2 of 4

We estimate the NewMed unrisks working interest prospective resources for these prospects, as of December 31, 2024, to be:

Prospect	Unrisks Working Interest Prospective Resources					
	Low Estimate (1U)		Best Estimate (2U)		High Estimate (3U)	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Lower Cretaceous Channel	21.2	20.3	96.5	98.7	169.7	184.9
Mesozoic Carbonate	12.1	11.5	70.4	73.0	333.7	359.9

The oil volumes shown include crude oil only. Oil volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases.

The prospective resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisks estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. Our estimates are based on the assumption that, if a discovery is made, the prospects would be oil filled; we have not included any sensitivity estimates that are based on the assumption that the prospects would be gas filled.

Unrisks prospective resources are estimated ranges of recoverable oil and gas volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risk of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially recoverable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risk for these prospects is trap integrity. The geologic risk elements and overall probability of geologic success for each prospect are shown in the following table:

Prospect	Geologic Risk Element (%)				Probability of Geologic Success (%)
	Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/Migration	
Lower Cretaceous Channel	45	70	80	75	19
Mesozoic Carbonate	40	70	80	80	18

Each prospect was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospect drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospects may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

March 9, 2025
Page 3 of 4

These prospects are covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data were acquired in 2009 by Petroleum Geo-Services and reprocessed in 2019 by WesternGeco. All seismic interpretation was performed on the depth-migrated data.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisks prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospects.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the prospects. We have not investigated possible environmental liability related to the prospects; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs from offset wells, geologic maps, seismic data, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the resources estimate for the prospects, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The resources in this report have been estimated using probabilistic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table I. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment. The prospective information is not an assessment regarding the reserves and contingent resources, which can be assessed only after exploratory drilling, if at all.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2024, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of NewMed, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from NewMed; Chevron Mediterranean Limited, the operator of the prospects; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the prospects or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these prospects nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of NewMed.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of

March 9, 2025
Page 4 of 4

Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.


This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

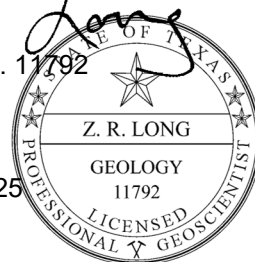
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

By: *Richard B. Talley, Jr.*
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: *J.R. Cliver*
John R. Cliver, P.E. 107216
Senior Vice President
Date Signed: March 9, 2025



By: *Zach Long*
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: March 9, 2025



JRC:LFG

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

Petroleum resources are the quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resources assessments estimate quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations. Resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

1.1.0.1 Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid state. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content can be greater than 50%.

1.1.0.2 The term resources as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring within the Earth's crust, both discovered and undiscovered (whether recoverable or unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered as conventional or unconventional resources.

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Resources.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c , which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

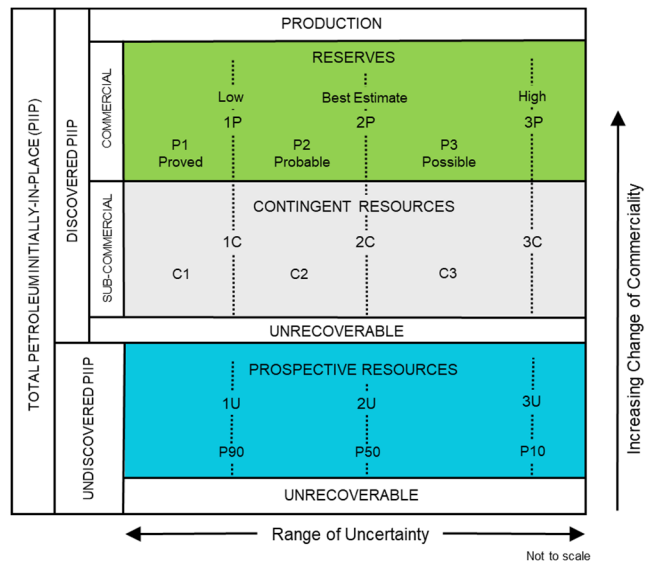


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated, and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Section 3.2, Production Measurement).

1.1.0.6 Multiple development projects may be applied to each known or unknown accumulation, and each project will be forecast to recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into commercial, sub-commercial, and undiscovered, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources respectively, as defined below.

- A. 1. **Reserves** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
 - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
 - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **Prospective Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.2 Project-Based Resources Evaluations

1.2.0.1 The resources evaluation process consists of identifying a recovery project or projects associated with one or more petroleum accumulations, estimating the quantities of PIIP, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on maturity status or chance of commerciality.

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

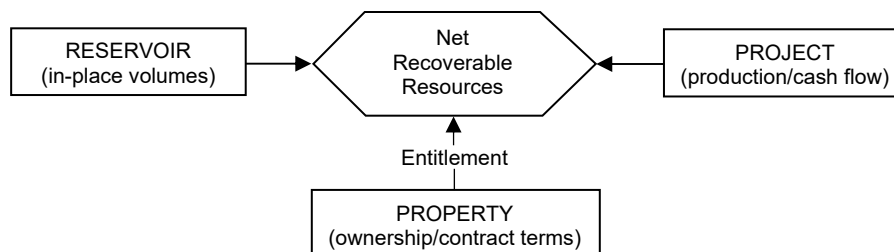


Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

1.2.0.8 An accumulation or potential accumulation of petroleum is often subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resources classes simultaneously.

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

- A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
- C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3) reserves; 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3 contingent resources; or 1U, 2U, and 3U prospective resources categories. The chance of commerciality is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

2.2.1.2 When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- A. There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- B. There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- C. There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent Resources.

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality).

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<p>Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame.</p> <p>A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.</p> <p>To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves.</p> <p>The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.</p>
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	<p>At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.</p> <p>The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	<p>To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class).</p> <p>The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.</p>
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<p>Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist.</p> <p>Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.</p>
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.</p>
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<p>The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.</p>
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	<p>The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development.</p> <p>This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited commercial potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
Developed Producing Reserves	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	<p>If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves.</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	<p>The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.</p> <p>Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
LEVIATHAN DEEP PROSPECTS, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Prospect	Gross Rock Volume ⁽¹⁾ (acre-feet) Lognormal Distribution		Area (acres) Lognormal Distribution		Average Gross Thickness ⁽²⁾ (feet)		Net-to-Gross Ratio (decimal) Triangular Distribution			Porosity (decimal) Triangular Distribution		
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
	Lower Cretaceous Channel	660,818	17,297,896	4,628	22,380	143	773	0.20	0.50	0.80	0.12	0.17
Mesozoic Carbonate	370,734	16,051,915	1,443	19,619	257	818	0.20	0.50	0.80	0.10	0.15	0.25

Prospect	Oil Saturation (decimal) Triangular Distribution			Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽³⁾ Uniform Distribution		Average Producing Gas-Oil Ratio (SCF/STB) ⁽⁴⁾ Uniform Distribution		Oil Recovery Factor (decimal) Normal Distribution	
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
	Lower Cretaceous Channel	0.55	0.65	0.75	2.20	1.10	200	2,200	0.15
Mesozoic Carbonate	0.45	0.65	0.85	2.20	1.10	200	2,200	0.15	0.45

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs from offset wells, geologic maps, seismic data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ A portion of the gross rock volume for each prospect extends beyond the boundaries of Leases I/14 and I/15; however, the prospective resources shown in this report include only the on-lease volumes.

⁽²⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽³⁾ The abbreviation RB/STB represents reservoir barrels per stock tank barrel.

⁽⁴⁾ The abbreviation SCF/STB represents standard cubic feet per stock tank barrel.



נספח ד'

הסכמת NSAI להכללה
ומכתב היעדר שינויים מהותיים



March 9, 2025

NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) to use the following NSAI reports in the 2024 Annual Report of NewMed to be published in March 2025 and in public reports to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange (including by way of reference):

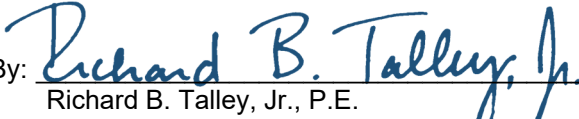
- The report dated March 9, 2025, which sets forth our estimates of the unrisks prospective resources, as of December 31, 2024, to the NewMed working interest in two Leviathan Deep prospects located in Leases I/14 and I/15, offshore Israel.
- The report dated February 4, 2025, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2024, to the NewMed interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The February 4 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2024, to the NewMed interest in these properties.
- The report dated November 28, 2024, which sets forth our estimates of the unrisks prospective gas resources, as of November 30, 2024, to the Potential Acquisition interest in certain prospects located in Block 1-21 Han Asparuh, offshore Bulgaria.
- The report dated September 5, 2023, which sets forth our estimates of the unrisks contingent and prospective resources, as of August 31, 2023, to the NewMed working interest in discoveries and prospects located in the Aphrodite Field Area, Block 12, offshore Cyprus.

Since our February 4 report, we have received daily well production data for Leviathan Field through March 6, 2025. This daily well production data has been reviewed by NSAI and it is our opinion that there are no material changes to the production profile for each category or the reserves referenced in our February 4 report.

As of the date hereof, nothing has come to our attention regarding Block 1-21 Han Asparuh and the Aphrodite Field Area that could cause us to make any revisions in our November 28 and September 5 reports or in our conclusions based on data available when our reports were prepared. It is our opinion that there are no material changes to the unrisks prospective gas resources referenced in our November 28 report and the unrisks contingent and prospective resources referenced in our September 5 report.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

JRC:MDK



פרק ב'

דוח דירקטוריון



ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

דוח הדירקטוריון של השותף הכללי

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024

דירקטוריון ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ (להלן: "השותף הכללי"), מתכבד להגיש בזה את דוח הדירקטוריון לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024 (להלן: "שנת הדוח").

חלק ראשון - הסברי הדירקטוריון למצב עסקי השותפות

1. נתונים עיקריים מתוך תיאור עסקי השותפות

לתיאור עסקי השותפות וההתפתחויות שחלו בשנת הדוח - ראו פרק תיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה).

מאז יום 7.10.2023 ובמהלך שנת 2024 ניהלה ישראל מלחמה במספר חזיתות, ובכלל זאת כנגד ארגון הטרור חמאס בשטח רצועת עזה, ארגון הטרור חיזבאללה בשטח לבנון, ארגון הטרור של החות'ים בתימן, המליציות השיעיות בעיראק וכן כנגד מטרות צבאיות באיראן. כמו כן, במהלך הרבעון הראשון של שנת 2025 מתעצמת הלחימה בפעילות טרור שמקורה בשטחי יהודה ושומרון, במקביל לכך, במהלך שנת 2024 ניהל המשק הישראלי שגרה בצל המלחמה.

ביום 27.11.2024 נכנס לתוקפו הסכם להפסקת אש בין ישראל ללבנון שנועד לעצור את הלחימה בחזית הצפונית במלחמת חרבות ברזל. נכון למועד אישור הדוח נשמרת ככלל הפסקת האש בחזית זו.

ביום 19.1.2025 נכנס לתוקפו הסכם שנחתם בין ישראל לארגון הטרור חמאס לביצוע עסקה להחלפת חטופים ואסירים והשבת רגיעה בת-קיימא, הכוללת שני שלבים: שלב ראשון בן 42 ימים אשר הסתיים, ושלב שני שטרם החל. נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך אם יושג הסכם להארכת הפסקת האש, או לחילופין אם תתחדש הלחימה בעזה וכיצד היא תתפתח. לפרטים נוספים ראו סעיף 6.8 לתיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה) וסעיף 13 להלן.

א. כללי

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") היא שותפות מוגבלת ציבורית, נכון למועד אישור הדוח, פועלת השותפות בתחום האנרגיה ועוסקת בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל, קפריסין, מרוקו ובולגריה¹, ובקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי, שמפיקה השותפות. במקביל, בוחנת השותפות הזדמנויות עסקיות בתחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה והשיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט במדינות נוספות, בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ², וכן בוחנת פרויקטים אפשריים לייצור מימן, לרבות מימן כחול, המופק מגז טבעי ואשר יכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה³.

הרווח הנקי של השותפות בשנת 2024, הסתכם לסך של כ- 524.6 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 433.6 מיליון דולר אשתקד, המהווה עלייה של כ- 21%. העלייה ברווח נבעה בעיקרה מעלייה בהכנסות נטו, ממכירת גז טבעי וקונדנסט ממאגר לווייתן ומירידה בהוצאות המימון נטו, שקוזזו בחלקן, מעלייה בעלות הפקת הגז הטבעי והקונדנסט וכן מעלייה בהוצאות מיסים על הכנסה, כמפורט בהמשך.

הרווח הנקי של השותפות ברבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכם לסך של כ- 119.5 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 102.1 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד, המהווה עלייה של כ- 17%. העלייה ברווח נבעה בעיקרה מהקיטון בהוצאות המימון נטו, שקוזז בחלקו על ידי קיטון בהכנסות נטו ממכירת גז טבעי, כמפורט בהמשך.

¹ לפרטים אודות פעילות השותפות בבולגריה, ראו סעיף 7.8 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות), לדוח זה.
² לפרטים אודות שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט, ראו סעיף 7.10 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות), לדוח זה.
³ לפרטים אודות פרויקטים אפשריים לייצור מימן, ראו סעיף 7.28.3 (ב) לפרק א' (תיאור עסקי השותפות), לדוח זה.

ב. ניתוח דוחות על הרווח הכולל

להלן נתונים עיקריים לגבי הדוחות על הרווח הכולל של השותפות, במיליוני דולר:

2023	10-12/23	2024	10-12/24	7-9/24	4-6/24	1-3/24	
							הכנסות
1,094.4	276.7	1,136.3	264.2	313.6	295.3	263.2	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
159.8	40.4	163.2	37.5	46.0	42.6	37.1	בניכוי תמלוגים
934.6	236.3	973.1	226.7	267.6	252.7	226.1	הכנסות, נטו
							הוצאות ועלויות:
148.6	38.6	168.4	40.5	40.5	43.0	44.4	עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
79.2	19.1	80.7	16.8	25.6	19.3	19.0	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
5.3	2.5	5.9	2.4	1.4	1.3	0.8	הוצאות ישירות אחרות
20.8	4.4	16.9	3.7	5.1	4.9	3.2	הוצאות הנהלה וכלליות
253.9	64.6	271.9	63.4	72.6	68.5	67.4	סה"כ הוצאות ועלויות
(1.3)	0.8	2.9	0.5	-	1.4	1.0	חלק השותפות ברווחי (הפסדי) ישויות כלולות
679.4	172.5	704.1	163.8	195.0	185.6	159.7	רווח תפעולי
(133.8)	(34.2)	(113.8)	(27.4)	(27.4)	(29.4)	(29.6)	הוצאות מימון
28.7	⁴ (5.9)	90.9	15.5	24.2	23.8	27.4	הכנסות מימון
(105.1)	(40.1)	(22.9)	(11.9)	(3.2)	(5.6)	(2.2)	הוצאות מימון, נטו
574.3	132.4	681.2	151.9	191.8	180.0	157.5	רווח לפני מסים על ההכנסה
(142.8)	(32.4)	(156.6)	(32.1)	(44.5)	(43.6)	(36.4)	מסים על ההכנסה
431.5	100.0	524.6	119.8	147.3	136.4	121.1	רווח מפעילויות נמשכות
2.1	2.1	*	(0.3)	(0.3)	0.6	-	רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
433.6	102.1	524.6	119.5	147.0	137.0	121.1	רווח נקי וכולל

(* רווח נמוך מ-0.1 מיליון דולר)

⁴ הכנסות המימון השליליות ברבעון הרביעי של שנת 2023 נובעות כתוצאה משיערוך שלילי (הוצאה) ברבעון של תמלוגים מבוססי הפקה מחזקות כריש ותנין.

הכנסות, נטו, הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 973.1 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 934.6 מיליון דולר אשתקד, המהווה עלייה של כ- 4.1%. העלייה בהכנסות נטו, נבעה בעיקרה מגידול בכמויות הגז הטבעי, אשר הופקו ונמכרו ממאגר לווייתן מכמות של כ- 10.97 BCM (100%) אשתקד, לכמות של כ- 11.20 BCM (100%) בשנת הדוח, מהכנסות ממכירת כ- 561 אלף חביות קונדנסט (100%), אשר החלו בשנת 2024 (חלק השותפות בהכנסות ברוטו כ- 16.8 מיליון דולר, ראו באור 6.12 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)), ומעלייה מתונה במחיר הממוצע ליחידת חום (MMBTU) מכ- 6.11 דולר ליחידת חום (MMBTU) בשנת 2023 לכ- 6.12 דולר ליחידת חום (MMBTU) בשנת 2024.

הכנסות, נטו, ברבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכמו לסך של כ- 226.7 מיליון דולר לעומת סך של כ- 236.3 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד, המהווה ירידה של כ- 4.1%. הירידה נבעה בעיקרה מקיטון במחיר הממוצע ליחידת חום (MMBTU) מכ- 6.17 דולר ברבעון הרביעי של שנת 2023 לכ- 5.82 דולר ברבעון הרביעי של שנת 2024 אשר נגרם בעיקר מירידה במחיר חבית נפט מסוג ברנט אשר ממנו נגזר מחיר הגז הטבעי לייצוא. כמו כן, נבעה הירידה מקיטון בכמויות הגז הטבעי, אשר הופקו ונמכרו ממאגר לווייתן מכמות של כ- 2.75 BCM ברבעון הרביעי של שנת 2023 לכמות של כ- 2.73 BCM ברבעון הרביעי של שנת 2024 (100%) אשר נגרם בעיקר עקב הפסקות יזומות של הפקת הגז ממאגר לווייתן במהלך חודש אוקטובר 2024. מנגד, הירידה קוזזה ע"י ההכנסות ממכירת כ- 136 אלף חביות קונדנסט (100%) (חלק השותפות בהכנסות ברוטו כ- 3.8 מיליון דולר).

להלן טבלה המפרטת את כמויות הגז (100%) אשר נמכרו מלאגר לווייתן בשנת הדוח ובשנת 2023, בהתייחס למיקומם הגיאוגרפי של הלקוחות וכן את מחיר המכירה הממוצע ליחידת חום (MMBTU):

*(BCM) - 2024					
מחיר ממוצע**	סה"כ	מצרים	ירדן	ישראל	
6.16 דולר	2.6	1.8	0.6	0.2	רבעון 1
6.29 דולר	2.8	1.8	0.6	0.4	רבעון 2
6.18 דולר	3.1	1.8	0.8	0.5	רבעון 3
5.82 דולר	2.7	1.6	0.7	0.4	רבעון 4
6.12 דולר	11.2	7.0	2.7	1.5	סה"כ/ מחיר ממוצע שנתי

*(BCM) - 2023					
מחיר ממוצע**	סה"כ	מצרים	ירדן	ישראל	
6.09 דולר	2.8	1.5	0.7	0.6	רבעון 1
6.14 דולר	2.5	1.6	0.6	0.3	רבעון 2
6.06 דולר	2.9	1.7	0.8	0.4	רבעון 3
6.17 דולר	2.8	1.5	0.6	0.7	רבעון 4
6.11 דולר	11.0	6.3	2.7	2.0	סה"כ/ מחיר ממוצע שנתי

*הנתונים מעוגלים לעשירית ה-BCM

** מחיר ממוצע ל-MMBTU בדולר מעוגל ל-2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית

עלות הפקת גז טבעי והקונדנסט, הסתכמה בשנת הדוח לסך של כ- 168.4 מיליון דולר לעומת סך של כ- 148.6 מיליון דולר אשתקד, המהווה עלייה של כ- 13.3% וכוללת, בעיקרה, הוצאות ניהול ותפעול של פרויקט לווייתן הכוללות, בין היתר, הוצאות שינוע והובלה, שכר עבודה, יעוץ מקצועי, תחזוקה, איכות סביבה, שמירה ואבטחה, ביטוח ועלות הולכת הגז הטבעי למצרים. העלייה בשנת הדוח נובעת, בעיקר, מגידול בעלות הולכת הגז למצרים הנובע, בין היתר, מהעלייה בכמות הגז שנמכרה למצרים, מגידול בהוצאות התחזוקה הנובע, בין היתר, מדחיית עבודות מסוף שנת 2023, מהתייקרות תעריפי הביטוח ומגידול בעלויות קבלני משנה זרים, כתוצאה, בין היתר, מהמלחמה.

עלות הפקת הגז והקונדנסט ברבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכמה לסך של כ- 40.5 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 38.6 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה בתקופה נבעה בעיקר מהסיבות האמורות לעיל.

הוצאות פחת אזילה והפחתות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 80.7 מיליון דולר לעומת סך של כ- 79.2 מיליון דולר אשתקד, המהווה עלייה של כ- 1.9%. העלייה נובעת, בעיקרה, מגידול בהוצאות פחת אזילה והפחתות בפרויקט לווייתן וקוזזה בחלקה מעדכון התחייבות לנטישה בפרויקט ים תטיס.

הוצאות פחת והפחתות ברבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכמו לסך של כ- 16.8 מיליון דולר לעומת סך של כ- 19.1 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הירידה נובעת, בעיקרה, מעדכון ההתחייבות לנטישת נכסי ים תטיס ביחס לרבעון המקביל אשתקד.

הוצאות ישירות אחרות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 5.9 מיליון דולר לעומת סך של כ- 5.3 מיליון דולר אשתקד, המהווה עלייה של כ- 11.3%. ההוצאות כוללות, בין היתר, הוצאות גיאולוגים, מהנדסים ויעוץ וכן הוצאות הנהלה וכלליות של פרויקטים שונים, שאינם נמצאים בשלב הפקה לרבות בתחום האנרגיות המתחדשות, העלייה נבעה בעיקרה מגידול בהוצאות בגין הפרויקט במרוקו.

הוצאות ישירות אחרות ברבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכמו לסך של כ- 2.4 מיליון דולר בדומה לרבעון המקביל אשתקד (2.5 מיליון דולר).

הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 16.9 מיליון דולר לעומת סך של כ- 20.8 מיליון דולר אשתקד, המהווה ירידה של כ- 18.8%. הוצאות הנהלה וכלליות כוללות, בין היתר, הוצאות שכר, שירותים מקצועיים וביטוח נושאי משרה ודירקטורים. הירידה בהוצאות נבעה בעיקרה מקיטון בשערוך עלות תשלום מבוסס יחידות השתתפות למנכ"ל השותפות וכן מירידה בעלות שירותים מקצועיים.

הוצאות הנהלה וכלליות ברבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכמו לסך של כ- 3.7 מיליון דולר לעומת סך של כ- 4.4 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד.

חלק השותפות ברווחי (הפסדי) ישויות כלולות הסתכם בשנת הדוח לרווח בסך של כ- 2.9 מיליון דולר לעומת הפסד של כ- 1.3 מיליון דולר אשתקד. הרווח בתקופה נבע בעיקר מרווחי החברה הכלולה EMED PIPELINE B.V. (להלן: "EMED BV") המחזיקה ב- 39% ממניות חברת Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (להלן: "EMG"). העלייה ברווח נובעת מגידול ברווחי החברה הכלולה מהולכת גז טבעי אשר קוזז על ידי הפחתת עודף העלות בהשקעה.

חלק השותפות ברווחי (הפסדי) ישויות כלולות לרבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכם לרווח בסך של כ- 0.5 מיליון דולר לעומת סך של כ- 0.8 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד.

הוצאות המימון הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 113.8 מיליון דולר לעומת סך של כ- 133.8 מיליון דולר אשתקד, המהווה ירידה של כ- 14.9%. הוצאות המימון בשנת הדוח נבעו, בעיקרן, מריבית בגין אגרות חוב לווייתן בונד, שהונפקו על ידי לווייתן בונד בע"מ, חברה בת בבעלות מלאה של השותפות, בסך של כ- 113.0 מיליון דולר לעומת סך של כ- 126.9 מיליון דולר אשתקד, כמו כן, בשנת הדוח היוונה השותפות הוצאות מימון לנכסים כשירים בסך

של כ- 6.3 מיליון דולר (אשתקד כ- 5.2 מיליון דולר). הירידה בהוצאות המימון נבעה, בעיקרה, מפירעון הסדרה הראשונה (6/2023) של אגרות החוב לוויתן בונד במהלך הרבעון השני אשתקד, ומיישום תוכנית הרכישה כמפורט בסעיף 3 להלן.

הוצאות המימון ברבעון הרביעי לשנת 2024, הסתכמו לסך של כ- 27.4 מיליון דולר לעומת סך של כ- 34.2 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הירידה בהוצאות המימון נבעה, בעיקרה, מהסיבות האמורות לעיל.

הכנסות המימון, הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 90.9 מיליון דולר לעומת סך של כ- 28.7 מיליון דולר אשתקד, המהווה עלייה של כ- 216.7%. העלייה בהכנסות המימון נובעת בעיקר, משערוך תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין בסך של כ- 60.9 מיליון דולר לעומת שערוך (שלילי) בסך של כ- 5.0 מיליון דולר אשתקד, מעלייה בהכנסות ריבית מפקדונות בסך של כ- 17.5 מיליון דולר לעומת סך של כ- 13.1 מיליון דולר אשתקד, ומנגד ירידה בשערוך הלוואה שניתנה לחברת אנרג'יאן כחלק ממכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין, מסך של כ- 5.9 מיליון דולר אשתקד לסך של כ- 1.2 מיליון דולר בשנת הדוח, עקב פירעון ההלוואה בחודשים מרץ ומאי של שנת 2024. לפרטים נוספים ראו ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

הכנסות המימון ברבעון הרביעי לשנת 2024, הסתכמו לסך של כ- 15.5 מיליון דולר לעומת הכנסות מימון שליליות של כ- 5.9 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הגידול בהכנסות המימון נבע בעיקרו מהסיבות האמורות לעיל. יצוין כי, הכנסות המימון השליליות ברבעון הרביעי אשתקד נבעו כתוצאה משערוך שלילי (הוצאה) של תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין.

מסים על ההכנסה הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 156.6 מיליון דולר לעומת סך של כ- 142.8 מיליון דולר אשתקד, המהווה עלייה של כ- 9.7%. העלייה נבעה מהגידול ברווח לפני מס בשנת הדוח לעומת אשתקד, אשר קוזזה בחלקה על ידי הפרש בין בסיס המדידה של ההכנסה כמדווח לצורכי מס (ש"ח) לבין בסיס המדידה כמדווח בדוחות הכספיים (דולר).

מסים על הכנסה ברבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכמו להוצאה בסך של כ- 32.1 מיליון דולר לעומת סך של 32.4 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. ההוצאה ברבעון נותרה דומה לרבעון המקביל אשתקד למרות הגידול ברווח לפני מס עקב קיטון בהפרשים זמניים בין בסיס המס של נכסי הנפט והגז לערכם החשבונאי כאמור.

רווח (הפסד) מפעילות מופסקת הסתכם בשנת הדוח לרווח הנמוך מ-0.1 מיליון דולר, לעומת רווח בסך של כ- 2.1 מיליון דולר אשתקד. מקור הפעילות המופסקת הינו החזקות השותפות בכריקט תמר, אשר נמכרו בחודש דצמבר 2021. הרווח השנה נבע, בעיקר, מהחזרי פרמיות ביטוח והחזר בגין היטל רווחי נפט וגז אשר קוזזו על ידי עדכון תמלוגי על בהתייחס למועד החזר ההשקעה וההסכמות בגינן. הרווח אשתקד נבע, בעיקר, ממקדמות ביתר בגין תמלוגים, ששילמו שותפי תמר בעבר, על פי טיוטות דוחות ביקורת התמלוגים לשנים 2013-2018 שנתקבלו ממשד האנרגיה. לפרטים נוספים ראו ביאורים 9'15 ו-15' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

רווח (הפסד) מפעילות מופסקת ברבעון הרביעי של שנת 2024, הסתכם להפסד בסך 0.3 מיליון דולר, לעומת רווח בסך של כ- 2.1 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הירידה ברווח נובעת מהסיבות האמורות לעיל.

3. מצב כספי, נזילות ומקורות מימון

א. מצב כספי

להלן פירוט השינויים העיקריים בסעיפי הדוח על המצב הכספי ליום 31.12.2024 לעומת הדוח על המצב הכספי ליום 31.12.2023:

סך המאזן, ליום 31.12.2024 הסתכם לסך של כ- 3,992.3 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 3,846.2 מיליון דולר ליום 31.12.2023.

הנכסים השוטפים, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 734.1 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 568.3 מיליון דולר ליום 31.12.2023, כמפורט להלן:

(1) **מזומנים ושווי מזומנים**, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 51.2 מיליון דולר לעומת סך של כ- 29.1 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הגידול ביתרת המזומנים נבע בעיקרו מתקבולים נטו ממכירת גז טבעי וקונדנסט מפרויקט לווייתן, מהחזר מקדמות תמלוגים אשר שולמו בגין פרויקט תמר כאמור בביאור 15ב7 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) וכן מתקבולים מחברת אנרג'יאן בגין תמלוגים מחזקות כריש ותנין ומפירעון הלוואת מוכר, שהועמדה במסגרת עסקת כריש ותנין. מנגד, ביצעה השותפות תשלומים בשנת הדוח, בעיקר בעבור חלוקות רווחים לבעלי יחידות ההשתתפות, פירעון הלוואה שהועמדה לשותפות על ידי תאגיד בנקאי ממסגרת אשראי, רכישה עצמית של אגרות חוב לווייתן בונד וכן תשלומי מקדמות מס.

(2) **פיקדונות לזמן קצר**, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 333.3 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 157.6 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הפיקדונות הינם בעיקר בגין אגרות חוב לווייתן בונד וכוללים, בין היתר, כרית בטחון קבועה בסך של כ- 100 מיליון דולר וכן כרית בטחון נוספת בגין קרן אגרות החוב בסך של כ- 150 מיליון דולר המיועדות לפירעון אגרות חוב לווייתן בונד סדרה 2025 בהתאם לשטר אגרות החוב לווייתן בונד.

(3) **לקוחות**, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 209.6 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 194.5 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הגידול נבע בעיקר משינוי בתמהיל המכירות ללקוחות במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2024 ביחס לרבעון הרביעי אשתקד.

(4) **חייבים ויתרות חובה**, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 140.0 מיליון דולר לעומת סך של כ- 187.1 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הירידה נובעת בעיקרה, מפירעון ההלוואה שהועמדה לחברת אנרג'יאן ומהחזר מקדמות תמלוגים ששולמו ביתר למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים בגין פרויקט תמר (לפרטים נוספים ראו בביאור 15ב' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), אשר קוזזה על ידי גידול ביתרת המפעיל במסגרת העסקה המשותפת בפרויקט לווייתן וכן על ידי גידול בסכומים לקבל מחברה כלולה.

נכסים לא שוטפים, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 3,258.2 מיליון דולר לעומת סך של כ- 3,277.9 מיליון דולר ביום 31.12.2023, כמפורט להלן:

(1) **השקעות בנכסי נפט וגז**, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 2,682.3 מיליון דולר לעומת סך של כ- 2,647.3 מיליון דולר ליום 31.12.2023. התנועה בשנת הדוח נבעה בעיקר מהשקעות בפרויקט לווייתן בסך כולל של כ- 103.1 מיליון דולר ובפרויקט בלוק 12 בקפריסין כ- 4.1 מיליון דולר, מנגד רשמה השותפות הוצאות פחת אזילה והפחתות בפרויקט לווייתן בסך של כ- 69.7 מיליון דולר.

(2) **השקעה בישויות כלולות**, ליום 31.12.2024 הסתכמה לסך של כ- 61.7 מיליון דולר לעומת סך של כ- 58.4 מיליון דולר ליום 31.12.2023. והינה בגין השקעות במניות חברת EMED BV וב-אנלייט ניו-מד פיתוח שותפות מוגבלת. העלייה נבעה בעיקרה מרישום רווח בגין ההשקעה ב-EMED BV בשנת הדוח.

(3) פיקדונות בבנקים לזמן ארוך, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 0.5 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 101.9 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הפיקדונות לזמן ארוך ליום 31.12.2023 כללו בעיקר, כרית בטחון בגין אגרות החוב לווייתן בונד אשר סווגה בתקופת הדוח כפיקדון לזמן הקצר ומיועדת לפירעון אגרות חוב לווייתן בונד סדרה 2025.

(4) נכסים אחרים לזמן ארוך, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 513.7 מיליון דולר לעומת סך של כ- 470.3 מיליון דולר ליום 31.12.2023. העלייה נבעה בעיקר מהשקעות השותפות בצנרות יצוא לירדן ומצרים וכן מעדכון תמלוגים לקבל מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין. העלייה כאמור קוזזה בעיקרה על ידי פירעון וסיווג לזמן קצר בתקופת הדוח של סכומים לקבל מחברה כלולה ומהפחתת דמי גישה בגין הסכם בלו אושן.

התחייבויות השוטפות, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 603.0 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 211.0 מיליון דולר ליום 31.12.2023, כמפורט להלן:

(1) חלויות שוטפות בגין אגרות חוב, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 485.6 מיליון דולר, והן כוללות את אגרות החוב לווייתן בונד סדרה 2025 בניכוי הוצאות הנפקה ובניכוי אגרות חוב אשר נרכשו במסגרת תוכנית רכישה עצמית נכון ליום 31.12.2024 (לפרטים ראו חלק חמישי וסעיף ה להלן).

(2) מסי הכנסה לשלם, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 10.8 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 27.7 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הכוללים בעיקרם אומדן מס הכנסה לשלם בגין הכנסתה החייבת של השותפות בשנת הדוח ובשנת 2023, בקיזוז המקדמות ששילמה השותפות לרשויות המס בגין שנים אלו.

(3) התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר, ליום 31.12.2023 הסתכמה לסך של כ- 80.0 מיליון דולר והיא נבעה מהלוואה אשר ניטלה ממסגרת האשראי אשר הועמדה לשותפות על ידי תאגיד בנקאי. התחייבות זו, נפרעה בחודש ינואר 2024. לפרטים נוספים ראו ביאור 10' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

(4) זכאים ויתרות זכות, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 106.6 מיליון דולר, וזאת לעומת סך של כ- 101.1 מיליון דולר ליום 31.12.2023. העלייה נבעה בעיקרה מגידול ביתרות הזכאים במסגרת העסקאות המשותפות.

(5) התחייבויות אחרות לזמן קצר, ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 2.2 מיליון דולר והן נבעו מההתחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקט ים תטיס. הירידה ביתרת ההתחייבות נבעה מהשלמת פעולות הנטישה המתוכננות כאמור בביאור 37' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

התחייבויות לא שוטפות ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 1,602.0 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 2,122.7 מיליון דולר ליום 31.12.2023, כמפורט להלן:

(1) אגרות חוב, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 1,140.0 מיליון דולר והן כוללות את אגרות החוב לווייתן בונד (בניכוי הוצאות הנפקה) (לפרטים ראו חלק חמישי להלן) לעומת סך של כ- 1,735.1 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הירידה נובעת מסיווג אגרות החוב לווייתן בונד סדרה 2025 לחלויות השוטפות בניכוי הוצאות הנפקה ובניכוי אגרות חוב אשר נרכשו במסגרת תוכנית רכישה עצמית.

(2) מסים נדחים, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 391.5 מיליון דולר לעומת סך של כ- 313.9 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הגידול נובע בעיקר מעלייה בהפרשים הזמניים בין בסיס המס של נכסי נפט וגז לבין ערכם בדוחות הכספיים.

(3) התחייבויות אחרות לזמן ארוך, ליום 31.12.2024 הסתכמו לסך של כ- 70.5 מיליון דולר לעומת סך של כ- 73.7 מיליון דולר ליום 31.12.2023. הירידה נבעה בעיקר מעדכון התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקטים לווייתן ים תטיס עקב גידול בשיעור ריבית ההיוון המשמשת למדידת ההתחייבות וכן מקיטון באומדן עלויות הנטישה.

הון השותפות המוגבלת, ליום 31.12.2024 הסתכם לסך של כ- 1,787.3 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 1,512.5 מיליון דולר ליום 31.12.2023. השינוי בהון נבע בעיקרו מהרווח הכולל שנרשם בשנת הדוח בסך של כ- 524.6 מיליון דולר, אשר קוזז בחלקו מחלוקות רווחים בשנת הדוח בסך של כ- 250 מיליון דולר.

ג. תזרים מזומנים

- (1) תזרימי המזומנים שנבעו לשותפות מפעילות שוטפת הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 577.5 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 559.5 מיליון דולר אשתקד.
- (2) תזרימי המזומנים ששימשו את השותפות לפעילות השקעה, הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 114.2 מיליון דולר לעומת תזרימי מזומנים שנבעו מפעילות השקעה בסך של כ- 36.1 מיליון דולר, אשתקד. בשנת הדוח השקיעה השותפות בעיקר בנכסי נפט וגז וכן בנכסים אחרים לזמן ארוך ובהפקדה בפיקדונות לזמן קצר ומנגד רשמה תקבולים בעיקר בגין הלוואה שניתנה לחברת אנרג'יאן ותמלוגים מבוססי הפקה מחזקת כריש. אשתקד נבעו לשותפות מזומנים בעיקר ממשיכת פיקדונות לזמן קצר לצורך פירעון אגרות החוב לווייתן בונד סדרה 2023, אשר קוזזה בעיקר על ידי השקעה בנכסי נפט וגז ונכסים אחרים לזמן ארוך.
- (3) תזרימי המזומנים ששימשו לפעילות מימון הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 441.2 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 588.9 מיליון דולר אשתקד. תזרימי המזומנים בשנת הדוח שימשו בעיקר לחלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות, לרכישה עצמית של אגרות חוב לווייתן בונד ולפירעון הלוואה בסך של 80 מיליון דולר שננטלה השותפות בשנת 2023 ממסגרת האשראי שהעמיד לה תאגיד בנקאי (ראו סעיף 16 להלן). אשתקד תזרימי המזומנים שימשו בעיקר לחלוקת רווחים למחזיקי יחידות וכן לרכישה עצמית ופירעון אגרות חוב לווייתן בונד סדרה 2023 ומנגד, השותפות משכה סך של 80 מיליון דולר ממסגרת האשראי שהעמיד לה תאגיד בנקאי כאמור.

ג. מימון

- (1) ביום 11.1.2024 פרעה השותפות 80 מיליון דולר אשר נמשכו מתוך מסגרת אשראי, שהתקבלה מבנק ישראלי במהלך שנת 2023. ביום 8.10.2024 חתמה השותפות על הסכמים להעמדת מסגרות אשראי משני בנקים ישראליים בהיקף של 200 מיליון דולר מכל אחד מהם (להלן: "המלווים" ו- "מסגרות האשראי", בהתאמה). מסגרות אלו הינן חלק מסגרת אשראי בהיקף של 100 מיליון דולר שהועמדה לשותפות ביום 14.3.2024 (לפרטים בדבר מסגרת זו ראו ביאור 10' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)). מסגרות האשראי מיועדות לשמש את השותפות בפעילותה השוטפת, לרבות בקשר עם שלב 1ב' לתוכנית הפיתוח של מאגר לווייתן. בהתאם לתנאי מסגרות האשראי, תוכל השותפות, במשך תקופה אשר החלה ביום 8.10.2024 ותסתיים ביום 8.10.2025, למשוך מעת לעת הלוואות בדולר ארה"ב, עד לסכום כולל של 200 מיליון דולר מכל אחד מהמלווים (להלן: "ההלוואות"). ההלוואות שתימשכנה כאמור תפרענה בחלקן עד ליום 15.4.2027 ויתרתן עד ליום 15.10.2027. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפות טרם משכה סכומים ממסגרות האשראי כאמור. (לפרטים נוספים ראו ביאור 10'ה' לדוחות הכספיים המאוחדים (פרק ג' לדוח זה)).
- (2) בעקבות המלחמה, הוכנסו אגרות החוב לווייתן בונד למעקב שלילי על-ידי חברות הדירוג Moody's ו-Fitch. בנוסף, חברת הדירוג S&P הורידה את תחזית הדירוג של אגרות החוב לשלילית. בחודש פברואר 2024 עם הורדת דירוג האשראי של מדינת ישראל והבנקים בישראל על ידי חברת הדירוג Moody's עדכנה Moody's כי לאחר הליך בחינה שבוצע עם אפשרות להורדת הדירוג, החליטה לאשר את דירוג אגרות החוב לווייתן בונד ולא להורידו. עם זאת, בצל המלחמה Moody's עדכנה את אופק הדירוג של אגרות החוב לווייתן בונד לשלילי וכן פרסמה אשרור לדירוג ולאופק בחודש אוקטובר 2024. בחודש מרץ 2024 חברת הדירוג S&P פרסמה דוח אשרור דירוג אשר בו הותירה את דירוג אגרות החוב לווייתן בונד ללא שינוי ואת תחזית הדירוג שלילית בעקבות הסיכון להתרחבות המלחמה. בחודש אוקטובר 2024 אישרה S&P את הדירוג ותחזית זו. בחודש יוני 2024 חברת הדירוג Fitch פרסמה דוח דירוג אשר בו הותירה את דירוג אגרות החוב לווייתן בונד ללא שינוי והסירה את אגרות החוב ממעקב שלילי. בנוסף, יצוין כי, לתנודתיות בתשואות של אגרות החוב לווייתן בונד, אין השפעה על הריבית הנקובה של אגרות החוב, על תזרים המזומנים של השותפות ועל יכולת הפירעון של אגרות החוב, אם כי היא עלולה להשפיע לרעה על יכולת השותפות לגייס חוב נוסף ולהגדיל את עלויות המימון בגין גיוס חוב נוסף כאמור.

- (1) ביום 18.3.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 60 מיליון דולר (0.05112 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 28.3.2024 חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 11.4.2024.
- (2) ביום 23.5.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 60 מיליון דולר (0.05112 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 2.6.2024 חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 20.6.2024.
- (3) ביום 7.8.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 65 מיליון דולר (0.05538 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 25.8.2024 חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 5.9.2024.
- (4) ביום 19.11.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 65 מיליון דולר (0.05538 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 28.11.2024 חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 12.12.2024.
- (5) בימים 28.3.2024 ו-19.11.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה מזערית לשותף המוגבל בסך של 0.5 מיליון ש"ח כל אחת (כ- 0.1 מיליון דולר), אשר יועדו לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.
- (6) ביום 9.3.2025 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 60 מיליון דולר (0.05112 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 20.3.2025 חלוקת הרווחים כאמור תבוצע ביום 3.4.2025.

ה. תוכנית רכישה עצמית של אגרות החוב לווייתן בונד:

ביום 15.11.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי להמשיך בביצוע רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה מיום 22.1.2023, וזאת מסדרת אגרות החוב אשר עומדות לפירעון ביום 30.6.2025 ו/או מסדרת אגרות החוב אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2027.

ביום 15.10.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לאמץ תוכנית נוספת לרכישת אגרות החוב, לפיה השותפות ו/או לווייתן בונד יוכלו, מעת לעת, בהתאם לשיקול דעתה של הנהלת השותפות ובהתאם לפרטי תוכנית הרכישה הנוספת, לבצע רכישות של אגרות החוב בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר, בדרך של רכישה מחוץ לבורסה, רכישה במסגרת מערכת רצף מוסדיים בבורסה או בדרכים אחרות, אשר נכנסה לתוקפה ביום 15.10.2024 ותסתיים בתום שנתיים, קרי ביום 15.10.2026.

עד למועד אישור הדוחות הכספיים, ביצעה השותפות רכישות עצמיות בסך של כ- 135.3 מיליון דולר ע.ג. של אגרות החוב לווייתן בונד סדרה 2025, בתמורה לכ- 134.9 מיליון דולר, הכוללת את הריבית הצבורה למועד הרכישה, וזאת בהתאם לתוכנית רכישת אג"ח לווייתן בונד, כפי שאושרו על-ידי דירקטוריון השותף הכללי.

לפרטים נוספים בדבר אגרות החוב, ראו חלק חמישי להלן וביאור 10ג' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ו. מלחמת "חרבות ברזל" והשפעתה האפשרית על עסקי השותפות:

בהמשך לאמור בחלק הראשון לעיל, על רקע הסלמת המלחמה, ביום 18.4.2024 הורידה סוכנות דירוג האשראי S&P Global Ratings בדרגה אחת את דירוג האשראי לטווח ארוך של מדינת ישראל ל- "A+" (חלף "AA-"), וכן הורידה את דירוג האשראי לטווח קצר ל- "A-1" (חלף "A-1+"), והותירה תחזית שלילית ביחס לדירוג האשראי לטווח ארוך, וביום 1.10.2024 הורידה S&P Global Ratings בדרגה אחת נוספת את דירוג האשראי של ממשלת ישראל ל- "A" (חלף "A+") והוסיפה תחזית שלילית על רקע ההחרפה הצפויה של המלחמה בחזית הצפונית.

בחודש אוגוסט 2024, גם חברת הדירוג Fitch הודיעה על הורדת דירוג האשראי של ממשלת ישראל ל- "A" (חלף "A+"), עם תחזית שלילית.

כמו כן, ביום 27.9.2024 הורידה סוכנות דירוג האשראי Moody's בשתי דרגות את דירוג האשראי של ממשלת ישראל ל- "Baa1" (חלף "A2") והוסיפה תחזית שלילית על רקע החרפתה הצפויה של המלחמה בחזית הצפונית, הסיכון להסלמה רחבה יותר הכוללת את איראן, חוסר ודאות לגבי הביטחון וסיכויי הצמיחה ארוכי הטווח של ישראל, והתפתחויות שליליות העלולות להשפיע באופן חמור על המצב הפיננסי של ממשלת ישראל.

למיטב ידיעת השותפות, עם פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023 כאמור, קיבלה שברון הודעה ממשרד האנרגיה, כי לאור המצב הביטחוני השורר בישראל כתוצאה מהמלחמה, היא נדרשת לעצור את פעילות הפקת הגז הטבעי ממאגר תמר. הפקת הגז ממאגר תמר חודשה לאחר מכן ביום 13.11.2023. במקביל לכך, עקב המלחמה, הופסקה הזרמת הגז בצינור EMG, וחודשה ביום 14.11.2023.

בתחילת הרבעון הרביעי של 2024, על רקע הסלמת המלחמה בחזית הצפונית ומול הרפובליקה האסלאמית של איראן, ביצעה המפעילה בפרייקט לווייתן מספר הפסקות יזומות של ההפקה ממאגר לווייתן, לפרקי זמן קצרים. למעט זאת, ההפקה מהמאגרים לווייתן, תמר וכריש נמשכה ככלל כסדרה במהלך 2024. על רקע הפסקות ההפקה היזומות, במהלך חודש אוקטובר 2024 שלחה המפעילה בפרייקט לווייתן ללקוחות הודעות בדבר התרחשות אירוע "כוח עליון", אשר פוטר את השותפים בפרייקט לווייתן מחובותיהם לאספקת גז על-פי הסכמי הגז, בגין אי אספקת גז בשל מצב המלחמה, ובחודש דצמבר 2024 שלחה המפעילה ללקוחות הודעה על סיום האירוע כאמור.

כתוצאה מהמלחמה, גדלו הוצאות התפעול הכרוכות בהפקת הגז ממאגר לווייתן בשיעור שאינו מהותי בשנת הדוח, בעיקר עקב קושי של חברות זרות לשלוח לאזור צוותי עבודה וכלי שיט לצורך יבוא ציוד וחלפים, מה שהוביל לעלייה בתעריפים המשולמים, לרבות עלויות הביטוח של החברות כאמור, ובצורך בפעולות לוגיסטיות נוספות לשינוע כוח אדם וציוד. כמו כן, נדחו, שונו והותאמו פעולות תחזוקה מתוכננות בהתאם להנחיות גורמי הביטחון.

עקב מצב המלחמה נפגעה כאמור זמינות הציוד והקבלנים הנדרשים לביצוע עבודות מתוכננות בקשר עם תוכנית העבודה של פרייקט לווייתן, וכן נרשמה התייקרות בפרמיות הביטוח ובעלויות קבלנים זרים. כתוצאה מגורמים אלו, בין היתר, נפגעו במהלך שנת 2024 לוחות הזמנים לביצוע פרויקטים ופעילויות מתוכננות, ובכלל זאת הושהה ונדחה לוח הזמנים לביצוע והשלמת פרויקט הנחת צינור הולכה תת-ימי שלישי משדה לווייתן לפלטפורמה (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.2.5(ב) לתיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה)), וכן עוכב ונדחה לוח הזמנים לביצוע והשלמת הפרוייקט המבוצע על ידי נג"ז להנחת צנרת ימית במקטע ההולכה הימי החדש בין אשדוד לאשקלון (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.13.2(ב) לתיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה)). יודגש כי, למעט האמור, למלחמה לא הייתה השפעה שלילית מהותית על עסקי השותפות בשנת 2024, ובכלל זאת על היקפי מכירת הגז הטבעי ללקוחות ולא נגרמה פגיעה מהותית בהכנסות וברווחיות בתקופה זו עקב המלחמה.

נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך האם הפסקת האש בחזית הצפונית וברצועת עזה יישמרו והאם המלחמה צפויה להתחדש ו/או להתרחב במהלך שנת 2025 ובשנים הבאות, וכן מה יהיו ההשלכות והתוצאות של ההתפתחויות כאמור והשפעתן על השותפות. חרף העובדה כי למלחמה לא הייתה השפעה מהותית על עסקי השותפות בשנת 2024 כאמור, לא ניתן להעריך בנסיבות אלה, את הסיכויים להתממשות גורמי הסיכון הנובעים מהמלחמה והשפעתם האפשרית, ובכלל זאת גורמי הסיכון הספציפיים המפורטים בסעיף 7.30.1 לתיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה), אשר להתממשותם עלולה להיות השפעה מהותית לרעה על השותפות, נכסיה ועסקיה.

ז. אינפלציה ועליית הריבית והשפעתם האפשרית על עסקי השותפות והגילוי והדיווח הכספי:

בעקבות התפתחויות מאקרו כלכליות ברחבי העולם, וביניהן משבר הקורונה, המלחמה בין רוסיה ואוקראינה, מלחמות סחר והטלת מכסים. בשנים האחרונות חלה עליה בשיעורי האינפלציה בישראל, בארצות הברית ובמדינות נוספות. בעקבות כך, ובמטרה למתן את עליית המחירים, החלו הבנקים המרכזיים בישראל, בארצות הברית ובמדינות נוספות להעלות את שיעורי הריבית.

יצוין כי, למחירי מוצרי האנרגיה, סביבת הריבית, מלחמות סחר, לרבות בקשר עם הטלת מכסים, וקצב האינפלציה ישנה השפעה גם על העלויות התפעוליות של הפקת הגז, וכן על עלויות הפיתוח בפרייקטים של השותפות, ובכלל זאת ביצוע קידוחי פיתוח, הערכה וחיפוש. השותפות, יחד עם שותפיה בפרייקטים השונים, ובפרט בפרייקטים לווייתן ואפרודיטה, בוחנת את השפעת הגורמים כאמור על אפשרויות הפיתוח הנוספות ו/או ההרחבה של נכסיה. השפעת עליית שיעורי הריבית כאמור על מצבה הכספי של השותפות ניכרת בעיקר בנכסים והתייבויות בדוח על המצב הכספי אשר מכילים רכיבי היוון (לפרטים נוספים ראו חלק שני להלן בקשר עם מבחני הרגישות). בהקשר זה יצוין כי, אגרות החוב לווייתן בונד נשאות ריבית קבועה ולכן הוצאות הריבית בגין אינן מושפעות מהשינויים בשיעורי הריבית, אולם, ככל שבעתיד תזדקק השותפות לגיוס חוב או לחילופין תנצל את מסגרות האשראי, כאמור בסעיף ג לעיל וכמפורט בביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), יתכן כי יושפעו גם הוצאות המימון של השותפות.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות בדבר ההשלכות האפשרויות של מלחמת "חרבות ברזל" והאינפלציה ועליית הריבית מהוות מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בסעיף 32 א לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968. מידע זה מבוסס, בין היתר, על הערכות ואומדנים של השותפות נכון למועד אישור הדוחות הכספיים ומתבסס על הפרסומים בארץ ובעולם בנושא זה והנחיות הרשויות הרלוונטיות ואשר התממשותם אינה וודאית, כולה או חלקה ואינה בשליטת השותפות.

חלק שני - חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

דיווח בדבר חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

1. האחראי על ניהול סיכוני שוק בשותפות

האחראי על ניהול סיכוני שוק בשותפות הינו סמנכ"ל הכספים, מר צח חבושה.

2. תיאור סיכוני השוק העיקריים אליהם חשופה השותפות

א. סיכון שער חליפין

שינויים בשער החליפין שקל-דולר עשויים להשפיע על תוצאות השותפות במספר אופנים, כדלקמן: (א) מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר. מאחר שחלק מהוצאותיה של השותפות נקוב בש"ח או מושפע משער השקל-דולר, ירידה בשער החליפין שקל-דולר (התחזקות של השקל מול הדולר) מגדילה את ההוצאות הללו במונחים דולריים; (ב) מאחר שמחירי הגז בחלק מהסכמי מכירת הגז ממאגר לווייתן נקבעים על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובין היתר, הצמדה לשער החליפין שקל/דולר והצמדה לתעריף ייצור החשמל, אשר מושפע בחלקו משער החליפין שקל-דולר, לשינוי של שער החליפין שקל לעומת הדולר עלולה להיות השפעה שלילית, שאינה מהותית על הכנסות השותפות; ו- (ג) מאחר שהשותפות מדווחת על הכנסתה החייבת לצרכי מס בשקלים חדשים וכן משלמת מקדמות המס בשקלים חדשים, אזי שינויים בשער החליפין שקל-דולר, משפיעים על היקף הכנסתה החייבת של השותפות לצרכי מס וכן על היקף תזרים המזומנים המשמש לתשלום מקדמות המס כאמור.

ב. סיכון רכיבי הצמדה ונוסחאות מחירי הגז הטבעי והקונדנסט בחוזי האספקה

בהסכמים לאספקת גז טבעי נקבע מחיר הגז על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובכלל זאת בעיקר הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט, לתעריף ייצור החשמל, למדד התעו"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל, לשער החליפין שקל/דולר, ובאחד מההסכמים אף למדד מרווח זיקוק הנפט. בכל ההסכמים לאספקת גז טבעי בהם התקשרה השותפות, למעט הסכמים הכוללים מחיר קבוע שאינו מוצמד, נקבעו, לצד נוסחאות המחיר, גם מחירי רצפה אשר מגבילים במידה מסוימת את החשיפה לתנודות ברכיבי ההצמדה. עם זאת, אין ודאות כי השותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בהסכמים חדשים שייחתמו על-ידה בעתיד. כמו כן, ירידה במחירי הברנט ו/או ירידה בתעריפי החשמל (תעריף הייצור ותעריף התעו"ז הכללי) ו/או שינוי בשער החליפין שקל/דולר, עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים.

יצוין כי, השינויים המתודולוגים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו של תעריף ייצור החשמל מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו. בהקשר זה יצוין כי, ביחס לחלק מתחנות הכוח הפרטיות (לרבות תחנות שנמכרו על-ידי חברת החשמל) הנהיגה רשות החשמל אסדרה בשם (System Marginal Price) SMP, לפיה בכל חצי שעה נקבע מחיר החשמל הסיטונאי לפי העלות השולית לייצור קוט"ש נוסף במשק, וזאת על בסיס מכרזים חצי שעתיים שנערכים על-ידי מנהל מערכת החשמל בין יצרני החשמל השונים, מידי יום. לשיטת התמחור האמורה עשויה להיות השפעה על מחירי הגז הטבעי אשר ימכרו על-ידי השותפות ליצרני חשמל במשק המקומי, במקרה בו יוצמדו מחירי הגז בחוזים עתידיים לתמחור האמור.

הביקושים לגז טבעי של לקוחות השותפות ומחירי מושפעים, בין היתר, משינויים משמעותיים במחירי הנפט, הגז הטבעי, לרבות LNG, ובמחירי מקורות אנרגיה אחרים, לרבות פחם, מקורות של אנרגיה מתחדשת ומוצרים תחליפיים אחרים לגז הטבעי המופק שמשווקת השותפות, הן בשוק המקומי והן בשווקים הבינלאומיים. כך למשל, מחירי LNG נמוכים בשווקים הבינלאומיים עשויים להביא להגדלת יבוא של LNG לישראל ו/או לשווקים האזוריים, לצמצם את הביקושים לגז טבעי בשווקים הרלוונטיים לשותפות ולפגוע בהכנסות השותפות ממאגר לווייתן.

עלייה בהיצע, ירידה בביקוש או ירידת מחירים של מקורות אנרגיה חלופיים לגז טבעי, לרבות פחם, מקורות אנרגיה מתחדשת ומוצרים אחרים, בשוק המקומי או בשווקים הגלובליים, עשויה להקטין את הביקושים

מצד הלקוחות הקיימים והפוטנציאליים ולהביא לירידה במחיר של הגז הטבעי שמוכרת השותפות, דבר שעלול להשפיע לרעה על השותפות, מצבה הכספי ותוצאות פעילותיה. כמו כן, רפורמות והחלטות הקשורות במשק החשמל ובמשק האנרגיה, לרבות שינויים בחוקי איכות הסביבה, עשויים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו. בנוסף, התרחשויות מהותיות בכלכלה העולמית, כדוגמת מלחמות, סכסוכים ועימותים צבאיים מקומיים או אזוריים, האטה כלכלית, מיתון, אינפלציה, תנודתיות בלתי שגרתית בשערי מט"ח, מלחמות סחר, פגיעה בתפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה (supply chains) העולמיות בכלל, ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז בפרט, וכן תנאי מזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, התפרצות מגיפות, כדוגמת מגיפת הקורונה וכדומה, עלולים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו ו/או להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידים, וכן על קבלת החלטות השקעה בפרויקטים חדשים של גז טבעי ו/או הרחבה של פרויקטים קיימים.

ג. סיכון ריבית

בהמשך לאמור בסעיף 3ג(1) לחלק הראשון לעיל בדבר התקשרות השותפות עם בנקים ישראליים לצורך העמדת מסגרות האשראי, יצוין כי, בהתאם לתנאי מסגרות האשראי חשופה השותפות לשינויים אפשריים בתזרים המזומנים העשויים לנבוע משינויים בריבית ה-SOFR, ככל שמסגרות אלו ינוצלו. בנוסף, סיכון הריבית נובע מהסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנו כתוצאה משינויים בשיעורי ריבית השוק, מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית משתנה חושפים את השותפות לסיכונים תזרימיים ומזומנים ורווח או הפסד בגין שינוי בשיעור הריבית. שינויים בשערי הריבית גם עשויים להשפיע על עלות מימון השקעותיה העתידיות של השותפות בנכסי נפט וגז, בהן פיתוח שלב 1' של פרויקט לווייתן וכן פיתוח מאגר אפרודיטה. כמו כן, הנכסים הכספיים הנזילים של השותפות, מושקעים נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים בפיקדונות דולריים. יצוין כי, שינויים בשערי הריבית עלולים להשפיע על התשואה השוטפת של הפיקדונות.

3. מדיניות השותפות בניהול סיכונים שוק בתחום שער החליפין

- א. השותפות משקיעה את עודפי הנזילות שלה בהתאם לקבוע בהסכם השותפות, במטרה להשיג תשואה נאותה תוך מינון מתאים ביחס תשואה/סיכון.
- ב. כספי השותפות מיועדים, בין היתר, לפעילות חיפושים בנכסי הנפט והגז שלה ולפיתוחם. לאור זאת, השותף הכללי, אשר מנהל את השותפות, השקיע את כספי השותפות הפנויים בנכסים פיננסיים דולריים הכוללים בעיקרם (נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי) פיקדונות בבנקים.
- ג. כאשר השותפות יודעת על תשלומים מהותיים במטבע זר או בשקלים היא שואפת להגן ככל שניתן ובהתאם לשיקול דעתה על התשלום ולגדרו מפני שינויים בשער המטבע.
- ד. לא נקבעו אירועים שלגביהם יש חובה לקבל החלטה מיוחדת בדירקטוריון בעניין סיכונים שוק.

4. מדיניות השותפות בניהול סיכונים שוק בתחום ריבית ה-SOFR

השותפות בוחנת מידי תקופה את חשיפתה לשינויים בשיעור ריבית ה-SOFR ככל שמסגרות האשראי מנוצלות, ביחס למקורות מימון אחרים ובוחנת אפשרות לרכישת הגנות, ככל הנדרש.

5. אמצעי פיקוח ומימוש המדיניות

מדיניות ההשקעות של השותפות קבועה בהסכם השותפות. ביום 20.11.2018 החליט דירקטוריון השותף הכללי לאשר הקמת ועדת השקעות, שמטרתה לקיים דיוני עומק בנושא השקעות השותפות ולהמליץ לדירקטוריון השותף הכללי בשותפות על דרכי פעולה בנושא האמור. הוועדה הוקמה לאור הצורך בדיונים מקצועיים ומעמיקים במסגרת פורום מיוחד (שקבע דירקטוריון השותף הכללי). ועדת ההשקעות מתכנסת לכל הפחות אחת לחציין ולפי הצורך. סמכויות הוועדה הינם כדלקמן: קיום דיון בתיק ההשקעות של השותפות, בין היתר, לצורך ויודוא יישום אופן השקעת המזומנים הפנויים של השותפות, בהתאם למדיניות ההשקעות הקבועה בסעיף 9.4 להסכם השותפות מיום 1.7.1993 (כפי שתוקן מעת לעת); קביעת תמהיל ומבנה תיק ההשקעות של השותפות בהתאם להמלצת ההנהלה וככל שוועדת ההשקעות תסבור כי נדרש תיקון במדיניות ההשקעות להמליץ לדירקטוריון השותף הכללי על שינוי

כאמור. על הוועדה לדווח לדירקטוריון באופן שוטף על המלצותיה וכן לדווח על תמהיל ומבנה תיק ההשקעות של השותפות במסגרת הדיווח השנתי.
חברי וועדת השקעות, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הינם: ה"ה אפרים צדקה (יו"ר ועדת ההשקעות, דירקטור חיצוני), יורם כהן (דירקטור חיצוני) ואליהו זמיר (דירקטור בלתי תלוי).

הטיפול בנושא החשיפה לסיכונים מטבע, ריבית, גיבוש אסטרטגיות הגנה ופיקוח על ביצוען נתון בידי דירקטוריון השותף הכללי.

6. מבחני רגישות

בהתאם לתיקון התשס"ז בהוראות התוספת השנייה לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים, התש"ל - 1970), ביצעה השותפות מבחני רגישות לשינויים בגורמי סיכון המשפיעים על השווי ההוגן של "מכשירים רגישים".

תיאור הפרמטרים, ההנחות והמודלים

פרמטר	מקור/אופן הטיפול
שע"ח שקל/דולר	שער יציג ליום 31.12.2024
ריבית דולרית	ריבית היוון / ריבית SOFR

א. לפרטים בדבר ניתוח רגישות שווי תמלוגים מבוססי הפקה עתידית לקבל מחזקות כריש ותנין לשינויים בשיעור ההיוון ראו ביאור 2021 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ב. לפרטים בדבר ניתוח רגישות שווי תמלוגים מבוססי הפקה עתידית לקבל מחזקות כריש ותנין לשינויים במחיר הגז הטבעי והקונדנסט ראו ביאור 3021 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ג. לפרטים בדבר ניתוח רגישות מכשירים פיננסיים בריבית משתנה ראו ביאור 2021 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ד. מבחני רגישות לשינויים בשער חליפין דולר-שקל (במיליוני דולר):

מכשיר רגיש		רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים	
		10%	5%		-5%	-10%
מזומנים ושווי מזומנים		(0.1)	*	0.8	*	(0.1)
פקדונות בבנקים		*	*	0.2	*	*
זכאים ויתרות זכות		0.1	*	(0.9)	*	0.1
סה"כ		*	*	0.1	*	*

(* פחות מ-0.1 מיליון דולר.)

סה"כ	יתרות פיננסיות			סה"כ	
	יתרות שאינן פיננסיות	בשקלים לא צמודים	במטבע חוץ		
51.2	-	0.8	50.4	רכוש	מזמנים ושווי מזמנים
333.3	-	0.2	333.1		פיקדונות לזמן קצר
209.6	-	-	209.6		לקוחות
140.0	12.5	-	127.5		חייבים ויתרות חובה
2,682.3	2,682.3	-	-		השקעות בנכסי נפט וגז
61.7	61.7	-	-		השקעה בישויות כלולות
0.5	-	-	0.5		פיקדונות לזמן ארוך
513.7	286.5	-	227.2		נכסים אחרים לזמן ארוך
3,992.3	3,043.0	1.0	948.3		סה"כ רכוש
					התחייבויות
106.6	104.6	0.6	1.4		זכאים ויתרות זכות
10.8	10.8	-	-		מס הכנסה לשלם
1,625.6	-	-	1,625.6		אגרות חוב
391.5	391.5	-	-		מסים נדחים
70.5	70.5	-	-		התחייבויות אחרות לזמן ארוך
2,205.0	577.4	0.6	1,627.0		סה"כ התחייבויות
1,787.3	2,465.6	0.4	(678.7)		סה"כ היתרה המאזנית, נטו

8. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2023:

		יתרות פיננסיות			
		לא	בשקלים צמודים	או בדולר	בהצמדה לדולר
סה"כ	שאינן פיננסיות	יתרות פיננסיות	סה"כ		
					רכוש
29.1	-	-	0.6	28.5	מזומנים ושווי מזומנים
157.6	-	-	0.2	157.4	פיקדונות לזמן קצר
194.5	-	-	-	194.5	לקוחות
187.1	31.5	-	-	155.6	חייבים ויתרות חובה
2,647.3	2,647.3	-	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
58.4	58.4	-	-	-	השקעה בישויות
101.9	-	-	-	101.9	פיקדונות לזמן ארוך
470.3	241.1	-	-	229.2	נכסים אחרים לזמן ארוך
3,846.2	2,978.3	0.8	0.8	867.1	סה"כ רכוש
					התחייבויות
2.2	2.2	-	-	-	התחייבויות אחרות לזמן קצר
101.1	24.8	-	0.4	75.9	זכאים ויתרות זכות
27.7	27.7	-	-	-	מס הכנסה לשלם
80.0	-	-	-	80.0	הלוואה מתאגיד בנקאי לזמן קצר
1,735.1	-	-	-	1,735.1	אגרות חוב
313.9	313.9	-	-	-	מסים נדחים
73.7	73.7	-	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
2,333.7	442.3	0.4	0.4	1,891.0	סה"כ התחייבויות
1,512.5	2,536.0	0.4	0.4	(1,023.9)	סה"כ היתרה המאזנית, נטו

חלק שלישי - היבטי ממשל תאגידי

1. מדיניות השותפות בנושא מתן תרומות

בחודש נובמבר 2023 החליט דירקטוריון השותף הכללי לאמץ מדיניות מפורטת להענקת תרומות, אשר לפיה, בין היתר, היקף התרומות השנתי לא יעלה על רבע אחוז (0.25%) מהרווח השנתי של השותפות לפני מס. עוד יצוין כי, בכוננת דירקטוריון השותף הכללי לייחד חלק משמעותי מתקציב התרומות לתמיכה בקהילות הרבות שנפגעו במלחמת הרבות ברזל כמתואר לעיל. בשנת 2024 תרמה השותפות סך של כ- 4.5 מיליון ש"ח.

2. דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית

דירקטוריון השותף הכללי קבע, בהתאם לסעיף 92 (א) (12) לחוק החברות, כי המספר המזערי הראוי של דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית יעמוד על אחד. דירקטוריון השותף הכללי סבור, כי בהתחשב בסוג פעילותה של החברה, שהינה כאמור השותף הכללי בשותפות העוסקת בעיקר בתחום חיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט וכן בניסיונם העסקי העשיר של הדירקטורים (גם אלה שאינם עונים על ההגדרה של "בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית"), המספר המזערי כאמור מאפשר לדירקטוריון לעמוד בחובות המוטלים עליו בהתאם לדין ולמסמכי ההתאגדות של השותפות, בכל הנוגע לבדיקת מצבה הכספי של השותפות ולעריכת הדוחות הכספיים ואישורם. לנימוקים ה"ל", יש להוסיף את העובדה כי על-פי נוהל העבודה בשותפות, מוזמנים רואי החשבון המבקרים את הדוחות הכספיים לכל ישיבת דירקטוריון שבה דנים בדוחות הכספיים והם עומדים לרשות חברי הדירקטוריון למתן כל הסבר שיידרש בקשר עם הדוחות הכספיים ומצבה הכספי של השותפות, הן במסגרת הישיבות שבהן הם משתתפים והן מחוץ לישיבות. כמו כן, יש לציין כי על-פי הדין, כל דירקטור החפץ בכך זכאי, בניסיונות המצדיקות זאת ובתנאים הקבועים בדין, לקבל ייעוץ מקצועי, על חשבון השותף הכללי, לצורך ביצוע תפקידו, לרבות ייעוץ חשבונאי ופיננסי. נכון למועד אישור הדוח, מכהנים בדירקטוריון השותף הכללי 5 דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית (ה"ה"אפרים צדקה, יורם כהן, אלי זמיר תמיר פוליקר ויאיר נוימן). לפרטים בדבר השכלתם, ניסיונם וכישוריהם של דירקטורים אלו, ראו תקנה 26 לפרק ד' לדוח זה (פרטים נוספים על השותפות).

3. דירקטורים בלתי תלויים

השותפות לא אימצה בהסכמי השותפות והנאמנות הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים כהגדרתם בחוק החברות. נכון למועד אישור הדוח, מכהנים בדירקטוריון השותף הכללי 2 דירקטורים חיצוניים ודירקטור בלי תלוי נוסף. לפרטים בדבר אי תלות הדירקטורים, ראו תקנה 26 לפרק ד' לדוח זה (פרטים נוספים על השותפות).

4. גילוי בדבר המבקר הפנימי בשותפות

א. פרטי המבקר הפנימי

- (1) שם המבקר הפנימי: רו"ח גלי גנה.
תאריך תחילת כהונה: 1.2.2016.
- (2) הכישורים המכשירים אותו לביצוע התפקיד:
המבקר הפנימי עומד בתנאים הקבועים בסעיפים 3(א) ו-8 לחוק הביקורת הפנימית, התשנ"ב-1992 (להלן: "חוק הביקורת הפנימית") ובסעיף 146(ב) לחוק החברות.
רואה חשבון, בוגר מנהל עסקים עם התמחות בחשבונאות, ומוסמך (MA) במינהל ציבורי וביקורת פנימית, מבקר מערכות מידע מוסמך (CISA), מבקר פנימי מוסמך (CIA), מבקר ניהול סיכונים מוסמך (CRMA) מוסמך בסיכונים ובקרת מערכות מידע (CRISC), הסמכה בתחום הגנת הפרטיות (CDPSE)
- (3) המבקר הפנימי אינו עובד של השותפות, אלא מעניק לה שירותי ביקורת פנימית במיקור חוץ. בנוסף, מעניק המבקר פנימי לשותפות שירותי בחינת אפקטיביות הבקורות של תהליכים בקשר עם הבקרה הפנימית על הדוח הכספי של השותפות (ISOX). המבקר הפנימי הינו שותף במשרד רואי החשבון רוזנבלום הולצמן.
- (4) המבקר הפנימי אינו ממלא בשותפות תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית.
- (5) המבקר הפנימי מכהן גם כמבקר הפנימי של השותף הכללי בשותפות ושל בעלת השליטה. אין בכהונתו בתאגידים האמורים כמבקר פנימי כדי ליצור ניגוד עניינים עם תפקידו כמבקר פנימי בשותפות.
- (6) המבקר הפנימי אינו בעל עניין בשותפות, או קרוב של בעל עניין בשותפות וכן אינו רואה החשבון המבקר או מי מטעמו.
- (7) המבקר הפנימי אינו מחזיק בניירות ערך של השותפות או של גוף קשור אליה.

ב. דרך המיני

מינויו של מר גנה כמבקר הפנימי אושר על ידי דירקטוריון השותף הכללי ביום 27.1.2016, וזאת לאחר שקיבל את המלצת ועדת הביקורת, ולאחר שזו מצאה אותו בעל הכישורים המתאימים למילוי התפקיד, בין היתר, לאור התמחותו וניסיונו העשיר בתחום הביקורת הפנימית, ולאחר שמר גנה הצהיר כי הוא עומד בכל דרישות הכשירות הנדרשות לשם מילוי תפקידו כמבקר פנימי על-פי דין, ובהתחשב, בין היתר, בסוג השותפות, גודלה, היקף ומורכבות פעילותה.

ג. זיהות הממונה הארגוני על המבקר הפנימי

יו"ר דירקטוריון השותף הכללי.

ד. תוכנית העבודה

הביקורת הפנימית מבצעת ביקורות בנושאים רבים ובהתאם לתוכנית סדורה אשר תוצאותיה נדונות בוועדת הביקורת. תקציב הביקורת הפנימית מאושר על ידי ועדת הביקורת. תוכנית העבודה של הביקורת הפנימית נערכת על-ידי המבקר הפנימי בתיאום הנהלת השותף הכללי ומתבססת על סקר הסיכונים לקביעת יעדי הביקורת שמבצע המבקר הפנימי, ממנו נגזרים נושאי הביקורת. התוכנית, מוצגת בפני ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי ומאושרת על-ידי ועדת הביקורת.

תוכנית העבודה מותירה בידי המבקר הפנימי שיקול דעת לסטוט ממנה, בכפוף לאישורה של ועדת הביקורת. עסקאות כאמור בסעיפים 65מז'- 65נא' לפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975, אשר בוצעו בשנת הדוח, נבחנו על-ידי המבקר הפנימי, כולל הליכי אישור, כחלק מתוכנית העבודה הרב שנתית שלו.

יצוין כי בנוסף לעבודת המבקר הפנימי ובהתאם להסכם התפעול המשותף (JOA), מבצעת השותפות באמצעות חברות חיצוניות, ביקורת משותפת עם שותפיה בפרויקטים לווייתן ובלוק 12 בקפריסין, על עבודת המפעיל בפרויקטים כאמור. סמנכ"ל תקציב ובקרה בשותפות משתתף בישיבות ההכנה, המעקב והפיקוח של הביקורת כאמור והמבקר הפנימי מדווח לוועדת הביקורת ולדירקטוריון השותף הכללי על ממצאיה ותוצאותיה.

ה. היקף העסקה

היקף השעות נקבע על-פי צרכי הביקורת השנתית שאושרה, בתקציב כפי שנקבע עם תחילת כהונתו של המבקר הפנימי. היקף העסקתו של המבקר הפנימי בשותפות ובשותף הכללי בשנת הדיווח הסתכם בכ- 600 שעות.

היקף העסקת המבקר הפנימי, נקבע, בין היתר, בהתבסס על גודל ומורכבות פעילותה העסקית של השותפות. בידי הנהלת השותף הכללי, ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי, האפשרות להרחיב את היקף התוכנית בהתאם לנסיבות.

בידי ההנהלה, ועדת הביקורת ויו"ר הדירקטוריון האפשרות לשנות את היקף התוכנית, זאת בהתאם לבקשת המבקר הפנימי ולהמלצותיו או בהתאם להנחיות ועדת הביקורת.

ו. עריכת הביקורת

הביקורת הפנימית נערכת בהתאם לתקני הביקורת הפנימית המקובלים בארץ ובעולם, ובהתאם להנחיות מקצועיות בתחום הביקורת הפנימית, כקבוע בסעיף 4(ב) לחוק הביקורת הפנימית.

נחה דעתו של דירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, כי המבקר עמד בכל הדרישות והתנאים שצוינו לעיל, וזאת בהתחשב בהודעתו של המבקר פנים כפי שנמסרה לוועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי.

ז. גישה למידע

למבקר הפנימי גישה מלאה, בלתי מוגבלת, מתמדת ובלתי אמצעית למערכות המידע של השותפות, לרבות נתונים כספיים לצורך הביקורת על-פי סעיף 9 לחוק הביקורת הפנימית.

ח. דין וחשבון המבקר הפנימי

דין וחשבון המבקר הפנימי הוגש בכתב.

לאחר הגשת דוחות הביקורת להנהלת השותף הכללי וקבלת עמדתה, הוגשו דוחות ביקורת ליו"ר הדירקטוריון לחברי ועדת הביקורת ולחברי דירקטוריון השותף הכללי ונדונו בהרחבה בוועדת הביקורת. להלן מועדי ועדת הביקורת בהם התקיימו דיונים בדוחות המבקר הפנימי: 24.6.2024, 17.11.2024 ו- 24.12.24.

ט. הערכת הדירקטוריון את פעילות המבקר הפנימי

להערכת דירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, היקף, אופי ורציפות הפעילות ותוכנית העבודה של המבקר הפנימי של השותף הכללי הינם סבירים בהתחשב במבנה הארגוני, במהות פעילויותיה העסקיות של השותפות ובהיקפן, ויש בהם כדי להגשים את מטרות הביקורת הפנימית.

י. תגמול

בגין שירותי הביקורת הפנימית, רשמה השותפות בשנת 2024 הוצאה בסך שנתי כולל של 136 אלפי ש"ח. דירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, קבע כי התגמול הינו סביר ואין בו כדי להשפיע על אופן הפעלת שיקול דעתו המקצועי העצמאי של מבקר הפנים.

5. שכר רואי החשבון המבקרים

לשותפות רואי חשבון מבקרים במשותף: BDO - זיו האפט ו-EY - קוסט פורר גבאי את קסירר. להלן פרוט סכומי שכר טרחת רואי החשבון המבקרים בשותפות, וחלקה של השותפות בשכר טרחת רואי החשבון המבקרים בעסקאות המשותפות:

שנת 2023		שנת 2024	
בגין שרותי ביקורת,		בגין שרותי ביקורת,	
קשורים בגין		קשורים בגין	
לביקורת שירותים		לביקורת שירותים	
ושירותי מס אחרים*		אחרים*	
אלפי ש"ח			
542	1,093	555	1,090

קוסט פורר גבאי את קסירר וזיו האפט רואי חשבון מבקרים משותפים

* שירותים אחרים בעיקר בקשר עם הנפקות וייעוץ מס.

בהתאם לחוק החברות, שכרו של רואה החשבון המבקר בעבור פעולת הביקורת נקבע בידי האסיפה הכללית, שהסמיכה לצורך כך את דירקטוריון השותף הכללי. הגורם המאשר את שכר הטרחה של רואי החשבון המבקרים הן בעבור פעולות הביקורת והן בעבור שירותים אחרים הינו דירקטוריון השותף הכללי, לאחר שוועדת הביקורת בחנה את היקף עבודתם ושכרם של רואי החשבון המבקרים (במסגרת בחינה זו שקלה את הערכת הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים ואת עבודה רואה החשבון המבקר) והביאה המלצותיה בפני דירקטוריון השותף הכללי.

6. מדיניות השותפות בעניין עסקאות זניחות

ביום 11.3.2009 אימץ דירקטוריון השותף הכללי לראשונה קווים מנחים וכללים לסיווגה של עסקה של השותפות עם בעל עניין בה כעסקה זניחה, כאמור בתקנה 41(א3) לתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"י-2010 (להלן: "נוהל הזניחות" ו-"תקנת הדיווח", בהתאמה). נוהל הזניחות עודכן במהלך השנים, ועודכן על-ידי ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי בימים 14.3.2019 ו-17.3.2019, בהתאמה. ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי (במסגרת אישור הדוח השנתי) קבעו כי עסקה תחשב כעסקה זניחה אם יתקיימו בה כל התנאים הבאים:

- א. היא אינה עסקה חריגה (כמשמעות המונח בחוק החברות).
 - ב. בכל עסקה העומדת לבחינת רף הזניחות, תיבחן אמת המידה הרלוונטית לעסקה הנדונה, טרום האירוע כמפורט להלן: במידה וכל אחת מאמות המידה הרלוונטיות לעסקה (המפורטות בס"ק 1 עד 5 להלן) הינה בשיעור שאינו עולה על 0.8%, כמו גם כי היקף העסקה אינו עולה על 1 מיליון דולר (להלן: "רף הזניחות"), תיחשב העסקה לזניחה:
 - (1) ברכישה/מכירה של נכס קבוע: היקף הנכס נשוא העסקה, חלקי סך נכסי השותפות על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי העניין.
 - (2) מכירת מוצרים או שירותים: היקף המכירות נשוא העסקה, חלקי סך המכירות השנתיות, מחושבות על בסיס ארבעת הרבעונים האחרונים שפורסמו לגביהם דוחות כספיים סקורים או מבוקרים.
 - (3) רכישת מוצרים או שירותים: היקף ההוצאות נשוא העסקה, חלקי סך ההוצאות התפעוליות השנתיות הרלבנטיות לעסקה, כשהן מחושבות על בסיס ארבעת הרבעונים האחרונים שפורסמו לגביהם דוחות כספיים סקורים או מבוקרים.
 - (4) קבלת התחייבות כספית: ההתחייבות נשוא העסקה, חלקי סך ההתחייבויות על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי העניין.
 - (5) עסקאות ביטוח: תיבחן הפרמיה כסכום העסקה, להבדיל מהיקף הכיסוי הביטוחי הניתן.
- על אף האמור לעיל, בעסקאות במסגרתן תתקשר השותפות בהסכמים משותפים עם בעל עניין בה ו/או בעלת השליטה לקבלת שירותי ייעוץ ו/או ניהול מעובדים או צדדים שלישיים בתחומים שונים – תיחשב העסקה לזניחה אם יתקיימו בה כל הכללים הקיימים בנוהל זניחות (למעט רף הזניחות), ובלבד שהיקף ההוצאות השנתיות בגין השירותים נשוא העסקה אינו עולה על 1.5 מיליון ש"ח, וכן שתנאי ההתקשרות בהסכמים משותפים לגבי השותפות אינם שונים מתנאייה לגבי בעל העניין ו/או בעלת השליטה, בשים לב לחלקם היחסי.
- ג. במקרים בהם, לפי שיקול דעת ועדת ביקורת, כל אמות המידה כאמור אינן רלוונטיות לעסקה הנדונה, תקבע ועדת הביקורת אמת מידה אחרת ובלבד שהיקף העסקה לא יעלה על הכללים שנקבעו לעיל.
 - ד. העסקה הינה זניחה גם מבחינה איכותית. כך, אחד הקריטריונים לבחינה כאמור הינו כי העסקה אינה מסווגת על ידי השותפות כאירוע החייב בדיווח בהתאם להוראות תקנה 36 לתקנות הדיווח.
 - ה. בעסקאות רב שנתיות (כדוגמת השכרת נכס למספר שנים), תיבחן זניחות העסקה על בסיס שנתי (לפי שנה קלנדרית) (היינו בדוגמא כאמור ייבחנו דמי השכירות השנתיים).
 - ו. זניחותה של כל עסקה תיבחן בנפרד, אולם זניחותן של עסקאות שלובות או מותנות, תיבחנה באופן מצרפי. עסקאות שנעשות בתדירות גבוהה במהלך השנה ובסמיכות זמנים אחת לשנייה, תיחשבנה כעסקאות שלובות.
 - ז. לצורך גילוי בדוח התקופתי תיבחן זניחותה של עסקה על בסיס שנתי, תוך צירוף כלל העסקאות מאותו סוג שנעשו עם בעל העניין או בעלת השליטה, לפי העניין, בשנת הדוח.
 - ח. במקרים בהם תתעוררנה שאלות לגבי יישום הקריטריונים דלעיל, תפעיל השותפות שיקול דעת ותבחן את זניחות העסקה על בסיס תכלית תקנות הדיווח והכללים והקווים המנחים שלעיל.
 - ט. מדי שנה, תציג הנהלת השותפות לוועדת הביקורת עסקאות בעלי עניין, שהשותפות צד להן ואשר סווגו כעסקאות זניחות על פי הנוהל. ועדת הביקורת תסקור את אופן יישום הוראות נוהל זה על-ידי השותפות.

7. אכיפה פנימית וקוד אתי

- א. דירקטוריון השותף הכללי קבע כי ועדת הביקורת תהא הגורם האחראי לאימוץ תוכנית אכיפה פנימית בתחום ניירות הערך, לניהול התוכנית ולמעקב ופיקוח שוטף אחר אופן ביצועה. בהתאם, אישרה ועדת הביקורת בחודש יולי 2022 תוכנית אכיפה פנימית מעודכנת בתחום ניירות הערך (להלן: "תוכנית האכיפה"), בהתאם לקריטריונים אותם פרסמה רשות ניירות ערך ובהתבסס על תוצאות סקר ציות עדכני שנערך בשותפות קודם לאישור תוכנית האכיפה. במסגרת זו, בין היתר, עודכנו הנהלים בהתאם לשינויים שחלו בדיון מאז אומצה תוכנית האכיפה הקודמת, וכן בהתאם לתוצאות הסקר האמור. השותפות מעדכנת באופן שוטף את תוכנית האכיפה, בהתאם להתפתחויות בעסקיה ושינויים בדיון (ככל שישנם).
- ב. השותפות אימצה נוהל מעקב ובקרה על פעילות המפעיל בנושאי סביבה, בטיחות וגהות (להלן: "נוהל סב"ג"), אשר נועד לוודא כי המפעיל פועל בהלימה להוראות הדיון בתחומים הללו. ועדת הביקורת אישרה את נוהל סב"ג וכן מינתה ממונה על הנוהל בשותפות.
- ג. השותפות פועלת ליישום הוראות חוק הגנת הפרטיות, התשמ"א-1981, ותקנות הגנת הפרטיות (אבטחת מידע) התשע"ז-2017. כמו כן, עיגנה השותפות מדיניות אבטחת מידע והגנת סייבר ופועלת ליישומה באמצעות הטמעת נהלים ארגוניים. ועדת הביקורת הוסמכה כגורם האחראי לדיווח, מעקב ופיקוח שוטף אחר תחומים אלו.
- ד. לשותפות קוד התנהגות אתי המפרט את העקרונות וכללי ההתנהגות הראויים לצורך הכוונת פעולותיהם של כלל נושאי המשרה והעובדים בשותפות, וזאת בהתאם לערכי היסוד על פיהם פועלת השותפות. השותפות עורכת הכשרות לנושאי המשרה בה ולעובדיה בהתאם להוראות תוכנית האכיפה והנהלים מכוחה, נהלי אבטחת המידע והקוד האתי.

8. אחריות תאגידית בשותפות

לאור החשיבות שמייחסת השותפות לאחריות תאגידית ("ESG"), קיבל דירקטוריון השותף הכללי בחודש פברואר 2022, החלטה בדבר עדכון היעדים והאסטרטגיה של השותפות בתחום, ולשם כך הסמיך את ועדת הביקורת כגורם האחראי על הטיפול בנושא האחריות התאגידית בשותפות. ועדת הביקורת מינתה ממונה על תחום האחריות התאגידית בשותפות אשר אחראי על ניהול הסיכונים בתחום זה. ועדת הביקורת מקבלת דיווחים עיתיים מהממונה כאמור וממבקר הפנים של השותפות, המבצע ביקורת עצמאית בנושאי ESG, תוך מתן דגש על נושאים הקשורים לסביבה ולשינויי אקלים, כאשר ביקורת אחרונה בנושא בוצעה בשנת 2024.

כמו כן, דירקטוריון השותפות מפקח על ניהול הסיכונים וההזדמנויות הקשורים לשינויי האקלים. בכלל זה, וועדת הביקורת מפקחת על תחום ה-ESG, ומינתה ממונה אחראי, בין היתר, על ניהול הסיכונים והביצועים בתחום זה. וועדת הביקורת, הפועלת במסגרת הדירקטוריון, מקבלת דיווחים עיתיים מהממונה על ה-ESG וממבקר הפנים של השותפות, המבצע ביקורת עצמאית בנושאי ESG, תוך מתן דגש על נושאים הקשורים לסביבה ולשינויי אקלים, כאשר ביקורת אחרונה בוצעה בשנת 2024.

בחודש פברואר 2022 פורסם באתר האינטרנט של השותפות דוח האחריות התאגידית הראשון של השותפות לשנים 2020-2021, ובחודש יוני 2024 פורסם הדוח השני לשנים 2022-2023, שנערך בהתאם לתקני GRI (Global Reporting Initiatives) וברוח המלצות ה-TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures). כוונת השותפות לפרסם דוח ESG לשנת 2024 במחצית הראשונה של שנת 2025.

חלק רביעי – גילוי בקשר עם הדיווח הפיננסי של השותפות

1. הצגה לראשונה של דוחות כספיים מאוחדים

ראו באור 6ד1 לדוח הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

2. אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי

ראו ביאור 22 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

חלק חמישי - פרטים בדבר אגרות חוב שהונפקו על ידי לווייתן בונד בע"מ

2030		2027		2025		לווייתן בונד סדרת אגרות החוב
550		600		600		ערך נקוב במועד ההנפקה
18.8.2020		18.8.2020		18.8.2020		מועד ההנפקה
550		600		600		ערך נקוב ליום 31.12.2024
550		600		600		ערך נקוב צמוד ליום 31.12.2024
543.5		596.5		485.6		ערך בספרי השותפות ליום 31.12.2024 ⁵
522.5		582.8		484.3		שווי בורסה ליום 31.12.2024 ⁶
6.750%		6.500%		6.125%		שיעור הריבית הקבועה לשנה
30.6.2030		30.6.2027		30.6.2025		מועד תשלום הקרן
ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2030		ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2027		ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2025		מועדי תשלום הריבית
אינ		אינ		אינ		בסיס הצמדה מדד בסיס ⁷
אינ		אינ		אינ		זכות המרה
זכות לפירעון מוקדם		זכות לפירעון מוקדם		זכות לפירעון מוקדם		זכות לפירעון מוקדם או המרה כפויה ⁸
ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).		ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).		ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).		ערבות לתשלום ההתחייבות
HSBC BANK USA, NATIONAL ASSOCIATION		HSBC BANK USA, NATIONAL ASSOCIATION		HSBC BANK USA, NATIONAL ASSOCIATION		שם הנאמן
Asma Alghofailey		Asma Alghofailey		Asma Alghofailey		שם האחראי בחברת הנאמנות
HSBC Bank USA, National Association, as TRUSTEE 452 5th Avenue, 8E6 New York, NY 10018 asma.x.alghofailey@us.hsbc.com		HSBC Bank USA, National Association, as TRUSTEE 452 5th Avenue, 8E6 New York, NY 10018 asma.x.alghofailey@us.hsbc.com		HSBC Bank USA, National Association, as TRUSTEE 452 5th Avenue, 8E6 New York, NY 10018 asma.x.alghofailey@us.hsbc.com		כתובת הנאמן ודוא"ל
Fitch Rating: BB stable Moody's: Ba3 Stable S&P: BB- Stable Standard & Poor's Maalot: iA+ stable		Fitch Rating: BB stable Moody's: Ba3 Stable S&P: BB- Stable Standard & Poor's Maalot: iA+ stable		Fitch Rating: BB stable Moody's: Ba3 Stable S&P: BB- Stable Standard & Poor's Maalot: iA+ stable		דירוג למועד ההנפקה ⁹

⁵ ראו סעיף 3 לחלק הראשון לעיל בדבר תוכנית לרכישה עצמית של אגרות החוב אשר אומצה על ידי הדירקטוריון.

⁶ אגרות החוב נסחרות בישראל במערכת "רצף המוסדיים" בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ.

⁷ קרן וריבית אגרות החוב הינן דולריות.

⁸ במסגרת מסמכי המימון נקבעו הוראות בנוגע לפדיון מוקדם של אגרות החוב, ובכלל זאת, (1) פדיון מוקדם ביוזמת המנפיקה, בכפוף לתשלום עמלת

פירעון מוקדם (Make Whole Premium); ו- (2) פדיון מוקדם חובה במקרים מסוימים שהוגדרו, לרבות בדרך של רכישה עצמית של אגרות חוב ו/או

ביצוע הצעת רכש לכלל מחזיקי אגרות החוב, ובכלל זאת בעת מכירה של כל או חלק מהזכויות בפריקט לווייתן.

⁹ ראו דוחות מיידים של השותפות מיום 19.8.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-090852 ו- 2020-01-091134) ו- 23.8.2020 (מס' אסמכתא 2020-01-092247), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

2030	2027	2025	לויתן בונד סדרת אגרות החוב
Fitch Rating: BB Rating Watch Negative Moody's: Ba3 Negative S&P: BB- Negative Standard & Poor's Maalot: iA+ Negative			דירוג למועד אישור הדוח ¹⁰
		כן	האם עד ליום 31/12/2024 ובמהלך שנת הדיווח, עמדה החברה בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות
		כן	האם סדרת אגרות החוב מהותית ¹¹
		לא	האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת איגרות החוב לפירעון מיידי
		ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).	שעבודים להבטחת אגרות החוב

¹⁰ לאור האמור לעיל בדבר אירועי מלחמת "חרבות ברזל", עדכנו חברות הדירוג את אופק ותחזית הדירוג של אגרות החוב, ראו דוחות מידיים מהימים 26.10.2023, 1.11.2023, 6.11.2023, 6.11.2023, 4.3.2024, 18.3.2024, 18.3.2024, 9.4.2024, 26.6.2024, 15.10.2024, 15.10.2024 ו- 29.10.2024 (מס' אסמכתאות: 2023-01-098338, 2023-01-100228, 2023-01-122076, 2023-01-122103, 2024-01-022044, 2024-01-027651, 2024-01-027663, 2024-01-035209, 2024-01-064786, 2024-01-611118, 2024-01-611121, ו- 2024-01-612302 בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה, ביום 13.02.2025 פרסמה סוכנות הדירוג מודיס כי ערכה סקירה תקופתית של דירוג אגרות החוב והותירה את הדירוג ואופק הדירוג ללא שינוי.

¹¹ סדרת תעודות התחייבות תיחשב מהותית אם סך התחייבויות התאגיד על-פיה לתום שנת הדיווח, כפי שהן מוצגות במסגרת הדוחות הכספיים, מהווה חמישה אחוזים או יותר מסך התחייבויות התאגיד.

מידע נוסף

דירקטוריון השותף הכללי את הוקרתו להנהלת השותפות, נושאי המשרה וצוות העובדים כולו, על עבודתם המסורה ותרומתם המשמעותית לקידום עסקי השותפות.

בכבוד רב,

גבי לסט
יו"ר הדירקטוריון

יוסי אבו
מנכ"ל

ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ
בשם: ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

**נספח א' לדוח הדירקטוריון
נתונים בקשר עם לוויתן בונד בע"מ**

בהמשך לאמור בביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) ולאמור בחלק החמישי לדוח הדירקטוריון ובעקבות החלטת מיסוי אשר קיבלה השותפות ערב הנפקת אגרות החוב, להלן נתונים כספיים אשר יועברו למחזיקי אגרות החוב לוויתן בונד.

Statements of Financial Position (Expressed in US\$ Thousands)

	31.12.2024	31.12.2023
	Audited	Audited
Assets:		
Current Assets:		
Short term Bank deposits	258,039	33
Loans to shareholders	599,611	-
Related parties	**	**
	<u>857,650</u>	<u>33</u>
Noncurrent Assets:		
Loans to shareholders	1,148,799	1,749,034
Long term bank deposits	-	101,411
	<u>1,148,799</u>	<u>1,850,445</u>
	<u>2,006,449</u>	<u>1,850,478</u>
Liabilities and Equity:		
Current Liabilities:		
Bonds	600,000	-
Related parties	158,039	1,444
	<u>758,039</u>	<u>1,444</u>
Noncurrent Liabilities:		
Bonds	1,150,000	1,750,000
Loans from shareholders	100,000	100,000
	<u>1,250,000</u>	<u>1,850,000</u>
Equity (Deficit)	<u>(1,590)</u>	<u>(966)</u>
	<u>2,006,449</u>	<u>1,850,478</u>

** Less than \$1,000

Statements of Comprehensive Income (Expressed in US\$ Thousands)

	For the year Ended 31.12.2024	For the year Ended 31.12.2023
	Audited	Audited
Financial expenses	125,079	134,437
Financial income	(124,455)	(134,243)
Total comprehensive expenses (income)	<u>624</u>	<u>194</u>

SPONSOR FINANCIAL DATA REPORT¹²

		YEAR ENDED
		31.12.2024
ITEM		QUANTITY/ACTUAL AMOUNT (IN USD\$,000)
A.	Total Offtake (BCM)	11.2 ¹³
B.	Leviathan Revenues (100%)	2,506,067 ¹⁴
C.	Loss Proceeds, if any, paid to Revenue Account	-
D.	Sponsor Deposits, if any, into Revenue Account	-
E.	Gross Revenues (before Royalties)	1,129,565
F.	Overriding Royalties	
	(a) Statutory Royalties	(124,866)
	(b) Third Party Royalties	(49,526)
G.	Net Revenues	955,173
H.	<u>Costs and Expenses:</u>	
	(a) Interest Income (Fees Under the Financing Documents)	4,399
	(b) Taxes	(94,214)
	(c) Operation and Maintenance Expenses	(156,999)
	(d) Capital Expenditures	(155,593)
	(e) Insurance	(24,852)
I.	Total Costs and Expenses (sum of Items H(a), (b), (c), (d) and (e))	(472,259)
J.	Total Cash Flows Available for Debt Service (Item G <u>minus</u> Item H)	527,914
K.	Total Cash Flow from operation (Item G minus Items H(c) and H(e))	773,322
L.	Total Debt Service	¹⁵ 166,173
M.	Total Distribution to the Sponsor	282,500

¹² The aforesaid report is delivered to the trustee for the bonds on a quarterly and annual basis and represents the cash flow deriving for the Partnership from the Leviathan project relative to the amounts required for the debt service in such period.

¹³ Gas sales from January 1st 2024 until December 31st 2024 for 100% of the Leviathan partners on an accrual basis.

¹⁴ Gas sales from January 1st 2024 until December 31st 2024 for 100% of the Leviathan partners on an accrual basis.

¹⁵ Including buyback of bonds by the sponsor of approximately 53 Million dollars.

נספח ב לדוח הדירקטוריון
תמצית נתונים בדבר הערכת שווי תמלוגים מחזקות כריש ותנין

להלן פרטים בדבר הערכת שווי מהותית מאוד בנושא הרווח משערוך תמלוגים ממכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין (לפרטים נוספים ראו ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) וכן את הערכת השווי המצורפת בהמשך):

זיהוי נושא ההערכה:	
התמלוגים בגין מכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנין	
31 בדצמבר 2024.	עיתוי ההערכה:
לא רלוונטי.	שווי נושא ההערכה סמוך לפני מועד ההערכה אילו כללי החשבונאות מקובלים, לרבות פחת והפחתות, לא היו מחייבים את שינוי ערכו בהתאם להערכת השווי:
סך של כ- 278 מיליון דולר, הנכלל במסגרת נכסים אחרים לזמן ארוך וכן בהכנסות לקבל לזמן קצר של השותפות.	שווי נושא ההערכה שנקבע בהתאם להערכה:
<p>גיזה זינגר אבן ייעוץ כלכלי ומימוני בע"מ הינה חברה בת של חברת גיזה זינגר אבן בע"מ (להלן יחד: "מעריך השווי"), אשר הינה פירמת ייעוץ פיננסי ובנקאות להשקעות מובילה בישראל. לפירמה ניסיון עשיר בליווי החברות הגדולות, בהפרטות בולטות ובעסקאות החשובות במשק הישראלי, אותו צברה במהלך 30 שנות פעילותה. גיזה זינגר אבן פועלת בשלושה תחומים, באמצעות חטיבות עסקיות עצמאיות ובלתי תלויות: ייעוץ כלכלי; בנקאות להשקעות; מחקר אנליטי וממשל תאגידי.</p> <p>העבודה בוצעה על ידי צוות בראשות גדי בארי, מנהל המחלקה הכלכלית ותחום מימון תאגידי ושותף בכיר בגיזה זינגר אבן. גדי בארי הינו מומחה ובעל ניסיון עשיר בתחומי מימון תאגידי וייעוץ פיננסי ומימוני. בעל תואר ראשון בכלכלה ותואר שני במנהל עסקים מאוניברסיטת ת"א.</p> <p>למעריך השווי אין עניין אישי ו/או תלות בשותפות ו/או בניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ, השותף הכללי בשותפות (להלן: "השותף הכללי"), למעט העובדה שקיבל שכר טרחה עבור הערכת השווי. כמו כן, מעריך השווי אישר כי שכר טרחתו אינו מותנה בתוצאות הערכת השווי.</p> <p>כמו כן, ככל ויחויב מעריך השווי בפסק דין חלוט לשלם סכום כלשהו לצד שלישי בקשר לעבודה, תשלם השותפות למעריך השווי סכום בו יחויב מעריך השווי העולה על סכום שכר הטרחה המשולם בגין העבודה מוכפל פי 3. יצוין כי, התחייבות</p>	<p>זיהוי המעריך ואפיוניו, לרבות השכלה, ניסיון בביצוע הערכות שווי לצרכים חשבונאיים בתאגידיים מדווחים ובהיקפים דומים לאלה של ההערכה המדווחת או העולים על היקפים אלה ותלות במזמין ההערכה, ולרבות התייחסות להסכמי שיכוי עם מעריך השווי:</p>

זו לשיפוי לא תחול אם ייקבע כי מעריך השווי פעל בקשר עם ביצוע העבודה בזדון או ברשלנות.	
שיטת היוון תזרימי מזומנים צפויים תוך התאמת שיעורי ההיוון לסיכונים הגלומים בתחזיות תזרימי המזומנים.	מודל ההערכה שמעריך השווי פעל לפיו:
<p>להלן ההנחות העיקריות בבסיס הערכת השווי:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. תקופת ההפקה מחזקת כריש: 1.10.2022 עד 31.12.2044; 2. קצב הפקה שנתי ממוצע של גז טבעי מחזקת כריש: כ- 3.25 BCM; /קצב הפקה שנתי ממוצע של קונדנסט מחזקת כריש: כ-4.43 מיליון חביות; 3. תקופת הפקת הגז ממאגר תנין: 1.1.2029 עד 31.12.2041; 4. קצב הפקה שנתי ממוצע של גז טבעי מחזקת תנין: כ- 1.99 BCM; קצב הפקה שנתי ממוצע של קונדנסט מחזקת תנין: כ- 0.34 מיליון חביות; 5. שיעור היוון רכיב התמלוגים: 11.4%; 6. שיעור התמלוגים האפקטיבי אשר ישולם למדינה בגין הגז והקונדנסט: 11.06%; 7. נוסחת מחיר הגז: מחיר הבסיס בחוזים על-פיהם בוצעה הערכת השווי נאמד באמצעות הנסחה המפורטת במנגנון המחירים בין אנרג'יאן לבין כי"ל ובז"ן לבין אנרג'יאן לבין OPC ושקלול מחיר הגז בחוזה של רמת חובב; 8. מחיר הקונדנסט: תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס ממוצע תחזית מחירי נפט ארוכת טווח של ה-¹⁶ World Bank ו-¹⁷ EIA ומחירי הפורוורד של הברנט על-פי נתוני בלומברג ועל בסיס ההנחה כי מחיר הקונדנסט ייגזר ממחיר ה- Brent תוך התאמה להבדלי איכות נפט; 9. ביום 21.3.2024 פרסמה אנרג'יאן דוח משאבים מעודכן של D&M (להלן: "הדוח המעודכן"), מעריך עתודות ומשאבים מוסמך, לחזקות כריש ותנין. על-פי הדוח המעודכן, כמות 	ההנחות שלפיהן ביצע מעריך השווי את ההערכה, בהתאם למודל ההערכות:

¹⁶ A world Bank Quarterly Report: Commodity Markets Outlook, October 2024.

¹⁷ U.S Energy Information Administration: Short-Term Energy Outlook, December 2024.

הגז במאגר כריש הינה כ- 33.4 BCM
 וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ-
 53.2 MMBBL; במאגר כריש צפון
 כמות הגז הינה כ- 37.0 BCM וכמות
 הנוזלים הפחממניים הינה כ-
 40.7 MMBBL; ובחזקת תנין כמות
 הגז הינה כ- 25.9 BCM וכמות
 הנוזלים הפחממניים הינה כ-
 4.4 MMBBL

10. היטל רווחי נפט: בהתאם לחוק מיסוי
 רווחי נפט, התשע"א-2011;

11. שיעור מס חברות: 23%.



פרק ג'

דוחות כספיים מאוחדים





תאריך: 9 במרץ, 2025

לכבוד

הדירקטוריון של השותף הכללי של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות")

אבא אבן 19, הרצליה

ג.א.נ,

הנדון: מכתב הסכמה הניתן בד בבד עם פרסום דוח עיתי בקשר לתשקיף מדף של השותפות (להלן:

"מסמך ההצעה")

הננו להודיעכם כי אנו מסכימים להכללה (לרבות בדרך של הפנייה) במסמך ההצעה שבנדון את הדוחות שלנו המפורטים להלן:

1. דוח רואי החשבון המבקרים מיום 9 במרץ, 2025 על הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2024 ו-2023 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024.
2. דוח רואי החשבון המבקרים מיום 9 במרץ, 2025 על ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2024.

זיו האפט

רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר

רואי חשבון

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים מאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024
במיליוני דולר של ארה"ב

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים מאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024
במיליוני דולר של ארה"ב

תוכן העניינים

עמוד

1	דוח רואי החשבון המבקרים על רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי
2-3	דוח רואי החשבון המבקרים על הדוחות הכספיים המאוחדים
	דוחות כספיים:
4	דוחות מאוחדים על המצב הכספי
5	דוחות מאוחדים על הרווח הכולל
6	דוחות מאוחדים על השינויים בהון השותפות
7	דוחות מאוחדים על תזרימי המזומנים
8-87	ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים

דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת בדבר ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי בהתאם לסעיף 9ב(ג) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970

ביקרנו רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת וחברות בנות (להלן ביחד: "השותפות") ליום 31 בדצמבר 2024. רכיבי בקרה אלה נקבעו כמוסבר בפסקה הבאה. דירקטוריון השותף הכללי והנהלת השותפות אחראים לקיום בקרה פנימית אפקטיבית על דיווח כספי ולהערכתם את האפקטיביות של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי המצורפת לדוח התקופתי לתאריך הנ"ל. אחריותנו היא לחוות דעה על רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות בהתבסס על ביקורתנו.

רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי שבוקרו נקבעו בהתאם לתקן ביקורת (ישראל) 911 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי" (להלן: "תקן ביקורת (ישראל) 911"). רכיבים אלה הינם: (1) בקרות ברמת הארגון, לרבות בקרות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקרות כלליות של מערכות מידע; (2) בקרות על תהליך ההתחשבות מול מפעילי העסקאות המשותפות; (3) בקרות על תהליך ניהול מזומנים לרבות השקעות ותהליך גיוס וניהול אגרות חוב והלוואות (כל אלה יחד מכונים להלן: "רכיבי הבקרה המבוקרים").

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקן ביקורת (ישראל) 911. על-פי תקן זה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצע במטרה לזהות את רכיבי הבקרה המבוקרים ולהשיג מידה סבירה של ביטחון אם רכיבי בקרה אלה קוימו באופן אפקטיבי מכל הבחינות המהותיות. ביקורתנו כללה השגת הבנה לגבי בקרה פנימית על דיווח כספי, זיהוי רכיבי הבקרה המבוקרים, הערכת הסיכון שקיימת חולשה מהותית ברכיבי הבקרה המבוקרים וכן בחינה והערכה של אפקטיביות התכנון והתפעול של אותם רכיבי בקרה בהתבסס על הסיכון שהוערך. ביקורתנו לגבי אותם רכיבי בקרה, כללה גם ביצוע נהלים אחרים כאלה שחשבנו כנחוצים בהתאם לנסיבות. ביקורתנו התייחסה רק לרכיבי הבקרה המבוקרים, להבדיל מבקרה פנימית על כלל התהליכים המהותיים בקשר עם הדיווח הכספי, ולפיכך חוות דעתנו מתייחסת לרכיבי הבקרה המבוקרים בלבד. כמו כן, ביקורתנו לא התייחסה להשפעות הדדיות בין רכיבי הבקרה המבוקרים לבין כאלה שאינם מבוקרים ולפיכך, חוות דעתנו אינה מביאה בחשבון השפעות אפשריות כאלה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו בהקשר המתואר לעיל.

בשל מגבלות מובנות, בקרה פנימית על דיווח כספי בכלל, ורכיבים מתוכה בפרט, עשויים שלא למנוע או לגלות הצגה מוטעית. כמו כן, הסקת מסקנות לגבי העתיד על בסיס הערכת אפקטיביות נוכחית כלשהי חשופה לסיכון שבקרות תהפוכנה לבלתי מתאימות בגלל שינויים בנסיבות או שמידת הקיום של המדיניות או הנהלים תשתנה לרעה.

לדעתנו, השותפות קיימה באופן אפקטיבי, מכל הבחינות המהותיות, את רכיבי הבקרה המבוקרים ליום 31 בדצמבר 2024. ביקרנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2024 ו-2023 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024 והדוח שלנו מיום 9 במרץ, 2025, כלל חוות דעת בלתי מסוייגת על אותם דוחות כספיים.

תל אביב, 9 במרץ 2025

זיו האפט
רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון



דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

ביקרנו את הדוחות על המאוחדים המצב הכספי המצורפים של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לימים 31 בדצמבר 2024 ו-2023 ואת הדוחות המאוחדים על הרווח הכולל, על השינויים בהון ועל תזרימי המזומנים לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024. דוחות כספיים אלה הינם באחריות הדירקטוריון של השותף הכללי והנהלת השותפות. אחריותנו היא לחוות דעה על דוחות כספיים אלה בהתבסס על ביקורתנו.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג-1973. על-פי תקנים אלה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצעה במטרה להשיג מידה סבירה של ביטחון שאין בדוחות הכספיים הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובמידע שבדוחות הכספיים. ביקורת כוללת גם בחינה של כללי החשבונאות שיושמו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון של השותף הכללי והנהלת השותפות וכן הערכת נאותות ההצגה בדוחות הכספיים בכללותה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו.

לדעתנו, הדוחות הכספיים המאוחדים הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של השותפות והחברות המאוחדות שלה לימים 31 בדצמבר 2024 ו-2023 ואת תוצאות פעולותיהן, השינויים בהון ותזרימי המזומנים שלהן לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024 בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים חשבונאיים (IFRS Accounting Standards) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

ענייני מפתח בביקורת

ענייני מפתח בביקורת הם העניינים אשר תוקשרו, או שנדרש היה לתקשרם, לדירקטוריון השותף הכללי של השותפות ואשר, לפי שיקול דעתנו המקצועי, היו משמעותיים ביותר בביקורת הדוחות הכספיים המאוחדים לתקופה השוטפת. עניינים אלה כוללים, בין היתר, כל עניין אשר: (1) מתייחס, או עשוי להתייחס, לסעיפים או לגילויים מהותיים בדוחות הכספיים וכן (2) שיקול דעתנו לגבינו היה מאתגר, סובייקטיבי או מורכב במיוחד. לעניינים אלה ניתן מענה במסגרת ביקורתנו וגיבוש חוות דעתנו על הדוחות הכספיים בכללותם. התקשור של עניינים אלה להלן אינו משנה את חוות דעתנו על הדוחות הכספיים המאוחדים בכללותם ואין אנו נותנים באמצעותו חוות דעת נפרדת על עניינים אלה או על הסעיפים או הגילויים שאליהם הם מתייחסים.

הערכת עתודות הגז והקונדנסט

בהתאם למתואר בביאור 7 בדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות, יתרת השקעות בנכסי נפט וגז ליום 31 בדצמבר 2024 הינה בסך 2,682.3 מיליון דולר והוצאות האזילה בגין ההשקעות בנכסי נפט וגז לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024 מסתכמות לסך 69.7 מיליון דולר.

בהתאם למדיניות החשבונאית של השותפות, נכסי נפט וגז מופחתים בשיטת האזילה המבוססת על הכמות המוערכת של העתודות המוכחות והצפויות מאותם נכסים (2P).

הערכה של עתודות הגז והקונדנסט הינו תהליך סובייקטיבי הכרוך בשיקול דעת משמעותי אשר מבוסס על שיקול דעת והנחות של ההנהלה, באמצעות מומחים חיצוניים בעלי ידע והבנה בתחום, בקשר עם נתונים גיאולוגיים, אומדן מחירים, עלויות הפקה עתידיות, קצב הפקה צפוי ועלויות פיתוח עתידיות ככל שנדרשות.

בשל היקף השפעת אומדן עתודות הגז והקונדנסט על הדוחות הכספיים המאוחדים, ובשל שיקולי הדעת והסובייקטיביות הכרוכים באומדן כאמור, זיהינו את הנושא כעניין מפתח בביקורת. השקעות בנכסי נפט וגז, הערכת העתודות והוצאות האזילה של נכסי גז ונפט של השותפות מתוארים בביאורים 7 ו-2ט בדוחות הכספיים.

נהלי הביקורת שבוצעו כמענה לעניין המפתח בביקורת

להלן הנהלים העיקריים שביצענו בקשר לעניין מפתח זה במסגרת ביקורתנו:

- השגת הבנה של התהליכים והנהלים הקיימים בשותפות בהתייחס לאומדן הערכת עתודות הגז והקונדנסט, וכן, ביקורת התכנון והישום של בקורות בתהליך.
- הערכת כשירותם של המומחים מטעם השותפות, לרבות יכולתם והאובייקטיביות שלהם לערוך את אומדן הגז והקונדנסט, ובחינה האם הם בעלי יכולות מקצועיות לבצע הערכת עתודות למאגרי נפט וגז.
- בדיקת שלמות הנתונים שבבסיס עבודת הערכת העתודות, בין היתר, על ידי ניתוח השינויים העיקריים בשנת 2024 והשוואת העתודות המוערכות על ידי השותפות והתאמתן למידע הכלול בדוח עתודות הגז והקונדנסט שהוכן על ידי המומחים החיצוניים מטעם השותפות.
- בדיקה שאומדני עתודות הגז והקונדנסט המעודכנים נכללו כראוי בטיפול החשבונאי לקביעת שיעור האזילה של נכסי נפט וגז.
- בחינת התאמת החישובים ונאותות הגילויים בדוחות הכספיים של השותפות.

ביקרנו גם, בהתאם לתקן ביקורת (ישראל) 911 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי" רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2024, והדוח שלנו מיום 9 במרץ, 2025 כלל חוות דעת בלתי מסויגת על קיומם של אותם רכיבים באופן אפקטיבי.

תל אביב, 9 במרץ 2025

זיו האפט
רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות מאוחדים על המצב הכספי (במיליוני דולר)

31.12.2023	31.12.2024	ביאור	
			נכסים:
			נכסים שוטפים:
29.1	51.2	3	מזמנים ושווי מזמנים
157.6	333.3	4	פיקדונות לזמן קצר
194.5	209.6	21	לקוחות
187.1	140.0	5	חייבים ויתרות חובה
<u>568.3</u>	<u>734.1</u>		
			נכסים לא שוטפים:
58.4	61.7	6	השקעה בישויות כלולות
2,647.3	2,682.3	7	השקעות בנכסי נפט וגז
101.9	0.5	4	פיקדונות לזמן ארוך
470.3	513.7	8	נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>3,277.9</u>	<u>3,258.2</u>		
<u>3,846.2</u>	<u>3,992.3</u>		
			התחייבויות והון:
			התחייבויות שוטפות:
-	485.6	1-א10	חלויות שוטפות בגין אגרות חוב
80.0	-	10	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר
27.7	10.8	19	מסי הכנסה לשלם
101.1	106.6	9	זכאים ויתרות זכות
2.2	-	11	התחייבויות אחרות לזמן קצר
<u>211.0</u>	<u>603.0</u>		
			התחייבויות לא שוטפות:
1,735.1	1,140.0	1-א10	אגרות חוב
313.9	391.5	19	מסים נדחים
73.7	70.5	11	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
<u>2,122.7</u>	<u>1,602.0</u>		
		13	
154.8	154.8		הון:
(28.6)	(28.1)		הון השותפות
1,386.3	1,660.6		קרנות הון
<u>1,512.5</u>	<u>1,787.3</u>		יתרת רווחים
<u>3,846.2</u>	<u>3,992.3</u>		

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

צחי חבושה סמנכ"ל כספים	יוסי אבו מנכ"ל	גבי לסט יו"ר הדירקטוריון	9 במרץ, 2025 תאריך אישור הדוחות הכספיים
---------------------------	-------------------	-----------------------------	---

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות מאוחדים על הרווח הכולל (במיליוני דולר)

לשנה שהסתיימה ביום			ביאור	
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024		
				הכנסות:
1,143.9	1,094.4	1,136.3	14	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
172.0	159.8	163.2	15	בניכוי תמלוגים
971.9	934.6	973.1		הכנסות, נטו
				הוצאות ועלויות:
134.1	148.6	168.4	16	עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
131.0	79.2	80.7	7	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
5.2	5.3	5.9		הוצאות ישירות אחרות
19.7	20.8	16.9	17	הוצאות הנהלה וכלליות
290.0	253.9	271.9		סך הכל הוצאות ועלויות
(3.1)	(1.3)	2.9	6	חלק השותפות ברווחי (הפסדי) ישויות כלולות, נטו
678.8	679.4	704.1		רווח תפעולי
(155.3)	(133.8)	(113.8)	18	הוצאות מימון
71.1	28.7	90.9	18	הכנסות מימון
(84.2)	(105.1)	(22.9)		הוצאות מימון, נטו
594.6	574.3	681.2		רווח לפני מסים על ההכנסה
(116.0)	(142.8)	(156.6)	19	מסים על ההכנסה
478.6	431.5	524.6		רווח מפעילויות נמשכות
(13.2)	2.1	*		רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
4.3	-	-		רווח ממכירת נכסי נפט וגז
(8.9)	2.1	*	9ג7	סה"כ רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
469.7	433.6	524.6		סה"כ רווח כולל
				רווח (הפסד) בסיסי ומדולל ליחידת השתתפות (בדולר):
0.408	0.368	0.447		מפעילויות נמשכות
(0.008)	0.001	**		מפעילות מופסקת
0.400	0.369	0.447		רווח ליחידת השתתפות
1,173,815	1,173,815	1,173,815		מספר יחידות השתתפות המשוקלל לצורך החישוב הנ"ל (באלפים)

(*) פחות מ-0.1 מיליון דולר

(**) פחות מ-0.000 דולר

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות מאוחדים על השינויים בהון השותפות (במיליוני דולר)

סך-הכל	יתרת רווחים	קרנות הון אחרות	קרן הון בגין מכשירים פיננסיים הוניים בשווי הוגן כנגד רווח כולל אחר	הון השותפות	
<u>938.5</u>	<u>814.4</u>	<u>26.3</u>	<u>(57.0)</u>	<u>154.8</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2021
469.7	469.7	-	-	-	שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022:
(100.3)	(100.3)	-	-	-	רווח כולל
(50.0)	(50.0)	-	-	-	רווחים שחולקו (ביאור 13ג)
2.1	2.1	-	-	-	רווחים לחלוקה שהוכרזו (ביאור 13ג)
26.6	26.6	-	-	-	תשלומי איזון בגין שנים קודמות (ביאור 19א4)
0.8	-	0.8	-	-	מקדמות מס לקבל בגין שנים קודמות (ביאור 13ד)
<u>1,287.4</u>	<u>1,162.5</u>	<u>27.1</u>	<u>(57.0)</u>	<u>154.8</u>	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13ז)
433.6	433.6	-	-	-	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022
(210.6)	(210.6)	-	-	-	שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023:
0.8	0.8	-	-	-	רווח כולל
1.3	-	1.3	-	-	רווחים שחולקו (ביאור 13ג)
<u>1,512.5</u>	<u>1,386.3</u>	<u>28.4</u>	<u>(57.0)</u>	<u>154.8</u>	מקדמות מס לקבל בגין שנים קודמות (ביאור 13ד)
524.6	524.6	-	-	-	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13ז)
(250.3)	(250.3)	-	-	-	יתרה ליום 31 בדצמבר 2023
0.5	-	0.5	-	-	שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024:
<u>1,787.3</u>	<u>1,660.6</u>	<u>28.9</u>	<u>(57.0)</u>	<u>154.8</u>	רווח כולל
					רווחים שחולקו (ביאור 13ג)
					תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13ז)
					יתרה ליום 31 בדצמבר 2024

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
			תזרימי מזומנים - פעילות שוטפת:
469.7	433.6	524.6	רווח נקי
			התאמות בגין:
137.6	84.3	85.2	פחת אזילה והפחתות
59.5	75.4	57.8	מסים על הכנסה
(34.3)	(1.3)	*	עדכון התחייבויות בגין סילוק נכסים
(0.2)	(0.1)	(2.6)	שערוך פיקדונות והשקעות לזמן קצר ולזמן ארוך
1.0	1.0	0.5	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13)
(66.4)	(8.1)	(67.6)	שערוך נכסים אחרים לזמן ארוך
3.1	1.3	(2.9)	חלק השותפות בהפסדי (רווחי) ישויות כלולות, נטו
(4.3)	-	-	רווח ממכירת נכסי נפט וגז
			שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:
(46.5)	4.5	(15.1)	ירידה (עלייה) בלקוחות
(4.6)	(3.1)	(1.7)	עלייה בחייבים ויתרות חובה (כולל מפעיל עסקאות משותפות)
1.1	19.0	(7.5)	ירידה (עלייה) בנכסים אחרים לזמן ארוך
(5.2)	(29.7)	6.8	עלייה (ירידה) בזכאים ויתרות זכות (כולל מפעיל עסקאות משותפות)
(5.8)	-	-	ירידה בהתחייבות היטל רווחי נפט וגז
-	(17.3)	*	עלייה בנכסי היטל רווחי נפט וגז
35.0	125.9	52.9	
504.7	559.5	577.5	
			מזומנים, נטו שנבעו מפעילות שוטפת
			תזרימי מזומנים - פעילות השקעה:
(98.5)	(136.4)	(114.2)	השקעה בנכסי נפט וגז
-	-	(0.4)	השקעה בשותפות כלולה
14.9	-	-	תמורה ממכירת נכסי נפט וגז
(28.8)	(13.2)	(31.8)	השקעה בנכסים אחרים לזמן ארוך
-	36.7	55.0	תמלוגים מבוססי הפקה מחזקת כריש (ביאור 8)
12.5	13.3	47.4	פירעון הלוואה שניתנה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ביאור 5ב8)
(194.1)	238.4	(71.7)	משיכה (הפקדה) לפיקדונות לזמן קצר, נטו
19.2	-	-	קיטון (גידול) בהשקעות לזמן קצר, נטו
-	(101.4)	-	הפקדה בפיקדונות בבנקים לזמן ארוך
1.4	(1.3)	1.5	ירידה (עלייה) בחייבים - בגין מפעיל עסקאות משותפות
(273.4)	36.1	(114.2)	
			מזומנים, נטו שנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות) השקעה
			תזרימי מזומנים - פעילות מימון:
-	80.0	(80.0)	קבלת (פירעון) הלוואה מתאגיד בנקאי לזמן קצר
(100.3)	(260.6)	(250.3)	רווחים שחולקו
(99.1)	-	-	רווחים, תשלומי איזון ומס שחולקו בגין התקופה עד וכולל 2021
(170.2)	-	-	תשלומים ע"ח המס בו חייבים מחזיקי יחידות השתתפות בגין התקופה עד וכולל 2021
15.1	17.1	2.9	החזרים שנתקבלו ממס הכנסה בגין שנים קודמות
(74.6)	-	(113.8)	פדיון מוקדם של אגרות חוב אשר הונפקו
-	(425.4)	-	פירעון אגרות חוב
(429.1)	(588.9)	(441.2)	
(197.8)	6.7	22.1	מזומנים, נטו ששימשו לפעילות מימון
220.2	22.4	29.1	עלייה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים
22.4	29.1	51.2	יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה
			יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה
3.6	63.0	59.1	נספח א' - פעילות מימון והשקעה שאינה כרוכה בתזרים מזומנים:
5.3	5.1	12.7	השקעות בנכסי נפט וגז כנגד התחייבויות, נטו
50.0	-	-	השקעות בנכסים אחרים לזמן ארוך כנגד התחייבויות, נטו
			רווחים לחלוקה, תשלומי איזון ומס שהוכרזו
143.3	124.9	108.1	נספח ב' - מידע נוסף על תזרימי מזומנים:
7.3	17.6	24.8	ריבית ששולמה (כולל ריבית שהוונה)
81.6	53.1	94.3	ריבית שהתקבלה
			מסים והיטל ששולמו

(* פחות מ-0.1 מיליון דולר)

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

א. ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") נוסדה על-פי הסכם שותפות, שנחתם ביום 1.7.1993 בין ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ כשותף כללי מצד אחד (להלן: "השותף הכללי"), לבין ניו-מד אנרג'י נאמנויות בע"מ כשותף מוגבל מצד שני (להלן: "השותף המוגבל"), כפי שתוקן מעת לעת, (להלן: "הסכם השותפות").

ניהולה השוטף של השותפות מתבצע על-ידי השותף הכללי, תחת פיקוחם של המפקחים, פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול (להלן יחד: "המפקחים" או "המפקח"). ביום 1.7.1993 נחתם הסכם נאמנות בין השותף המוגבל לבין המפקח, שתוקן מעת לעת (להלן: "הסכם הנאמנות"), אשר מקנה למפקח סמכויות פיקוח על ניהול השותפות על-ידי השותף הכללי וכן סמכויות פיקוח על מילוי התחייבויות השותף המוגבל כלפי בעלי היחידות.

חברת האם של השותף הכללי היא דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "חברת האם" ו/או "דלק אנרגיה") חברה פרטית בבעלות מלאה של קבוצת דלק בע"מ (להלן: "קבוצת דלק").

יחידות ההשתתפות בשותפות נרשמו למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב והחלו להיסחר בה החל משנת 1993. כתובת המשרד הרשום של השותפות הינה שדרות אבא אבן 19, הרצליה.

ב. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, פועלת השותפות בתחום האנרגיה ועוסקת בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל, קפריסין, מרוקו ובולגריה, ובקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי, שמפיקה השותפות. במקביל, בוחנת השותפות הזדמנויות עסקיות בתחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה והשיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט במדינות נוספות, בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט") (ראה ביאור 12(1) להלן), וכן בוחנת פרויקטים אפשריים לייצור מימן, לרבות מימן כחול, המופק מגז טבעי ואשר יכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה (ראה ביאור 12(2) להלן).

ג. נכס הנפט העיקרי של השותפות במועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים הוא החזקה בשיעור של 45.34% (מתוך 100%) במאגר הגז הטבעי לווייתן, אשר הזרמת הגז ממנו החלה בחודש דצמבר 2019 ואשר השותפים ושיעור החזקותיהם בו נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים הינם השותפות, Chevron Mediterranean Ltd (39.66%) ורציו אנרגיות - שותפות מוגבלת (15%) (להלן: "שברון" או "המפעילה" ו-"רציו אנרגיות" בהתאמה, וביחד "שותפי לווייתן"). מאגר לווייתן מספק כיום גז טבעי למספר לקוחות במשק הישראלי והאזורי, ובין לקוחותיו הבולטים נמנים, בין היתר, חברת Blue Ocean Energy במצרים (להלן: "בלו אושן") וחברת החשמל הלאומית של ירדן (להלן: "נפקו"). בנוסף לזכויות במאגר לווייתן, מחזיקה השותפות בזכויות במאגר אפרודיטה, שהתגלה בשטח בלוק 12 בקפריסין (להלן: "אפרודיטה" או "בלוק 12") ובנכסי נפט נוספים, כמפורט בביאורים 7 ו-8 להלן.

ד. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, לשותפות החזקות במספר תאגידים:

1) לווייתן מערכת הולכה בע"מ היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "לווייתן מערכת הולכה"), אשר בעלי המניות בה הם שותפי לווייתן, המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור החזקותיהם בחזקות 1/14 לווייתן דרום ו-1/15 לווייתן צפון (להלן: "חזקת לווייתן דרום" ו-"חזקת לווייתן צפון", בהתאמה. חזקות לווייתן דרום ולווייתן צפון יקראו להלן יחד: "חזקות לווייתן"). החברה הוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לווייתן לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"), כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי, התשס"ב-2002 (להלן: "חוק משק הגז הטבעי").

2) ים תטיס בע"מ היא חברה ייעודית (SPC), אשר הוקמה על-ידי השותפים בפרויקט ים תטיס (להלן: "שותפי ים תטיס") לצורך קבלת רישיון הולכת גז מפלטפורמת ההפקה של פרויקט ים תטיס למתקן הקבלה בחוף אשדוד (AOT, Ashdod) (Onshore Terminal) (להלן: "מתקן הקבלה"), כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, אין לחברת ים תטיס בע"מ פעילות כלשהי מלבד היותה בעלת רישיון הקמה והפעלה של צינור הולכת גז אשר ניתן לה על-ידי שר האנרגיה והתשתיות (להלן: "שר האנרגיה") ביום 29.4.2002, וכן פעילויות נוספות הקשורות להיותה בעלת הרישיון כאמור, לרבות היותה צד להסכמים שונים בקשר עם מתקן הקבלה ונושאי אבטחה.

3) NBL Jordan Marketing Limited (להלן: "חברת השיווק") היא חברה ייעודית (SPC), אשר בעלי המניות בה הם שותפי לווייתן, המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור החזקותיהם בחזקות לווייתן. החברה הוקמה בקשר עם התקשרות שותפי לווייתן בהסכם לאספקת גז עם נפקו, לפיו חברת השיווק תרכוש את הגז הטבעי משותפי לווייתן בנקודת הכניסה למערכת ההולכה של נתג"ז ותמכור אותו לנפקו בנקודת המסירה הסמוכה לגבול ישראל-ירדן באותם התנאים הקבועים בהסכם אספקת הגז כאמור (back to back). לפרטים נוספים ראו ביאור 12גא להלן.

4. EMED Pipeline B.V. היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "EMED BV"), הרשומה בהולנד והוקמה לצורך עסקת רכישת מניות חברת Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (להלן: "EMG"), ואשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED Pipeline Holding Limited, חברה בת בבעלות מלאה של השותפות הרשומה בקפריסין - 25%; Chevron Cyprus Limited - 25%; וחברת Sphinx EG BV, חברה בת בבעלות מלאה של East Gas Company S.A.E, המחזיקה, בין היתר, בצנרת גז ותשתיות במצרים (להלן: "השותף המצרי") - 50%.
5. לווייתן בונד בע"מ היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "לווייתן בונד"), בבעלות מלאה של השותפות אשר הוקמה לשם הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובח"ל, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות לווייתן, לפרטים נוספים ראו ביאור 10 להלן.
6. NewMed Energy UK Limited (לשעבר Delek Energy Limited) היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "ניו-מד מרוקו"), בבעלות מלאה של השותפות, אשר מחזיקה בזכויות ברישיונות החיפוש Boujdour Atlantique הנמצאים באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו, והתאגדה באנגליה. לפרטים נוספים ראו ביאור 4ג להלן. השותפות עורכת דוחות כספיים מאוחדים לראשונה עקב פעילותה של ניו-מד מרוקו.
7. NewMed Energy Balkan Limited היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "ניו-מד בלקן"), בבעלות מלאה של השותפות, אשר צפויה להחזיק זכויות ברישיון החיפוש בבולקו Han Asparuh 1-21, הנמצא בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור, והתאגדה באנגליה. יצוין כי, ביום 9.3.2025 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי בשותפות, על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות של השותפות, להעניק תגמול הוני למר יוסי אבו, מנכ"ל השותפות (להלן: "מר אבו"), הכולל, בין היתר, הקצאת 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן, כך שלאחר ההקצאה כאמור, תחזיק השותפות ב- 95% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן. לפרטים נוספים ראה ביאורים 7ג ו-20ג להלן.
8. Enlight-NewMed Development (UK) Ltd. היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "MedLight") אשר התאגדה באנגליה, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט, כמפורט ביאור 12א להלן. MedLight הינה בבעלות מלאה של אנלייט-ניומד פיתוח, שותפות מוגבלת (להלן: "תאגיד אנלייט"), אשר יחידות ההשתתפות שלה מוחזקות, כדלקמן: השותפות - 33.33%; יס-אנלייט החזקות, שותפות מוגבלת - 66.66% (אשר יחידות ההשתתפות שלה מוחזקות על-ידי אנלייט - 70%, ועל-ידי מר אבו - 30%).
9. EMG היא חברה פרטית הרשומה במצרים, אשר בבעלותה צינור הזרמת גז טבעי תת-ימי המחבר בין מערכת הולכת הגז הטבעי המצרית באזור אל-עריש לבין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון (להלן: "צינור EMG"), ואשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED BV - 39%; Snam S.p.A (להלן: "SNAM") - 25%; East Gas Company S.A.E - 26%; Egyptian General Petroleum Corporation - 10%

ה. מלחמת "חרבות ברזל" (להלן: "המלחמה") והשפעתה על הפעילות העסקית של השותפות:

מאז יום 7.10.2023 ובמהלך שנת 2024 ניהלה ישראל מלחמה במספר חזיתות, ובכלל זאת כנגד ארגון הטרור חמאס בשטח רצועת עזה, ארגון הטרור חיזבאללה בשטח לבנון, ארגון הטרור של החות'ים בתימן, המליציות השיעיות בעיראק וכן כנגד מטרות צבאיות באיראן. כמו כן, במהלך הרבעון הראשון של שנת 2025 מתעצמת הלחימה בפעילות טרור שמקורה בשטחי יהודה ושומרון. במקביל לכך, במהלך שנת 2024 ניהל המשק הישראלי שגרה בצל המלחמה. ביום 27.11.2024 נכנס לתוקפו הסכם להפסקת אש בין ישראל ללבנון שנועד לעצור את הלחימה בחזית הצפונית במלחמת חרבות ברזל. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים נשמרת ככלל הפסקת האש בחזית זו. ביום 19.1.2025 נכנס לתוקפו הסכם שנחתם בין ישראל לארגון הטרור חמאס לביצוע עסקה להחלפת חטופים ואסירים והשבת רגיעה בת-קיימא, הכוללת שני שלבים: שלב ראשון בן 42 ימים אשר הסתיים, ושלב שני שטרם החל. לא ניתן להעריך אם יושג הסכם להארכת הפסקת האש, או לחילופין אם תתחדש הלחימה בעזה וכיצד היא תתפתח. למיטב ידיעת השותפות, עם פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023 כאמור, קיבלה שברון הודעה ממשרד האנרגיה, כי לאור המצב הביטחוני השורר בישראל כתוצאה מהמלחמה, היא נדרשת לעצור את פעילות הפקת הגז הטבעי ממאגר תמר. הפקת הגז ממאגר תמר חודשה לאחר מכן ביום 13.11.2023. במקביל לכך, עקב המלחמה, הופסקה הזרמת הגז בצינור EMG, וחודשה ביום 14.11.2023. בתחילת הרבעון הרביעי של שנת 2024, על רקע הסלמת המלחמה בחזית הצפונית ומול הרפובליקה האיטלקית של איראן, ביצעה המפעילה בפרויקט לווייתן מספר הפסקות יזומות של ההפקה ממאגר לווייתן, לפרקי זמן קצרים. למעט זאת, ההפקה מהמאגרים לווייתן, תמר וכריש נמשכה

¹ חברה ממשלתית מצרית.

ה. מלחמת "חברות ברזל" והשפעתה על הפעילות העסקית של השותפות (המשך):

ככלל כסדרה במהלך 2024. על רקע הפסקות ההפקה היזומות, במהלך חודש אוקטובר 2024 שלחה המפעילה בפריקט לווייתן ללקוחות הודעות בדבר התרחשות אירוע "כוח עליון", אשר פוטר את שותפי לווייתן מחובותיהם לאספקת גז על-פי הסכמי הגז, בגין אי אספקת גז בשל מצב המלחמה, ובחודש דצמבר 2024 שלחה המפעילה ללקוחות הודעה על סיום האירוע כאמור. כתוצאה מהמלחמה, גדלו הוצאות התפעול הכרוכות בהפקת הגז ממאגר לווייתן בשיעור שאינו מהותי, בעיקר עקב קושי של חברות זרות לשלוח לאזור צוותי עבודה וכלי שיט לצורך יבוא ציוד וחלפים, מה שהוביל לעלייה בתעריפים המשולמים, לרבות עלויות הביטוח של החברות כאמור, ובצורך בפעולות לוגיסטיות נוספות לשינוע כוח אדם וציוד. כמו כן, נדחו, שונו והותאמו פעולות תחזוקה מתוכננות בהתאם להנחיות גורמי הביטחון. עקב מצב המלחמה נפגעה כאמור זמינות הציוד והקבלנים הנדרשים לביצוע עבודות מתוכננות בקשר עם תוכניות העבודה של פריקט לווייתן, וכן נרשמה התייקרות בפרמיות הביטוח ובעלויות קבלנים זרים. כתוצאה מגורמים אלו, בין היתר, נפגעו במהלך שנת 2024 לוחות הזמנים לביצוע פרויקטים ופעילויות מתוכננות, ובכלל זאת נדחה לוח הזמנים לביצוע והשלמת פרויקט הנחת צינור הולכה תת-ימי שלישי משדה לווייתן לפלטפורמה (לפרטים נוספים ראו ביאור 11ג(1) להלן), וכן עוכב ונדחה לוח הזמנים לביצוע והשלמת הפרויקט המבוצע על ידי נתג"ז להנחת צנרת תת-ימית במקטע ההולכה הימי החדש בין אשדוד לאשקלון (לפרטים נוספים ראו ביאור 2112א) להלן). יודגש כי, למעט האמור, למלחמה לא הייתה השפעה שלילית מהותית על עסקי השותפות בשנת 2024, ובכלל זאת על היקפי מכירת הגז הטבעי ללקוחות ולא נגרמה פגיעה מהותית בהכנסות וברווחיות בתקופה זו עקב המלחמה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, לא ניתן להעריך האם הפסקת האש בחזית הצפונית וברצועת עזה יישמרו והאם המלחמה צפויה להתחדש ו/או להתרחב במהלך שנת 2025 ובשנים הבאות, וכן מה יהיו ההשלכות והתוצאות של ההתפתחויות כאמור והשפעתן על השותפות. חרף העובדה כי למלחמה לא הייתה השפעה מהותית על עסקי השותפות בשנת 2024 כאמור, לא ניתן להעריך בנסיבות אלה, את הסיכויים להתממשות גורמי הסיכון הנובעים מהמלחמה והשפעתם האפשרית, אשר להתממשותם עלולה להיות השפעה מהותית לרעה על השותפות, נכסיה ועסקיה.

1. ביום 27.3.2023 קיבל השותף הכללי מכתב הצעה אינדיקטיבית, לא מחייבת, (להלן: "ההצעה") מאת Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) P.J.S.C. ו- BP Exploration Operating Company (להלן: "BP"), שהן שתי חברות אנרגיה בינלאומיות (להלן ביחד: "הקונסורציום"), בנוגע לעסקה אפשרית במסגרתה ירכוש הקונסורציום במזומן את כל הון היחידות המונפק המוחזק על ידי הציבור (כ- 45%) וכן ירכוש כ- 5% מהון היחידות המונפק מקבוצת דלק, כך שלאחר השלמת העסקה יחזיקו כל אחת מבין הקונסורציום וקבוצת דלק ב- 50% מזכויות ההון והשליטה בשותפות, בדרך של אישור הסדר לפי סעיף 350 לחוק החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות"). ביום 13.3.2024 עדכנו השותפות והוועדה בדיווח מיידי כי הוועדה והקונסורציום הסכימו, על רקע חוסר הוודאות שנוצר בסביבה החיצונית, להשהות את הדיונים בקשר עם העסקה. כן עדכנו כי, הקונסורציום שב והביע עניין בעסקה, וכי התהליך יושהה עד למועד בו יתחדשו הדיונים או יופסק התהליך. יצוין כי, אין ודאות כי הדיונים יתחדשו או כי יושג הסכם בעתיד, וכן אין ודאות לגבי תנאי ההסכם, ככל שיושג.

2. הנתונים הכספיים של העסקאות המשותפות המשמשים את השותפות בעריכת דוחותיה הכספיים המאוחדים, מבוססים, בין היתר, על מסמכים ונתונים חשבונאיים, שהומצאו על ידי מפעילות העסקאות המשותפות בישראל, שברון ו- S.O.A. Energy Israel Ltd (להלן: "SOA") ומפעילת העסקה המשותפת בקפריסין Chevron Cyprus Ltd (להלן: "שברון קפריסין").

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית:

המדיניות החשבונאית המפורטת להלן יושמה בדוחותיה הכספיים המאוחדים של השותפות בעקביות, בכל התקופות המוצגות, למעט אם נאמר אחרת. תיאור המדיניות החשבונאית בדוחות כספיים מאוחדים אלה צומצם והותאם בהתאם לדרישות תקן חשבונאות בינלאומי 1 (IAS 1) העוסק בהצגת הדוחות הכספיים.

א. עקרונות עריכת הדוחות הכספיים:

1. הדוחות הכספיים המאוחדים מצייתים להוראות תקני הדיווח הכספי הבינלאומיים IFRS Accounting Standards (להלן: "IFRS"), וכוללים את הגילוי הנוסף הנדרש בהתאם לתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע - 2010.
2. הדוחות הכספיים המאוחדים נערכו תוך יישום עקרון העלות, למעט נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, התחייבויות פיננסיות הנמדדות בעלות מוכחתת והשקעות בחברות כלולות המטופלת בהתאם לשיטת השווי המאזני.
3. השותפות בחרה להציג את פריטי רווח או הפסד בהתאם לשיטת מאפיין הפעילות.
4. תקופת המחזור התפעולי של השותפות הינה שנה.

ב. מטבע הפעילות:

מטבע הפעילות המציג נאמנה, בצורה הטובה ביותר, את ההשפעות הכלכליות של עסקאות, אירועים ונסיבות עבור פעילותה של השותפות, הינו הדולר של ארה"ב. כל עסקה, שאינה במטבע הפעילות של השותפות, הינה עסקה במטבע חוץ.

ג. עסקאות משותפות:

1. עסקה משותפת מהווה הסדר חוזי, אשר על-פיו, שני צדדים או יותר נוטלים על עצמם פעילות כלכלית של חיפוש נפט וגז בנכס הנמצא בבעלות משותפת. עסקאות משותפות מסוימות, כרוכות לעיתים קרובות בבעלות משותפת בנכס אחד או יותר. עסקאות בהן לא קיימת דרישה פורמלית להסכמה פה אחד של הצדדים השותפים לעסקה, אינן מקיימות את ההגדרה לשליטה משותפת בהתאם ל-IFRS 11. למרות זאת, בחינת עסקאות אלה מלמדת כי לעסקאות עצמן אין זכויות כלשהן בנכסים וכי אינן מתחייבות בהתקשרויות בשם המשתתפים. ההתקשרויות נערכות ישירות בין המשתתפים לבין צד שלישי (מי שאינו שותף בעסקה המשותפת). אולם קיימות התקשרויות אשר המפעיל מתקשר באופן ישיר עם צד שלישי. כל משתתף רשאי לשעבד את זכויותיו בנכסים וכל משתתף זכאי להטבות הכלכליות הנובעות מהעסקה המשותפת. כפועל יוצא, למשתתפים יש חלק יחסי בנכסים ובהתחייבויות המיוחסים לעסקה המשותפת. בגין זכויות השותפות בפעילות בנכסים בבעלות משותפת, הכירה השותפות בדוחותיה הכספיים:
 - (א) בחלקה בנכסים בבעלות משותפת.
 - (ב) בהתחייבויות כלשהן שהתהוו לה.
 - (ג) בחלקה בהתחייבויות כלשהן שהתהוו במשותף, בהקשר לפעילות בנכסים בבעלות משותפת.
 - (ד) בהכנסה כלשהי מהמכירה או מהשימוש בחלקה בתפוקה של הנכסים בבעלות משותפת, יחד עם חלקה בהוצאות כלשהן, שהתהוו לפעילות בנכסים בבעלות משותפת.
 - (ה) בהוצאות כלשהן שהתהוו לה בגין זכותה בנכסים בבעלות משותפת.
2. השותפות מציגה את חלקה בתשלומים שהועברו למפעילת העסקאות המשותפות ושטרם נעשה בהם שימוש, במסגרת סעיף חייבים ויתרת החובה וזאת מאחר והסכומים כאמור אינם עונים להגדרת מזומנים ושווי מזומנים.
3. השותפות מציגה את חלקה בהתחייבות של העסקאות המשותפות לצד שלישי, במסגרת סעיף זכאים ויתרות זכות.

ד. חכירות:

השותפות הגיעה למסקנה באשר לחוזים בהם מתקשרת המפעילה במסגרת העסקאות המשותפות, כי לאור אופי התקשרות המפעילה עם משכירים והסכם התפעול המשותף שנחתם בקשר עם החזקות (להלן: "JOA"), החוזים כאמור אינם עונים להגדרת חכירה (ראשית או משנית) אל מול המפעילה ו/או המשכירים בהתאם להנחיות תקן דיווח כספי בינלאומי 16 (IFRS 16).

1) נכסים פיננסיים:

נכסים פיננסיים הוכרו כאשר השותפות הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר תוך שימוש בחשבונאות מועד סליקת העסקה. נכסים פיננסיים נמדדים במועד ההכרה לראשונה בשווים ההוגן ובתוספת עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין לרכישה של הנכס הפיננסי, למעט במקרה של נכס פיננסי אשר נמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, לגביו עלויות עסקה נזקפות לרווח או הפסד.

השותפות מסווגת ומודדת את מכשירי החוב בדוחותיה הכספיים על בסיס הקריטריונים להלן:

(א) המודל העסקי של השותפות לניהול הנכסים הפיננסיים, וכן

(ב) מאפייני תזרים המזומנים החוזי של הנכס הפיננסי.

השותפות מודדת מכשירי חוב בשווי הוגן דרך רווח או הפסד כאשר:

נכס פיננסי שמהווה מכשיר חוב אינו עומד בקריטריונים למדידתו בעלות מופחתת או בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר. לאחר ההכרה הראשונית, הנכס הפיננסי נמדד בשווי הוגן כאשר רווחים או הפסדים כתוצאה מהתאמות שווי הוגן, נזקפים לרווח או הפסד.

השותפות מודדת מכשירי חוב בעלות מופחתת כאשר:

המודל העסקי של החברה הינו החזקת הנכסים הפיננסיים על מנת לגבות תזרימי מזומנים חוזיים; וכן התנאים החוזיים של הנכסים הפיננסיים מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם רק תשלומי קרן וריבית בגין סכום הקרן שטרם נפרעה. לאחר ההכרה הראשונית, מכשירים בקבוצה זו נמדדים על פי תנאיהם לפי עלות המופחתת תוך שימוש בשיטת הריבית האפקטיבית ובניכוי הפרשה לירידת ערך.

2) התחייבויות פיננסיות:

במועד ההכרה לראשונה, השותפות מודדת את ההתחייבויות הפיננסיות בשווי הוגן בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין להנפקה של ההתחייבות הפיננסית.

לאחר ההכרה הראשונית, השותפות מודדת את כל ההתחייבויות הפיננסיות לפי שיטת העלות המופחתת.

1. הפרשות:

הפרשה מוכרת כאשר לשותפות קיימת מחויבות בהווה (משפטית או משתמעת) כתוצאה מאירוע שהתרחש בעבר, צפוי שיידרשו משאבים כלכליים על מנת לסלק את המחויבות וניתן לאמוד אותה באופן מהימן. כאשר השותפות צופה שחלק או כל ההוצאה תוחזר לשותפות, ההחזר יוכר כנכס נפרד, רק במועד בו קיימת וודאות למעשה לקבלת הנכס.

להלן סוגי ההפרשות שנכללו בדוחות הכספיים:

תביעות משפטיות:

הפרשה בגין תביעות מוכרת כאשר לשותפות קיימת מחויבות משפטית בהווה או מחויבות משתמעת כתוצאה מאירוע שהתרחש בעבר, כאשר יותר סביר מאשר לא כי השותפות תידרש למשאביה הכלכליים לסילוק המחויבות וניתן לאמוד אותה באופן מהימן.

היטלים:

היטלים המוטלים על השותפות על ידי מוסדות ממשלה באמצעות חקיקה, מטופלים בהתאם ל-IFRIC 21, לפיה ההתחייבות לתשלום היטל תוכר רק בעת קרות האירוע היוצר את המחויבות לתשלום (ראה סעיף יא להלן).

מחויבות לסילוק נכסים:

בספרי השותפות נרשמה מחויבות לסילוק נכסים. ראה סעיף ט להלן בדבר עלויות בגין מחויבויות לסילוק נכסים.

2. הכרה בהכנסה:

השותפות מכירה בהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט כאשר הלקוח משיג שליטה על הסחורות שהובטחו. ההכנסה נמדדת לפי סכום התמורה לו השותפות מצפה להיות זכאית בתמורה להעברת הסחורות שהועברו ללקוח, מלבד סכומים שנגבו לטובת צדדים שלישיים כגון, זכאות המדינה, בעלי עניין וצדדים שלישיים לקבלת תמלוגים כאחוז מסוים מאותה הכנסה. חוזה למכירת גז טבעי ו/או קונדנסט כולל סדרה של סחורות מובחנות שהן למעשה זהות ויש להן אותו דפוס העברה ללקוח ולכן מזוהה בו מחויבות ביצוע אחת. הכנסה ממכירת גז טבעי ו/או קונדנסט מוכרת לאורך תקופת החוזה הואיל והלקוח הסופי מקבל וצורך את הסחורות המסופקות בו זמנית.

ח. הוצאות חיפוש נפט וגז, פיתוח מאגרים מוכחים והשקעה בנכסי נפט וגז:

- המדיניות החשבונאית של השותפות לגבי הטיפול בהשקעות בחיפוש נפט וגז הינה שיטת ה"מאמצים המוצלחים", לפיה:
- (1) הוצאות השתתפות בביצוע מבדקים וסקרים גיאולוגיים וסיסמיים המתרחשים בשלבים המקדמיים של החיפוש נזקפות לרווח או הפסד בעת היווצרותן, עד למועד שבו בעקבות ביצוע סקרים ומבדקים אלו מגובשת תכנית לקידוח ספציפי.
 - (2) השקעות במאגרים, שטרם הוכח כי הם בלתי מסחריים, סווגו כ"נכסי חיפוש והערכה", ומוצגים לפי העלות (ראה ביאור 7 להלן).
 - (3) השקעות במאגרים, שהוכחו כיבשים וננטשו או שנקבעו כבלתי מסחריים, מופחתות במלואן מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" להוצאות בדוח על הרווח הכולל.
 - (4) השקעות במאגרים לגביהן נקבע, שקיימת היתכנות טכנית ויכולת קיום מסחרית של הפקת גז או נפט אשר נבחנות במכלול של אירועים ונסיבות, מסווגות ומוצגות בדוח על המצב הכספי, בכפוף לביצוע בחינה לירידת ערך, מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" לסעיף "נכסי נפט וגז", לפי העלות (ראה ביאור 7 להלן). נכסי נפט וגז כאמור, הכוללים, בין היתר, עלויות תכנון פיתוח המאגרים, קידוחי פיתוח, רכישה והקמה של מתקני הפקה, צנרת להולכת הגז מהבארות לפלטפורמת ההפקה ומפלטפורמת ההפקה לתחנת הקבלה, ציוד קידוחים, הקמת תחנת קבלה, עלויות אשראי ועלויות סילוק נכסים (ראה גם סעיף 5 להלן), מופחתות לדוח על הרווח הכולל כמפורט בפסקה 5 להלן.
 - (5) השקעות בנכסי נפט וגז, אשר החלו בהפקה מסחרית, מופחתות בהתאם לשיטת יחידת הייצור ובהתבסס על עתודות מוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves להלן: "2P"). בהתאם להפחתה בהתבסס על בסיס עתודות מוכחות וצפויות, מתווסף לערך בספרים (לצרכי חישוב הוצאות הפחת בלבד), אומדן סכום ההשקעות העתידיות (בערכים לא מהווים) הדרוש להפקת העתודות כאמור. הסכומים הנ"ל מוכפלים בכמות הגז שהופקה במהלך התקופה ביחס לאומדן העתודות לפי 2P.
 - (6) בחינת ירידת ערך בנכסי חיפוש והערכה ובנכסי נפט וגז, מתבצעת כאשר עובדות ונסיבות מצביעות על כך שיתכן שהערך בספרים של נכס חיפוש והערכה ובנכסי נפט וגז עולה על הסכום בר השבה שלו בהתאם לתקני חשבונאות בינלאומיים IAS36 ו-IFRS6 (ראה סעיף 1 להלן).

ט. עלויות בגין מחויבות לסילוק נכסים:

השותפות מכירה בהתחייבות בגין חלקה במחויבות לסילוק נכסים בתום תקופת השימוש בהם. ההתחייבות נרשמת לראשונה בערכה הנוכחי כנגד נכס, וההוצאות הנובעות משערוך ערכה הנוכחי, בעקבות חלוף הזמן נזקפות לרווח או הפסד. הנכס נמדד לראשונה בערכה הנוכחי של ההתחייבות והוא מופחת לדוח על הרווח הכולל כאמור בפסקה 5 לעיל. שינויים הנובעים מעיתוי, משיעורי ההיוון ומסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות, מתווספים או נגרעים מהנכס (ככל שלא הופחת במלואו) בתקופה השוטפת במקביל לשינוי בהתחייבות. ככל שהנכס הופחת במלואו, שינויים כאמור ייקפו ישירות להוצאות פחת, אזילה והפחתות בדוח המאוחד על הרווח הכולל. בסעיפי הדוח המאוחד על המצב הכספי רשומות יתרת התחייבות (בסעיפים "זכאים ויתרות זכות" ו-"התחייבויות אחרות לזמן ארוך") ראה ביאור 11 להלן, ויתרת נכס לאחר הפחתה (בסעיף "השקעות בנכסי נפט וגז") ראה ביאור 7 להלן.

י. ירידת ערך נכסים לא פיננסיים:

לצורך בחינת ירידת ערך, יחידה מניבת מזומנים הינה מלוא השקעות השותפות במאגר הבודד. סכום ערך בר השבה של נכסי נפט וגז, בהתאם להערכות שווי כלכליות הכוללות שימוש בטכניקות הערכה והנחות לגבי אומדנים של תזרימי מזומנים עתידיים הצפויים מהנכס ואומדן שיעור היוון מתאים לתזרימי מזומנים אלה. במדידת סכום הערך בר השבה של נכסי נפט וגז נדרשת הנהלת השותף הכללי בשותפות להשתמש בהנחות מסוימות לגבי עלויות והשקעות צפויות, סבירות קיומן של תכניות פיתוח, כמויות המשאבים במאגר, מחירי המכירה הצפויים, השלכות חוק ההיטל קביעת שיעורי ההיוון וכיוצא בזה, על מנת להעריך את תזרימי המזומנים העתידיים מהנכסים. אם ניתן, השווי ההוגן נקבע בהתייחס לעסקאות שנעשו לאחרונה בנכסים בעלי אופי ומיקום דומים לזה המוערך.

יא. היטל רווחי נפט וגז:

השותפות כוללת בדוחותיה הכספיים הוצאות בגין חבותה בתשלום היטל על פי לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "חוק ההיטל"). ההיטל מחושב לכל פרויקט בנפרד. השותפות הכירה כנכס בתשלום היטל בגין פרויקט תמר העולה על סכום ההפרשה להיטל הצפויה.

יב. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים:

ערכת הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים, דורשת מהנהלת השותף הכללי בשותפות לערוך אומדנים ולהניח הנחות המשפיעות על הסכומים המוצגים בדוחותיה הכספיים. אומדנים אלו מצריכים לעיתים שיקול דעת בסביבה של אי וודאות והינם בעלי השפעה מהותית על הצגת הנתונים בדוחות הכספיים. להלן תיאור של הנחות המפתח בהסתייעות באומדנים החשבונאיים המהותיים המשמשים בהכנת הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות, אשר בעת גיבושם נדרשה הנהלת השותף הכללי בשותפות להניח הנחות באשר לנסיבות ואירועים הכרוכים באי וודאות משמעותית. בשיקול דעתה בקביעת האומדנים, מתבססת הנהלת השותף הכללי בשותפות על ניסיון העבר, עובדות שונות, גורמים חיצוניים ועל הנחות סבירות בהתאם לנסיבות המתאימות לכל אומדן. התוצאות בפועל עשויות להיות שונות מאומדני הנהלת השותף הכללי בשותפות.

אומדן עתודות הגז והקונדנסט (להלן ביחד: "עתודות הגז") - אומדן עתודות הגז משמש, בין היתר, לקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים אשר משמשים את הפעילות במהלך התקופה המדווחת וגם לצורך בחינת סממנים לירידת ערך. הפחתת השקעות הקשורות לגילוי והפקה של עתודות הגז המוכחות והצפויות, נעשית בהתאם לשיטת האזילה כאמור בסעיף ח5 לעיל. כמות הגז המוערכת במאגרים המוכחים והצפויים בתקופה המדווחת נקבעת מידי שנה על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים בלתי תלויים להערכת עתודות של מאגרי נפט וגז. הערכה של עתודות הגז המוכחות והצפויות על פי העקרונות הנ"ל הינו תהליך סובייקטיבי והערכות של מומחים שונים עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור המהותיות של הוצאות ההפחתה יכולה להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות פעולותיה ומצבה הכספי של השותפות.

מחויבות בגין סילוק נכסים - השותפות מכירה בנכס ובמקביל בהתחייבות בגין מחויבותה לסילוק נכסי נפט וגז בתום השימוש בהם. עיתוי וסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות מבוססים על הערכת הנהלת השותף הכללי בשותפות המסתמכת, בין היתר, על חוות דעת של מומחים חיצוניים בלתי תלויים ובכנים מדי תקופה לצורך בחינת נאותות ההערכות הנ"ל.

תביעות והליכים משפטיים - בהערכות סיכויי תוצאות התביעות המשפטיות שהוגשו נגד השותפות, הסתמכה השותפות על חוות דעת יועציה המשפטיים. הערכות אלה של היועצים המשפטיים מתבססות על מיטב שיפוטם המקצועי, בהתחשב בשלב בו מצויים ההליכים, וכן על הניסיון המשפטי שנצבר בנושאים השונים. מאחר שתוצאות התביעות תקבענה בבתי המשפט, עלולות תוצאות אלה להיות שונות מהערכות אלה.

קביעת שווי הוגן של נכס פיננסי לא סחיר - השווי ההוגן של נכס פיננסי לא סחיר המסווג לרמה 3 במדרג השווי ההוגן נקבע בהתאם לשיטות הערכה, בדרך כלל על פי הערכת תזרימי המזומנים העתידיים המהוונים לפי שיעורי היוון שוטפים בגין פריטים בעלי תנאים ומאפייני סיכון דומים. שינויים באומדן תזרימי מזומנים עתידיים, באומדן תזרימי מזומנים בגין הערכת משאבים ואומדן שיעורי היוון בהתחשב בהערכת סיכונים כגון סיכון נזילות, סיכון אשראי ותנודתיות, עשויים להשפיע על השווי ההוגן של נכסים אלו.

היטל רווחי נפט - בהתאם לחוק ההיטל השותפות הכירה החל משנת 2020 בהוצאה בגין היטל רווחי נפט בגין פרויקט תמר. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, קיימות מספר מחלוקות פרשניות מול רשות המסים (ראה גם ביאור 19ג להלן). בהתאם לאומדנים שערכה השותפות, נכון ליום 31.12.2024, כללה השותפות בחשבונותיה הפרשה לתשלום היטל בגין השנים 2020-2021 בגין פרויקט תמר. אומדני השותפות נעשו לפי מיטב הבנתה ובהסתמך, בין היתר, על חוות דעת יועציה המשפטיים באשר לסוגיות שבמחלוקת שלגבי מרביתן קיימת הערכה שסיכויי קבלת טענות השותפות עולים על סיכויי דחייתן.

מסים נדחים - מסים נדחים מחושבים בגין הפרשים זמניים בין הסכומים הנכללים בדוחות הכספיים לבין הסכומים המובאים בחשבון לצורכי מס. בחישוב נכסי מסים נדחים נדרש אומדן של ההנהלה על מנת לקבוע את סכום המסים הנדחים שניתן להכיר בו בהתבסס על העיתוי, סכום ההכנסה החייבת במס הצפויה, מקורה ואסטרטגיית תכנון המס. בהתאם לשינויים בהנחות אלו, השותפות תיצור או תבטל הכרה במסים נדחים.

1. מדידת שווי הוגן:

השותפות מודדת שווי הוגן כמחיר שהיה מתקבל במכירת נכס או המחיר שהיה משולם להעברת התחייבות בעסקה רגילה בין משתתפים בשוק במועד המדידה. כאשר מחיר נכס זהה או להתחייבות זהה אינו ניתן לצפייה (כלומר, אין מחיר מצוטט בשוק פעיל), השותפות מודדת שווי הוגן תוך שימוש בטכניקת הערכה אחרת שמתאימה לנסיבות ושקיים עבורן מספיק נתונים שניתנים להשגה כדי למדוד שווי הוגן, תוך שימוש מקסימלי בנתונים רלוונטיים שניתנים לצפייה ומזעור השימוש בנתונים שאינם ניתנים לצפייה. השותפות מודדת שווי הוגן תחת ההנחה שהעסקה למכירת הנכס או להעברת ההתחייבות מתרחשת בשוק העיקרי של הנכס או של ההתחייבות שלשותפות יש גישה אליו;

במדידת שווי הוגן של נכס לא פיננסי, השותפות מביאה בחשבון את היכולת של משתתף בשוק להפיק הטבות כלכליות באמצעות הנכס בשימוש המיטבי שלו או על ידי מכירתו למשתתף אחר בשוק שישתמש בנכס בשימוש המיטבי שלו.

2. מדרג שווי הוגן:

לצורכי גילוי, השותפות מסווגת מדידות שווי הוגן לאחת מהרמות במדרג השווי ההוגן המשקף את משמעותיות הנתונים ששימשו בעת ביצוע המדידות. מדרג השווי ההוגן הינו:

רמה 1 - מחירים מצוטטים (לא מתואמים) בשווקים פעילים עבור נכסים זהים או התחייבויות זהות.

רמה 2 - נתונים שאינם מחירים מצוטטים הכלולים ברמה 1, אשר ניתנים לצפייה לגבי הנכס או ההתחייבות, במישרין או בעקיפין.

רמה 3 - נתונים שאינם ניתנים לצפייה עבור הנכס או ההתחייבות.

כאשר הנתונים ששימשו למדידת שווי הוגן מסווגים לרמות שונות במדרג השווי ההוגן, השותפות מסווגת את מדידת השווי ההוגן בכללותה לרמה הנמוכה ביותר של הנתון שהוא משמעותי למדידה בכללותה.

השותפות מפעילה שיקול דעת בהערכת המשמעותיות של נתון מסוים למדידה בכללותה תוך הבאה בחשבון של גורמים ספציפיים לנכס או להתחייבות.

יד. תשלום מבוסס יחידות השתתפות:

חלק מעובדי השותפות זכאים להטבות בדרך של תשלום מבוסס יחידות השתתפות המסולקות במכשירים הוניים וחלק מהעובדים זכאים להטבות בדרך של תשלום מבוסס יחידות השתתפות המסולקות במזומן והנמדדות על בסיס עליית ערך יחידת ההשתתפות של השותפות.

1) עסקאות המסולקות במכשירים הוניים

עלות העסקאות עם עובדים המסולקות במכשירים הוניים נמדדת לפי השווי ההוגן של המכשירים הוניים במועד ההענקה. השווי ההוגן נקבע באמצעות שימוש במודל תמחור אופציות מקובל. עלות העסקאות המסולקות במכשירים הוניים מוכרת ברווח או הפסד יחד עם גידול מקביל בהון על פני התקופה שבה תנאי הביצוע ו/או השירות מתקיימים ומסתיימת במועד שבו העובדים הרלוונטיים זכאים לגמול (להלן: "תקופת ההבשלה").

2) עסקאות המסולקות במזומן

עלות עסקה המסולקת במזומן נמדדת לפי השווי ההוגן במועד ההענקה באמצעות שימוש במודל תמחור אופציות מקובל. השווי ההוגן מוכר כהוצאה על פני תקופת ההבשלה ובמקביל מוכרת התחייבות. ההתחייבות נמדדת מחדש בכל תקופת דיווח לפי השווי ההוגן עד לסילוקה, כאשר שינויים בשווי ההוגן נזקפים לרווח או הפסד.

טו. מסים על ההכנסה:

במהלך שנת 2021 פורסם תיקון לתקנות מס הכנסה אשר לפיו החל משנת המס 2022 חל שינוי במשטר המס שחל על השותפות כך שהיא ממוסה כחברה (ראה ביאור 19א להלן). לאור זאת, השותפות הכירה לראשונה ליום 30.09.2021 בהתחייבות מסים נדחים בגין הפרשים זמנים אשר התהפכו לאחר 1.1.2022. בנוסף הדוחות הכספיים המאוחדים כוללים החל משנת 2022 הוצאות מסים שוטפים על ההכנסה, מאחר ועד כולל שנת 2021 חבות המס על רווחי השותפות חלה על השותפים בשותפות. תשלומים ששילמה השותפות למס הכנסה בגין התקופה עד וכולל 2021 הינם על חשבון המס שחייבים בו בעלי היחידות בשותפות והם הופחתו מסעיף העודפים במסגרת הון השותפות.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

טז. אי הכללת מידע כספי נפרד במסגרת הדוחות הכספיים המאוחדים

בהתאם להוראות תקנה 9' והתוספת העשירית לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל - 1970, השותפות לא כללה במסגרת הדוחות הכספיים המאוחדים, מידע כספי נפרד, זאת לאחר שהנהלת השותפות בחנה יחד עם יועציה המשפטיים את הצורך בצירוף מידע כספי נפרד ומן הטעם שתוספת המידע שתיתן במידע כספי נפרד המיוחס לשותפות ביחס למידע הנכלל בדוחות הכספיים המאוחדים הינה זניחה ולכן בהתאם לדיני ניירות ערך אין צורך בצירופו. הפרמטרים אשר היוו בסיס להחלטת השותפות הינם:

- 1) סך הנכסים בדוח הנפרד מתוך סך נכסי השותפות בדוח המאוחד.
 - 2) סך התחייבויות בדוח הנפרד מתוך סך התחייבויות השותפות בדוח המאוחד.
 - 3) תזרים המזומנים מפעילות שוטפת בדוח הנפרד מתוך תזרים המזומנים מפעילות שוטפת בדוח המאוחד.
 - 4) סך הרווח הנקי בדוח הנפרד מתוך סך הרווח הנקי של השותפות בדוח המאוחד.
- השותפות תמשיך ותבחן את ההשפעה העתידית של הכללת מידע כספי נפרד בכל תקופת דיווח.

יז. גילוי לתקנים חדשים בתקופה שלפני יישומם:

תקן דיווח כספי בינלאומי 18, הצגה וגילוי בדוחות כספיים

בחודש אפריל 2024 פרסם המוסד הבינלאומי לתקינה בחשבונאות (IASB) את תקן דיווח כספי בינלאומי 18 (IFRS 18), הצגה וגילוי בדוחות כספיים (להלן: "**התקן החדש**") אשר מחליף את תקן חשבונאות בינלאומי 1 (IAS 1), הצגת דוחות כספיים (להלן: "**IAS 1**"). מטרת התקן החדש הינה לשפר את יכולת ההשוואה והשקיפות בדוחות הכספיים. התקן החדש יכלול דרישות קיימות של IAS 1 ודרישות חדשות להצגה בדוח רווח או הפסד לרבות הצגת סכומים וסיכומי משנה אשר נדרשים בהתאם לתקן החדש, מתן גילוי על מדדי ביצוע המוגדרים על ידי ההנהלה (management-defined performance measures) ודרישות חדשות להקבצה ופיצול של מידע פיננסי. התקן החדש אינו משנה את הוראות ההכרה והמדידה של פריטים בדוחות הכספיים. עם זאת, מאחר וכריטים בדוח רווח או הפסד יצטרכו להיות מסווגים לאחת מחמש קטגוריות (פעילות תפעולית, פעילות השקעה, פעילות מימון, מסים על הכנסה ופעילות שהופסקה) הוא עשוי לשנות את הרווח התפעולי של הישות. כמו כן, פרסום התקן החדש גרם לתיקונים בהיקף מצומצם לתקני חשבונאות נוספים אשר ביניהם IAS 7, דוח על תזרימי מזומנים ו-IAS 34, דיווח כספי לתקופות ביניים. התקן החדש יישום למפרע החל מתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2027 או לאחריו. יישום מוקדם אפשרי עבור תקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2025 תוך מתן גילוי. השותפות בוחנת את השפעת התקן החדש, לרבות השפעת התיקונים לתקני חשבונאות נוספים כתוצאה מהתקן החדש, על הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות.

ביאור 3 - מזומנים ושווי מזומנים:

הרכב:

		שיעור הריבית		
		ליום	ליום	
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2024		
		%		
				במטבע חוץ:
0.9	10.2			מזומנים בבנקים
27.6	40.2	3.8-5.35		פקדונות בבנקים
28.5	50.4			
				בשקלים:
0.3	0.5			מזומנים בבנקים
0.3	0.3	1.55		פקדונות בבנקים
0.6	0.8			
29.1	51.2			סך הכל

הרכב:

31.12.2023	31.12.2024	שיעור הריבית ליום		
		31.12.2024	%	
				במסגרת נכסים שוטפים:
157.4	333.1	3.8-4		בדולרים
0.2	0.2	3.5		בשקלים
157.6	333.3			
				במסגרת נכסים לא שוטפים:
101.9	0.5			בדולרים

ביאור 5 - חייבים ויתרות חובה:

הרכב:

31.12.2023	31.12.2024	
27.1	39.8	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות
10.6	17.6	סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאור 321 להלן)
46.2	-	הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 58 להלן)
71.7	69.9	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 להלן)
18.5	5.7	משרד האנרגיה בגין תמלוגים (ראה ביאור 15)
2.6	-	בעלי עניין בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
5.7	-	צד שלישי בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
4.7	7.0	הוצאות מראש ויתרות חובה אחרות
187.1	140.0	סך-הכל

ביאור 6 - השקעה בישויות כלולות:

הרכב:

31.12.2023	31.12.2024	
58.4	61.5	השקעה ב-EMED BV (ראה ביאור 41)
-	0.2	השקעה בתאגיד אנלייט (ראה ביאור 81)
58.4	61.7	

² לעניין שעבודים וערבויות, ראה ביאורים 12 ו-10.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
 ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז:

א. הרכב:

1. הרכב לפי נכסי נפט וגז ונכסי חיפוש והערכה:

סך הכל	נכסי נפט וגז ³	נכסי חיפוש והערכה	
עלות			
3,055.2	2,927.6	127.6	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022
			שינויים במהלך שנת 2023:
168.9	139.4	29.5	השקעות
(1.2)	(1.2)	-	גריעות
3,222.9	3,065.8	157.1	יתרה ליום 31 בדצמבר 2023
			שינויים במהלך שנת 2024:
107.2	103.1	4.1	השקעות
(2.6)	(2.6)	-	גריעות
3,327.5	3,166.3	161.2	יתרה ליום 31 בדצמבר 2024
פחת נצבר⁴			
508.0	508.0	-	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022
			שינויים במהלך שנת 2023:
67.7	67.7	-	פחת והפחתות ⁵
(0.1)	(0.1)	-	גריעות
575.6	575.6	-	יתרה ליום 31 בדצמבר 2023
			שינויים במהלך שנת 2024:
69.7	69.7	-	פחת והפחתות ⁴
(0.1)	(0.1)	-	גריעות
645.2	645.2	-	יתרה ליום 31 בדצמבר 2024
2,647.3	2,490.2	157.1	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2023
2,682.3	2,521.1	161.2	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2024

2. הרכב לפי עסקאות משותפות:

31.12.2023	31.12.2024	
		נכסי נפט וגז:
2,490.2	2,521.1	עסקה משותפת "רציו ים" (סעיף ג1)
		נכסי חיפוש והערכה:
157.1	161.2	בלוק 12 קפריסין (סעיף ג2)
2,647.3	2,682.3	סך-הכל

³ כולל יתרת עלות מופחתת של סילוק נכסים לתאריך הדוח על המצב הכספי בסך כ-29.1 מיליון דולר (31.12.2023: כ-32.2 מיליון דולר).

⁴ שיעור האזילה בפרויקט לווייתן בשנת 2024 כ-2.6% (2023: 2.5%).

⁵ בשנת 2024 הסכום אינו כולל עדכון בקשר עם התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקט ים תטיס בסך של כ-6.0 מיליון דולר אשר נרשם ישירות בדוח על הרווח הכולל בסעיף הוצאות אזילה, פחת והפחתות (2023: בסך של כ-3.3 מיליון דולר).

חלקה של השותפות	הזכות בתוקף עד	שם הזכות	סוג הזכות	רציו ים
45.34%	13.2.2044	לוויתן צפון I/15	חזקה	רציו ים
45.34%	13.2.2044	לוויתן דרום I/14	חזקה	רציו ים
48.5%	10.6.2032	אשקלון I/10	חזקה	ים תטיס
48.5%	31.1.2030	נועה I/7	חזקה	ים תטיס
30%	7.11.2044	בלוק 12	רישיון הפקה וניצול	בלוק 12 בקפריסין
37.5%	30.11.2025 ⁶	Boujdour Atlantique	רישיון חיפוש	מרוקו

תוקפן של זכויות הנפט מוארך מדי פעם והוא מותנה במילוי התחייבויות מסוימות במועדים הקבועים בתנאי נכסי הנפט. במקרה של אי מילוי התנאים, ניתן לבטל את זכות הנפט. למידע נוסף ראה סעיף 11 להלן ולעניין שעבודים שנרשמו על חלק מנכסי נפט וגז ראה ביאור 10.

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז:

1. עסקה משותפת "רציו ים":

(א) עסקה משותפת "רציו ים" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות לוויתן צפון I/15 ולוויתן דרום I/14 (להלן: "החזקות" ו/או "חזקות לוויתן").

(ב) תכנית הפיתוח של מאגר לוויתן:

ביום 2.6.2016 אושרה תכנית הפיתוח על ידי הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה (להלן: "הממונה"). תוכנית זו, המחולקת לשני שלבים (שלב א' ושלב ב') כוללת אספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא בהיקף כולל של עד כ- 21 BCM בשנה, וכן אספקת קונדנסט למשק המקומי (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח" או "התוכנית"). על פי התוכנית, תוקם מערכת הפקה הכוללת עד 8 בארות ראשונות שיחוברו בצורת תת-ימית לפלטפורמה קבועה, הממוקמת בתחומי המים הטריטוריאליים של ישראל בהתאם להוראות תמ"א 37/ח, ושעליה יותקנו מערכות הטיפול בגז ובקונדנסט. מהפלטפורמה יוזרם הגז לחוף נקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז כפי שהוגדרה בתמ"א 37/ח (להלן: "נקודת החיבור לנתג"ז"). הקונדנסט יוזרם לחוף בצינור נפרד ובמקביל לצינור הגז, ויחובר לבית זיקוק באמצעות צנרת דלקים קיימת. יצוין כי, תחילה הוזרם הקונדנסט באמצעות צינור של חברת קו צינור אירופה אסיה (להלן: "קצא"א) המוביל למתחם המיכלים של חברת תשתיות אנרגיה בע"מ (להלן: "תש"א"), ומשם לבתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: "בז"מ"). בחודש מרץ 2024 החלה הזרמת הקונדנסט באמצעות צינור של תש"א ישירות לבית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "בז"א"). בנוסף, כוללת תוכנית הפיתוח הקמה של אתר לאחסון ופריקה של קונדנסט, בסמוך לתחנת הכוח חגית (להלן: "אתר חגית"), לצורך מתן גיבוי במידה ולא ניתן יהיה להזרים קונדנסט לבית זיקוק. ראה ביאורים 6ג12 ו-112 להלן.

(ג) תוכנית הפיתוח ניתנת ליישום באופן מלא או בשני שלבים עיקריים, בהתאם לבשלות השווקים הרלוונטיים, כמפורט להלן:

שלב א' – השלב הנוכחי, במסגרתו נקדחו 5 בארות הפקה תת-ימיות ראשונות, הוקם מערך הפקה תת-ימי המקשר בין בארות ההפקה והפלטפורמה, והוקמו מערך הולכה אל החוף ומתקנים יבשתיים נלווים. על-פי תוכנית הפיתוח, יכולת הפקת הגז בשלב זה היא כ- 12 BCM בשנה ובתנאי תפעול מסוימים אף ניתן להגיע להפקה גבוהה מהאמור. ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לוויתן החלטת השקעה הסופית (FID) לפיתוח שלב א' בתקציב של כ- 3.75 מיליארד דולר (100%). העלות הכוללת שהושקעה בפיתוח שלב א', נכון ליום 31.12.2024, עומדת על סך של

⁶ ההסכם מול ממשלת מרוקו מקנה את הזכות לבצע חיפוש נפט ו/או גז טבעי בשטח הבלוק לתקופה של 8 שנים סך הכל – תקופה ראשונית – שנתיים וחצי; הארכה ראשונה (בכפוף להחלטת השותפות, ובכפוף להתחייבות לתוכנית העבודה של התקופה השנייה) – שנתיים; הארכה שנייה (בכפוף להחלטת השותפות, ובכפוף להתחייבות לתוכנית עבודה של התקופה השלישית) – שלוש שנים וחצי.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ג) (המשך):

1. (המשך):

כ-4.2 מיליארד דולר (100%). לאחר תקופת הרצה ראשונית, החלה ביום 31.12.2019 הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן. ביום 1.1.2020 החלה מכירת גז טבעי ממאגר לווייתן לירדן תחת ההסכם עם נפקו וביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן למצרים תחת ההסכם עם בלו אושן כמפורט בביאורים 2א ו-3ג12 להלן, בהתאמה. על מנת להגדיל את יכולת הפקת הגז לכ- BCM 14 בשנה, קיבלו שותפי לווייתן ביום 29.6.2023 החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע פרויקט במסגרתו יונח צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה, וישודרגו מערכות על גבי הפלטפורמה (להלן: "הצינור השלישי"), בתקציב כולל של כ- 568 מיליון דולר (100%), חלק השותפות כ- 258 מיליון דולר).

ביום 6.10.2024 הודיעה המפעילה בפרויקט לווייתן כי בשל ההסלמה במצב הבטחוני נדחו עבודות הנחת הצנרת הימית במסגרת פרויקט הצינור השלישי וכי השלמת פרויקט זה (שתוכננה למחצית שנת 2025) תידחה ב- 6 חודשים לפחות כתלות בלוחות הזמנים ובצבר ההזמנות של הקבלן המבצע. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, להערכת המפעילה צפוי פרויקט הצינור השלישי להסתיים בראשית שנת 2026, כתלות בגורמים שונים שאינם בשליטת שותפי לווייתן, לרבות המצב הבטחוני שישרור באזור.

שלב ב' – ביום 23.2.2025 הגישו שותפי לווייתן לאישור הממונה תוכנית מעודכנת לפיתוח מאגר לווייתן, הכוללת בעיקרה עדכונים בקשר עם שלב ב' (להלן: "תוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לווייתן"), ובכלל זאת בנוגע למתקני הטיפול על הפלטפורמה, מיקום ותזמון קידוח בארות, והאפשרות לביצוע השלב השני של שלב ב', כמפורט להלן.

על-פי תוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לווייתן, שלב ב' ניתן ליישום באופן מלא או בשלבים, כדלקמן:

א) שלב ראשון – כולל קידוח 3 בארות הפקה נוספות, הוספת מערכות תת-ימיות נלוות והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה, באופן הצפוי להגדיל את יכולת הפקת הגז הכוללת של המערכת לכ- BCM 21 בשנה.

ב) שלב שני - כולל בעיקרו קידוח בארות הפקה נוספות ומערכות תת ימיות נלוות, ובכלל זה, ככל שיידרש, הנחת צינור רביעי בין השדה לפלטפורמה (להלן: "הצינור הרביעי"), באופן הצפוי להגדיל את יכולת הפקת היומית המקסימלית בכ- BCM 2 נוספים לשנה, קרי לכמות כוללת של כ- BCM 23 לשנה.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, מקדמים שותפי לווייתן את קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים ואת חתימת ההסכמים למכירת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא, במסגרת שלב ב', בהיקף כולל של יותר מ- BCM 100, בהתאם למכתב הממונה, כמפורט בפסקה 2 להלן, וזאת על מנת לקבל החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע השלב הראשון של שלב ב' במהלך החודשים הקרובים. יובהר כי, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, טרם התקבל אישור הממונה לתוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לווייתן.

2. בימים 21.6.2023 ו- 21.12.2023 העבירו שותפי לווייתן לממונה פניה עקרונית לאישור הגדלה של היקף יצוא הגז הטבעי המופק מפרויקט לווייתן, בהתאם להחלטת הממשלה החלה על יצוא הגז ממאגר לווייתן, באמצעות צנרת אזורית, קיימת ועתידית, או באמצעות מתקן צף להנזלת גז טבעי (FLNG), וזאת לצד הגדלת היקפי הגז הטבעי שיוזרמו מפרויקט לווייתן למשק המקומי. ביום 25.6.2024 התקבלה תגובת הממונה לפניות כאמור, לפיה עמדת גורמי המקצוע במשרד האנרגיה מאפשרת, נכון לעת הזו, יצוא גז טבעי נוסף ממאגר לווייתן בכמות כוללת של עד BCM 118, אשר עשויה לגדול לעד BCM 145, בהתקיים תנאים מסוימים (להלן: "מכתב הממונה"). עוד צוין במכתב הממונה כי, החל משנת 2044, יצוא גז טבעי ממאגר לווייתן יוכל להתבצע רק על בסיס בלתי רציף (Interruptible), בכפוף להבטחת האספקה למשק המקומי, וכי יצוא על בסיס קבוע (Firm) החל משנה זו יתאפשר רק לאחר בחינה מחודשת של צרכי המשק המקומי. במכתב הממונה הובהר, בין היתר, כי עמדה מקצועית זו הינה בהתאם לתמונת העתיד לגבי ההיצע והביקוש המשקי, בהתאם להערכת גורמי המקצוע נכון להיום, ואינה מהווה אישור יצוא או התחייבות למתן אישור יצוא, אשר ככל שיינתן צפוי לכלול הגבלות ותנאים נוספים, וכי תוכנו של מכתב הממונה לא יחייב את הממונה בקבלת החלטה עתידית בנושא. יובהר כי, להערכת השותפות האמור בהחלטות הממשלה לעניין יצוא גז טבעי, וכן במכתב הממונה, מאפשר לשותפי לווייתן לקדם חתימת הסכמים למכירת גז טבעי במסגרת שלב ב' בהיקף הנדרש על מנת לקבל החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע השלב הראשון של שלב ב' במהלך החודשים הקרובים.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

א) (המשך):

3. במסגרת קידום שלב ב' אישרו שותפי לווייתן בשנים 2023 ו-2024 בהתאם להסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement) תקציבים בסך כולל של כ-75 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-34.2 מיליון דולר), לביצוע והשלמת Pre-FEED של החלופות לביצוע ההרחבה של מערכת ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות הקמת תשתיות תת-ימיות, חיבור בארות הפקה נוספות וביצוע השינויים הנדרשים על הפלטפורמה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הסתיים שלב ה-Pre-FEED, וביום 31.7.2024 קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע FEED ורכש מקדים של פריטים אשר זמן אספקתם ארוך (Long Lead Items), בתקציב נוסף בסך של כ-429 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-194.5 מיליון דולר). בכוונת שותפי לווייתן להשלים את ביצוע ה-FEED במטרה לקבל החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב ב' במהלך החודשים הקרובים, ולצורך כך מקדמים שותפי לווייתן, בין היתר, משאים ומתנים בשלבים שונים עם לקוחות פוטנציאליים, הן במשק המקומי והן לייצוא, לחתימת הסכמים למכירת גז טבעי במסגרת שלב ב', בהיקף כולל של למעלה מ-100 BCM נוספים, בהתאם למכתב הממונה. להערכת המפעילה בכריקט לווייתן, בטרם השלמת ה-FEED, העלות המשוערת של השלב הראשון של שלב ב' (קרי, ללא עלויות הצינור הרביעי) מוערכת בכ-2.4 מיליארד דולר (100%)⁷. ככל שתתקבל החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח השלב הראשון של שלב ב' במהלך שנת 2025 כאמור, לוח הזמנים המשוער להפקת גז ראשון (First Gas) צפוי להיות במחצית השנייה של שנת 2029. יצוין כי, במהלך שנות פעילות הפרויקט יידרשו קידוחי הפקה נוספים שיאפשרו הפקה בהיקף הנדרש ובהתאם לרמת יתירות מערכת ההפקה והבארות בשדה המוגדרת מעת לעת על-ידי שותפי לווייתן.

ד) הערכת עתודות ומשאבים מותנים בחזקות לווייתן:

בחודש פברואר 2025 התקבל מחברת Netherland Sewell & Associates Inc (להלן: "NSAI" שהינה מעריכת עתודות ומשאבים מוסמכת, מומחית ובלתי תלויה), דוח הערכת עתודות ומשאבים מותנים בחזקות בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), מעודכן ליום 31.12.2024. על פי הדוח, כמות המשאבים הכוללת של גז טבעי וקונדנסט המורכבת מכמות עתודות המסווגות כמוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves) ומכמות משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר מוערכת בכ-580.3 BCM וכ-45.1 Million Barrels, בהתאמה, ומחולקת לקטגוריות של משאבים המסווגים כעתודות ומשאבים המסווגים כמותנים. כמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), הינן כ-371.4 BCM וכמות העתודות המסווגות כמוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves) הינן כ-420.1 BCM. בנוסף, עתודות הקונדנסט המוכחות (Proved Reserves) הינן כ-28.9 Million Barrels וכמות העתודות המסווגות כמוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves) הינה כ-32.6 Million Barrels.

בדוח המשאבים המותנים, אשר כולל משאבים המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), המותנים באישור לביצוע קידוחים נוספים, באישור לפיתוחים עתידיים, בהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי ובמחויבות לפיתוח המשאבים, חולקו המשאבים המותנים כאמור לשתי קטגוריות, המתייחסות לכל אחד משלבי פיתוח המאגר, כדלקמן: שלב א1 (Phase 1A) - משאבים המיוחסים לשלב א1 לפיתוח מאגר לווייתן בתוספת פרויקט הצינור השלישי. פיתוחים עתידיים (Future Development) - משאבים המיוחסים לשלבי פיתוח מעבר לשלב א1'. בהתאם, כמות המשאבים המותנים של הגז הטבעי נעה בין כ-308.0 BCM (האומדן הגבוה) לבין כ-58.3 BCM (האומדן הנמוך). כמות המשאבים המותנים של הקונדנסט נעה בין כ-23.9 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ-4.5 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה ביאור 10ג להלן בדבר הערכות עתודות גז טבעי, קונדנסט, משאבים מותנים ומנובאים.

⁷ יצוין כי, מתוך הסך כאמור אישרו השותפים תקציב של כ-505 מיליון דולר (100%).

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ה) מטרת עמקות:

במהלך שנת 2019 בוצע ניתוח של עיבוד מחדש של סקרים סייסמים, בין היתר, בקשר עם קידוח חיפוש למטרות העמוקות בחזקות לווייתן (להלן: "עיבוד הנתונים מחדש"), אשר בעקבותיו הוגדרה מטרה עמוקה חדשה בשטח חזקות לווייתן מסוג מבנה קרבונטי מבודד (isolated carbonate buildup). בנוסף, העלה ניתוח עיבוד הנתונים מחדש כי יש לסווג ולהגדיר מחדש את שתי המטרות העמוקות שהוגדרו בעבר בשטח החזקה, לכדי מטרה אחת מסוג תעלה תת-ימית קלאסטית (submarine clastic channel).

בעקבות ניתוח של עיבוד מחדש של סקרים סייסמים שבוצע בשנת 2019 ועל בסיסו, נערך עבור השותפות, על-ידי חברת NSAI, דוח משאבים מנובאים בחזקות לווייתן, על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים") מעודכן ליום 31.12.2024. על פי הדוח, האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) במבנה הקרבונטי לגז ונפט מוערכת בכ-4.6 BCM ובכ-155.3 מיליון חביות, בהתאמה, והאומדן הטוב ביותר (Best Estimate) בתעלה הקלאסטית לגז ולנפט מוערכת בכ-6.2 BCM ובכ-212.7 מיליון חביות, בהתאמה. ראו ביאור 10ג7 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות. בכונת השותפות לקדם ביצוע סקר סייסי לצורך גיבוש פרוספקטי חיפוש למטרות עמוקות בחזקות לווייתן. בתוך כך, פנתה השותפות לספקים בינלאומיים מרכזיים בתחום ביצוע סקרים סייסיים, על מנת לקבל הצעות מפורטות לביצוע סקר סייסי D3 במהלך שנה זו, אשר מטרתו דימות ואפיון המטרות העמוקות בחזקות לווייתן. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, התקבלו הצעות ראשוניות הנבחנות על-ידי השותפות בסיוע יועציה החיצוניים.

2. בלוק 12 בקפריסין

ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת 30% מזכויותיה של שברון קפריסין לשותפות בהסכם זכיון (Production Sharing Contract) מיום 24.10.2008 (להלן: "הסכם הזיכיון") המקנה זכויות חיפוש, הערכה, פיתוח והפקה של נפט ו/או גז בשטח המים הכלכליים של רפובליקת קפריסין בשטח הידוע כבלוק 12 (להלן: "בלוק 12") וברישיון חיפוש על-פי הסכם הזיכיון (להלן בסעיף זה: "רישיון החיפוש").

א) ביום 7.11.2019 נחתם בין בעלי הזכויות בהסכם הזיכיון לבין ממשלת קפריסין תיקון להסכם הזיכיון (להלן: "התיקון הראשון להסכם הזיכיון"), ובמקביל הוענק לבעלי הזכויות רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) (להלן בסעיף זה: "הרישיון" או "רישיון ההפקה" או "הרישיון בבלוק 12") ואשרה תוכנית פיתוח והפקה למאגר (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח המקורית"). יצוין כי, במסגרת התיקון הראשון להסכם הזיכיון נערכו שינויים ועדכונים נוספים, בין היתר, בנוגע להעברת זכויות על-ידי הצדדים, אישור תוכנית עבודה ותקציב שנת, אופן אישור שינויים בתוכניות ובתקציבים, אופן חישוב ההוצאות שונות, שינויים בקשר לעילות לביטול הזיכיון, הסדרים בנוגע להבטחת האטימה, הפירוק והפינוי של קידוחים ומתקנים בסיום תקופת הזיכיון, ועוד. יצוין כי, ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות הימנעות מחלוקת רווחים לצורך השקעה בבלוק 12.

בהמשך לכך, ביום 9.11.2022 נחתם תיקון נוסף להסכם הזיכיון, לפיו הוארך מועד מחויבות השותפים במאגר אפרודיטה לקדוח קידוח הערכה/פיתוח נוסף A-3 (אפרודיטה 3) (להלן: "קידוח A-3") ולסיימו עד לחודש אוגוסט 2023, ראה סעיף ה להלן. בהמשך לאמור, ביום 14.2.2025 אישרה ממשלת קפריסין תוכנית פיתוח מעודכנת של המאגר, המבוססת על תוכנית הפיתוח המקורית (להלן: "תוכנית הפיתוח המעודכנת"), ובמקביל נחתם תיקון נוסף להסכם הזיכיון המסדיר אבני דרך מעודכנות לפיתוח המאגר ומבטל את הודעת ההפצה שניתנה לשותפים במאגר, כמפורט בסעיף ג להלן.

ב) במסגרת הסכם הזיכיון, כפי שתוקן ביום 14.2.2025 במקביל לאישור של תוכנית הפיתוח המעודכנת (להלן: "מועד אישור התוכנית"), התחייבו השותפים, בין היתר, לעמוד באבני הדרך העיקריות לקידום פיתוח המאגר, כדלקמן:

1. השלמת ביצוע קדם תכנון (Pre-FEED) בתוך 9 חודשים ממועד אישור התוכנית;

2. תחילת ביצוע תכנון ההנדסי מפורט (FEED) בתוך 11 חודשים ממועד אישור התוכנית;

3. השלמת ביצוע FEED בתוך 23 חודשים ממועד אישור התוכנית;

4. קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח המאגר בתוך 28 חודשים ממועד אישור התוכנית.

עד למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12 לעיל, כפי שעודכנה ביום 14.2.2025 במסגרת התיקון האחרון להסכם הזיכיון, קוימה במלואה. יצוין כי, אי-עמידה באבני הדרך שהוגדרו בהסכם הזיכיון תהווה עילה לביטול הזיכיון, אלא אם זו נבעה מ"כוח עליון" (כהגדרתו בהסכם הזיכיון).

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

2. בלוק 12 בקפריסין (המשך):

א) לפרטים אודות ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום שהמציאה קבוצת דלק לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכוח הסכם הזיכיון ראה ביאור 20.

ד) תוכנית הפיתוח המקורית של מאגר אפרודיטה, אשר אושרה כאמור על-ידי ממשלת קפריסין ביום 7.11.2019, כללה הקמת מתקן טיפול והפקה צף מעל המאגר בשטח הרישיון (להלן: "מתקן ההפקה הצף") ומערך הולכה תת-ימי לשוק המצרי. במהלך השנים 2023-2024 ביקשו השותפים לקבל את אישור ממשלת קפריסין לעריכת שינויים במתווה של תוכנית ההפקה המקורית, אך בקשות אלו לא אושרו, ובמהלך תקופה זו לא עמדו השותפים באבן הדרך לביצוע ה- FEED כפי שנקבעה בהסכם הזיכיון באותה עת. על רקע זה, ביום 25.8.2024 קיבלה המפעילה במאגר אפרודיטה הודעת הפרה משר האנרגיה בממשלת קפריסין, לפיה לשותפים במאגר עומדים 3 חודשים לרפא את ההפרה הנוטעת (להלן: "תקופת הריכוף"). בעקבות כך, נערכו פגישות ושיחות בין נציגי הצדדים, וביום 17.9.2024 נחתם הסכם בין השותפים במאגר לבין ממשלת קפריסין, במסגרתו הוסכמה הקפאת מצב (Standstill), וזאת במטרה להמשיך ולקיים דיונים על מנת לקבל אישור לתוכנית פיתוח מעודכנת שהוכנה על-ידי השותפים על בסיס התוכנית המקורית. בהמשך לכך, ביום 14.2.2025 אישרה כאמור ממשלת קפריסין את תוכנית הפיתוח המעודכנת, המבוססת על תוכנית הפיתוח המקורית, ולפיה יוקם מתקן ההפקה הצף, עם יכולת הפקה מירבית של כ- 800 MMCF ליום, באמצעות 4 בארות הפקה בשלב הראשון, ושממנו יוזרם הגז הטבעי באמצעות צנרת תת-ימית למערכת ההולכה המצרית. בהתאם להערכה עדכנית של המפעילה במאגר, בטרם סיום בדיקות היתכנות טכניות-כלכליות, לרבות ביצוע ה- Pre-FEED וה- FEED, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח המעודכנת, מוערכת בכ- 4 מיליארד דולר (100%). יודגש כי, הוצאה לפועל של תוכנית הפיתוח המעודכנת והגעה לקבלת החלטת השקעה סופית (FID), מותנים, בין היתר, בביצוע ה- Pre-FEED וה- FEED ובתוצאותיהם, בגיבוש הסדרים מסחריים לפיתוח ולהקמה של הצנרת לייצוא, בחתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי ובהתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, בקבלת אישורים רגולטוריים וכן בגיבוש הסדרים מימוניים. ככל שיתקיימו התנאים המתלים המפורטים לעיל, תחילת אספקת הגז הטבעי מהמאגר צפויה לחול בשנת 2031.

ביום 17.2.2025 חתמו השותפים יחד עם ממשלת קפריסין, חברת ההידרוקרבונים של קפריסין (CHC) ממשלת מצרים וחברת הגז הלאומית המצרית (להלן: "EGAS"), על מזכר הבנות בלתי מחייב המתווה את המסגרת להמשך המשא ומתן בקשר עם יצוא הגז הטבעי מהמאגר למצרים, לרבות הקמת תשתית ההולכה הנדרשת והסדרי המכירה (להלן בסעיף זה: "מזכר ההבנות"). על-פי מזכר ההבנות, EGAS תשמש כרוכשת הבלעדית של הגז הטבעי שיופק מהמאגר, כאשר לשותפים תוענק אפשרות לרכוש כמויות מסוימות מהגז שיימכר ל- EGAS כגז טבעי נוזלי (LNG). כמו כן, כולל מזכר ההבנות עקרונות בקשר עם הקמת תשתית ההולכה הנדרשת והסדרי המכירה, אשר יעוגנו בהסכמים מפורטים המיועדים להיחתם בין הצדדים בהמשך.

ה) בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון, ביום 15.9.2022 אישרו השותפים תקציב לביצוע קידוח A-3 בסך של 130 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 39 מיליון דולר). קידוח A-3 הוא קידוח הערכה שתכליתו היתה לאשש את הערכות המפעילה והשותפות לגבי טיב המאגר והיקפו, ואשר מיועד לשמש בעתיד כבאר הפקה. קידוח A-3 החל בחודש מאי 2023, והסתיים בחודש יולי 2023, בהתאם ללוחות הזמנים ובמסגרת התקציב.

ו) בעקבות השלמת קידוח A-3 בחודש ספטמבר 2023 הוכן דוח הערכת משאבים על ידי NSAI בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), כמות המשאבים המותנים של גז טבעי המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), במאגר אפרודיטה, נכון ליום 31.8.2023, נעה בין כ- BCM 126 (האומדן הגבוה) לבין כ- BCM 74 (האומדן הנמוך). על פי הדוח האמור, כמות המשאבים המותנים של הקונדנסט במאגר אפרודיטה המסווגות בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) נעה בין כ- Million Barrels 10.6 (האומדן הגבוה) לבין כ- Million Barrels 5.1 (האומדן הנמוך). נכון ליום 31.12.2024, לא חל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח האמור. ראו ביאור 10ג7 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

- ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):
2. בלוק 12 בקפריסין (המשך):

ז) יצוין כי, מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ואחוזים בודדים משטחו מצויים בשטח רישיון 370/ישי (להלן: "רישיון ישי"), אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל. עוד יצוין כי, השותפים במאגר אפרודיטה קיבלו בעבר פניות הן מהשותפים ברישיון ישי, הן ממשרד האנרגיה של מדינת ישראל, והן ממשרד האנרגיה של קפריסין, בקשר עם הצורך בהסדרת זכויות הצדדים כאמור טרם קבלת החלטה על פיתוח מאגר אפרודיטה. עמדת השותפים במאגר אפרודיטה נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הינה כי העניין נתון לסמכות הממשלות וכי הם יפעלו בהתאם למנגנון להסדרת זכויות הצדדים ככל שייקבע על-ידי הממשלות ובהתאם לדין הבינלאומי ולמקובל בתעשייה. ביום 11.4.2022 פרסם משרד האנרגיה הישראלי כי שרות האנרגיה של ישראל וקפריסין סיכמו על מינוי מומחה חיצוני שיבחן את כמות הגז הטבעי במאגר ויקבע את חלוקתו בין שטחי המים הכלכליים של ישראל וקפריסין. למיטב ידיעת השותפות, ביום 29.1.2024 התקיימה שיחה בין שרי האנרגיה של ישראל וקפריסין, במסגרתה סוכם על הגברת המאמצים בין הממשלות לפתרון הנושא בהקדם האפשרי. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, למיטב ידיעת השותפות, כפי שנמסר לה על-ידי שברון קפריסין, נשיא קפריסין הביע התחייבות להגיע להסכמות עם מדינת ישראל בקשר עם מינוי מומחה חיצוני בלתי תלוי על מנת לפתור את הנושא. מעבר לכך, קיימת מחלוקת בין קפריסין לטורקיה בקשר עם הזכויות במים הכלכליים של קפריסין אשר עשויה להשפיע על פעילות השותפות ברישיון. עם זאת, יצוין כי בהתאם לדיווחיה הרשמיים, ממשלת טורקיה אינה טוענת לבעלות על השטחים בהם מצוי בלוק 12.

3. עסקה משותפת "ים תטיס":

- א) עסקה משותפת "ים תטיס" נמצאת בשטחי החזקות "אשקלון" ו-"נועה". הפקת הגז הטבעי בפרויקט ים תטיס החלה בחודש מרץ 2004 והופסקה בחודש מאי 2019 בעקבות מיצוי (Depletion) המאגרים.
- ב) במהלך שנת 2021, החלה המפעילה לבצע פעולות של הוצאה מכלל שימוש (Decommissioning) של מתקני הפרויקט, למעט הפלטפורמה, שני צינורות גז תת-ימיים (להלן: "שני צינורות הגז התת-ימיים") ומתקן הקבלה, בהתאם לתוכנית שאושרה על-ידי הממונה. בחודש יולי 2024 הודיעה המפעילה לשותפים בפרויקט ים תטיס כי הפעולות האמורות הושלמו, וכי דוחות מסכמים הוגשו לממונה. במקביל, מתקיים דיון אודות שימושים עתידיים אפשריים ו/או הוצאה מכלל שימוש של פלטפורמת ים תטיס וזאת בשים לב לזיקה המתקיימת בין מתקני פרויקט ים תטיס לבין ההפקה מפרויקט תמר. עלות פעולות ההוצאה מכלל שימוש של מתקני ים תטיס, למעט הפלטפורמה, שני צינורות הגז התת-ימיים ומתקן הקבלה החופי כאמור, הסתכמה לסך של כ- 273 מיליון דולר (100% חלק השותפות בסך של כ-130 מיליון דולר). בנוסף, בהתאם לבקשתו, הוצג לממונה סקר השוואתי, אשר נערך על-ידי מומחה בלתי תלוי, התומך בהשאת שני צינורות הגז התת-ימיים, וזאת לאחר שנשטפו ונאטמו בהתאם לתוכנית שאושרה על-ידי הממונה כאמור. על-פי חוות דעת המומחה, העלות הכרוכה בהוצאה של שני צינורות הגז התת-ימיים צפויה להסתכם בכ- 45 מיליון דולר (100%).
- נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, טרם התקבל אישור הממונה בקשר עם סיום פעולות ההוצאה מכלל שימוש של פרויקט ים תטיס, ובכלל זאת, בקשר עם שני צינורות הגז התת-ימיים. לפרטים אודות טיטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה להערות הציבור, ראו ביאור 8ח12 להלן.
- ג) לפרטים בדבר הסכם אספקת גז טבעי בין שותפי לווייתן לבין שותפי ים תטיס שהסתיים ראה ביאור 7ג12 להלן.
- ד) לפרטים בדבר הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס ראה ביאור 12' להלן.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

4. רישיון בוז'דור במרוקו:

ביום 6.12.2022 חתמה השותפות ביחד עם חברת Adarco Energy Limited⁸ (להלן: "אדרקו") על הסכמים בנוגע לפעילות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי ברישיון החיפוש Boujdour Atlantique, הנמצא באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו (להלן בסעיף זה: "נכס הנפט" או "הרישיון")⁹, עם המשרד הלאומי להידרוקרבונים ומכרות של מרוקו (Office National des Hydrocarbures et des Mines, "ONHYM") (להלן בסעיף זה: "ההסכמים"). ההסכמים מקנים, בין היתר, לשותפות ולאדרקו (כל אחת) 37.5% מהזכויות¹⁰ ברישיון, כשיתרת הזכויות ברישיון, בשיעור של 25%, מוקנית ל-ONHYM, בהתאם לאסדרה הקיימת במרוקו. ביום 1.6.2023 חתמה ניו-מד מרוקו, על ההסכמים חלף השותפות ונכנסה בנעליה. כמו כן, מקנים ההסכמים לשותפות, לאדרקו ול-ONHYM זכות לחפש הידרוקרבונים בשטח הרישיון לתקופה בת 8 שנים, בכפוף לעמידה בתוכנית עבודה, הניתנת להארכה במקרה של תגלית. ניו-מד מרוקו הינה המפעילה ברישיון. במהלך תקופת החיפושים, השותפות ואדרקו יישאו, בנוסף לחלקם היחסי בעלויות, גם בעלויות בגין חלקה של ONHYM, בהתאם לאסדרה הקיימת במרוקו. כמו כן, ההסכמים עם ONHYM כוללים הוראות נוספות, בין היתר, בנוגע לבונוסים המשולמים ל-ONHYM בהתאם לעמידה באבני דרך של תפוקה מהרישיון, תמלוגים למדינת מרוקו, קנסות במקרה של אי עמידה בהתחייבויות לפי ההסכמים, ערבויות, יציבות בנוגע לתנאים כלכליים, התחייבויות להכשרה מקצועית בשוק המקומי, וכן הוראות בנוגע לתפעול המשותף של הרישיון. ביום 2.1.2023 אישרה האסיפה כללית של בעלי היחידות את התקשרות השותפות בהסכמים, אשר מותנים גם בקבלת אישור משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו, וכן לאשר הימנעות מחלוקת רווחים לצורך ביצוע הפעולות האמורות בהתאם לתוכנית עבודה ולתקציבים אשר יאושרו על-ידי השותפים ברישיון ובהתאם לתנאיו. יצוין כי, בחודש דצמבר 2022 העמידה השותפות לטובת ONHYM ערבות בנקאית בסך של כ-1.75 מיליון דולר (100%). עוד יצוין כי, הרישיון נמצא מול חופי המכונה היסטורית לעיתים בשם "הסהרה המערבית", אשר ריבונותו על-פי האו"ם נתונה במחלוקת. בחודש דצמבר 2020 נחתם הסכם נורמליזציה בין ישראל ומרוקו אשר במסגרתו, בין היתר, הכירו ישראל וארצות הברית בריבונות מרוקו באזור זה. בחודש יולי 2024 נמסר לשותפים ברישיון כי המשרד לשינוי אנרגטי והפיתוח בר קיימא של מרוקו העניק להם את הזכויות בו. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, אישרו השותפים ברישיון בוז'דור תקציב לשנים 2024-2025 בסך של כ-4.7 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-4 מיליון דולר).

5. רישיון ערן:

השותפות החזיקה בעבר בכ-22.67% מהזכויות ברישיון ערן, אשר פקע ביום 14.6.2013. בעקבות החלטת הממונה שלא להאריך את תוקפו של רישיון ערן, ביום 3.10.2013 הגישו בעלי הזכויות ברישיון ערן (ובהם השותפות אשר החזיקה כ-45.34% מהזכויות ברישיון) לשר האנרגיה ערעור על החלטתו של הממונה כאמור. ביום 10.8.2014 דחה שר האנרגיה את הערעור. על החלטה זו הגישו בעלי הזכויות ברישיון ערן (ובהם השותפות) ביום 17.11.2014 עתירה לבג"ץ. ביום 2.6.2016 נתן בג"ץ תוקף של החלטה להסכמת הצדדים לפנות להליך גישור להצעתו. בהסכמת הצדדים, מונה נשיא בית המשפט העליון (בדימ') א' גרוניס כמגשר. בתום הליך הגישור, הגיעו הצדדים להסכמות שעוגנו במסגרת הסדר גישור. הסדר גישור זה הוגש לבית המשפט ביום 20.3.2019 אשר התבקש ליתן להסדר תוקף של פסק דין. במסגרת הסדר הגישור הסכימו הצדדים לגישור (על דעת שותפי תמר) על חלוקתו של מאגר תמר SW בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%). בנוסף, הוסכם כי הזכות בשטח רישיון ערן תחולק ביחס של 76% למדינה ו-24% לבעלי הזכויות ברישיון ערן עובר לפקיעתו (באופן יחסי לשיעור החזקתם ברישיון). ביום 11.4.2019 ניתן תוקף של פסק דין להסדר הגישור המוסכם על הצדדים, כאמור לעיל. בין שותפי תמר לבין מדינת ישראל ולבעלי הזכויות ברישיון ערן, מתנהל משא ומתן לגבי האופן בו יוסדרו זכויות המדינה ובעלי זכויות ברישיון ערן בנושאים נלווים נוספים. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הצדדים טרם הגיעו לכלל הסכמה בדבר אופן יישום הסדר הגישור, כמפורט לעיל.

⁸ כפי שנמסר לשותפות על-ידי אדרקו, אדרקו הינה חברה בשליטת מר יריב אלבז (משקיע מרוקאי) ובני משפחתו.

⁹ יצוין כי, הרישיון כולל בפועל 17 שטחי רישיונות שונים.

¹⁰ זכויות השותפות בנכס הנפט כפופות לתמלוגים המשולמים למדינת מרוקו. בהתאם לאסדרה המקומית במרוקו, גובה התמלוג תלוי בעומק המים בקידוח ובמצאים (גז או נפט). בקידוח שבו עומק המים עולה על 200 מטר ישולמו במקרה של תגלית נפט תמלוגים בשיעור שנתי של 7%. לעומת זאת, במקרה של תגלית גז בעומק האמור או יותר ישולמו תמלוג בשיעור של 3.5%. חובת תשלום התמלוג חלה ביחס לכמויות שעולות על 500,000 טון נפט או BCM 0.5 גז טבעי. הנתונים בטבלה לעיל חושבו בהנחה של תגלית גז (קרי, תמלוג בשיעור של 3.5%). עוד יצוין כי, בהתאם לאסדרה במרוקו, קיים פטור ממש חברות לתקופה של 10 שנים לאחר תחילת הפקה, ולאחר מכן משולם מס חברות בשיעור של 31% (הן בתגלית גז והן בתגלית נפט).

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

6. רישיונות חיפוש במקבץ "ו", בשטח בלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, במים הכלכליים של מדינת ישראל (להלן בסעיף זה: "הרישיונות במקבץ ו" או "הרישיונות").

ביום 29.10.2023 הודיע הממונה לשותפות ולחברות State Oil Company of Azerbaijan Republic (להלן: "SOCAR") ו-BP (ולהלן יחד בסעיף זה: "השותפים") על זכיית ההצעה שהגישו בקשר עם הרישיונות במקבץ "ו", במסגרת ההליך התחרותי הרביעי לחיפוש גז טבעי באזור הצפון-מערבי של המים הכלכליים של מדינת ישראל. שיעור ההחזקה של השותפות ו-BP במיזם המשותף הינו 33.33% כל אחת, ושל SOCAR הינו 33.34%. יצוין כי, השותפים ממשיכים לפעול בהתאם לתנאי הסכם אשר הסדיר, בין היתר, את תנאי ההצעה כאמור, וכן קבע עקרונות להסכם התפעול המשותף אשר צפוי להיחתם לאחר הענקת הרישיונות. ביום 18.12.2023 אישרה האסיפה כללית של בעלי היחידות את השתתפות השותפות בפעולות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח הרישיונות, וכן הימנעות מחלוקת רווחים לצורך השקעה בפעולות בשטח הרישיונות, בהתאם לתוכניות העבודה כפי שיאושרו על-ידי השותפים ברישיונות מעת לעת. השלמת תהליך הנפקת הרישיונות לשותפים, בהתאם להוראות חוק הנפט, התקנות ותנאי ההליך התחרותי, טעונה, בין היתר, העמדת ערבות בסך של 5 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 1.7 מיליון דולר) ותשלום מענק חתימה למשרד האנרגיה בסך של כ- 5 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 1.7 מיליון דולר), עד ליום 28.12.2023. בחודש דצמבר 2023 העמידו השותפים את הערבות וכן שילמו את מענק החתימה, כאמור לעיל. עקב המלחמה שנמשכה לאורך כל שנת 2024 התעכב הליך הנפקת הרישיונות, ולהערכת השותפות הענקת הרישיונות צפויה עד לסוף חודש מרץ 2025.

7. בלוק Han Asparuh1-21 המצוי בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור (להלן: "רישיון בולגריה" או "הבלוק"):

בחודש נובמבר 2024 התקשרה השותפות בהסכם לרכישת זכויות בשיעור של 50% ברישיון שהוענק על-ידי ממשלת בולגריה ביחס לשטח הבלוק, זכויות בהסכם לחיפוש גז טבעי ונפט בשטח הבלוק שנחתם עם ממשלת בולגריה, וזכויות בהסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement, JOA) אשר יחול בין השותפים בבלוק (להלן בסעיף זה: "הסכם רכישת הזכויות" או "ההסכם"). ההסכם נחתם בין ניו-מד בלקן (להלן בסעיף זה: "הרוכשת") לבין OMV Offshore Bulgaria GmbH (להלן בסעיף זה: "OMV Bulgaria" או "המוכרת"), חברה בת של OMV Petrom, אשר למיטב ידיעת השותפות הינה חברה ציבורית הנסחרת בבורסת בוקרשט ברומניה ונחשבת לתאגיד האנרגיה הגדול ביותר באזור דרום-מזרח אירופה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, OMV Bulgaria מחזיקה במלוא הזכויות (100%) בבלוק.

יובהר כי, המידע המפורט בסעיף זה מבוסס על ההנחה שהעברת הזכויות לרוכשת תושלם בימים הקרובים, כך שהרוכשת תחזיק 50% מהזכויות ברישיון ויתרת הזכויות (50%) תוחזק בידי המוכרת. יצוין כי, ביום 9.1.2025 אישרה האסיפה כללית של בעלי היחידות את התקשרות השותפות בהסכם, וכן אישרה הימנעות מחלוקת רווחים לצורך ההשקעה. לפרטים בדבר תגמול הוני בשיעור של 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן למר אבו, ראה ביאור 6.ג20.

להלן מובא תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

א. בתמורה להעברת הזכויות בבלוק, התחייבה הרוכשת לשאת במימון חלקה של המוכרת בעלויות קידוח החיפוש הבא שיבוצע בפרוספקט Vinekh בשטח הבלוק (מבין מספר פרוספקטים ומובילים (leads)) (להלן: "הקידוח הראשון"), עד לסכום כולל שלא יעלה על 50 מיליון אירו (כ- 52 מיליון דולר), וכן לשאת במימון חלקה של המוכרת בעלויות קידוח נוסף בבלוק, שיהיה קידוח חיפוש בפרוספקט נוסף בשטח הבלוק או קידוח הערכה בפרוספקט Vinekh (במקרה של תגלית מסחרית בו), בהתאם להמלצת OMV Bulgaria כמפעילה ולאישור ניו-מד בלקן, לאחר השלמת הקידוח הראשון, וזאת עד לסכום כולל (נוסף) שלא יעלה על 50 מיליון אירו (להלן: "הקידוח השני", וביחד עם הקידוח הראשון: "שני הקידוחים"). יובהר כי, על-פי תנאי ההסכם, לא מוקנית לרוכשת זכות לקבל מהמוכרת החזר של הנשיאה בסכומים אשר הרוכשת תעמיד לטובתה, כמפורט בסעיף זה לעיל, וכי מעבר לסכומים כאמור, יישאו המוכרת והרוכשת בחלקן היחסי (50%-50%) בהוצאות הפרויקט. יצוין כי, הסכומים כאמור כוללים את הוצאות התפעול בקשר עם הרישיון במהלך תקופת הביניים שבין מועד חתימת ההסכם ועד למועד השלמת העסקה (Closing) בסך של 5 מיליון אירו (כ- 5.2 מיליון דולר), וכן את ההוצאות שבהן נשאה המוכרת ביחס

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

7. בלוק Han Asparuh1-21 המצוי בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור (להלן: "רישיון

בולגריה" או "הבלוק") (המשך):

א. (המשך):

- להיערכות לקידוחים בסך של כ- 5 מיליון אירו. בנוסף, הוסכם כי הרוכשת תישא באגרות שישולמו לממשלת בולגריה בגין העברת הזכויות.
- ב. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, השותפות בוחנת באמצעות יועציה המשפטיים החיצוניים אם ההתחייבות לתשלום תמלוגי-על לקבוצת דלק ולחברה בת שלה וכן לבעלי תמלוגים שהם צדדים שלישיים, חלה גם ביחס לזכויותיה ברישיון בולגריה. יצוין כי, בקשר לכך הבהירו בעלי התמלוגים את עמדתם בדבר חובת תשלום תמלוג-על בגין זכויות השותפות ברישיון בולגריה, והוסיפו כי יפעלו כנגד כל ניסיון להתנער מחובת תשלום זו.
- ג. החל ממועד השלמת העסקה תישא הרוכשת, לפי חלקה ברישיון, בכל ההוצאות, התשלומים, החבויות וההתחייבויות החלים בגין הבלוק ועל-פי הוראות כל דין, למעט האמור לעיל בקשר עם שני הקידוחים ולמעט חבויות והתחייבויות מסוימות לגביהן נקבע בהסכם שיוותרו באחריות המוכרת גם לאחר מועד השלמת העסקה, ביחס לתקופה שקדמה להשלמת העסקה, ובכלל זאת דרישות תשלום שהוצאו בגין הבלוק לפני השלמת העסקה וכן חבויות והתחייבויות בנוגע לשמירה על הסביבה או לעמידה בהוראות הדין הנוגעות לשמירה על הסביבה, ככל שהיו קיימות לפני מועד השלמת העסקה או שהיו ידועות למוכרת לפני מועד השלמת העסקה.
- ד. במועד השלמת העסקה יתקשרו הצדדים בהסכם תפעול משותף (JOA) בנוסח מוסכם, במסגרתו ייקבע, בין היתר, כי המוכרת תמשיך לשמש כמפעילה (Operator) ברישיון.
- ה. בהסכם נקבעו מספר תנאים מתלים להשלמת העסקה, ובכלל זאת התנאי בדבר התקשרות הצדדים עם ממשלת בולגריה בהסכם המאשר את העברת הזכויות לרוכשת, אשר נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים טרם התקיים.
- ו. השלמת העסקה תבוצע ביום בו הצדדים וממשלת בולגריה יתקשרו בהסכם המאשר את העברת הזכויות לרוכשת, או במועד אחר כפי שיוסכם בין הצדדים.
- ז. בהסכם נקבעו הוראות לגבי זכויות הצדדים לבטל את ההסכם לפני מועד השלמת העסקה, בכל אחד מהמקרים הבאים:
- 1) אי התקיימות התנאים המתלים בתוך 180 ימים ממועד חתימת ההסכם (או מועד מאוחר יותר, כפי שיוסכם בין הצדדים);
 - 2) אירוע חדלות פירעון של הצד האחר;
 - 3) הצד האחר לא עמד בהתחייבויותיו ביחס לתקופה שלפני מועד השלמת העסקה, ולא ריפא הפרה זו בתוך 14 יום ממועד קבלת הודעה בכתב;
 - 4) לרוכשת תעמוד זכות לביטול ההסכם אם התקיים "שינוי מהותי לרעה" ביחס לזכויות המועברות, וכן, בתנאים מסוימים שנקבעו, במקרה של הפרת מצגים של המוכרת.
- ח. ההסכם כפוף לדין האנגלי וכל סכסוך בנוגע להסכם ייושב בבוררות בפריז אשר תנוהל לפי כללי בית הדין הבינלאומי לבוררות בפריז (International Court of Arbitration) בחסות לשכת המסחר הבינלאומית.
- ט. בהסכם נקבעו הוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה, ובכלל זאת התחייבויות הדדיות לשיפוי מקרה של הפרת מצגים והתחייבויות.

8. רישיונות אופק חדש/ 405 (להלן: "אופק") ויהל חדש/ 406 (להלן: "יהל"):

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם חברת SOA (להלן בסעיף זה: "המפעילה") בהסכם לרכישת זכויות בשיעור 25% (מתוך 100%) בכל אחד מרישיונות אופק ויהל, המצויים ביבשה. בכוונת השותפים ברישיון אופק היה לבצע מבחני הפקה בקידוח קיים, אופק 2-מעקף (להלן בסעיף זה: "הקידוח"). ביום 20.6.2022 פקע תוקפם של רישיונות אופק ויהל. ביום 7.11.2024 קיבלו השותפים ברישיון אופק מכתב מהממונה, לפיו, בין היתר, יש להשלים את נטישת הקידוח עד ליום 31.3.2025. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, עדכנה המפעילה את השותפות כי החלו עבודות ההכנה לקראת האטימה והנטישה של הקידוח, וכי היא מצויה בקשר רציף עם הממונה בקשר עם לוחות הזמנים לסיים העבודות כאמור.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

9. עסקה משותפת "מיכל מתן" (פעילות שהופסקה):

(א) עסקה משותפת "מיכל מתן" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות תמר 12/1 ודלית 13/1 (להלן בסעיף זה: "פרויקט תמר" ו/או "חזקות תמר ודלית" ו/או "החזקות").

(ב) בהתאם להוראות מתווה הגז אשר, בין היתר, חייבו את השותפות למכור את מלוא החזקותיה בחזקות תמר ודלית, ביום 2.9.2021 התקשרה השותפות בהסכם למכירת יתרת זכויות השותפות בשיעור של 22% בפרויקט תמר ל-Tamar Investment 1 RSC Limited ו-Tamar Investment 2 RSC Limited¹¹ (להלן בסעיף זה: "הרוכשות" ו-"ההסכם", לכי העניין). ביום 9.12.2021 הושלמה העסקה, ותמורת הממכר התקבלה בידי השותפות בסך של כ-955¹² מיליון דולר.

להלן מובא תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

(1) הממכר, כפי שהוגדר בהסכם, כולל את זכויותיה של השותפות בשיעור של 22% בכל אחת מהחזקות תמר ודלית, ביחד עם חלקה של השותפות במניות חברת תמר צינור 10 אינטש בע"מ (בעלת רישיון ההולכה לפי סעיף 10 לחוק משק הגז הטבעי), וזכויותיה והתחייבויותיה של השותפות בהסכם התפעול המשותף החל על החזקות, הסכם השימוש במתקני ים תטיס (ביחס לחלקה של השותפות כבעלת זכויות בחזקת תמר), בהסכמי מכירת גז טבעי וקונדנסט מחזקת תמר, בהסכמים לייצוא גז טבעי (לרבות ההסכמים הקשורים להסכמי הייצוא וכן אישורי הייצוא לירדן ולמצרים) ובהסכמים נלווים נוספים בין בעלי הזכויות בחזקות.

(2) זכויותיה של השותפות בחזקות תועברנה לרוכשות בכפוף לתמלוגים הקיימים בחזקות בהן נשאה השותפות, ובהתאם, חובת התשלומים לבעלי התמלוגים תחול על הרוכשות.

(3) החל מיום 1.8.2021 (להלן: "המועד הקובע") תישאנה הרוכשות, כל אחת לפי חלקה, בכל ההוצאות, התשלומים, הערבויות, הביטחונות וההתחייבויות החלים בגין הממכר ועל-פי הוראות כל דין, למעט התחייבויות מסוימות לגביהן נקבע בהסכם שייותרו באחריות השותפות גם לאחר השלמת העסקה, כמתואר להלן. יציין כי, על-פי תנאי ההסכם זכאית השותפות לקבלת סכומים בגין תמלוגים ששולמו ביתר למדינה ולבעלות תמלוג העל בגין פרויקט תמר, אם טענות שותפי תמר בנושא זה תתקבלנה (ראה ביאור 7ב15 להלן).

(4) השותפות תישא בכל ההוצאות, התשלומים, הערבויות, הביטחונות וההתחייבויות החלים בגין הממכר ועל-פי הוראות כל דין עד המועד הקובע, לרבות המיסים בגין מכירת הממכר והיטל לפי חוק ההיטל בגין כמויות ההידרוקרבונים, שנמכרו עד המועד הקובע.

השותפות תיוותר אחראית לחבויות המפורטות להלן גם לאחר השלמת העסקה: (א) חבויות בקשר עם הממכר ביחס לתקופה שקדמה למועד הקובע (למעט תקלות ובלאי למתקנים ולציוד של פרויקט תמר שהיו קיימים קודם למועד הקובע אך לא היו ידועים לשותפות); (ב) חבויות ביחס להידרוקרבונים אשר הופקו מהחזקות קודם למועד הקובע; (ג) חבויות בקשר עם הבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על-ידי צרכן של חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל") נגד בעלי הזכויות בחזקת תמר, לרבות כל ערעור והליך אחר בקשר לכך; (ד) דרישות תשלום על-פי הסכם התפעול המשותף בחזקות, אשר נשלחו על-ידי המפעיל בפרויקט תמר לפני המועד הקובע; ו- (ה) חבויות בקשר עם מפגעים סביבתיים באזור החזקות, ככל שהיו קיימים קודם למועד הקובע או ידועים לשותפות לפני מועד השלמת העסקה.

(5) במסגרת ההסכם נתנה השותפות לרוכשות מצגים שונים כמקובל בעסקאות מעין אלו, ובכלל זאת מצגים בנוגע לזכויותיה בממכר וגילוי לרוכשות של המידע המהותי הנוגע לממכר, לרבות, בין היתר, עמידה בתנאי החזקות, תוקף ההסכמים המהותיים והיעדר הפרה, הליכים משפטיים רלוונטיים לממכר, עמידה בהוראות הדין החלות ביחס לממכר, המיסוי החל ונתונים פיננסיים של הפרויקט המשותף.

בהסכם נקבעו הוראות לפיהן התחייבה השותפות לשפות את הרוכשות בגין כל נזק או חבות אשר ייגרמו להן בקשר עם תביעות, טענות או הליך משפטי אחר כתוצאה מהפרת מצג ובלבד שהשותפות לא תהיה אחראית על נזק עד אשר סך הנזק האמור יעלה על 2.5 מיליון דולר ושסך השיפוי בו תחויב השותפות לא יעלה על 35% מהתמורה ששולמה בגין הממכר, אך למעט ביחס למצגים מסוימים שהוגדרו כ"מצגים יסודיים" (שבהם סך השיפוי לא יעלה על 100% מהתמורה) או במקרה של תרמית (שביחס אליה לא נקבעה תקרת אחריות). השותפות לא תהיה אחראית כלפי הרוכשות בגין הפרה של המצגים אלא אם נמסרה דרישת שיפוי עד לתום

¹¹ למיטב ידיעת השותפות, הרוכשות הן חברות ייעודיות (SPCs) שהוקמו לצורך העסקה ומוחזקות (בשרשור) על-ידי MDC Oil & Gas Holding Company LLC, תאגיד מקבוצת Mubadala Investment Company PJSC, שהיא חברה בבעלות ממשלת אבו דאבי.

¹² ראה ה"ש 5 לעיל.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

9. עסקה משותפת "מיכל מתן" (פעילות שהופסקה) (המשך):

(ב) (המשך):

18 חודשים ממועד השלמת העסקה (או 36 חודשים ביחס למצגים היסודיים כאמור ועד לתום תקופת ההתיישנות הרלוונטית ביחס למצגים הנוגעים לחבויות במס).

6) השותפות התחייבה לשפות את הרוכשות בגין אירועים חריגים, ובכלל זה חיובי יתר של הרוכשות בהיטל רווחי נפט בקשר עם מחלוקות מסוימות הקיימות בין השותפות לבין רשויות המס בנוגע לאופן חישוב ההיטל ביחס להכנסות והוצאות בתקופה שלפני המועד הקובע, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם, עד לתקרת שיפוי מרבית של 15 מיליון דולר.

7) הדין החל על ההסכם הוא דין אנגליה. כל סכסוך בין הצדדים להסכם יוכרע בהליך בוררות שיתקיים בפני 3 בוררים בלונדון לפי כללי ה-London Court of International Arbitration.

ג) פעילות מופסקת פרויקט תמר -

להלן נתונים על תוצאות הפעולות המתייחסים לפעילות שהופסקה בתקופות הדוחות הכספיים המאוחדים:

לשנה שנסתיימה ביום			
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
-	-	-	הכנסות:
-	-	-	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
¹⁴ (15.3)	¹³ 2.6	¹¹ (1.0)	בתוספת (בניכוי) תמלוגים
(15.3)	2.6	(1.0)	הכנסות (הוצאות), נטו
-	-	-	הכנסות (הוצאות) אחרות
0.4	-	0.6	החזר הוצאות ביטוח
(14.9)	2.6	(0.4)	רווח (הפסד) תפעולי לפני היטל רווחי נפט וגז
(2.1)	-	0.4	היטל רווחי נפט וגז
(17.0)	2.6	-	רווח (הפסד) תפעולי
3.8	(0.5)	(*)	מסים על ההכנסה
(13.2)	2.1	(*)	רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
4.3	-	-	רווח ממכירת נכסי נפט וגז
(8.9)	2.1	(*)	סה"כ רווח (הפסד) מפעילות מופסקת

(* נמוך מ-0.1 מיליון דולר

להלן נתונים על תזרימי המזומנים נטו המתייחסים לפעילות שהופסקה ושנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות):

לשנה שנסתיימה ביום			
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
4.0	(17.3)	20.2	שוטפת
15.8	-	-	השקעה
-	-	-	מימון

¹³ הסכום כולל, עדכון תמלוגי על בגין התאמת מועד החזר השקעה ועדכון תמלוגים למדינה ותמלוגי על בהתאם לאמור בביאור 7ב15 להלן ועדכון תמלוגים למדינה ותמלוגי על בקשר עם האמור בהערת שוליים 12.

¹⁴ כולל בעיקר תמלוגים ששולמו למדינה, ביתר ותחת מחאה, בגין הכנסות שנבעו לשותפות מהסכמי אספקת גז אשר נחתמו בין צרכני גז טבעי לבין שותפי ים תטיס. לאור קבלת פסק הדין כאמור בביאור 12וה1 להלן, הופחת נכס בגין התשלומים כאמור לדוח על הרווח כולל.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

10. הערכות עתודות גז טבעי, קונדנסט, משאבים מותנים ומנובאים:

ההערכות הנ"ל בדבר עתודות הגז הטבעי, הקונדנסט והמשאבים המותנים והמנובאים של גז טבעי ונפט בזכויות השותפות בחזקות, ברשיונות ובזיכיון לחיפושי נפט וגז מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר שנתקבל מתוצאות הקידוחים שבוצעו ומאת המפעילה בזכויות הנ"ל. ההערכות הנ"ל הינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות של NSAI, אשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטורים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

11. מידע נוסף:

שטרי החזקות בישראל ניתנו בכפוף לחוק הנפט והם מקנים לשותפים בחזקות זכות ייחודית להפיק נפט וגז טבעי בשטחי החזקות לתקופה של 30 שנה עם זכות להארכתם ב-20 שנה נוספות, בהתאם ובכפוף להוראות חוק הנפט.

ביאור 8 - נכסים אחרים לזמן ארוך:

א. הרכב:

31.12.2023	31.12.2024	
209.7	217.4	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה פסקה ב להלן)
15.7	21.3	משרד האנרגיה בגין תמלוגים (ראה ביאור 15)
1.9	2.6	בעלי עניין בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
4.3	5.7	צד שלישי בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
92.6	85.7	דמי גישה בגין הסכם בלו אושן (ראה ביאור 312) ¹⁵
19.5	9.7	סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאור 2123)
0.3	0.3	רכוש קבוע
2.5	2.2	נכס זכות שימוש בגין חכירה
12.6	12.6	היטל רווחי נפט וגז (ראה ביאור 19ג)
-	1.0	השקעה בפרויקט משותף עם Airovation Technologies (ראה ביאור 2122)
5.2	6.4	השקעה בתשתית וצנרת הולכת קונדנסט (ראה ביאור 112)
106.0	148.8	השקעה בתשתיות וצנרות להולכת גז טבעי לייצוא לירדן ומצרים (ראה ביאור 212) ¹³
470.3	513.7	סך-הכל

ב. הסכם למכירת זכויות בחזקות 17/1 כריש ו- 16/1 תנין (להלן בסעיף זה "חזקות"):

1) ביום 16.8.2016¹⁶, נחתם הסכם בין השותפות לבין חברת Ocean Energean Oil and Gas Ltd. (להלן: "הרוכשת" או "אנרג'יאן"), למכירת כלל זכויות השותפות ושברון¹⁷ בחזקות (להלן: "ההסכם" ו- "הזכויות הנמכרות" בהתאמה). בתמורה לתמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות: כ- 5.12% - לפני תשלום היטל רווחי נפט מכוח חוק ההיטל ולפני מועד החזר השקעה, כ- 2.47% לפני תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר השקעה וכ- 3.22% - עם תחילת תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר השקעה; ולתמורה כספית בסך של 40 מיליון דולר אשר שולמה בהשלמת העסקה ותמורה מותנית בסך 108 מיליון דולר בתוספת ריבית ב-10 תשלומים החל ממועד קבלת החלטת השקעה בחזקות (ראה סעיף 5 להלן).

¹⁵ ההשקעות כאמור מופחתות בקו ישר על פני תקופת ההסכמים עם נפקו ובלו אושן לפי העניין.

¹⁶ על-פי מתווה הגז, היה על השותפות ושברון למכור את כלל זכויותיהן בחזקות, ראה ביאור 12ח1.

¹⁷ בחודש נובמבר 2015 התקשרה השותפות עם שברון בהסכם הקניית זכויות, לפיו הקנתה שברון לשותפות את הזכות למכור את זכויותיה בחזקות.

ב. הסכם למכירת זכויות בחזקות 1/17 כריש ו- 1/16 תנין (להלן בסעיף זה "חזקות") (המשך):

(2) בין אנרג'יאן לשותפות הוחלפו מכתבים בקשר לטענות שהעלתה אנרג'יאן ביחס לזכויות השותפות לקבלת תמלוגים מחזקות כריש ותנין. לטענת אנרג'יאן (1) תמלוג העל של השותפות אינו חל ביחס למאגר כריש צפון (להבדיל ממאגר כריש) אשר בחודש אפריל 2019 הוכרז כתגלית גז טבעי (2) לא כל הנוזלים הפחמניים שיופקו מחזקת כריש הם בגדר קונדנסט על-פי ההסכם הכפוף לחובת תשלום תמלוגים. לעמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, לרבות ממאגר כריש צפון, וכי כלל הנוזלים הפחמניים אשר עתידים להיות מופקים מהמאגרים שבשטח החזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם הכפוף לתמלוגים. יצוין כי, לקראת סוף חודש אוקטובר 2022 דיווחה אנרג'יאן על הפקת גז ראשון מחזקת כריש ומכירתו ללקוחותיה, ובהתאם החלה לשלם תמלוגים לשותפות על פי ההסכם כאמור לעיל. על פי דיווחי אנרג'יאן, הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש צפון החלה בסוף חודש פברואר 2024. עד למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, משלמת אנרג'יאן לשותפות תמלוגים בגין הקונדנסט המופק מחזקת כריש לרבות מאגר כריש צפון, תחת מחאה.

(3) השותפות התקשרה עם מעריך שווי חיצוני בלתי תלוי על מנת לאמוד את השווי ההוגן של התמלוגים ליום 31.12.2024. להלן פרמטרים עיקריים מתוך הערכות השווי ששימשו למדידת התמלוגים והתשלומים השנתיים; שיעור ההיוון לפני מס שנאמד לרכיב התמלוגים נאמד ב-11.4% (2023: 10.88%); שיעור שווי התמלוגים למדינה בפי הבאר הינו 11.06%¹⁸; הפקת הגז מחזקת כריש: משנת 2022 ועד שנת 2044; תחזית קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת כריש: כ- 3.25 BCM; גז טבעי; קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת כריש של כ- 4.43 מיליון חביות קונדנסט; מועדי הפקת הגז מחזקת תנין: החל משנת 2029 ועד לשנת 2041; תחזית קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת תנין: כ- 1.99 BCM; גז טבעי; קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת תנין של כ-0.34 מיליון חביות קונדנסט; הסך הכולל של העתודות והמשאבים של גז טבעי ושל נוזלים פחמניים ששימשו את הערכת השווי הינה בהתאם לדוח המשאבים.

העדכון בהערכת השווי נובע בעיקר משיעורי ההיוון, מהתאמת לכמות ההפקה בפועל בשנת 2024 בהתאם להערכות שפורסמו על ידי אנרג'יאן ביחס לכך, מעדכון מחירי המכירה של גז טבעי ונוזלים פחמניים וכן מחלוקי הזמן (לניתוחי רגישות ביחס לפרמטרים הנזכרים לעיל ראה גם ביאור 21 להלן). למיטב ידיעת השותפות, ביום 21.3.2024 פירסמה אנרג'יאן דוח עתודות ומשאבים מעודכנים בחזקות ליום 31.12.2023, המיוחסים למאגרי כריש, כריש צפון ותנין. על פי דיווח זה עתודות הגז הטבעי בקטגוריית 2P הינן בסך של כ- 96.3 BCM והנוזלים הפחמניים הינם בסך של כ- 98.3 MMBBL. בהתבסס על הדוחות הכספיים של אנרג'יאן ליום 30 בספטמבר 2024, על התמלוגים שהתקבלו בפועל מאנרג'יאן, על יחס ההמרה בין כמות הגז הטבעי וכמות הנוזלים הפחמניים במאגרים ועל פרסום אנרג'יאן מיום 23.1.2025 הונח כי כמות הגז הטבעי והנוזלים הפחמניים שהפיקה אנרג'יאן בשנת 2024 נאמדת בכ- 4.45 BCM ובכ- 5.3 MMBBL, בהתאמה.

(4) ביום 24.3.2022 הודיעה אנרג'יאן לשותפות כי לשיטתה היא פועלת תחת תניית כוח עליון כהגדרתה בהסכם וכתוצאה מכך התשלום העיתי של שנת 2022 בגין ההלוואה, שנקבע לחודש מרץ 2022 יידחה. ביום 31.5.2022 הגישה השותפות תביעה כספית כנגד אנרג'יאן, בסכום כולל של 65.1 מיליון דולר ארה"ב, בתוספת הפרשי הצמדה כדין והפרשי ריבית שנתית מוסכמת של 4.6%. אנרג'יאן שילמה את התשלומים השנתיים בספטמבר 2022 ובאפריל 2023 בסך של כ-12.4 מיליון דולר וכ-13.3 מיליון דולר, בהתאמה. ביום 13.8.2023 אישר בית המשפט הסדר דיוני מוסכם בין הצדדים וביום 5.11.2023 ניתן תוקף של פסק דין להסכמות שהושגו בין הצדדים, אשר לפיהן אנרג'יאן תשלם לשותפות, בשני תשלומים בשנת 2024, סך כולל של כ- 47.4 מיליון דולר, המהווה את מלוא יתרת התמורה בתוספת ריבית שנתית מוסכמת. האמור מהווה סילוק מלא וסופי של טענות הצדדים ביחס למחלוקות מושא ההליך המשפטי. יצוין כי, בהתאם להסדר, בחודשים מרץ ומאי 2024 שילמה אנרג'יאן לשותפות את מלוא יתרת התמורה כאמור לעיל.

¹⁸ שיעור התמלוגים בפי הבאר מבוסס על שיעור המקדמות הנדרשות על ידי משרד האנרגיה. ייתכן כי בעתיד שיעור זה ישתנה לאור ביקורת התמלוגים על ידי משרד האנרגיה.

31.12.2023	31.12.2024	
0.3	0.3	צדדים קשורים (ראה גם ביאור 20)
4.9	3.6	צדדים קשורים בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
8.7	7.7	צדדים שלישיים בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
10.1	12.4	משרד האנרגיה בגין תמלוגים (ראה ביאורים 12 ו-15)
75.2	78.2	זכאים במסגרת עסקאות משותפות ¹⁹
0.3	0.3	חלויות שוטפות בגין התחייבות בגין חכירה (ראה ביאור 20ה2)
0.3	0.8	הוצאות לשלם
1.3	3.3	ספקים וזכאים אחרים
101.1	106.6	סך-הכל

ביאור 10 - אגרות חוב, הלוואות ומסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים:

א. הרכב ומועדי פירעון לפי שנים לאחר תאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי:

(1) הרכב אגרות החוב:

31.12.2023	31.12.2024	
1,735.1	1,625.6	לוויתן בונד (ראה סעיף ב להלן)
-	(485.6)	בניכוי חלויות שוטפות ²⁰
1,735.1	1,140.0	סך הכל (בניכוי חלויות שוטפות)

(2) מועדי פירעון לפי שנים לאחר תאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי:

מועד פרעון נקוב	ריבית	עלות מופחתת	סכום	
יוני 2025	6.125%	¹⁹ 485.6	600.0	לוויתן בונד-2025
יוני 2027	6.500%	596.5	600.0	לוויתן בונד-2027
יוני 2030	6.750%	543.5	550.0	לוויתן בונד-2030
		1,625.6	1,750.0	סך הכל

ב. אגרות חוב לוויתן בונד:

ביום 18.8.2020 הושלם הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על ידי לוויתן בונד (להלן: "המנפיקה"), חברה ייעודית (SPC) המוחזקת במלואה על ידי השותפות, לפיו הונפקו אגרות חוב בהיקף כולל של 2.25 מיליארד דולר (מתוכו נפרע בשנת 2023 סך של 0.5 מיליארד דולר).

אגרות החוב הונפקו בארבע סדרות. הקרן והריבית של אגרות החוב הן דולריות. ריבית אגרות החוב של כל אחת מהסדרות משולמת פעמיים בשנה, ביום 30 ליוני וביום 30 בדצמבר.

ביום 3.8.2020 קיבלה המנפיקה את אישור הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ (להלן: "הבורסה") לרישום אגרות החוב למסחר במערכת המסחר למשקיעים מוסדיים של הבורסה (להלן: "רצף מוסדיים").

מלוא תמורת ההנפקה הועמדה על ידי המנפיקה כהלוואה לשותפות בתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (back-to-back), ובהתאם להסכם הלוואה שנחתם בין המנפיקה לשותפות (להלן: "ההלוואה").

כספי ההלוואה שימשו את השותפות לצורך פירעון הלוואות מתאגידים בנקאיים בסך של כ- 2 מיליארד דולר, להפקדת כרית בטחון בסך של 100 מיליון דולר בהתאם לתנאי אגרות החוב, לתשלום עלויות הנפקה בסך של כ- 33 מיליון דולר, ויתרת התמורה שימשה לשימושים נוספים בהתאם לתנאי אישור הממונה כמתואר בהמשך (להלן: "אישור הממונה").

¹⁹ כוללות בעיקרן הוצאות שהוצאו על ידי מפעיל העסקאות המשותפות וטרם שולמו.
²⁰ בניכוי סך של כ- 113.8 מיליון דולר בגין רכישות עצמיות כמפורט בסעיף ג להלן.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)
ביאור 10 – אגרות חוב, הלוואות ומסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים (המשך):
ב. אגרות חוב לווייתן בונד (המשך):

להבטחת אגרות החוב וההלוואה, במסגרת שטר הנאמנות לאגרות החוב ויתר המסמכים על פיהם יונפקו אגרות החוב (להלן ביחד: "מסמכי המימון"), שעבדה השותפות לטובת נאמן אגרות החוב (להלן: "הנאמן") בשעבוד קבוע ראשון בדרגה את זכויותיה בפרויקט לווייתן (45.34%), ובכלל זאת בחזקות, אישורי ההפעלה של מערכת ההפקה ואישורי היצוא (להלן יחד: "שעבוד החזקות"), זכויות השותפות וההכנסות מהסמכי מכירת הגז והקונדנסט מפרויקט לווייתן (להלן: "הסמכי הגז"), זכויות השותפות בהסכם התפעול המשותף בחזקות (JOA), חלקה של השותפות בנכסי הפרויקט (לרבות הפלטפורמה, בארות, מתקנים, מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לחוף), זכויות השותפות בחשבונות בנק ייעודיים, פוליסות ביטוח מסוימות ורישיונות שונים בקשר עם פרויקט לווייתן. כמו כן, שיעבדה השותפות את המניות המוחזקות על ידה במנפיקה, בחברת השיווק ובחברת לווייתן מערכת הולכה.

נוסף לכך, שיעבדה המנפיקה לטובת הנאמן בשעבוד צף ראשון בדרגה את זכויותיה בכל נכסיה הקיימים והעתידים וכן שיעבדה לטובת הנאמן את זכויותיה בהסכם ההלוואה ובחשבונות הבנק שלה (להלן יחד: "השעבודים" ו- "הנכסים המשועבדים", לפי העניין).

על פי מסמכי המימון, התחייבויות השותפות כלפי הנאמן ומחזיקי אגרות החוב מוגבלות לנכסים המשועבדים, ללא ערבות או בטחונות נוספים כלשהם.

יצוין כי השעבודים, שיצרה השותפות, לטובת הנאמן כפופים, בין היתר, לתמלוגי המדינה על פי חוק הנפט ולזכויותיהם של הצדדים הזכאים לתמלוגים בגין הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן, לרבות בעלת השליטה בשותפות. כמקובל בעסקאות מימון מסוג זה, השותפות נטלה על עצמה במסגרת מסמכי המימון תניות, מגבלות, התחייבויות (Covenants) וקיימות עילות להעמדת אגרות החוב לפירעון מיידי ולמימוש השעבודים, הכוללות, בין היתר, את המחויבויות העיקריות הבאות:

השותפות והמנפיקה התחייבו, לפי העניין, בין היתר, לקיים התחייבויות ותנאים שנקבעו באישורים ורישיונות ממשלתיים, לרבות ביחס למפעיל הפרויקט ולרבות תנאי אישור הממונה; לקיים את תנאי החזקות וה- JOA (להלן ביחד: "הסמכי לווייתן"); לשמור על זכויותיהם בנכסים המשועבדים ולהבטיח את תוקף השעבודים וזכויות הנאמן והמחזיקים על פיהם; לא לשנות את פעילות המנפיקה או להפסיקה ולא לשנות את מסמכי ההתאגדות של המנפיקה; לא ליצור שעבודים נוספים על הנכסים המשועבדים (למעט חריגים מסוימים); לקיים את הוראות החוק החלות על פעילותן; לשלם את המסים החלים עליהן; לתת לנאמן והמחזיקים הודעות, מידע ודוחות מסוימים, שפורטו במסמכי המימון; לפעול לשמירת הרישום של אגרות החוב למסחר ברצף המוסדי; לפעול להמשך פעילותו הסדירה של פרויקט לווייתן בהתאם להסמכי לווייתן; לבצע כל פעולה שניתן תחת ה- JOA על מנת להבטיח שהמפעיל מקיים התחייבויותיו על פי ה- JOA; לבצע את כל התשלומים החלים עליהן ולשאת בכל הוצאות הנאמן החלות עליהן על פי מסמכי המימון; לרכוש ולהחזיק בפוליסות ביטוח מסוימות; להימנע משינוי או תיקון של הסמכי לווייתן או הסמכי גז מהותיים כהגדרתם במסמכי המימון (להלן: "הסמכי גז מהותיים"), או של הסמכי התמלוגים או להתקשר בהסכם תמלוגים חדש; להימנע מאישור פעולות מסוימות במסגרת ה- JOA; ועוד.

המנפיקה התחייבה שלא ליטול חוב פיננסי נוסף, למעט הנפקת אגרות חוב נוספות או חוב מובטח אחר בדרגה שווה, בכפוף לתנאים שפורטו, ובכלל זאת (i) סך החוב המובטח של המנפיקה (כולל אגרות החוב) לא יעלה בכל עת על 2.5 מיליארד דולר; (ii) מתקיימים יחסים פיננסיים מסוימים, שפורטו במסמכי המימון בקשר להנפקת חוב נוסף כאמור.

כמו כן, השותפות התחייבה שלא ליטול חוב פיננסי נוסף כלשהו המובטח בנכסים המשועבדים, למעט הלוואה נוספת שתקבל מהמנפיקה בתנאי back-to-back לחוב נוסף שתגייס המנפיקה בכפוף למגבלות הקבועות לכך במסמכי המימון.

השותפות התחייבה כי לא תבצע עסקת מיזוג או תשנה את פעילותה בדרך שסביר לצפות כי תגרום להשפעה מהותית לרעה, או כי תיכנס להליכי פירוק או שינויי מבנה אחרים שהוגדרו, ולא תמכור, תעביר, תשעבד או תבצע דיספוזיציה אחרת בכלל נכסיה או בעיקרם, זאת למעט עסקאות מותרות כפי שהוגדרו במסמכי המימון, ובכלל זאת מכירה של זכויות בפרויקט לווייתן בכפוף לביצוע פדיון מוקדם חובה או הצעת רכש למחזיקי אגרות החוב במקרים מסוימים, או שינויי מבנה מותרים, כפי שהוגדרו, ובכלל זאת העברת זכויות השותפות בפרויקט לווייתן לתאגיד בת חדש ו/או פעולות נוספות, לרבות המתווה הנבחן לפיצול נכסי השותפות, בכפוף לכך שזכויות המחזיקים לא תיפגענה כתוצאה מפעולות אלו ותנאים נוספים שהוגדרו. בנוסף, נקבעו הוראות בנוגע לפדיון מוקדם של אגרות החוב, ובכלל זאת, (1) פדיון מוקדם ביוזמת המנפיקה, בכפוף לתשלום עמלת פירעון מוקדם (Make Whole Premium), למעט תקופה מסוימת לפני מועד הפירעון הקבוע, בה פירעון מוקדם לא יחויב בעמלת פירעון מוקדם), ו- (2) פדיון מוקדם חובה במקרים מסוימים שהוגדרו, לרבות בדרך של רכישה עצמית של אגרות החוב ו/או ביצוע הצעת רכש לכלל מחזיקי אגרות החוב, ובכלל זאת בעת מכירה של כל או חלק מהזכויות בפרויקט לווייתן. המנפיקה והשותפות התחייבו כי אם תחול חובת ניכוי מס במקור לגבי התשלומים שיש לבצע על-פי תנאי אגרות החוב למי שהינו תושב חוץ, אזי, בכפוף לחריגים מסוימים שהוגדרו, ישלמו המנפיקה ו/או השותפות, לפי העניין, סכומים

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)
ביאור 10 – אגרות חוב, הלוואות ומסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים (המשך):
ב. אגרות חוב לווייתן בונד (המשך):

נוספים, ככל שיידרש על מנת שהסכומים נטו שיקבל תושב החוץ יהיו שווים לסכומים שהיה מקבל אותו תושב חוץ אלמלא היה נדרש ניכוי המס במקור כאמור. בהקשר זה יצוין כי ביום 27.7.2020 קיבלה השותפות אישור מרשות המיסים בו נקבע, בין היתר, כי אגרות החוב שישחרו במסגרת מערכת "רצף המוסדיים" בבורסה הינן אגרות חוב הנסחרות בבורסה בישראל לצורך סעיף 9(15ד) לפקודת מס הכנסה (לעניין פטור ממס על ריבית המשולמת לתושב חוץ על אגרות חוב הנסחרות בבורסה) וסעיף 97(ב2) לפקודה (לעניין פטור ממס לתושב חוץ על רווחי הון במכירת אגרות החוב הנסחרות בבורסה), והכל בכפוף לתנאים שפורטו באישור רשות המיסים והוראות פקודת מס הכנסה והתקנות מכוחה.

מסמכי המימון כוללים מנגנון של מפל תשלומים, לפיו כל הכנסות השותפות מכרויקט לווייתן מועברות לחשבון המשועבד לטובת הנאמן (להלן: "**חשבון ההכנסות**"), המשמש לצורך ביצוע תשלומים שונים בקשר לכרויקט ולאגרות החוב, ובכלל זאת, תשלום תמלוגים למדינה ולבעלי התמלוגים; תשלומים לנאמן; מסים והיטל לפי חוק ההיטל; השקעות הוניות והוצאות תפעול בקשר עם כרויקט לווייתן; תשלומי קרן וריבית; הפקדות לכריות בטחון ותשלומי איזון בקשר עם תשלומי מס לפי סעיף 19 לחוק. העברת היתרות שנתו בחשבון ההכנסות לאחר ביצוע התשלומים הנ"ל לחשבון השותפות שאינו משועבד כפופה לתנאים שנקבעו, ובכלל זאת התקיימות יחס כיסוי מסוג NPV Coverage Ratio של 1.5 לפחות²¹.

במסגרת מסמכי המימון הוגדרו אירועי הפרה (Events Of Default) אשר בהתקיימם, בכפוף לתקופות ריפוי מסוימות שהוגדרו, סייגים ותנאים, יהיה רשאי הנאמן לאגרות החוב (ובמקרה של דרישה של רבע ממחזיקי אגרות החוב – יהיה חייב) להעמיד לפירעון מידי את היתרה הבלתי מסולקת של אגרות החוב ויהיה רשאי לפעול למימוש השעבודים, ואלו האירועים העיקריים: (1) אי תשלום קרן, ריבית או תשלומים אחרים המתחייבים על פי מסמכי המימון; (2) הפרת מצגים; (3) הפרת התחייבויות (Covenants) או התחייבויות שליליות (Negative Covenants) שהוגדרו במסמכי המימון; (4) אירוע או כניסה להליכי חדלות פירעון של המנפיקה, וכן אירוע חדלות פירעון כאמור או של צד להסכם גז מהותי (כהגדרתו במסמכי המימון), המפעיל בכרויקט לווייתן או השותפות, אם סביר לצפות שהדבר יגרום להשפעה מהותית לרעה (כהגדרתה בהסכם), בכפוף לתנאים וסייגים מסוימים; (5) סיום מוקדם של איזה מהסכמי לווייתן או הסכמי הגז המהותיים, אם סביר לצפות שהדבר יגרום להשפעה מהותית לרעה, בכפוף לתנאים וסייגים מסוימים; (6) אם צד להסכם גז מהותי הפר את ההסכם וסביר לצפות שתהיה לדבר השפעה מהותית לרעה, בכפוף לתנאים וסייגים מסוימים; (7) במקרה של נטישה או הפסקה של פעילות כרויקט לווייתן לתקופה העולה על 15 ימים רצופים, אם סביר לצפות כי תגרום להשפעה מהותית לרעה; (8) אם נגרם נזק לכרויקט לווייתן (לרבות נזק פיזי, שלילת רישיון או העברת זכויות השותפות בה על-ידי רשות שלטונית) שסביר לצפות כי יגרום להשפעה מהותית לרעה, ואשר לא תוקן; (9) במקרה של שלילה או הפקעת אישור ממשלתי שניתן בקשר לכרויקט לווייתן, שסביר לצפות שתגרום להשפעה מהותית לרעה; (10) אם איזה מהסמכי המימון שהמנפיקה או השותפות צד להם, או שעבודים שהועמדו במסגרת מסמכי המימון, ששוויים המצטבר עולה על 35 מיליון דולר יחדלו להיות בתוקף; (11) אם ניתן כנגד המנפיקה פסק דין שאינו ניתן לערעור לתשלום סכום העולה על 35 מיליון דולר אשר לא שולם; (12) אם קיימת הפרה של התחייבות בהסכם להעמדת חוב מובטח אחר בדרגה שווה של המנפיקה בשווי העולה על 35 מיליון דולר; (13) אם הופרה התחייבות לביצוע פדיון מוקדם חובה; (14) אם הופרו ההוראות לגבי הוצאות כספים מחשבון ההכנסות; ועוד. אגרות החוב מדורגות על ידי חברות דירוג בינלאומיות וחברת דירוג ישראלית. ביום 3.8.2020 נתקבל אישור הממונה לשעבוד החזקות לטובת הנאמן, בעבור מחזיקי אגרות החוב. באישור הממונה נקבע, בין היתר, כי השעבוד ניתן להבטחת פירעון אגרות החוב שתמורתן מיועדת למתן אשראי לשותפות בגובה של עד 2.5 מיליארד דולר סך הכל, לצורך פירעון הלוואות בסך של כ- 2 מיליארד דולר (אשר שימשו בעיקר להשקעות בפיתוח כרויקט לווייתן), הפקדת כרית ביטחון בסך 100 מיליון דולר, השקעות בכרויקט לווייתן בלבד ומימון הקמת צנרת שמטרתה יצוא גז ממאגרי לווייתן ותמר. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, עומדת השותפות בהתחייבויותיה כאמור לעיל. ביום 1.5.2023 בוצע פירעון מוקדם חלקי של הסדרה הראשונה של אגרות החוב כמתואר להלן, אשר מועד פירעונה המקורי חל ביום 30.6.2023, בהתאם לתנאי אגרות החוב, בהיקף של 280 מיליון דולר (מתוך היקף סדרה כולל של 500 מיליון דולר), וביום 30.6.2023 נפרעה יתרת הסדרה הראשונה של אגרות החוב במלואה ובמועד המתוכנן, וזאת בהתאם לתנאי אגרות החוב.

²¹ יחס הכיסוי NPV Coverage Ratio הוגדר כיחס בין הערך הנוכחי של התזרים הפנוי לשירות החוב (כהגדרתו במסמכי המימון) הצפוי לנבוע מעתודות מוכחות וצפויים (2P), לפי שיעור היוון של 10%, מזכויות השותפות בכרויקט לווייתן (להלן: "**התזרים המהוון**"), לבין יתרת החוב של המנפיקה המובטח בנכסים המשועבדים בניכוי מזמנים שהצטברו בחשבונות מסוימים במועד המדידה. על פי מסמכי המימון, התזרים המהוון יחושב על פי אותן הנחות שימשו את השותפות לצורך דוחות המשאבים שתפרסם על פי הוראות חוק ניירות ערך, למעט ההנחות בנוגע למחיר חבית Brent שתהיינה מבוססות על מחירי חוזים עתידיים הנסחרים ב-ICE, כפי שהוגדר במסמכי המימון.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 10 – אגרות חוב, הלוואות ומסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים (המשך):

ג. ביום 21.1.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לאמץ תוכנית לרכישת אג"ח לוויתן בונד, לפיה השותפות ו/או לוויתן בונד יוכלו, מעת לעת, בהתאם לשיקול דעתה של הנהלת השותפות ובהתאם לפרטי תוכנית הרכישה הנוספת, לבצע רכישות של אג"ח לוויתן בונד בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר, בדרך של רכישה מחוץ לבורסה, רכישה במסגרת מערכת רצף מוסדיים בבורסה או בדרכים אחרות, לתקופה של שנתיים. ובהתאם ביצעה השותפות רכישות עצמיות של אגרות החוב בהיקף של מלוא תוכנית זו. ביום 15.10.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לאמץ תוכנית נוספת לרכישת אג"ח לוויתן בונד מסדרות 2025 ו- 2027 בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר נוספים, אשר נכנסה לתקופה ביום 15.10.2024 ותסתיים בתום שנתיים, קרי ביום 15.10.2026. יובהר כי, אין בהחלטה כאמור בכדי לחייב את השותפות ו/או את לוויתן בונד לבצע רכישה של אגרות החוב, וכי הנהלת השותפות תהיה רשאית להחליט שלא לרכוש אגרות חוב כלל. יצוין כי, עד למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, ביצעה השותפות רכישות עצמיות בהתאם לתוכניות הרכישה האמורות בסך של כ- 135 מיליון דולר מסדרה 2025 הכוללת את הריבית הצבורה למועד הרכישה.

ד. מסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים:

ביום 5.2.2023 חתמה השותפות עם בנק ישראלי על מסמכים להעמדת שתי מסגרות אשראי בנקאיות חדשות, המיועדות לשמש את השותפות בפעילותה השוטפת. בהתאם לתנאי מסגרות האשראי, השותפות רשאית למשוך מעת לעת הלוואות בדולר ארה"ב עד לסך כולל של 150 מיליון דולר במסגרת שתי מסגרות אשראי, מסגרת א' של 100 מיליון דולר (להלן: **מסגרת א'**) ומסגרת ב' של 50 מיליון דולר (להלן בסעיף זה: **"מסגרת ב'"** וביחד עם מסגרת א' **"מסגרות האשראי"**), בתקופת זמינות אשר תחל ביום 6.2.2023 ותסתיים ביום 6.3.2024. על החלק הבלתי מנוצל של כל אחת ממסגרות האשראי שילמה השותפות עמלת אי ניצול רבעונית בשיעור שנתי של 0.65%, עד למשיכתה על ידי השותפות או תום תקופת הזמינות, לפי המוקדם. כל הלוואה המנוצלת מתוך מסגרת אשראי א' נושאת ריבית SOFR בתוספת מרווח של 2.7% לשנה, כאשר קרן הלוואה שתימשך כאמור ממסגרת א' תעמוד לפירעון עד ליום 30.5.2025.

בהתאם לתנאי מסגרת ב' נקבע כי כל הלוואה מנוצלת ממסגרת זו נושאת ריבית SOFR בתוספת מרווח של 3% לשנה, כאשר קרן הלוואה, שתימשך תעמוד לפירעון ב- 4 תשלומים רבעוניים שווים החל מתום רבעון ראשון 2024 ועד לסוף 2024. בנוסף, בגין מסגרת אשראי ב' שילמה השותפות ביום 15.2.2023 עמלת התחייבות חד פעמית בשיעור 0.75% ממסגרת אשראי ב'.

ביום 9.1.2023, לבקשת השותפות נסגרה מסגרת אשראי ב'. השותפות לא ניצלה את מסגרת ב' ולא משכה הלוואה ממנה במהלך תקופת הזמינות. בנוסף, נחתמו כתבי תיקון להסכם המסגרת לפיו תקופת הזמינות של מסגרת אשראי א' תוארך עד 31.3.2024. השותפות משכה סך של 80 מיליון דולר ממסגרת אשראי א', אשר נפרעו במלואם במהלך חודש ינואר 2024. ביום 14.3.2024 חתמה השותפות עם בנק ישראלי על הסכם להעמדת מסגרת אשראי בנקאית, אשר מבטל את כל המסגרות הקודמות האמורות לעיל, לשימוש השותפות בפעילותה השוטפת. בהתאם לתנאי מסגרת האשראי, השותפות, רשאית למשוך מעת לעת הלוואות בדולר ארה"ב עד לסכום כולל של 100 מיליון דולר בתקופת הזמינות אשר החלה ביום 14.3.2024 ותסתיים ביום 7.3.2025. בהתאם להסכם, על החלק הבלתי מנוצל של מסגרת האשראי תשלם השותפות עמלת אי ניצול רבעונית בשיעור שנתי של 0.65%, עד למשיכתה על ידי השותפות או תום תקופת הזמינות, לפי המוקדם. כל הלוואה המנוצלת מתוך מסגרת אשראי נושאת ריבית SOFR בתוספת מרווח של 2.5% לשנה, כאשר קרן הלוואה שתימשך כאמור תעמוד לפירעון עד ליום 15.4.2026.

ה. ביום 8.10.2024 חתמה השותפות על הסכמים להעמדת מסגרות אשראי משני בנקים ישראליים בהיקף של 200 מיליון דולר מכל אחד מהם (להלן בסעיף זה: **"המלווים"** ו- **"מסגרות האשראי"**, בהתאמה). יצוין כי, מסגרת אשראי החדשה מאחד הבנקים מחליפה מסגרת אשראי מבנק זה בהיקף של 100 מיליון דולר שהועמדה לשותפות ביום 14.3.2024 כאמור בסעיף ד לעיל. מסגרות האשראי מיועדות לשמש את השותפות בפעילותה השוטפת, לרבות בקשר עם שלב 11 לתוכנית הפיתוח של מאגר לוויתן. בהתאם לתנאי מסגרות האשראי, תוכל השותפות, במשך תקופה אשר החלה ביום 8.10.2024 ותסתיים ביום 8.10.2025 (להלן: **"תקופת הזמינות"**), למשוך מעת לעת הלוואות בדולר ארה"ב, עד לסכום כולל של 200 מיליון דולר מכל אחד מהמלווים (להלן: **"ההלוואות"**). ההלוואות שתימשכנה כאמור תפרענה בחלקן עד ליום 15.4.2027 ויתרתן עד ליום 15.10.2027 (להלן: **"מועדי הפירעון"**). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים השותפות טרם משכה סכומים ממסגרות האשראי כאמור.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)
ביאור 10 – אגרות חוב, הלוואות ומסגרות אשראי מתאידיים בנקאיים (המשך):
ה. מסגרות אשראי מתאידיים בנקאיים (המשך):

להלן תיאור תמציתי של התנאים העיקריים הנוספים, שנקבעו במסמכי מסגרות האשראי:

1. ההלוואות תיפרענה בתשלום אחד במועדי הפירעון, ותישאנה ריבית שנתית אשר תשולם מדי רבעון, על בסיס שיעור ריבית SOFR בתוספת מרווח של 2.5% עד 3.2%. בגין קבלת מסגרות האשראי שילמה השותפות למלווים עמלת התחייבות חד פעמית בסך כולל של 0.15% מסכום מסגרות האשראי הכולל וכן עמלה בגין מסגרות האשראי הבלתי מנוצלות, בשיעור שנתי של 0.4% עד 0.55% מיתרת מסגרות האשראי הבלתי מנוצלות עד לתום תקופת הזמינות. יצוין כי, כל הלוואה מתוך מסגרות האשראי ניתנת למשיכה מחדש עד לתום תקופת הזמינות וכי השותפות רשאית בכל מועד להודיע למלווים על הקטנת מסגרות האשראי ללא עלות.
2. לשותפות זכות לפירעון מוקדם של כל אחת מההלוואות (כולן או חלקן) בכל עת, ללא עמלת פירעון מוקדם או תשלום אחר, למעט במקרים מסוימים, כמפורט בהסכם ההלוואה, בהם תשלם סכומים זניחים.
3. השותפות התחייבה שלא למכור /או להעביר /או לשעבד /או למשכן את זכויותיה לקבלת תמלוגים מחזקות כריש ותנין ללא הסכמת המלווים בכתב מראש.
4. במסמכי מסגרות האשראי נקבעו הוראות בקשר עם מכירת החזקותיה של השותפות בפריקט לויתן ובהן התחייבות השותפות להפחתת סך מסגרות האשראי, ראשית באמצעות ביטול מסגרת אשראי שטרם נוצלה (ככל שקיימת) ולאחר מכן באמצעות פירעון מוקדם.
5. ככל שהשותפות תנפיק אגרות חוב חדשות קצרות טווח בסכום העולה על 200 מיליון דולר, אשר מועד פירעונם הוא לפני יום 30.6.2027 תפחית השותפות את סך מסגרות האשראי, כך שלאחר ההפחתה יעמוד סכום כל אחת ממסגרות האשראי על סכום שלא יעלה על 100 מיליון דולר.
6. מסמכי מסגרות האשראי קובעים אמות מידה פיננסיות בהן השותפות נדרשת לעמוד מדי רבעון (למעט סעיף ד להלן שלגביו נדרש לעמוד כמדי חציון) ואשר הכרתן מקימה למלווה זכות לפירעון מדי, כמקובל בהסכמים מסוג זה, לרבות היחס בין שווי נכסי השותפות לחוב פיננסי נטו²², נזילות מינמלית ויחסים בין עודף מקורות לסכום מסגרת האשראי בכל בנק בנפרד. נכון לתאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי, השותפות עומדת בכל אמות המידה הפיננסיות שנקבעו בהסכמים.
- להלן פרטים אודות אמות המידה הפיננסיות בהן השותפות נדרשת לעמוד ואשר מקימות למלווה זכות לפירעון מידי והערך המחושב שלהם לתאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי –
 - א. היחס בין שווי נכסי השותפות לחוב פיננסי נטו לא יפחת מ- 1.5 בשני מועדי בדיקה רצופים, ליום 31.12.2024 עומד היחס על 4.48²³.
 - ב. הנזילות של השותפות (סולו) לא תפחת מ- 20 מיליון דולר, ליום 31.12.2024 הנזילות של השותפות הינה כ-451 מיליון דולר²⁴.
 - ג. סך החוב הפיננסי, למעט הלוואות Limited Recourse שאינן אגרות החוב לויתן בונד, לא יעלה על 3 מיליארד דולר, ליום 31.12.2024 החוב הפיננסי מסתכם לסך של כ-1.6 מיליארד דולר.
 - ד. היחס בין עודף המקורות לסכום מסגרות האשראי בכל בנק בנפרד לא יפחת מ- 1. ליום 31.12.2024 עומד היחס על 4.45.
7. במסגרת מסמכי מסגרות האשראי פורטו מצגים מסוימים של השותפות וכן התחייבויות ותנאים נוספים כמקובל בהסכמי מימון מסוג זה, ובכלל זה הוגדרו במסמכי מסגרות האשראי אירועי הפרה מסוימים (default) אשר בהתקיימם תוקנה למלווה זכות להעמיד לפירעון מידי את ההלוואות או חלק מהן.

²² לעניין זה, "שווי נכסי השותפות" – סך התזרים המהווה (בשיעור של 10%), לאחר ניכוי מיסים של העתודות הצפויות /או המותנות (2P ו/או 2C) של חלקה של השותפות בכל הפריקטים, וזאת על בסיס התזרים המהווה (DCF) האחרון שפרסמה לציבור השותפות ובתוספת שווי נכסים נוספים של השותפות (שאינם נכללים בהגדרת פריקטים) וזאת על בסיס הערכת שווי חיצונית בלתי תלויה על-ידי מעריך שווי שזהותו מקובלת על המלווה.

"חוב פיננסי" – חובות והתחייבויות של השותפות לבנקים ומוסדות פיננסיים אחרים /או הנובעים מאג"ח על כל סוגיו, לרבות אג"ח סטרייט (straight bonds) ואג"ח להמרה /או הנובעים בגין הלוואות שנתקבלו על-ידי השותפות מחברות קשורות או מצדדים שלישיים כלשהם (למעט הלוואות לגביהן נחתמו כלפי המלווה, על-ידי השותפות ועל-ידי מי שהעמיד את אותה הלוואה, כתבי נחיתות). למען הסר ספק, המונח "חוב פיננסי" אינו כולל מסגרות לערבויות וערבויות בנקאיות שהוצאו על-פיהן לבקשת השותפות.

"חוב פיננסי נטו" – חוב פיננסי בניכוי: (1) מזומן ושווי מזומנים; ו- (2) פקדונות בבנקים ובמוסדות פיננסיים; (3) קרנות וכריות ביטחון אשר ניתנו לשם הבטחת חוב פיננסי (ככל שלא נכללו בסעיף קטן (1) או (2)), ובלבד שאיזה מהנכסים המפורטים לעיל אינו משועבד בשעבוד קבוע /או ניתנה ביחס אליו התחייבות לאי משיכתו לטובת כל גורם שאינו המלווה שלא בגין החוב או התחייבות אשר כלולים בהגדרת החוב הפיננסי.

²³ בניכוי רכישות עצמיות כמפורט בביאור 10 לעיל.

²⁴ כולל מסגרת האשראי שהועמדה לשותפות ביום 14.3.2024 אך לא כולל יתרות בחשבונות המשועבדים לטובת אגרות החוב לויתן בונד.

31.12.2023	31.12.2024	
71.3	68.5	התחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז (ראה ביאור 2 ו-1 סעיף ב)
2.3	2.0	התחייבות בגין חכירה
0.1	-	אחרות
73.7	70.5	סך-הכל

2023	2024	
76.4	73.5	יתרה ליום 1 בינואר
3.7	(3.8)	שינוי אומדן עלויות
3.2	3.5	השפעת חלוף הזמן ²⁵
(2.1)	(5.1)	השפעת עדכון שיעור ההיוון ומידוד ²¹
(7.7)	0.4	סכומים שיצאו לנטישת נכסי נפט וגז (ראה ביאור 31 בדצמבר לעיל)
73.5	68.5	יתרה ליום 31 בדצמבר
(2.2)	-	בניכוי התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז לזמן קצר (ראה ביאור 31 לעיל)
71.3	68.5	סך-הכל

א. על-פי הסכם השותפות, השותף הכללי יהיה זכאי ל-0.01% מההכנסות וישא ב-0.01% מההוצאות וההפסדים של השותפות, והשותף המוגבל (הנאמן) זכאי ל-99.99% מההכנסות וישא ב-99.99% מההוצאות וההפסדים של השותפות.

- בעקבות השלמת המיזוג בין השותפות לבין אבנר חיפושי נפט שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר" או "שותפות אבנר") מחודש מאי 2017, חלות כל ההתחייבויות, ביחס לתמלוגים בגין כל נכסי הגז והנפט של השותפות (הקיימים והעתידיים). יחד עם זאת, שיעור התמלוגים בגינם הופחת ב-50% ביחס לשיעור התמלוגים ערב המיזוג (שכן השותפות ושותפות אבנר החזיקו בחלקים שווים בנכסי הנפט, למעט חזקות אשקלון ונועה, בהן החזיקה השותפות ב-25.5% ושותפות אבנר ב-23%, ובגין שיעור התמלוגים הופחת ב-47.42% ביחס לתמלוגים שמשלמת השותפות לקבוצת דלק ודלק אנרגיה, כהגדרתם להלן, וב-52.58% ביחס לתמלוגים ששילמה שותפות אבנר טרם המיזוג, כמפורט להלן).
- במסגרת הסכם העברת הזכויות, שנחתם בשנת 1993, התחייבה השותפות לשלם לדלק אנרגיה ולקבוצת דלק (להלן ביחד: "בעלות התמלוג"), תמלוגים בשיעורים המפורטים להלן מכל חלקה של השותפות בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים, שיופקו ויונצלו מנכסי הנפט, שבהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג, אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה).
- ואלו שיעורי התמלוגים: עד מועד החזר ההשקעה של השותפות, ישולמו תמלוגים בשיעור 2.5% מנכסי נפט ביבשה ו-1.5% מנכסי נפט בים ולאחר מועד החזר ההשקעה – 7.5% מנכסי נפט ביבשה ו-6.5% מנכסי נפט בים.
- בנוסף, תשלום השותפות מכוח הסכם שותפות אבנר, תמלוגים בשיעור של 3% מכל חלקה של השותפות המוגבלת בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו ויונצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות המוגבלת אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה). בהסכם שנחתם ביום 2.9.1991 נקבע כי, הזכות האמורה של התמלוגים מוחזקת על ידי השותף הכללי בנאמנות והיא משולמת לזכאים לתמלוגים על פי הסכם השותפות המוגבלת.

²⁵ שיעור ההיוון למדידת התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז ליום 31.12.2024 הינו 7.2% (31.12.2023: 6.9%)

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי וקונדנסט:

1. הסכמים למכירת גז טבעי מפריקט לווייתן:

להלן פרטים תמציתיים בדבר ההסכמים לאספקת גז טבעי מפריקט לווייתן, שנחתמו על-ידי השותפות, יחד עם יתר

שותפי לווייתן, שהם בתוקף במועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים:²⁶

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם ²⁷	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2024 (100%) (BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
יצרני חשמל פרטיים ²⁸	2020 או מועד תחילת ההפעלה המסחרית של תחנת הכוח של הרוכשות (לפי המאוחר).	ההסכמים הם לטווח ארוך של 9 עד 25 שנים. חלק מההסכמים מעניקים לכל אחד מהצדדים אופציה להארכת ההסכם במידה ולא נרכשת הכמות הכוללת הקבועה בהסכם.	כ- 17.1	כ- 3.3	נוסחת ההצמדה של מחיר הגז מבוססת במרבית ההסכמים על תעריף מחירי החשמל (תעריף יצור החשמל ותעריף תע"ז) וכוללת "מחיר רצפה". באחד מההסכמים קיים מחיר קבוע, שאינו מוצמד.
לקוחות תעשייתיים	2020	ההסכמים הם לתקופה של 2.5 עד 15 שנים. במרבית ההסכמים לא מוקנית לצדדים אופציה להארכת תקופת ההסכם.	כ- 4.2	כ- 1.1	נוסחת ההצמדה במרבית ההסכמים מבוססת בחלקה על הצמדה למחירי הברנט ובחלקה לתעריף יצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה". קיימת הצמדה חלקית גם למדד מרווח הזיקוק ולתעריף התע"ז. במספר הסכמים קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
הסכם יצוא – נפקו (המתואר בפסקה 2 להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תוארך תקופת האספקה בשנתיים נוספות.	כ- 45	כ- 12.7	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה".
הסכם יצוא – בלו אושן (המתואר בפסקה 3 להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תקופת האספקה תוארך בשנתיים נוספות.	כ- 60	כ- 23.5	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה". ההסכם כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם.
סה"כ			כ- 126	כ- 40.5 ²⁹	

²⁶ יצוין כי, הנתונים בטבלה אינם כוללים הסכמים לאספקת גז טבעי מפריקט לווייתן, שהינם על בסיס מזדמן.

²⁷ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז עשויה להסתיים במועד בו סופקה ללקוחות הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם.

²⁸ במסגרת זו נכללת התקשרות בהסכם שנחתם ביום 23.5.2024 בין שותפי לווייתן לבין אשכול אנרגיות כוח בע"מ לאספקת גז טבעי בהיקף שנתי מצטבר של כ- BCM 0,5, ראה ביאור 12 להלן.

²⁹ יצוין כי, הכמות הכוללת שסופקה מפריקט לווייתן עד ליום 31.12.2024 (100%) (הן תחת ההסכמים המפורטים בטבלה והן תחת הסכמי SPOT, והסכמים שהסתיימו)

עומדת על סך של כ- BCM 51.5.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי וקונדנסט(המשך):

1. הסכמים למכירת גז טבעי מפריקט לווייתן (המשך):

פרטים נוספים אודות ההסכמים למכירת גז טבעי ממאגר לווייתן ליצרני חשמל פרטיים ולקוחות תעשייתיים במשק המקומי:

(א) במהלך שנת 2024 ועד למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים חתמה השותפות על מספר הסכמים למכירת גז טבעי מפריקט לווייתן עם לקוחות שונים במשק הישראלי הן על בסיס מחייב (Firm) והן על בסיס מזדמן (Spot).

(ב) בכל הסכמי מכירת הגז הטבעי, למעט הסכמים על מזדמן (Spot) (להלן בסעיף זה: "ההסכמים"), התחייבו הלקוחות לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "הכמות המינימאלית"). יצוין כי, במסגרת ההסכמים, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז טבעי שלא צרכה תחת ההסכם, עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה, וזאת בשנים העוקבות לשנה בה בוצע התשלום, ובכפוף לצריכת הכמות המינימאלית בכל אחת מאותן שנים עוקבות. כמו כן, קובעים ההסכמים מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות (מעל ה-Take or Pay) שנצרכו על-ידי הרוכשות בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן.

(ג) בהסכמים נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי לווייתן לספק גז לרוכשות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

(ד) בהתאם למתווה הגז, לכל אחת מהרוכשות בהסכמים שנחתמו עד ליום 13.6.2017 ולתקופה העולה על 8 שנים, ניתנה אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, לכמות השווה ל- 50% מהכמות השנתית הממוצעת אותה צרכה בפועל בשלוש השנים, שקדמו למועד ההודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמת כפי שנקבע בהסכם האספקה. עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. כל אחת מהרוכשות האמורות תהיה רשאית לממש את האופציה כאמור בהודעה, שתינתן למוכרים במהלך תקופה של 3 שנים שתחל בחלוף 5 שנים ממועד תחילת הזרמת הגז מפריקט לווייתן לרוכשת. הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

2. הסכמים לייצוא גז טבעי ממאגר לווייתן לירדן

(א) הסכם לייצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לנפקו:

בחודש ספטמבר 2016 נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין חברת השיווק לבין נפקו (להלן: "הסכם נפקו"). חברת השיווק הינה חברה בת בבעלות מלאה של שותפי לווייתן, המחזיקים בה באופן יחסי לשיעור החזקותיהם בפריקט לווייתן. על-פי הסכם נפקו, התחייבה חברת השיווק לספק לנפקו גז טבעי למשך תקופה של כ-15 שנה החל ממועד תחילת האספקה המסחרית או עד אשר היקף האספקה הכולל יהיה כ-45 BCM. אספקת הגז לנפקו החלה ביום 1.1.2020. נקודת מסירת הגז על פי הסכם נפקו הינה בחיבור שבין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה הירדנית בגבול ישראל לירדן. בחודש דצמבר 2019, השלימה נתג"ז את הקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן בעלות של כ-109 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-49.4 מיליון דולר). נפקו התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז, בהיקף ובהתאם למנגנון כפי שנקבע בהסכם נפקו. כמו כן, בקשר להתחייבות NEPCO לרכוש או לשלם, נקבעו בהסכם, בין היתר, הוראות ומנגנון המאפשרים ל-NEPCO, לאחר שצרכה את הכמות המינימאלית לחיוב בגין שנה מסוימת, לקבל באותה שנה אספקת גז ללא תשלום נוסף עד ליתרת כמות הגז שלא נצרכה בשנים קודמות ואשר בגינה שילמה תמורה לחברת השיווק במסגרת ההתחייבות ל- Take or Pay (מנגנון Make Up), וכן הוראות ומנגנון המאפשר ל-NEPCO לצבור כמויות שנרכשו בשנה כלשהי מעבר לכמות המינימאלית, ולנצלן לצורך הפחתת התחייבותה (מנגנון Carry Forward). מחיר הגז שנקבע בהסכם מבוסס על מחיר המוצמד למחירי חבית נפט מסוג ברנט וכולל "מחיר רצפיה" בתוספת של עמלת שיווק, דמי הולכה ונשיאה של NEPCO בעלות תשלומי ההולכה לנתג"ז. בחודש נובמבר 2016 חתמו שותפי לווייתן וחברת השיווק על הסכם הסבה להסכם היצוא (להלן: "Back-to-Back") לפיו הסכמים שיתקבלו, ההתחייבויות, הסיכונים והעלויות הקשורים להסכם היצוא יוסבו לשותפי לווייתן באותם תנאים back to back, כאילו שותפי לווייתן

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי וקונדנסט (המשך):

א) הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לנפקו (המשך):

היו צד להסכם היצוא במקום חברת השיווק. ביום 3.7.2023 הוסכם בין הצדדים על הגדלת כמויות הגז הטבעי שיסופקו לנפקו על בסיס מחייב, באופן זמני וביחס למספר חודשים בשנים 2023-2024, וכי הכמות השנתית המינימאלית שנפקו התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) במהלך השנים 2023-2024 תגדל בהתאם. אין באמור בכדי לשנות את היקף האספקה הכולל תחת הסכם הייצוא לירדן (כ- 45 BCM), כמפורט לעיל.

ב) בחודש אוקטובר 2024 נחתם בין חברת השיווק ל- FAJR הסכם לאספקת גז טבעי בין בהיקף כולל של כ- 3-2.5 BCM לתקופה של 10 שנים. נוסחת מחיר הגז שנקבעה בהסכם זה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה". כמו כן, ההסכם מותנה בקבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים בישראל, לרבות אישור יצוא מאת הממונה, ובירדן, חתימה על הסכם הולכה עם נתג'ז, אשר יאפשר את הזרמת הכמויות תחת ההסכם, וכן קבלת רולינג מס. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, טרם התקבל אישור הייצוא להסכם זה וטרם החלה אספקת הגז על-פיו.

3. הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת בלו אושן במצרים:

בחודש פברואר 2018 נחתם הסכם בין השותפות ושברון לבין חברת בלו אושן (להלן בסעיף זה: "הרוכשת") ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן למצרים וביום 26.9.2019 הושלמה חתימה על הסכם לתיקון הסכם לווייתן-בלו אושן המקורי בין שותפי לווייתן לבין בלו אושן (להלן בסעיף זה: "הסכם לווייתן") וכן נחתם הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים בין שותפי לווייתן ולבין שותפי תמר. ביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי בהתאם להסכם לווייתן.

להלן תמצית פרטי ותנאי הסכם היצוא לווייתן:

א) כמות הגז החוזית הכוללת, שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת על בסיס מחייב (Firm), כ- 60 BCM (להלן: "הכמות החוזית הכוללת").

ב) אספקת הגז החלה ביום 15.1.2020 ותהא עד ליום 31.12.2034 או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית הכוללת, המוקדם מביניהם (להלן: "תקופת הסכם לווייתן"). במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, יהיה כל צד רשאי להאריך את תקופת האספקה בשנתיים נוספות.

ג) שותפי לווייתן התחייבו לספק לרוכשת כמויות גז שנתיות, כדלקמן: (i) בתקופה, שהחלה ביום 15.1.2020 והסתיימה ביום 30.6.2020, כ- 2.1 BCM בשנה; (ii) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2020 והסתיימה ביום 30.6.2022 – כ- 3.6 BCM בשנה; ו- (iii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2022 ומסתיימת בסיום תקופת הסכם לווייתן – כ- 4.7 BCM בשנה. כמו כן, הסכם לווייתן כולל הוראות בנוגע לאפשרות להזרמת כמויות גז נוספות, מעבר לכמויות היומיות הנקובות לעיל, על בסיס מזדמן (Spot). לפרטים בנוגע לייצוא הגז למצרים באמצעות צינור EMG ודרך ירדן באמצעות קו הייצוא ירדן צפון ומערכת ההולכה הירדנית, ראה ביאור 2112 להלן. הסכם הייצוא קובע הוראות לפיהן במקרים של אספקת חסר של כמויות הגז היומיות בחודש מסוים (Shortfall), זכאית הרוכשת, בתנאים מסוימים, לפיצוי בדמות הנחה על הגז שיסופק לה בחודש העוקב, בשיעור הנקבע בין היתר כפונקציה של שיעור אספקת החסר בחודש הנוכחי.

ד) הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות רבעוניות ושנתיות, בהתאם למנגנונים, שנקבעו בהסכם לווייתן, אשר בין היתר מאפשרים לרוכשת להקטין את כמות ה- TOP בשנה בה המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, כך שתעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. ככל שתופחת הכמות החוזית במקרה של אי הסכמה על עדכון מחיר הגז, כאמור בפסקה ה להלן, זכותה של בלו אושן להקטין את כמות ה- Take or Pay כאמור לעיל, תתבטל (ראה ביאור 612 להלן בדבר תובענה ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית שהוגשה כנגד השותפות בקשר לתניה כאמור). כמו כן, בקשר להתחייבות הרוכשת לרכוש או לשלם, נקבעו בהסכם, בין היתר, הוראות ומנגנון המאפשרים לרוכשת, לאחר שצרכה את הכמות המינימאלית לחיוב בגין שנה מסוימת, לקבל באותה שנה אספקת גז ללא תשלום נוסף עד ליתרת כמות הגז שלא נצרכה בשנים קודמות ואשר בגינה שילמה תמורה למוכרים במסגרת ההתחייבות ל- Take or Pay (מנגנון Make Up), וכן הוראות ומנגנון המאפשר לרוכשת לצבור כמויות שנרכשו בשנה כלשהי מעבר לכמות המינימאלית, ולנצלן לצורך הפחתת התחייבות הרוכשת (מנגנון Carry Forward).

3. הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת בלו אושן במצרים (המשך):

ה) מחיר הגז שיוספק לרוכשת ייקבע על פי נוסחה המבוססת על חבית נפט מסוג ברנט (Brent), וכן "מחיר רצפה". היצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם, וזאת בהתקיים תנאים מסוימים, שפורטו בהסכם. במקרה בו לא יגיעו הצדדים להסכמה בדבר עדכון המחיר כמתואר לעיל, תעמוד לרוכשת הזכות להפחית את הכמות החוזית בשיעור של עד 50% במועד ההתאמה הראשון ובשיעור של 30% במועד ההתאמה השני. יצוין, כי ההסכם כולל מנגנון תמריצים תלוי כמויות ובכפוף למחיר חבית נפט. הסכם לווייתן כולל הוראות מקובלות הנוגעות לסיום ההסכם ובנוסף הוראות במקרה של סיום הסכם היצוא, שנחתם בין שותפי תמר לבין בלו אושן כתוצאה מהפרתו, ואי הסכמת שותפי לווייתן לספק גם את הכמויות לפי הסכם תמר האמור, וכן כולל מנגנוני פיצוי במקרה כאמור.

ו) על מנת לאפשר הגדלה של כמויות הייצוא למצרים ולאור העיכוב בהשלמת פרויקט מקטע ההולכה הימי החדש בין אשדוד לאשקלון, כמפורט בביאור 2012(א) להלן, חתמו שותפי לווייתן ובלו אושן על תיקון להסכם הייצוא למצרים, במסגרתו הוסכם, בין היתר, על הגדרת נקודת מסירה נוספת של הגז בעקבה שבירדן תחת הסכם הייצוא למצרים, במסגרתו נקבעה הנחת מחיר מסוימת, כפיצוי לבלו אושן על הוצאות ההולכה הנוספות הכרוכות בהולכת הגז מנקודת המסירה הנוספת בהן היא נושאת. הזרמת הגז למצרים לנקודת המסירה בעקבה החלה בחודש מרץ 2022, ומתבצעת באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון, כמפורט בביאור 2012(ב) להלן. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, מנהלים שותפי לווייתן ובלו אושן משא ומתן אודות כמויות גז נוספות שתמכרנה לבלו אושן בהיקף העולה על כ-100 BCM.

במקביל לחתימת הסכם לווייתן, ביום 26.9.2019 (כפי שתוקן ביום 21.8.2023) חתמו השותפות ושרון על הסכם עם יתר שותפי לווייתן ועם שותפי תמר בקשר עם הקצאת הקיבולת – Capacity Allocation Agreement (להלן בסעיף זה: "הסכם הקצאת קיבולת") במערכת ההולכה מישראל למצרים.

חלוקת הקיבולת במערכת ההולכה מישראל למצרים (צינור EMG וצנרת ההולכה בישראל) תהיה על בסיס יומי, לפי סדר קדימות, כדלקמן:

- 1) רובד ראשון – עד 350MMCF ליום יוקצה לטובת שותפי לווייתן.
- 2) רובד שני – הקיבולת מעבר לרובד הראשון, עד 150MMCF ליום עד ליום 30.6.2022 (להלן: "מועד הגדלת הקיבולת"), ו-200MMCF ליום לאחר מועד הגדלת הקיבולת – תוקצה לטובת שותפי תמר.
- 3) רובד שלישי – כל קיבולת נוספת מעבר לרובד השני תוקצה לטובת שותפי לווייתן.

בהתאם להסכם הקצאת הקיבולת, במועד השלמת עסקת EMG שילמו שותפי לווייתן ושותפי תמר לשותפות ולשרון סך של 250 מיליון דולר (80% על-ידי שותפי לווייתן ו-20% על-ידי שותפי תמר), כדמי השתתפות בתמורה להתחייבות לאפשר הזרמת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר והבטחת קיבולת בצינור EMG. בהסכם נקבע כי גובה התשלומים האמורים יעודכן בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם ולמועדים שנקבעו בו, על בסיס השימוש בפועל בצינור EMG. לאור כך, עבור התקופה שבין 1.1.2022 ל-30.6.2022 חלוקת התשלומים בין שותפי לווייתן לשותפי תמר היתה כ-83% וכ-17%, בהתאמה. בהסכם הקצאת הקיבולת נקבעו הסדרים נוספים בנוגע לנשיאה בעלויות ובהשקעות הנוספות, שתידרשנה לצורך השמשת צינור EMG וניצול מקסימלי של הקיבולת בצינור, שתשלומנה בחלוקה בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר. בהקשר זה יצוין כי, בימים 30.6.2022 ו-30.6.2024 נערך בין הצדדים עדכון לחלוקת התשלומים בין שותפי לווייתן לשותפי תמר ובהתאם נערכה התחשבנות בסכומים שאינם מהותיים לצורך התאמת שיעורי הנשיאה של הצדדים בעלויות השימוש בפועל בקיבולת צינור EMG בתקופה כאמור. עוד קובע הסכם הקצאת הקיבולת כי החל מיום 30.6.2020 ועד למועד הגדלת הקיבולת, ככל ששותפי תמר לא יוכלו לספק את הכמויות שהתחייבו לספק לבלו אושן יספקו שותפי לווייתן לשותפי תמר את הכמויות הנדרשות. תקופת הסכם הקצאת הקיבולת היא עד לסיום הסכם היצוא למצרים, אלא אם הגיע לסיומו קודם לכן במקרים הבאים: הפרת התחייבות תשלום שלא תוקנה על-ידי הצד המפר; או במקרה בו רשות התחרות לא אישרה הארכתו של הסכם הקיבולת וההפעלה בהתאם להחלטת הממונה על התחרות. כמו כן, לכל צד תהיה זכות לסיים את חלקו בהסכם הקצאת הקיבולת ככל שהסכם היצוא שלו בוטל.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי וקונדנסט (המשך):

4. הסכם לאספקת גז טבעי לאשכול אנרגיות כוח בע"מ

ביום 23.5.2024 התקשרו שותפי לווייתן עם אשכול אנרגיות כוח בע"מ (להלן בסעיף זה: "הרוכשת") בהסכם לאספקת גז טבעי (להלן בסעיף זה: "ההסכם") ליחידות הייצור שבאתר "אשכול" באשדוד, אותן מתעתדת הרוכשת לרכוש מחברת החשמל, על פי הסכם מכר שנחתם על ידה עם חח"י. על פי ההסכם, התחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת על בסיס מחייב (Firm) כמויות גז יומיות בהיקף שנתי מצטבר של כ- 0.5 BCM, אשר עתידות לשמש את שתי יחידות הייצור במחזור משולב שבאתר אשכול (להלן: "המחז"מים"), החל ממועד תחילת האספקה בחודש יוני 2024, עם העברת הבעלות בתחנת הכוח מחח"י לידי הרוכשת ועד לסוף תקופת ההסכם ביום 31.12.2031.

הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות גז מסוימות המחושבת כשיעור מהכמות השנתית המתואמת (Adjusted ACQ), בכפוף לנסיבות של כוח עליון ותנאים מקובלים נוספים. בנוסף, הוסכם בין הצדדים כי שותפי לווייתן יספקו לרוכשת על בסיס בלתי רציף (interruptible) כמויות גז נוספות אשר עתידות לשמש את ארבע יחידות הייצור הקיטוריות שבאתר אשכול (להלן: "היחידות הקיטוריות"), אשר עתידות לפעול בעיקר בשעות בהן רזרבות החשמל במשק נמוכות, וזאת החל ממועד תחילת האספקה כאמור לעיל, ובמהלך כל תקופת הפעלתן (הצפויה להימשך נכון למועד זה עד ליום 31.12.2026). הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות גז מסוימות ליחידות הקיטוריות, בכפוף למידת הפעלתן בפועל, לזמינות הגז ולתנאים מקובלים נוספים. מחירי המכירה שנקבעו בהסכם צמודים למחירי החשמל ביחס למחז"מים, ולמחירי חבית נפט מסוג ברנט ביחס ליחידות הקיטוריות, בהתאם למנגנונים ולתקופות כמפורט בהסכם. מחירי המכירה האמורים נקובים בדולר וכפופים למחירי מינימום. בהסכם נקבעו הוראות נוספות, כמקובל בהסכמים מסוג זה, בין היתר בנוגע לאירועי כוח עליון, אירועי הפרה ושיפוי, מיסוי ושינויים פיסקאליים, סיום לפני תום תוקפו ועוד. יצוין כי, בחודש יוני 2024 החלה אספקת הגז הטבעי לרוכשת בהתאם להסכם.

5. הסכם לאספקת קונדנסט לבז"ן:

בחודש דצמבר 2019 נחתם הסכם (להלן: "הסכם בז"ן") לפיו קונדנסט, שיופק ממאגר לווייתן יוזרם לצנרת הדלקים הקיימת של חברת קצא"א המובילה למתחם מיכלים של חברת תשתיות ואנרגיה בע"מ (להלן: "תש"א") ומשם יוזרם למתקני בז"ן, וזאת בין היתר בהתאם להנחיות רגולטוריות.

ההסכם שנחתם בז"ן הינו על בסיס מזדמן, עד לכמות מירבית שהוסכמה בין הצדדים כפי שתעודכן מעת לעת, בהתאם לתנאים שנקבעו על-ידי הרשויות לעניין זה, לתקופה של 15 שנים ממועד תחילת ההזרמה של הקונדנסט (בכמויות מסחריות), כאשר לכל צד תהיה זכות לסיים את ההסכם בז"ן במתן הודעה מראש של לפחות 360 יום לצד האחר. בנוסף יהיה כל צד רשאי לבטל את ההסכם בז"ן בהודעה קצרה יותר בקרות אירועים שונים, לרבות במקרה של הפרה על-ידי הצד האחר וכן בקרות שינויים רגולטוריים ואחרים אשר לא יאפשרו את הזרמת הקונדנסט בהתאם לאמור בהסכם בז"ן. על-פי ההסכם, שותפי לווייתן אינם זכאים לתמורה עבור אספקת הקונדנסט לבז"ן, כאשר שותפי לווייתן מחויבים לשאת בכל ההוצאות, לרבות חשיפות המס, ביחס לאספקת הקונדנסט.

כמפורט בפסקה 10 להלן, ביום 7.3.2024 החלו שותפי לווייתן להזרים קונדנסט בצינור תש"א לבז"א, ובעקבות זאת, החל מהמועד האמור הופחתו משמעותית כמויות הקונדנסט שסופקו לבז"ן על-פי ההסכם כאמור. במסגרת תכתובת, שנערכה בין שותפי לווייתן לבין בז"ן במהלך הרבעון הראשון של שנת 2022, פנו שותפי לווייתן לבז"ן בטענה כי היעדר התשלום בגין הקונדנסט המסופק לבז"ן כאמור מהווה ניצול אסור בניגוד לדין של כוחה של בז"ן כמונופסון ברכישת קונדנסט, בז"ן השיבה במכתב הדוחה את טענות שותפי לווייתן. ביום 4.2.2024 הודיעו שותפי לווייתן לבז"ן כי תחילת הזרמת הקונדנסט לבז"א צפויה במהלך חודש מרץ 2024, וכי החל ממועד זה יופחתו משמעותית הכמויות המועברות לבז"ן. בתגובה להודעה זו, שלחה בז"ן מכתב לשותפי לווייתן לפיו הודעתם האמורה של שותפי לווייתן מהווה הפרה של ההסכם עם בז"ן. לעמדת השותפות, טענות ודרישות בז"ן האמורות הינן חסרות כל בסיס, ובהתאם בוחנים שותפי לווייתן את המשך צעדיהם מול בז"ן בעניין זה.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי וקונדנסט (המשך):

6. הסכם למכירת קונדנסט ממאגר לווייתן עם בז"א

ביום 18.1.2023 התקשרו שותפי לווייתן, ובכלל זאת השותפות (להלן בסעיף זה: "המוכרים") עם בז"א בהסכם למכירת קונדנסט לבז"א (להלן בסעיף זה: "ההסכם"). להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

א) על פי ההסכם התחייבו המוכרים לספק לבז"א קונדנסט המופק ממאגר לווייתן, שיוזרם באמצעות צינור תש"א.

ב) בהסכם נקבעו, בין היתר, הוראות בדבר מגבלות על הכמויות המירביות (ברמה יומית וחודשית) של הקונדנסט שיוספק לבז"א, קנסות במקרה של הפרת הוראות ההסכם, והוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה.

ג) המחיר שישולם למוכרים נקבע על פי מחיר חבית נפט מסוג ברנט בניכוי מרווח, באופן מדורג, כמפורט בהסכם.

ד) הזרמת הקונדנסט לבז"א תחל במועד תחילת ההזרמה בצינור תש"א (להלן בסעיף זה: "מועד תחילת ההזרמה"), ותימשך לתקופה של 4 שנים. הזרמת הקונדנסט לבז"א על פי ההסכם כאמור החלה ביום 7.3.2024.

7. ביום 3.5.2020 נחתם הסכם (להלן בסעיף זה: "ההסכם") בין השותפות, שברון, קבוצת דלק ורציו אנרגיות, במסגרתו הוסדר אופן אספקת גז טבעי ללקוחות במאגר ים תטיס אשר תבוצע על ידי שותפי לווייתן השותפים בפרויקט ים תטיס (קרי: השותפות ושברון) ואשר להם התחייבות מכוח הסכם למכירת גז בפרויקט ים תטיס (להלן: "הסכם ים תטיס") והן על-ידי שותף נוסף בלווייתן (קרי: רציו אנרגיות) שאינה שותפה בפרויקט ים תטיס (ואשר אינה מחויבת מכוח הסכם ים תטיס כאמור). התמורה שנקבעה בהסכם הינה המחיר הממוצע החודשי של פרויקט לווייתן ממכירות גז טבעי. התמורה התחלקה באופן שבו התמורה לרציו אנרגיות משקפת מחיר גז טבעי השווה למחיר הממוצע החודשי של גז טבעי (הנוכחי) שסופק ללקוחות לווייתן במהלך אותו חודש מכח הסכמים אשר נחתמו בין שותפי לווייתן ללקוחותיהם, והיתרה הכספית שנתרה חולקה בין השותפות לשברון, לפי חלקם היחסי בפרויקט לווייתן ללא חלק רציו אנרגיות. חלוקה זו איפשרה שמירה על איזון כמויות הגז בפרויקט לווייתן בין השותפים בו לפי חלקם. יצוין כי, ביום 30.06.2023 הסתיים ההסכם האחרון למכירת גז בפרויקט ים תטיס ובהתאם הסתיים גם ההסכם האמור לעיל.

8. תלות בלקוח:

נכון ליום 31.12.2024, נפקו ובלו אושן הם הלקוחות הגדולים ביותר של השותפות ולפיכך ביטול ההסכמים שנחתמו בינם לבין שותפי לווייתן או אי קיומם ישפיע באופן מהותי על פעילות השותפות והכנסותיה העתידיות. לפרטים בדבר היקפי מכירות ויתרת לקוחות ראה ביאור 21 להלן.

9. הערכות בדבר כמויות ומחירי הגז הטבעי, הקונדנסט ומועדי האספקה:

ההערכות בדבר כמויות הגז הטבעי והקונדנסט, שתירכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל בפרויקט לווייתן, מועדי תחילת האספקה על-פי הסכמי האספקה, מהוות מידע אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בכל אחד מהסכמי האספקה (ככל שאלו טרם התקיימו), אי קבלת אישורים רגולטוריים, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי כל אחת מהרוכשות האמורות, מחירי הגז והקונדנסט, שיקבעו בהתאם לנוסחאות הקבועות בהסכמי האספקה, תעריף ייצור החשמל, שער חליפין דולר-שקל (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מחירי הברנט (ככל שרלבנטיים להסכם האספקה), תעריף התעו"ז המפורסם על ידי רשות החשמל ולמדד מרווח הזיקוק (ככל שרלבנטיים להסכם האספקה), הקמת והפעלת תחנות הכח ו/או מתקנים אחרים של הרוכשות (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מימוש האופציות הניתנות בכל אחד מהסכמי האספקה ומועד מימושן וכיוצ"ב.

ד. שעבודים וערבויות:

1. פיקדונות בבנק לזמן קצר (דולר) ליום 31.12.2024 בסך של כ-333.1 מיליון דולר המשמשים לשירות חוב ולתשלומים שוטפים במסגרת הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד (ראה ביאור 10 לעיל).
2. פיקדונות בבנק לזמן ארוך ליום 31.12.2024 כוללים פקדון בסך של 0.5 מיליון דולר המשמש להבטחת ערבות בסך של 1 מיליון דולר, שניתנה על ידי השותפות ושברון (בחלקים שווים), לטובת מנהל רשות הגז הטבעי בקשר עם רישיון הולכת הגז למצרים.
3. ראה ביאור 10 בדבר שעבודים שנתנה השותפות על נכסיה, במסגרת אגרות החוב.
4. על פי דרישת ממשלת קפריסין במסגרת הסכם הזיכיון כאמור בביאור 27 לעיל, בשנת 2013 העמידה קבוצת דלק ערבות ביצוע לטובת הרפובליקה של קפריסין. בתמורה להעמדת הערבות משלמת השותפות עמלת ערבות לקבוצת דלק בסך של כ-368 אלפי דולר לשנה וזאת עד ל-25 שנים ממועד העמדת הערבות.
5. במסגרת פעילותה של השותפות בפרויקט לווייתן, העמידה השותפות ערבות עצמית לטובת רשות המסים בישראל (מכס) בקשר עם ציוד המיובא על-ידי מפעיל העסקה בסך של כ-67.6 מיליון ש"ח.
6. במסגרת פעולות הנטישה בפרויקט ים תטיס העמידה השותפות לטובת רשות המסים בישראל (מכס) ערבות עצמית בקשר עם ציוד המיובא על-ידי מפעיל העסקה בסך של כ-57.7 מיליון ש"ח.
7. במהלך חודש יולי 2018, העמידו שותפי לווייתן ערבות לטובת רשות מקרקעין לישראל בקשר עם הקמת תשתית פיתוח פרויקט לווייתן. חלקה של השותפות בערבות האמורה הינו בסך כ-2.3 מיליון ש"ח.
8. לצורך הבטחת תשלומים עבור זכויות שימוש בשטחים, מתקנים ותשתיות בקשר עם עסקת EMG העמידה השותפות לטובת קצא"א ערבות בנקאית בסך 2 מיליון דולר. במסגרת ההסכם עם קצא"א העמידה חברת EMED BV ערבות חברה לחברת קצא"א בסך 4 מיליון דולר.
9. להבטחת הסכם הולכה לצורך יצוא גז למצרים (ראה סעיף 21), במסגרת פעילות השותפות בפרויקט לווייתן, העמידה השותפות ערבויות בנקאיות לטובת נת"ז. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הסך הכולל הוא של כ-186.4 מיליון ש"ח.
10. במסגרת פעילותה של השותפות במרוקו העמידה השותפות ערבות בנקאית בסך של כ-1.75 מיליון דולר ל-ONHYM (ראה ביאור 47 לעיל).
11. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים העמידה השותפות ערבויות בסך של כ-54.5 מיליון דולר למשרד האנרגיה בקשר עם זכויותיה בנכסי הנפט והגז, ראה סעיף 3 להלן.

ה. הליכים משפטיים:

1. ביום 12.3.2015 הגישו השותפות ושברון (להלן יחד בסעיף זה: "התובעות") תביעה לבית המשפט המחוזי בירושלים נגד מדינת ישראל, באמצעות נציגיה ממשרד האנרגיה (להלן בסעיף זה: "הנתבעת"), הכוללת בעיקרה השבתם של תמלוגים, אשר שילמו התובעות, ביתר ותחת מחאה, לנתבעת, בגין הכנסות שנבעו לתובעות מהסכמי אספקת גז אשר נחתמו בין צרכני גז טבעי לבין שותפי ים תטיס, ואשר חלקו סופק מפרויקט תמר, בהתאם למנגנון ההתחשבנות, אשר נועד לשמור על איזון כמויות הגז בפרויקט תמר, בין השותפים בו לפי חלקם. סעד ההשבה שנתבעת המדינה לשלם עומד, נכון ליום 31.12.2024 על סך של כ-28 מיליון דולר, כאשר חלקה של השותפות הוא בסך כ-13 מיליון דולר. לחילופין, טענת התובעות כי הן למצער זכאיות לסכום השבה חלקי אשר, נכון ליום 31.12.2024 עומד על סך של 19.4 מיליון דולר, כאשר חלקה של השותפות הוא בסך של כ-9 מיליון דולר. ביום 14.11.2022 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את התביעה, למעט בקשר עם עמדת התובעות בעניין השבת סכומי ריבית, שגבתה הנתבעת מהתובעות בסכום שאינו מהותי, ומחייב את התובעות בהוצאות הנתבעת ובשכר טרחת עורכי דינה. ביום 6.2.2023 הגישו התובעות ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון. ביום 13.8.2023 הגישה הנתבעת את תשובתה לערעור, ודיון בערעור נקבע ליום 27.4.2025. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, קיים קושי להעריך את סיכויי קבלת טענות התובעות בערעור, וזאת בהמשך למתן פסק הדין ומכיוון שטרם התקיים דיין בערעור.

ה. הליכים משפטיים:

1. (המשך)

בהתאם לאמור לעיל, בשנת 2022 הכירה השותפות בגין התקופה שעד למכירת מלוא החזקותיה בפרויקט תמר בהוצאות בסך של כ-13.6 מיליון דולר בגין פרויקט תמר ובסך של כ-1.7 מיליון דולר בגין פרויקט לווייתן אשר נכללו ברווח (הפסד) מפעילות מופסקת ובהוצאות תמלוגים בפעילות הנמשכת בהתאמה. ההוצאות כוללות את התמלוגים, ששילמה השותפות למדינה תחת מחאה, תמלוגי על לשלם בקשר עם הכנסות, שנבעו מהסכמי אספקת הגז כאמור ועדכון שיעור התמלוגים בפי הבאר בפרויקטים תמר ולווייתן. יצוין כי, ההחלטה בנושא זה, כאשר תהיה חלוטה, תחול בשינויים המחויבים גם ביחס לתמלוגי-העל ששילמה השותפות לאורך השנים בגין פרויקט תמר. בהתאם ככל שהחלטת בית המשפט כאמור מיום 14.11.2022 תישאר בעינה, תישא השותפות בתשלום נוסף (כולל ריבית והצמדה) לבעלי תמלוגים, בגין כמויות הגז שסופקו על ידי השותפות ללקוחות פרויקט ים-תטיס, בסך של כ-6.7 מיליון דולר (מתוכו סך של כ-1.9 מיליון דולר לצדדים קשורים). יצוין כי, בהתאם להסכם מכירת זכויות השותפות בחזקות תמר ודלית כאמור בביאור 9ג לעיל, גם לאחר השלמת העסקה השותפות אחראית וזכאית, לפי העניין, ביחס לסכומים שבמחלוקת מול המדינה ובעלי התמלוגים.

2.

ביום 25.12.2016 הגישו מחזיקי יחידות השותפות באבנר בטרם המיזוג (להלן בסעיף זה: "המבקשים") בקשה לאישור תובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "בקשת האישור") בטענה כי עסקת המיזוג בין השותפות לבין אבנר, אושרה בהליך שאינו הוגן והתמורה ששולמה למחזיקי יחידות המיעוט באבנר, כפי שנקבעה בהסכם המיזוג, הינה בלתי הוגנת. הבקשה הוגשה נגד אבנר, השותף הכללי באבנר וחברי הדירקטוריון בו, קבוצת דלק כבעלת השליטה באבנר (בשרשרת), ונגד פרייס ווטרס האוס קופרס יעוץ בע"מ (PWC), כיועציה הכלכליים של ועדת דירקטוריון בלתי תלויה, שהקימה אבנר (להלן בסעיף זה: "המשיבים"). בבקשה נטען, בין היתר, כי חברי הוועדה, דירקטוריון אבנר והשותף הכללי הפירו את חובת הזהירות כלפי אבנר, וכי אבנר התנהלה באופן שקיפח את המיעוט. סך הנזק הוערך על-ידי המבקשים בסכום של 320 מיליון ש"ח.

ביום 7.5.2023 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את בקשת האישור. ביום 6.7.2023 הגישו המבקשים ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון במסגרתו התבקש בית המשפט העליון לקבל את הערעור ולהורות על קבלת בקשת האישור.

ביום 27.12.2023 הגישה PWC ערעור שכנגד על פסק הדין, אשר מתנהל בגדרי הערעור כאמור, במסגרתו טענה כי בית המשפט המחוזי שגה בכך שלא פסק הוצאות לזכותה (להלן בסעיף זה: "הערעור שכנגד"). בהתאם להחלטות בית המשפט, ביום 22.8.2024 הגישו הצדדים את התשובות לערעור ולערעור שכנגד. דיון בערעור ובערעור שכנגד נקבע ליום 11.9.2025.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכויי הערעור להידחות גבוהים מסיכויי להתקבל.

3.

ביום 4.2.2019 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "בקשת האישור"), על-ידי בעל מניות בתמר פטרוליום ועמותת נציגי הציבור (להלן יחד בסעיף זה: "המבקשים"), נגד תמר פטרוליום, השותפות, מנכ"ל השותפות ויו"ר הדירקטוריון בתמר פטרוליום במועד ההנפקה, מנכ"ל תמר פטרוליום, סמנכ"ל הכספים בתמר פטרוליום ולידר הנפקות (1993) בע"מ (להלן יחד בסעיף זה: "המשיבים"), בקשר עם הנפקת מניות תמר פטרוליום בחודש יולי 2017 (להלן בסעיף זה: "ההנפקה").

לטענת המבקשים, בתמצית, הטעו המשיבים את ציבור המשקיעים בעת ההנפקה ביחס ליכולתה של תמר פטרוליום לחלק דיבידנד לבעלי מניותיה, בגין התקופה שתחילתה ממועד ההנפקה וסיומה בסוף שנת 2021 (להלן בסעיף זה: "התקופה"), והפירו חובות על-פי חוקים שונים, ובין היתר, חובת הזהירות של נושאי המשרה האמורים וחובות השותפות כבעלת מניות וכבעלת השליטה בתמר פטרוליום טרם ההנפקה.

הסעדים המבוקשים במסגרת בקשת האישור, כללו בעיקר סעד כספי בסך של לפחות 53 מיליון דולר, שהינו, לטענת המבקשים, ההפרש שבין סך הדיבידנד, שצפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה, כפי שצוין במסמך ההצעה למשקיעים מוסדיים מיום 12.7.2017, לבין סך הדיבידנד, אשר על-פי חוות דעת מומחה שצורפה לבקשת האישור, צפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה.

ביום 13.8.2019 הורה בית המשפט למבקשים להעביר את כתבי בי-הדין המצויים בתיק ליועץ המשפטי לממשלה על-מנת שזה יודיע עד ליום 15.9.2019 אם הוא מבקש להצטרף להליך. ביום 1.11.2020 הגישו המבקשים בקשה

ה. הליכים משפטיים:

3. (המשך)

לתיקון בקשת האישור, במסגרתה ביקשו לצרף לבקשת האישור מבקשת נוספת, אשר השתתפה בהנפקה, וזאת בניגוד למבקשים הנוכחיים אשר לא נטלו חלק בהנפקה וכן להגדיל את סכום הנזק הנטען ל- 153 מיליון דולר. ביום 6.4.2021 קיבל בית המשפט את בקשת המבקשים לתיקון בקשת האישור, וקבע כי המבקשים רשאים להגיש את בקשת האישור המתוקנת בהתאם לנוסח שהוגש לבית המשפט, וביום 23.1.2022 הוגשה בקשה מתוקנת לאישור התובענה כייצוגית. ביום 23.4.2023 הגישו המבקשים בקשה למתן צו לגילוי מסמכים, וביום 17.7.2023 דחה בית המשפט את הבקשה לגילוי מסמכים ביחס לכלל המשיבים, למעט ביחס ללידר, לגביה התקבלה הבקשה באופן חלקי. כמו כן, ביום 16.8.2023 אישר בית המשפט הסדר דיוני מוסכם בין הצדדים, לפיו חקירות העדים במסגרת בקשת האישור יתקיימו במהלך החודשים פברואר-אפריל 2024. בהתאם, במהלך חודש אפריל 2024 הסתיים שלב ההוכחות, ובהתאם להוראות שהתקבלו מבית המשפט, סיכומי המבקשים הוגשו לבית המשפט בחודש מרץ 2025, ועל סיכומי המשיבים להיות מוגשים לבית המשפט עד לחודש אוקטובר 2025. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ- 50%.

4. ביום 27.2.2020 נודע לשותפות אודות הגשת תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: **"בקשת האישור"**) לבית המשפט המחוזי בתל-אביב, על-ידי צרכן חשמל (להלן בסעיף זה: **"המבקש"**) נגד השותפות ושברון ונגד יתר המחזיקות בפרויקט תמר ובפרויקט לווייתן (כבעלי דין שלא מתבקש נגדם סעד), וזאת בקשר עם ההליך התחרותי לאספקת גז טבעי שערכה חברת החשמל ובקשר עם תיקון אפשרי להסכם אספקת הגז מפרויקט תמר לחברת החשמל, כפי שסוכם על-ידי ישראלמקו, תמר פטרוליום, דור ואורסט תשתיות שותפות מוגבלת (להלן יחד בסעיף זה: **"יתר המחזיקות בפרויקט תמר"**), ללא מעורבות השותפות ושברון (להלן בסעיף זה: **"התיקון להסכם תמר"**).

טענותיו העיקריות של המבקש הינן כי ההצעות, שהציעו יתר המחזיקות בפרויקט תמר והמחזיקות בפרויקט לווייתן במסגרת ההליך התחרותי, עולות לכדי ניצול לרעה של כוח מונופוליסטי ולכדי הסדר כובל, כהגדרתו בחוק התחרות הכלכלית; אי חתימתן של השותפות ושברון על התיקון להסכם תמר עולה אף היא לכדי ניצול לרעה של כוח מונופוליסטי; המחיר, שנקבע בהסכם אספקת הגז מפרויקט לווייתן לחברת החשמל, בהמשך להליך התחרותי, הינו מחיר בלתי הוגן; ועושר, שעשו ויעשו השותפות ושברון בהתאם להסכם זה, תוך פגיעה בתחרות, עולה לכדי עשיית עושר ולא במשפט.

לטענת המבקש פעולות אלו של השותפות ושברון גרמו וצפויות לגרום נזק לקבוצות אותן הוא מבקש לייצג בסך של כ- 1.16 מיליארד ש"ח ולפיו מתבקש בית המשפט לפסוק גמול ושכר טרחה. הסעד העיקרי במסגרת בקשת האישור הינו קביעה של בית המשפט כי השותפות ושברון אינן רשאיות למנוע מיתר המחזיקות בפרויקט תמר לחתום על התיקון להסכם תמר. ביום 6.2.2024 נעתר בית המשפט לבקשת המבקש, בהסכמת המשיבות, לבטל דיוני ההוכחות שנקבעו לחודשים מרץ – אפריל 2024, וביום 27.6.2024 נתן בית המשפט תוקף להסכמת הצדדים, אשר הושגה בהמלצתו, לקיים הליך פישור צופה פני הסדר הסתלקות. בהתאם להחלטת בית המשפט, ביום 25.9.2024 נערך דיון מקדמי בבית המשפט אשר במהלכו הציע בית המשפט לצדדים להידבר על מנת לנסות ולהגיע להסכמה על פניה לגישור בהליך. ביום 15.1.2025 הגישו הצדדים בקשה משותפת להסתלקות מתוגמלת מבקשת האישור, וביום 18.2.2025, התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) המאשר את הבקשה המוסכמת להסתלקות מתוגמלת של המבקש מבקשת האישור, לפיה, בין היתר, על המשיבות לשלם למבקש ולבא כוחו תגמול, שכר טרחה והחזר הוצאות בסך של 400 אלפי ש"ח (חלק השותפות 200 אלפי ש"ח), בתוספת מע"מ כדיון. בהתאם השותפות כללה הפרשה בדוחותיה הכספיים המאוחדים.

5. ביום 15.12.2020 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב כנגד שברון (להלן בסעיף זה: **"המשיבה"**) בקשה לאישור תובענה ייצוגית על-ידי תושב אזור חוף דור בשם "כל מי שנחשף לזיהום האוויר, הים והסביבה החופית בשל פליטות אסורות מאסדת הגז, שמפעילות המשיבות בים, הממוקמת מול חוף דור, ומטפלת במאגר הגז הטבעי 'לווייתן', בתקופה שממועד התחלת פעילות האסדה בחודש דצמבר 2019 ועד למתן פסק דין בתביעה" (להלן בסעיף זה: **"בקשת האישור"**, **"המבקש"** ו- **"חברי הקבוצה"**). בתמצית, נטען בבקשת האישור כי המשיבה חשפה את חברי הקבוצה לזיהום אוויר, ים וסביבה בשל פליטות אסורות, שמקורן באסדת מאגר לווייתן. חשיפה זו, לטענת המבקש, יצרה נזקים בריאותיים שונים (שלא פורטו בבקשת האישור) ונזק של פגיעה באוטונומיה בשל חשש לפגיעה בריאותית כאמור. הסעד העיקרי המבוקש בבקשת האישור הוא פיצוי הקבוצה על הנזק, שנטען שנגרם לה המוערך בכ- 50 מיליון ש"ח. ביום 7.2.2024 ניתן פסק דין הדוחה את בקשת האישור, תוך חיוב המבקש בהוצאות.

ה. הליכים משפטיים (המשך):

6. ביום 23.4.2020 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות (להלן בסעיף זה: "המבקש") תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית נגד השותפות, השותף הכללי, קבוצת דלק, יצחק שרון (תשובה), הדירקטורים של השותף הכללי (לרבות יו"ר הדירקטוריון לשעבר) ומנכ"ל השותף הכללי (להלן בסעיף זה: "בקשת האישור" ו-"המשיבים", בהתאמה), למחלקה הכלכלית בבית המשפט המחוזי בתל-אביב.
- בבקשת האישור נטען כי, המשיבים נמנעו מלגלות בדיווחי השותפות על קיומה של תניה בהסכמים למכירת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר לחברת בלו אושן (להלן בסעיף זה: "הסכמי המכר" ו-"הרוכשת", בהתאמה), לפיה בשנה בה המחיר היומי הממוצע של חבית ברנט (כהגדרתה בהסכמי המכר) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, הרוכשת רשאית להקטין את הכמות השנתית המינימלית הנרכשת על-פי הסכמי המכר כך, שכמות זו תעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. לטענת המבקש, אי-הגילוי הנטען בדיווחי השותפות מקים עילות תביעה מכוח סעיפים שונים בחוק ניירות ערך, מכוח עוולת הפרת חובה חקוקה, ומכוח עוולת הרשלנות.
- הסעד העיקרי המבוקש במסגרת בקשת האישור הינו כיצוי הקבוצה אותה מתעתד לייצג המבקש על הנזק שנטען שנגרם לה המוערך, בהתאם לחוות דעת שצורפה לבקשת האישור, בכ-55.5 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש להורות על מתן כל סעד אחר לטובת הקבוצה, כפי שבית המשפט ימצא לנכון בנסיבות העניין.
- בהתאם להחלטת בית המשפט על המשיבים והמבקש להגיש סיכומים וסיכומי תשובה במהלך שנת 2024 והכל עד לחודש אפריל 2025. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה להתקבל נמוכים מ-50%.
7. ביום 3.5.2021 הגישה חברת נמל חיפה בע"מ (להלן בסעיף זה: "נמל חיפה") תביעה נגד שברון, חברת קוראל שירותי ים בע"מ (להלן בסעיף זה: "קוראל") וחברת גולד-ליין ספנות בע"מ (להלן בסעיף זה: "גולד ליין"), בסך של כ- 77 מיליון ש"ח (להלן: "התביעה העיקרית"). לטענת נמל חיפה, פריקה ישירה של מטענים בשטח אסדת לווייתן, כפי שנעשתה על-ידי שברון, מבלי לפרוק מטענים אלה תחילה באחד מממלי ישראל, הינה שלא כדין ונעשתה על מנת לחמוק מביצוע תשלומי חובה לנמל ובכך נגרם לנמל חסרון כס. על-פי הנטען בכתב התביעה, החל מיולי 2018 ואילך ביצעה שברון פריקה ישירה כאמור, תוך שהיא מצהירה כלפי רשויות המס כי נמל חיפה הינו "נמל הפריקה", אף שהמטענים שנפרקו לא עברו בנמל חיפה בפועל. הטענה כלפי החברות קוראל וגולד-ליין הינה שהן פעלו, בזמנים הרלוונטיים, כסוכנות האוניה עבור שברון, עניין אשר מקים להן, לטענת נמל חיפה, חובה לשלם את דמי הניטול בשמה של שברון.
- ביום 31.8.2021 הגישה שברון כתב הגנה, וביום 1.12.2021 הגישה נמל חיפה כתב תשובה. במקביל, הגישה שברון כתב תביעה שכנגד נגד נמל חיפה על סך כ-4.4 מיליון ש"ח, בשל תביעה בסך של כ-0.7 מיליון ש"ח בגין דמי ניטול ודמי תשתית, שחויבו בפועל על ידי נמל חיפה, שלא כדין ובשל תביעה בסך של כ-3.7 מיליון ש"ח בגין דמי מעגן, שחויבה בהם שברון ושלא בוצעה בהם הפחתה של 30%, בניגוד לדיון, במקרים של ניתוב עצמי של אוניות אשר עברו בשטח הנמל. ביום 11.9.2022 התקיים דיון קדם משפט, במסגרתו נקבע כי הצדדים יבואו בדברים במטרה להגיע להסכמות בדבר השלמת ההליכים המקדמיים. ככל שלא יגיעו להסכמות כאמור, יגישו בקשות בהתאם. על אף הניסיון להגיע להסכמות, הגישו הצדדים בקשות הדדיות בעניין ההליכים המקדמיים.
- בימים 8.7.2023 ו- 18.7.2023 דחה בית המשפט את הבקשות כאמור. ביום 4.6.2024 התקיים דיון קדם משפט בו נדונו בקשות שונות שהוגשו על-ידי הצדדים, למעט בקשתה של נמל חיפה לזימון נציג המכס לעדות, וביום 28.7.2024 דחה בית המשפט את הבקשות שהוגשו על-ידי נמל חיפה וקיבל את הבקשה שהוגשה על-ידי שברון לזימון עדים שאינם בשליטתה. ביום 13.10.2024 הגישה נמל חיפה בקשת רשות ערעור על החלטת בית המשפט לדחות את הבקשות שהוגשו על-ידיה, וכן בקשה לדחיית המועד להגשת תצהירי התשובה. בית המשפט קיבל את בקשת הדחיה כאמור וקבע שתצהירי התשובה יוגשו 30 יום לאחר ההכרעה בבקשת רשות הערעור. ביום 20.11.2024, דחה בית המשפט את בקשת רשות הערעור כאמור, ותצהירי התשובה מטעם הצדדים במסגרת התביעה והתביעה שכנגד הוגשו ביום 21.1.2025. דיון קדם המשפט האחרון והדיון בבקשתה של נמל חיפה לזימון נציג המכס לעדות נקבעו ליום 10.3.2025. עוד יצוין כי, ביום 3.4.2023 הגישה נמל חיפה בקשה לסילוק התביעה שכנגד על הסף, בטענה כי לא מתקיימת יריבות בינה לבין שברון, וזאת מכיוון שהחשבוניות ודמי המעגן שולמו על-ידי סוכן, וביום 21.6.2023 דחה בית המשפט את הבקשה כאמור, וכן חייב אותה בהוצאות.
- להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סביר יותר כי התביעה העיקרית תדחה מאשר כי תתקבל.

ה. הליכים משפטיים (המשך):

8. ביום 3.12.2023 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות (להלן בסעיף זה: "המבקש") בקשה כנגד השותפות, בהתאם לסעיף 65מא לפקודת השותפויות ולסעיף 198א לחוק החברות, למתן צו לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת כנגד השותף הכללי; מר אבו, מנכ"ל השותף הכללי; וחברי דירקטוריון השותף הכללי (ובכללם חברי ועדת התגמול) בתקופה הרלוונטית (להלן בסעיף זה: "בקשת הגילוי"). בתמצית, בקשת הגילוי מבוססת על הטענה כי אישור תנאי הכהונה וההעסקה הנוכחיים של מר אבו על ידי ועדת התגמול והדירקטוריון, ב"אבורלינג", כנגד עמדת האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות השתתפות נעשה בניגוד לדיון, תוך הפרת חובות הזהירות והאמון החלות על חברי הדירקטוריון ותוך הפרת חובותו של מר אבו, מנכ"ל השותף כללי, לפעול לטובת השותפות. במסגרת בקשת הגילוי נטען כי אישור תנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו באבורלינג נעשה מבלי שהתקיימו התנאים הנדרשים לכך על פי פקודת השותפויות; כי לא התקיים דיון מחדש מספק בתנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו ולא ניתנה במסגרתו התייחסות להתנגדות האסיפה הכללית; וכי הנימוקים שפורטו על ידי הדירקטוריון לא התייחסו לעצם דחיית אישור תנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו על ידי האסיפה הכללית. יצוין כי, בסמוך להגשת בקשת הגילוי הגיש המבקש לבית המשפט הודעה בעניין בקשות נוספות לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת שהוגשו על-ידו או על-ידי באי כוחו, המתבססים, לטענתו, על "מסכת עובדתית דומה"; כנגד משיבות אחרות: קבוצת דלק בע"מ (תנ"ג 58205-11-23); אלקטרה בע"מ (תנ"ג 50050-11-23) מטריקס אי.טי בע"מ (תנ"ג 60805-11-23); וסקופ מתכות בע"מ (תנ"ג 47021-11-23) (להלן: "ההליכים הנוספים"). ביום 6.12.2023 הורה בית המשפט כי הצדדים להליכים הנוספים ישקלו לאחד את שמיעתם על ידי בחירת תיק מוביל (להלן: "תיק קטר") שאליו תוכפף ההכרעה בכלל ההליכים הנוספים; או בכל דרך אחרת (להלן: "איחוד הדיון"). ביום 8.1.2024 הודיע המבקש לבית המשפט על הסכמתו לאיחוד הדיון, ובאותו מועד הגישה השותפות לבית המשפט את התנגדותה לאיחוד הדיון, וזאת, בין היתר מכיוון שמדובר בהליכים שונים ונבדלים, שעניינם בהחלטות אחרות, שהתקבלו על-ידי גופים אחרים, ביחס לתנאי כהונה של נושאי משרה אחרים ובתאגידים אחרים; וכי בנסיבות אלו איחוד ההליכים אינו צפוי לפשט ולייעל את הדיון בהם, ואין חשש להכרעות סותרות ביניהם, כפי שנדרש בדיון לשם איחוד הדיון בהליכים מקבילים. למיטב ידיעת השותפות, המשיבות בהליכים הנוספים התנגדו גם הן להצעה לאיחוד הדיון. ביום 17.7.2024 קבע בית המשפט כי לא יתקיים איחוד דיון. ביום 18.4.2024 הגישה השותפות לבית המשפט את תשובתה לבקשת הגילוי, וביום 4.6.2024 הוגשה תגובת המבקש לתשובת השותפות לבקשת הגילוי. בהתאם להחלטות בית המשפט מהימים 31.10.2024 ו- 7.11.2024, מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות רשאים להודיע האם הם תומכים בבקשת הגילוי עד ליום 5.12.2024, ולנמק את עמדתם. לשם כך, הורה בית המשפט למבקש להמציא את כתיבי בי-הדיון של ההליך למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות עד ליום 7.11.2024, וביום 6.11.2024 הגיש המבקש בקשה להארכת המועד כאמור עד ליום 14.11.2024. בית המשפט לא הגיב לבקשה ארכה זו. יובהר כי, החלטות בית המשפט כאמור חלות בשינויים המחויבים גם על ההליכים הנוספים. ביום 23.6.2024 הוגשה בקשה מטעם איגוד החברות הציבוריות (להלן: "האיגוד") להצטרף להליך במעמד ידיד בית משפט, ובהתאם להחלטת בית המשפט, לאחר שהוגשו תגובות הצדדים לבקשה כאמור, ביום 18.8.2024 הוגשה תגובת האיגוד להתנגדות המבקש לבקשת ההצטרפות של האיגוד להליך במעמד ידיד בית משפט. ביום 19.9.2024 קיבל בית המשפט את בקשת ההצטרפות של האיגוד כאמור. ביום 5.12.2024 הוגשה עמדת היועצת המשפטית לממשלה ביחס להליך זה ולהליכים הנוספים, ובהתאם להחלטת בית המשפט, היועצת המשפטית לממשלה היתה רשאית להגיש, עד ליום 25.2.2025, עמדה משלימה לעמדה כאמור. ביום 20.1.2025 התקיים דיון הוכחות, ובהתאם להחלטת בית המשפט, על המבקש והשותפות להגיש סיכומים וסיכומי תשובה, והכל עד לחודש ספטמבר 2025, ועל האיגוד להגיש סיכומים מטעמו, ביחס להליך זה ולהליכים הנוספים, עד לחודש יוני 2025. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה להתקבל נמוכים מ-50%.
9. על רקע העיכובים הנמשכים בהשלמת עבודות ההקמה ודחיית מועד תחילת ההזרמה בהסכם ההולכה עם נתג"ז מיום 18.1.2021, כמפורט בביאור 2012(א) להלן, ביום 24.11.2024 הגישה שברון כתב תביעה בבוררות כנגד נתג"ז בקשר עם הפרת הסכם ההולכה כאמור. במסגרת כתב התביעה, שברון עתרה, בין היתר, להשבת ההפרש שהצטבר מאז יום 30.4.2023 בין התעריף המזדמן ששולם בפועל לבין תעריף ההולכה הרגיל שהיה אמור להיות משולם לפי הסכם ההולכה על בסיס מחייב מיום 18.1.2021, אשר נכון לחודש דצמבר 2024, ההפרש כאמור עמד על סך של כ-102 מיליון ₪ (100%, חלק שותפי לווייתן כ-67 מיליון ₪). הדיון המקדמי בהליך נקבע ליום 2.4.2025. יצוין כי, במקביל להליך הבוררות כאמור, הצדדים פנו להליך גישור במטרה לנסות להגיע להסכמה ללא הכרעה בבוררות, וכי הליך זה עדיין מתנהל.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

1. התקשרות בהסכמי הולכת גז טבעי וקונדנסט ממאגר לווייתן:

1. הסכם הולכת קונדנסט

ביום 1.9.2022 נחתם בין שברון (בשם שותפי לווייתן) לבין תש"א הסכם, שנועד להסדיר מנגנון חלופי להזרמת קונדנסט מפרויקט לווייתן באמצעות צינור קיים בקוטר 6 אינטש של תש"א והמערכות הנלוות לו (להלן בסעיף זה: "ההסכם" ו-"הצינור", בהתאמה), אשר עיקריו הינם כדלקמן:

ההסכם יעמוד בתוקפו למשך 20 שנה ממועד תחילת ההזרמה, בכפוף הוראות המקנות לצדדים אפשרות לבטלו לפני תום התקופה. בתנאים מסוימים, על פי ההסכם תש"א תהיה אחראית על תכנון וביצוע עבודות החיבור וההתאמה של הצינור למטרת הולכת הקונדנסט כאמור (להלן: "עבודות החיבור"). וכן על קבלת כל האישורים להזרמת הקונדנסט בצינור ועל ההפעלה והתחזוקה השוטפת של הצינור. שברון (באמצעות שותפי לווייתן, לפי חלקם בחזקות לווייתן) התחייבה לשאת בעלויות הכרוכות בעבודות החיבור בהתאם להיקף ולמנגנון הקבוע בהסכם, וזאת בסכומים שיוסכמו על-ידי הצדדים מראש. כל אחד מהצדדים רשאי להביא את ההסכם לסיומו אם לא התקיימו התנאים המתלים תוך 12 חודשים ממועד החתימה או אם מועד תחילת ההזרמה לא התקיים תוך 12 חודשים ממועד הכניסה לתוקף של ההסכם. בתקופת ההזרמה, תש"א תעמיד את הצינור לשימושה של שברון (למעט במצבי חירום המוגדרים בהסכם, אשר בהם תופסק באופן זמני הזרמת הקונדנסט לצינור), ותשריין קיבולת מוסכמת בצינור בתמורה לדמי קיבולת קבועים הנקובים בהסכם. בנוסף, תזרים תש"א את הקונדנסט בצינור, בתמורה לדמי הולכה, שהוסכמו בהסכם. יצוין כי, בעבודות החיבור ובהסכם הובאה בחשבון הגדלת כמות הקונדנסט שתוזרם בצינור אשר נובעת מהפעלת הצינור השלישי ומתחילת ההפקה במסגרת שלב 1ב'. הזרמת הקונדנסט בצינור תש"א על-פי ההסכם הנ"ל החלה ביום 7.3.2024.

2. הסכמים להולכת גז טבעי לייצוא לירדן ומצרים

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, תשתית הצנרת לייצוא ללקוחות השותפות במצרים וירדן כוללת את המערכות העיקריות המפורטות להלן. יצוין כי, קיבולת אספקת הגז למצרים באמצעות המערכות האמורות מתחלקת בין שותפי תמר לשותפי לווייתן.

א) התקשרות עם נתג"ז בהסכמי הולכה בקשר לייצוא למצרים:

צינור EMG מחבר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש, ומשמש כקו הייצוא העיקרי למצרים מאז תחילת ההפקה ממאגר לווייתן.

בחודש ינואר 2025 הושלם חיבור חשמל נוסף לתחנת המדחסים אשר מאפשר את הפעלתם במקביל של שני המדחסים המותקנים בכניסה למערכת EMG באשקלון. הפעלת שני המדחסים במקביל כאמור, מאפשרת, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הגדלה של יכולת ההזרמה בצינור EMG, מכ- 600 MMCF ליום (כ- 6 BCM בשנה) לכ- 650 MMCF (כ- 6.5 BCM). יצוין כי, ניצול מירבי של קיבולת זו מותנה בתנאי מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז, העשויים להשתנות מעת לעת.

לצורך הגדלה נוספת של יכולת ההולכה בצינור EMG לכ- 850 MMCF ביום (כ- 8.5 BCM בשנה), מבצעת נתג"ז פרויקט להקמת מקטע ימי חדש בין אשדוד לאשקלון באורך של כ- 46 ק"מ (להלן: "המקטע המשולב"). המועד הצפוי להשלמת פרויקט הקמת המקטע המשולב נדחה מספר פעמים.

ביום 28.5.2019 נחתם הסכם בין שברון לנתג"ז, בנוגע לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן ומאגר תמר אל תחנת הקבלה של EMG באשקלון לצורך יצוא למצרים (להלן בסעיף זה: "הסכם 2019"). התשלום על-פי הסכם 2019 יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה, בכפוף להתחייבות שברון לתשלום בגין כמויות מינימאליות מסוימות.

ביום 26.12.2024 נחתמה בין שברון לבין נתג"ז תוספת להסכם 2019, לפיה יוארך ההסכם עד למוקדם מבין: (א) מועד פקיעת ההסכם בהתאם לתנאיו; (ב) יום 1.1.2026; או (ג) מועד תחילת ההזרמה, כהגדרתו בהסכם ההולכה על בסיס מחייב (Firm) המתואר להלן.

ביום 18.1.2021 התקשרה שברון עם נתג"ז בהסכם לאספקת שירותי הולכה על בסיס מחייב (Firm), אשר נועד להחליף את הסכם 2019, לצורך הזרמת גז טבעי מהמאגרים לווייתן ותמר אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכתו למצרים, שנכנס לתוקף ביום 14.2.2021 (לעיל ולהלן: "הסכם ההולכה" או בסעיף זה "ההסכם").

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

1. התקשרות בהסכמי הולכת גז טבעי וקונדנסט ממאגר לווייתן (המשך):

2. הסכמים להולכת גז טבעי לייצוא לירדן ומצרים (המשך):

(א) (המשך):

להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם כפי שתוקן מעת לעת:

- 1) במסגרת הסכם ההולכה התחייבה נתג"ז לספק שירותי הולכה לגז הטבעי שיסופק ממאגר תמר וממאגר לווייתן, לרבות שמירה על קיבולת בסיסית במערכת ההולכה בהיקף שנתי של כ- BCM 5.5 (להלן: "הקיבולת הבסיסית"). בגין שירותי ההולכה ביחס לקיבולת הבסיסית תשלם שברון דמי קיבולת (Capacity) וכן תשלום בגין כמות הגז שתוזרם בפועל (Throughput), בהתאם לתעריפי ההולכה המקובלים בישראל, כפי שיעודכנו מעת לעת. כמו כן, התחייבה נתג"ז לספק שירותי הולכה לא רציפים על בסיס מזדמן (Interruptible) של כמויות גז נוספות מעבר לקיבולת הבסיסית, בכפוף לקיבולת, שתהיה זמינה במערכת ההולכה. בגין הולכת הכמויות הנוספות כאמור תשלם שברון תעריף הולכה בגין שירותי הולכה לא רציפים ביחס לכמויות שיוזרמו בפועל.
- 2) במסגרת הסכם ההולכה התחייבה שברון לתשלום בגין הזרמה של כמות גז שלא תפחת מ- BCM 44 לאורך כל תקופת ההסכם. היה והצדדים יסכימו על הגדלת הקיבולת הבסיסית אזי הכמות המינימלית להזרמה כאמור לעיל תוגדל בהתאם.
- 3) בהסכם ההולכה נקבעו התחייבויות של נתג"ז בנוגע למועד השלמת ההקמה של המקטע המשולב ותחילת ההזרמה של הגז (להלן בסעיף זה: "מועד תחילת ההזרמה"), אך מעת לעת הודיעה נתג"ז על עיכובים ודחיות בביצוע עבודות ההקמה עקב אילוצים שונים בגינם נדחה מועד תחילת ההזרמה, וזאת, בין היתר, בשל תקלות טכניות אשר אירעו במהלך העבודות וכן עקב עזיבת הקבלן המבצע הזר את האזור על רקע המצב הבטחוני.
- 4) על רקע זה, ביום 4.8.2024 נחתם בין שברון לבין נתג"ז תיקון להסכם ההולכה, לפיו, בין היתר, תישא שברון, בגין חלק השותפים בפרויקטים לווייתן ותמר, בסכום השווה ל- 56.5% מהעלויות הנוספות הכרוכות בהשבת הקבלן הזר לישראל ובחידוש עבודות ההקמה של הפרויקט, וזאת ככל שיחודשו עד לחודש אוקטובר 2024. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, טרם התקבלה הודעה מנתג"ז בקשר עם מועד חזרתו של הקבלן וחידוש העבודות, ובהתאם טרם התקבלה הערכה לגבי תוספת העלויות הכרוכה בחזרתו של הקבלן ובהשלמת הפרויקט. להערכת המפעילה, מועד תחילת ההזרמה אינו צפוי להיות לפני הרבעון הראשון של שנת 2026.
- 5) בהסכם ההולכה נקבע כי הוא יסתיים במועד המוקדם מבין: (1) המועד בו הכמות הכוללת, שתוזרם תהיה BCM 44; (2) בחלוף 8 שנים ממועד תחילת ההזרמה; או (3) עם פקיעת רישיון ההולכה של נתג"ז.
- 6) בהתאם לעקרונות, שנקבעו בהחלטת המועצה חלק שותפי לווייתן ותמר הוא 56.5% מתוך העלות הכוללת של הקמת המקטע המשולב אשדוד אשקלון, כאשר שותפי לווייתן ושותפי תמר יישאו בעלויות אלו וכן בהעמדת ערבויות כאמור להלן בשיעור של 69% ו- 31%, בהתאמה.
- 7) נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, עלויות הקמת המקטע המשולב, לרבות העלויות בגין הקדמת ביצוע הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, מוערכות בסך כולל של כ- 295 מיליון דולר (חלק השותפות כ- 52 מיליון דולר), וזאת ללא עלויות נוספות אשר עשויות לחול בגין חידוש העבודות כאמור בסעיף 4 לעיל.
- 8) בהתאם להחלטת המועצה העמידו שותפי לווייתן ושותפי תמר ערבות בנקאית להבטחת חלקה של נתג"ז בעלות הקמת התשתית האמורה לעיל, ולכיסוי התחייבותה של שברון לתשלום דמי הקיבולת וההולכה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הערבויות לטובת נתג"ז בגין חלק השותפות בפרויקט לווייתן הינן בסך של כ- 186.4 מיליון ש"ח.
- 9) בהסכם ההולכה נקבע כי אם ייפסק יצוא הגז הטבעי מפרויקט תמר ומפרויקט לווייתן למצרים, תהיה שברון רשאית לבטל את הסכם ההולכה בכפוף לתשלום פיצוי לנתג"ז בגין הביטול המוקדם, בסכום השווה לשיעור של 120% מעלויות ההקמה של המקטע המשולב, בתוספת עלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, ובניכוי הסכומים ששילמה שברון עד למועד הביטול בגין עלויות ההקמה וההקדמה כאמור ובגין הזרמת הגז תחת הסכם ההולכה. אם לאחר ביטול הסכם ההולכה יחודש היצוא למצרים, אזי יחודש הסכם ההולכה בכפוף ובהתאם לקיבולת, שתהיה זמינה במערכת ההולכה באותה עת.
- 10) על רקע העיכובים בהשלמת עבודות ההקמה ודחיית מועד תחילת ההזרמה כאמור לעיל, העלתה שברון כנגד נתג"ז טענות להפרת הסכם ההולכה, ובעקבות כך הסכימו הצדדים לנהל הליך גישור ובמקביל לפעול על-פי מנגנון הבוררות שבהסכם ההולכה. ראה ביאור 9ה12 לעיל.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

1. התקשרות בהסכמי הולכת גז טבעי וקונדנסט ממאגר לווייתן (המשך):

2. הסכמים להולכת גז טבעי לייצוא לירדן ומצרים (המשך):

(א) (המשך):

11) במקביל לחתימת הסכם ההולכה, חתמו שברון, השותפות ויתר שותפי לווייתן ושותפי תמר על הסכם שירותים (back-to-back) (להלן בסעיף זה: "הסכם השירותים") במסגרתו נקבע כי שותפי לווייתן ותמר יהיו זכאים להוליך גז טבעי (באמצעות שברון) תחת הסכם ההולכה וכן יהיו אחראים לקיום התחייבויות שברון על-פי ההסכם ההולכה (back-to-back), כאילו שותפי לווייתן ושותפי תמר היו צד להסכם ההולכה במקום שברון, כל אחד בהתאם לחלקו כפי שנקבע בהסכם הקצאת הקיבולת בין שותפי לווייתן ושותפי תמר כמפורט בסעיף 3.12 לעיל. עוד נקבע בהסכם השירותים, כי הקיבולת הבסיסית שתישמר במערכת ההולכה לשברון תוקצה בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר לפי השיעורים המפורטים ובהתאם לסדר הקבוע בהסכם הקצאת הקיבולת. שותפי לווייתן ותמר ישאו בדמי קיבולת (Capacity) ביחס קבוע של 69% (שותפי לווייתן) ו-31% (שותפי תמר), למעט במקרה בו צד (שותפי לווייתן או שותפי תמר, לפי העניין) השתמש בקיבולת הלא מנוצלת של הצד האחר.

(ב) ייצוא גז טבעי למצרים דרך קו הייצוא ירדן-צפון:

קו הייצוא ירדן-צפון, המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית לבין מערכת ההולכה הירדנית בסמוך למעבר שייח חוסיין. הקמת קו ייצוא זה הושלמה בחודש דצמבר 2019, בין היתר, באמצעות הקמת צינור גז טבעי על ידי נתג'ז מתחנת תל קשיש לגבול עם ירדן, לרבות הקמת תחנה בסמוך לגבול שמטרתה מדידת הגז המיוצא לירדן. צינור ההמשך בצד הירדני הוקם על ידי FAJR, חברת ההולכה הירדנית (שהינה בבעלות מצרית) (להלן: "FAJR"), המחבר את מערכת ההולכה הישראלית לצנרת ההולכה הקיימת בירדן והצינור הפן ערבי, ומתחבר למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה (לעיל ולהלן: "קו הייצוא ירדן-צפון"). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הקיבולת המירבית הכוללת של אספקת הגז בקו הייצוא ירדן-צפון בצינור היא כ-7 BCM בשנה, מתוכם כ-3.5 BCM מוקצים לטובת הסכם נפקו. אספקת גז למצרים על-פי הסכם הייצוא באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון החלה בחודש מרץ 2022.

לאור העיכוב בהשלמת פרויקט הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון (כאמור בסעיף 2ד לעיל), חתמו שותפי לווייתן על מערכת הסכמים שנועדו לאפשר הזרמת כמויות של גז טבעי למצרים על-פי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, תוך שימוש בקו הייצוא ירדן-צפון. בהתאם למערכת ההסכמים כאמור, בחודש מרץ 2022 החלה הזרמת הגז הטבעי למצרים דרך ירדן, המאפשרת למקסם את מכירתו של הגז הטבעי המופק ממאגר לווייתן ולהעביר את עודפי הגז הטבעי, אשר אינם נצרכים בישראל ו/או מוזרמים למצרים באמצעות צינור EMG, לשוק המצרי, דרך מערכת ההולכה הירדנית, וזאת בעיקר עד להשלמת המקטע המשולב על-ידי נתג'ז כאמור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, וכפי שנמסר לשותפות מהמפעילה, באמצעות תשתיות ההולכה הקיימות ובתנאי התפעול הנוכחיים, ניתן להזרים גז טבעי למצרים, דרך ירדן, בכמות יומית ממוצעת של עד כ-350 MMCF (כ-3.5 BCM בשנה). בהקשר זה יצוין כי, משרד האנרגיה אישר לשותפי לווייתן הוספת נקודת מסירה של גז טבעי למצרים בעקבה, ירדן. עוד יצוין כי הולכת הגז למצרים באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון כרוכה בעלויות הולכה נוספות לעומת הולכת הגז באמצעות צינור EMG.

מערכת ההסכמים שנחתמה כאמור כוללת את ההסכמים המפורטים להלן:

1) הסכם בין חברה קשורה של שברון (להלן בסעיף זה: "החברה הקשורה") לבין FAJR, חברת ההולכה הירדנית, לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר באמצעות מערכת ההולכה בירדן, מנקודת הכניסה בגבול בין ישראל לירדן אל נקודת המסירה בגבול בין ירדן למצרים בסמוך לעקבה (להלן: "הסכם FAJR"). התשלום על-פי הסכם FAJR יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה של FAJR בניכוי גז לשימוש עצמי המשמש להפעלת המדחסים בעקבה. כן נקבע כי תקופת הסכם FAJR הינה ל-5 שנים ממועד ההזרמה, אלא אם יסתיים קודם לכן בהתאם להוראות הקבועות בו.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

1. התקשרות בהסכמי הולכת גז טבעי וקונדנסט ממאגר לווייתן (המשך):

2. הסכמים להולכת גז טבעי לייצוא לירדן ומצרים (המשך):

(ב) (המשך):

(2) הסכם שירותים back-to-back שנחתם בין החברה הקשורה, שברון ויתר שותפי לווייתן ותמר, במסגרתו נקבע,

בין היתר, כי התקשרות החברה הקשורה בהסכם FAJR נעשית עבור ולטובת בעלי הזכויות במאגרי תמר ולווייתן לצורך יצוא גז טבעי למצרים ממאגרי תמר ולווייתן על בסיס 'back-to-back', כאילו הם היו צד להסכם האמור. כן נקבע כי השימוש במערכת ההולכה של FAJR יתבצע בהתאם למנגנון, לתנאים ולסדר העדיפויות שפורטו בהסכם כאמור המבוססים, בין היתר, על הקיבולת של צינור EMG, הקיבולת הפנויה ואילווצי מערכת ההולכה של FAJR והזמנות הגז שיבוצעו מכח הסכמי הייצוא למצרים בין BOE לבין בעלי הזכויות במאגרי תמר ולווייתן.

(3) הסכם בין שברון לנתג'ז לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגר

לווייתן באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון אל נקודת החיבור למערכת ההולכה של FAJR בגבול בין ישראל לירדן (להלן: "הסכם נתג'ז ירדן-צפון"). התשלום על-פי הסכם נתג'ז ירדן-צפון יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה של נתג'ז, בכפוף להתחייבות שברון לתשלום בגין כמות מינימלית כמפורט בהסכם. תקופת הסכם נתג'ז ירדן-צפון הוארכה עד ליום 1.1.2026, אלא אם יוארך בהסכמה בין הצדדים בכפוף להחלטות רשות הגז הטבעי באותו מועד. במקביל לחתימת הסכם נתג'ז ירדן-צפון, שברון ויתר שותפי לווייתן התקשרו back-to-back בהסכם שירותים בקשר עם הסכם נתג'ז ירדן-צפון. יצוין כי, במכתב מיום 22.12.2024 עדכנה רשות הגז הטבעי, בין היתר, כי יכולת ההולכה הפנויה השנתית לשנת 2025 בקו ירדן צפון היא BCM 4.2. כמו כן, הובהר כי הסכמי ההזרמה בקו ירדן צפון יחתמו על בסיס שאינו רציף (interruptible) בלבד. בהמשך לכך, הודיעו השותפים בפריקט לווייתן לנתג'ז כי הם מבקשים כי מחצית מיכולת ההולכה כאמור תיועד להולכת גז מפריקט לווייתן.

שותפי לווייתן ובלו אושן חתמו על תיקון להסכם הייצוא למצרים כמפורט בביאור 31ג2 לעיל.

(4) על-פי הסכם הייצוא למצרים, מחויבים שותפי לווייתן, מאז חודש יולי 2022, לספק לבלו אושן כמויות גז טבעי

בהיקף של 450 MMCF ביום. הזרמת מלוא כמות זו באמצעות צינור EMG תתאפשר רק לאחר השלמת המקטע המשולב, שהקמתו כאמור מתעכבת. יצוין כי, חרף העובדה שעד למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים מתנהלת הזרמת הגז דרך ירדן כסדרה, הואיל והסכמי ההולכה עם נתג'ז שהם בתוקף במועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים הינם למתן שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible), אין ודאות במועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים כי ניתן יהיה להזרים דרך ירדן בכל עת את מלוא הכמויות אשר שותפי לווייתן מחויבים כאמור לספק לבלו אושן.

1) הסכמים להשתתפות במימון פרויקט לשדרוג מערכת הולכת גז מחוץ לישראל:

ביום 19.9.2024 נחתמה מערכת של הסכמים בנוגע להשתתפות שותפי לווייתן ושותפי תמר במימון פרויקט להקמת תחנת דחיסת גז מחוץ לישראל במערכת ההולכה הנזכרת בסעיף 2 לעיל, עבור חברת ההולכה המקומית (להלן בסעיף זה: "הפרויקט", "מערכת ההולכה", ו-"חברת ההולכה", בהתאמה), כמפורט להלן.

(1) על-פי הסכם שנחתם עם חברת ההולכה התחייבה שברון להשתתף במימון הפרויקט עד לסך של כ-341 מיליון

דולר (להלן: "הסכם ההשתתפות במימון"), בו נקבע, בין היתר, כי חברת ההולכה תהיה אחראית להקמה ולתפעול הפרויקט ושברון תשלם לחברת ההולכה סך שנתי בגין הפעלת ואחזקת תחנת הדחיסה ובגין דמי רישוי. כן נקבע כי שברון תהיה זכאית לקבל תשלומי החזר שנתיים מחברת ההולכה עבור ההשתתפות במימון, והחזרים נוספים בגין חלק מדמי ההפעלה והתחזוקה של תחנת הדחיסה, כתלות בכמויות הגז שיוזרמו במערכת ההולכה, לרבות על-ידי צדדים שלישיים, מעבר לכמות מסוימת ועל-פי מנגנון ולתקופה שנקבעו בהסכם ההשתתפות במימון.

ביום 31.12.2024 הודיעה שברון לשותפי לווייתן כי התקיימו התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של הסכם ההשתתפות במימון.

(2) השותפים בפריקטים לווייתן ותמר התקשרו בהסכם עם שברון, על בסיס 'back-to-back' להסכם ההשתתפות

במימון, לפיו שותפי לווייתן ושותפי תמר יישאו בחלקים שווים בסכום ההשתתפות במימון בתוספת עלויות ניהול הפרויקט על-ידי שברון, בסכום כולל שלא יעלה על כ-343 מיליון דולר (100% מהפרויקט, חלק השותפות הינו עד כ-78 מיליון דולר). שברון תממש את הזכויות, הסמכויות ושיקול הדעת המוקנים לה בהסכם ההשתתפות במימון בהתאם למנגנוני קבלת החלטות שנקבעו בהסכם האמור. שותפי לווייתן ושותפי תמר יהיו זכאים לקבל

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

1. התקשרות בהסכמי הולכת גז טבעי וקונדנסט ממאגר לווייתן (המשך):

2. הסכמים להולכת גז טבעי לייצוא לירדן ומצרים (המשך):

(א) (המשך):

(2) (המשך):

את ההחזרים הנזכרים לעיל בחלקים שווים, ללא קשר לחלקו של כל אחד מהם בהזרמת הגז במערכת ההולכה. במקרה שבעל זכות באחד מהמאגרים לא ישלם את התשלום החל עליו מכוח הסכם ההשתתפות במימון, יתר בעלי הזכויות באותו מאגר יידרשו לשאת בחלקו של הצד המפר, והצד המפר יחויב בריבית ובפיצוי (שהוסכמו בהסכם האמור) כלפי יתר בעלי הזכויות ששילמו. לפרטים אודות אופן הקצאת הקיבולת הנוספת במערכת ההולכה, שיאפשר הפרויקט (להלן: "הקיבולת הנוספת") ראו ביאור 3ג12 להלן.

(3) חברה קשורה של שברון (להלן בסעיף זה: "החברה הקשורה") התקשרה עם חברת ההולכה בהסכם לאספקת שירותי הולכה עבור הקיבולת הנוספת (להלן: "הסכם ההולכה הנוסף"). תשלום דמי ההולכה על-פי הסכם ההולכה הנוסף יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה. ביום 31.12.2024 הודיעה שברון לשותפי לווייתן כי התקיימו התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של הסכם ההולכה הנוסף. תוקפו של הסכם ההולכה הנוסף הינו עד ליום 25.1.2034, אלא אם יסתיים קודם לכן בהתאם להוראות הקבועות בו.

שברון ויתר שותפי לווייתן ושותפי תמר חתמו על תיקון להסכם השירותים הקיים (להלן: "התיקון להסכם השירותים"), במסגרתו נקבע, בין היתר, כי התקשרות החברה הקשורה בהסכם ההולכה הנוסף נעשית עבור ובשם שותפי לווייתן ושותפי תמר על בסיס 'back-to-back', כאילו הם היו צד להסכם האמור. כן נקבע, בין היתר, כי הקיבולת הנוספת תוקצה בחלקים שווים בין שותפי לווייתן ושותפי תמר. שברון תממש את הזכויות, הסמכויות ושיקול הדעת המוקנים לה בהסכם ההולכה הנוסף בהתאם למנגנוני קבלת החלטות שנקבעו בתיקון להסכם השירותים.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הצפי המשוער להשלמת הפרויקט הוא במהלך המחצית השנייה של שנת 2026.

(ד) קו הייצוא ירדן-דרום, המחבר את מערכת ההולכה הישראלית באזור דרום ים המלח למפעלי תעשייה ירדנים.
(ה) נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, בוחנת המפעילה בשם שותפי לווייתן ושותפי תמר את האפשרות להשתתף בהקמת פרויקט חיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה (להלן: "קו ניצנה" או "פרויקט ניצנה"), הכולל קו צנרת והקמת תחנת מדחסים באזור רמת חובב. קו ניצנה (ככל שיוקם) יהווה חלק ממערכת ההולכה של נתג"ז, וצפוי להגדיל את יכולת ההולכה למצרים לפחות כ- 6-7 BCM לשנה. לצורך קידום הקמת קו ניצנה אישרו שותפי לווייתן עד למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים תקציבים מקדמיים וזאת בטרם התחייבות להשתתפות במימון קו ניצנה, בהתאם להחלטת מועצת הגז הטבעי בעניין, ובטרם קבלת החלטת השקעה סופית (ככל שתתקבל) בסך כולל של כ- 111.1 מיליון דולר (100%). להערכת המפעילה, (בהתבסס על הנתונים שנמסרו על ידי נתג"ז) תקציב פרויקט קו ניצנה מוערך בכ- 585 מיליון דולר (בחלקים שווים בין יצואני הגז שישתתפו במימונו, חלק השותפות כ- 133 מיליון דולר). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, בוחנת השותפות, ביחד עם יתר שותפי לווייתן, את כלל התנאים המסחריים בפרויקט זה בהשוואה לחלופות של פרויקטים אחרים להגדלת קיבולת הייצוא למצרים, לרבות הנחת קו צנרת אשר יחבר את הפלטפורמה למערכת ההולכה המצרית, ובהתאם, תתקבל החלטה האם להשתתף בפרויקט ניצנה ובאיזה אופן.

ז. התקשרות לשיתוף פעולה באנרגיות מתחדשות:

1) פעילות השותפות בתחום האנרגיות המתחדשות מתבצע במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט:

(א) ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות לשותפות לבצע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, עד לסכום השקעה מצטבר (חלק השותפות בלבד) של 100 מיליון דולר (בהון ו/או בהלוואת בעלים, לרבות שטר הון או בדרך של ערבות בגין הלוואות שיועמדו), כנדרש על-פי תקנון הבורסה, ובכלל זאת את מתווה העסקה עם אנלייט, בשים לב, בין היתר, לעניין האישי של מר יוסי אבן, מנכ"ל השותפות. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, פעילות השותפות בתחום האנרגיות המתחדשות מתבצעת במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט, כמפורט להלן.

ביום 13.3.2023 התקשרה השותפות עם אנלייט בהסכם מפורט בנוגע לשיתוף פעולה בלעדי לתקופה קצובה בזמן לאיתור, ייזום, פיתוח, מימון, הקמה ותפעול של פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת לרבות בתחומים הבאים: פרויקטים סולאריים, פרויקטי רוח, אגירת אנרגיה וכן סגמנטים נוספים של אנרגיה מתחדשת, ככל שיהיו רלוונטיים במספר מדינות יעד הכוללות את מצרים, ירדן, מרוקו, איחוד האמירויות, בחריין, עומאן וערב הסעודית (להלן בסעיף זה: "הסכם שיתוף הפעולה" ו- "מדינות היעד", בהתאמה). בהתאם להסכם שיתוף הפעולה, הקימו אנלייט והשותפות את Medlight (חברה פרטית שהתאגדה באנגליה בבעלות מלאה של תאגיד אנלייט), הנשלטת על-ידי תאגיד אנלייט, כמפורט בביאור 1ד(8) לעיל. במקביל לחתימת הסכם שיתוף הפעולה חתמו אנלייט ומר אבן על הסכם לפיו הקצתה אנלייט למר אבן 30% מהון המניות של תאגיד אנלייט. בהתאם להסכם שנחתם בין הצדדים, חלקו של מר אבן בהשקעות הנדרשות בתאגיד אנלייט יועמד לטובתו על-ידי אנלייט בדרך של העמדת הלוואה בתנאי נון-ריקורס.

במסגרת הסכם שיתוף הפעולה נקבעו, בין היתר, ההוראות הבאות:

1. הצדדים יפעלו יחדיו לאיתור, ייזום, פיתוח, מימון, הקמה ותפעול של פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת במדינות היעד (להלן בסעיף זה: "המיזם המשותף"). לצורך המיזם המשותף יקימו הצדדים תאגידים שיעסקו בקידום הפעילות המשותפת (להלן: "התאגידים המשותפים").
2. במסגרת המיזם המשותף השותפות תעשה שימוש בקשריה העסקיים במדינות היעד על מנת לקדם את המיזם המשותף, במעורבות אישית פעילה של מר אבן. תאגיד אנלייט, באמצעות אנלייט, יספק לפעילות המשותפת שירותי תכנון, פיתוח וניהול מקצועיים לטובת קידום המיזם המשותף.
3. השליטה בשלבי ההקמה וההפעלה של הפרויקטים תהיה בידי אנלייט. בהסכם נקבעו הוראות לגבי זכויות הצדדים למינוי חברים לדירקטוריון התאגידים המשותפים על בסיס שיעור החזקותיהם, וכן נקבע כי מר אבן יכהן כיו"ר הדירקטוריון של התאגידים המשותפים לתקופה של 24 החודשים הראשונים.
4. במסגרת המיזם המשותף אחד מהתאגידים המשותפים יערוך בדיקות היתכנות ונאותות לכל פרויקט שיימצא על-ידו כמתאים לשיתוף הפעולה, ולאחר מכן יודיע כל אחד מהצדדים למשנהו אם הוא מעוניין להשתתף ולקדם את הפרויקט המוצע במסגרת המיזם המשותף. במקרה שהשותפות לא תאשר את השתתפותה בפרויקט מסוים או תתנגד לקידומו, יהיה תאגיד אנלייט רשאי לבצע את הפרויקט באופן עצמאי, ללא השותפות, ובמקרה כזה תהיה השותפות זכאית להחזר הוצאותיה בפרויקט האמור בתוספת ריבית.
5. בהסכם שיתוף הפעולה הוסכם כי החלטות בתאגידים המשותפים תתקבלנה בהחלטת רוב, בכפוף לדרישת הסכמת השותפות בהחלטות מסוימות כל עוד תחזיק השותפות 15% או יותר מהון התאגידים המשותפים. כן נקבעו הוראות לגבי אופן מימון פעילות המיזם המשותף וההשקעות בפרויקטים שיבוצעו במסגרתו, על בסיס חלקם היחסי של כל אחד מהצדדים.
6. שיתוף הפעולה הבלעדי בין הצדדים יהיה לתקופה של 3 שנים ממועד חתימת ההסכם שיתוף הפעולה, אשר בנסיבות מסוימות עשויה להתארך עד לתקופה של 5 שנים ממועד חתימת הסכם שיתוף הפעולה (להלן: "תקופת הבלעדיות"). לאחר סיום תקופת הבלעדיות יישך שיתוף הפעולה ביחס לפרויקטים שהחלו לפני מועד הסיום, ואנלייט תהיה רשאית לקדם פרויקטים שיהיו בשלבי פיתוח מוקדמים ללא שיתוף השותפות.
7. בהסכם שיתוף הפעולה נקבעו הוראות מפורטות בנושאים נוספים, כמקובל בעסקאות מסוג זה, בין היתר ביחס להחלטות הטעונות הסכמה של השותפות, כל עוד השותפות תחזיק 15% או יותר מהון התאגידים המשותפים, הוראות בנוגע למגבלות שתחולנה על העברת הזכויות בתאגידים המשותפים לצדדים שלישיים, בנוגע לסיום מוקדם של תקופת הבלעדיות, הוראות בקשר לצירוף צדדים שלישיים לפרויקטים והוראות בנוגע למדיניות חלוקת רווחים על-ידי התאגידים המשותפים.

ז. התקשרות לשיתוף פעולה באנרגיות מתחדשות:

1) פעילות השותפות בתחום האנרגיות המתחדשות מתבצע במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט (המשך):

(ב) ביום 9.3.2025 התקשרה MedLight עם שותף מקומי במרוקו (צד שלישי בלתי קשור לשותפות או לאנלייט, להלן בסעיף זה: "השותף") במערכת הסכמים להקמת שתי חברות פרויקט לצורך פיתוח והקמה של שני פרויקטי אנרגיה מתחדשת ובמרוקו (להלן בסעיף זה: "ההסכמים"): (א) פרויקט פוטו-וולטאי לייצור חשמל מאנרגיה סולארית בהספק של כ- 300 מגה-וואט; ו- (ב) פרויקט לייצור חשמל מאנרגיית רוח בהספק של כ- 200 מגה-וואט (להלן בסעיף זה: "הפרויקטים").

על-פי ההסכמים, ל-MedLight יוקצו 75% מהון המניות של חברות הפרויקט, ויתרת המניות (25%) תוחזק בידי השותף. MedLight התחייבה להזרים הון לחברות הפרויקט, באמצעות הלוואת בעלים, על פי אבני דרך מוסכמות, בהיקף כולל (לשני הפרויקטים) של כ- 25 מיליון אירו (כפוף להתאמות מסוימות). כמו כן, ל-MedLight ניתנה אופציה לרכוש את יתרת אחזקות השותף עד למועד ההפעלה המסחרית של הפרויקטים, ולשותף ניתנה אופציית מכר למכור את אחזקותיו ל-MedLight בתקופה שבין מועד ההפעלה המסחרית ועד לתום חמש שנים ממועד זה.

בהסכמים נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנוגע לשירותים שיספק השותף לטובת הפרויקטים עד להגעתם לשלב הפעלה מסחרית (Commercial Operation Date), וכן הוראות הקובעות את זכויות הצדדים כבעלי מניות בחברות הפרויקט, ובכלל זאת מנגנוני זכות סירוב, זכות הצטרפות, זכות מכירה כפויה, מנגנון BMBY, הוראות בנוגע למינוי חברי הדירקטוריון וממשל תאגידי, זכויות וטו מסוימות שיוקנו לשותף, מגבלות על העברת מניות ונושאים נוספים, כמקובל בעסקאות מסוג זה.

על-פי לוחות הזמנים שהוסכמו בין הצדדים, הסגירה הפיננסית של הפרויקטים מיועדת להתבצע בשנים 2027-2028, וההפעלה המסחרית מיועדת לשנים 2029-2030. מובהר, להסרת ספק, כי נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, בשלב מקדמי זה אין כל ודאות כי הפרויקטים יבשילו ויצאו לפועל או יגיעו לשלב ההפעלה המסחרית, בין היתר מאחר שפיתוח הפרויקטים טעון קבלת אישורים מצדדים שלישיים ורשויות מקומיות, אשר לשותפות אין כל שליטה לגביהם. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, בוחנת MedLight ומקדמת פרויקטים אפשריים נוספים בתחום האנרגיה המתחדשת.

2) פעילות השותפות בתחום יצור מימן:

השותפות בוחנת מיזם מימן כחול, שבמסגרתו מפורק גז טבעי למימן ולפחמן דו חמצני (CO₂), כאשר הפחמן הדו חמצני נאסף ומוטמן באתרי אחסון תת-קרקעיים יעודיים, או לחברו בדרכים שונות לסלעים בתת הקרקע או במי הים, או משמש לייצור מוצרים שונים. יצוין כי, המימן נחשב לאחד מהאדנים העיקריים בקיום ושגשוג של כלכלה דלת פחמן, ומהווה דרך מרכזית להתמודדות עם משבר האקלים. ביום 9.9.2024 התקשרה השותפות עם Airovation Technologies, חברת טכנולוגיה ישראלית פרטית (שאינה בעלת עניין בשותפות) בהסכמים לביצוע השקעה במספר שלבים, בסך כולל של עד 3 מיליון דולר, בפרויקט לבחינת היתכנות (פרויקט פיילוט) לשימוש בטכנולוגיה שפיתחה חברה זו לקיבוע פחמן דו-חמצני, אשר ככל שתוכח כיעילה וכבעלת כדאיות כלכלית, עשויה בתנאים מסוימים להוות, בין היתר, חלק מהתהליך של הפקת מימן כחול נקי מהגז הטבעי המופק מפרויקט לווייתן.

1. מתווה הגז:

ביום 16.8.2015, התקבלה החלטת ממשלה מס' 476 (אשר שבה ואומצה בהחלטת הממשלה מיום 22.5.2016) בנושא "מתווה להגדלת כמות הגז הטבעי המופקת משדה הגז הטבעי "תמר" ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי "לוויתן", "כריש" ו"תנין" ושדות גז טבעי נוספים" (להלן בסעיף זה: "**החלטת הממשלה**"), אשר נכנסה לתוקף ביום 17.12.2015, עם הענקת פטור מהוראות מסוימות בחוק ההגבלים העסקיים לשותפות, רציו אנרגיות ושברון (להלן בסעיף זה: "**הצדדים**") על-ידי ראש הממשלה, דאז, בתפקידו כשר הכלכלה, בהתאם להוראות סעיף 52 לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988 (להלן בסעיף זה: "**הפטור**" או "**הפטור לפי חוק ההגבלים העסקיים**"), אשר עיקריהם מובאים להלן.

(א) להלן ההגבלים העסקיים שביחס אליהם ניתן הפטור:

- 1) ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, על-פי עמדת הממונה על התחרות כתוצאה מרכישת הזכויות בהיתר רציו-ים על ידי הצדדים; וכן ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, כתוצאה מחבירת הצדדים כבעלים במשותף של היתר רציו-ים ומאגר לוויתן.
 - 2) ההסדר הכובל שיווצר, לכאורה, במקרה בו הצדדים או חלק מהם ישווקו במשותף את הגז שיופק ממאגר לוויתן לשוק המקומי עד יום 1 בינואר 2030.
 - 3) ההסדר הכובל שיווצר, לכאורה, במקרה שבו הצדדים או חלק מהם ישווקו את הגז שיופק ממאגר לוויתן במשותף ליצוא בלבד.
 - 4) ההסדר הכובל העשוי להיווצר כתוצאה מהסכם רכישה מסוים של גז טבעי ממאגר לוויתן, ובלבד שההסכם כאמור נחתם עד יום 1 בינואר 2025.
 - 5) בכל הקשור לפעילותם במאגרי תמר ולוויתן בלבד, היותן של השותפות ושברון בעלות מונפולין לפי הכרזת הממונה על התחרות.
- (ב) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים לעיל הותנה בקיומם של תנאים מסוימים, לרבות העברת כל זכויות השותפות ושברון בחזקת תנין וכריש (ראה ביאור 8 לעיל), העברת כל זכויות השותפות בפרויקט תמר (ראה ביאור 9ג לעיל) והעברת חלק מזכויותיה של שברון (הזכויות שמעבר ל-25%) בפרויקט תמר, אשר כולן הושלמו בהתאם למתווה עד חודש דצמבר 2021.
- (ג) עמידה בהגבלות מסוימות אשר יחולו על הסכמים חדשים לאספקת גז טבעי
- במתווה הגז נקבעו מגבלות מסוימות אשר יחולו ביחס להסכמים חדשים לאספקת גז ממאגר לוויתן שייחתמו עם צרכנים ממועד החלטת הממשלה. מרבית המגבלות כבר לא רלוונטיות, מלבד:
1. לא תחול על הצרכן כל מגבלה בנוגע לרכישת גז טבעי מכל ספק גז טבעי אחר.
 2. לצרכן תהא האפשרות למכור גז טבעי שרכש במכירה משנית, בהתאם לתנאים ולהוראות שנקבעו בפטור.
 3. הצדדים לא יחילו כל מגבלה על מחיר המכירה שבו ימכור הצרכן את הגז הטבעי במכירה משנית.
 4. הסכמי מכירת הגז לא יכללו תנאי שלפיו הודעת הצרכן על קיצור תקופת ההסכם או הפחתת כמות הרכישה תביא לשינוי תנאי ההסכם בכל דרך שהיא אשר מרעה את מצבו של הצרכן, ובכלל זאת לא ישונו לרעת הצרכן המחיר ותנאי התשלום, תנאי האספקה ומועדיה, כמויות האספקה, הוספת הגבלות על מכירת גז במכירה משנית וכו'.

2. רגולציה סביבתית:

השותפות פועלת למנוע ו/או למזער את הסיכונים הסביבתיים העשויים להתרחש במהלך פעילותה, ונערכת להשלכות הכלכליות, המשפטיות והתפעוליות הנובעות מחוקים, תקנות והנחיות כאמור ומקצה במסגרת תוכניות העבודה השנתית שלה בנכסיה השונים תקציבים לשם מילויים.

א) ביום 20.5.2020 קיבלה שברון הודעה מהמשרד על כוונת חיוב בעיצום כספי, בסכום שאינו מהותי, בגין הפרות נטענות של היתר הפליטה, שניתן לאסדת לווייתן וכן של חוק אוויר נקי, והוראת הממונה על היתר הפליטה במשרד להגנת הסביבה (להלן בסעיף זה: "הממונה") שניתנה מכוחו בקשר למערכות הניטור הרציף באסדת לווייתן. שברון מסרה לשותפות כי הגישה למשרד בקשה לקבלת מידע מכוח חוק חופש המידע, התשנ"ח-1998, העוסקת במישרין בטענות שהועלו בהודעה כאמור וכי המשרד להגנת הסביבה אישר לדחות את מועד הגשת הטיעונים בנוגע לעיצום כספי זה ולקבוע אותו ל- 30 יום לאחר קבלת המידע. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, המידע המבוקש טרם התקבל ולפיכך מנין הימים למענה להודעה כאמור טרם החל, וביום 5.1.2025 התקבלה החלטת המשרד להגנת הסביבה שלא להטיל על שברון את העיצום כספי כאמור.

ב) ביום 6.8.2023 קיבלה שברון מכתב התראה והזמנה לשימוע בפני המשרד להגנת הסביבה בגין הפרות נטענות של היתר ההזרמה לים ושל היתר הרעלים של פרויקט לווייתן, ובהתאם לחוק מניעת זיהום הים וחוק החומרים המסוכנים. השימוע התקיים ביום 7.1.2024, וביום 21.1.2024 התקבל סיכום השימוע לפיו על שברון לנקוט בכל הפעולות למניעת חריגות מהיתר ההזרמה לים, והמשרד להגנת הסביבה שוקל להפעיל את סמכויותיו כחוק. לא ניתן בשלב זה להעריך האם יוטל בגין ההפרות עיצום כספי ואת סכום העיצום הכספי שיוטל, ככל שיוטל.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, ובהתאם למידע שנמסר לשותפות על-ידי שברון, לא ידוע לשותפות על אי עמידה או חריגה מדרישות איכות הסביבה בפרויקטים בהם לשותפות יש זכויות, אשר עשויה להיות לה השפעה מהותית על השותפות.

3. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות הנפט:

בחודש ספטמבר 2014, פרסם הממונה, בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט, הנחיות למתן ביטחונות בקשר עם זכויות נפט. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הפקידה השותפות במשרד האנרגיה ערבויות בנקאיות אוטונומיות בקשר עם זכויותיה בנכסי הנפט והגז כנגד מסגרת אשראי בנקאי (ראה סעיף 11ד לעיל).

4. פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית:

ביום 23.6.2020 הודיע מנהל רשות הגז הטבעי כי הוא קובע שעלות המקטע המשולב, המיועד לצורך הזרמת גז טבעי מהמאגרים לווייתן ותמר אל תחנת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכת הגז למצרים על-פי הסכמי היצוא, מוערכת (נכון למועד חתימת הסכם ההולכה) בסך כולל של 738 מיליון ש"ח, אשר יעודכן בהתאם למנגנון עדכון והתחשבות בין הצדדים, כפי שנקבע בהסכם ההולכה עם נתג"ז. ביום 2.5.2022 עדכנה נתג"ז את תקציב הפרויקט לסך של כ-796 מיליון ש"ח. בהתאם להודעת מנהל רשות הגז, 43.5% מעלות המקטע כפי שתיקבע בהתאם לאמור לעיל ימומנו על-ידי בעל רישיון ההולכה (נתג"ז) ו-56.5% מעלות המקטע ימומנו על-ידי היצואן, בהתאם לאבני הדרך, שייקבעו בהסכם ההולכה. בנוסף, היצואן ישלם לבעל רישיון ההולכה 27 מיליון ש"ח (חלק השותפות כ-8.5 מיליון ש"ח) בגין חלקו בעלות הנובעת מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חנית ושורק-נשר (המוערכת בסך של כ-48 מיליון ש"ח) וכן יעמיד היצואן לבעל רישיון ההולכה ערבות פיננסית בלתי תלויה מטעם בנק ישראלי, בגובה 110% מהסכום המצטבר של העלות האמורה לעיל (חלקו של בעל רישיון ההולכה בעלות הקמת המקטע המשולב בתוספת 10% אחוז) ובתוספת סך של 21 מיליון ש"ח (חלקו של בעל רישיון ההולכה בעלות מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חנית ושורק-נשר), אשר יפחת בהתאם לאמור בתוספת להחלטה.

4. כרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית (המשך):

עוד נקבע בהודעת מנהל הרשות, כי כל עוד היצואן מייצא למצרים, תוזרם כמות הגז הטבעי הקבועה בהסכם ההולכה דרך מערכת ההולכה של בעל רישיון ההולכה ולא דרך מקטע מחוץ למערכת ההולכה הישראלית, וכי אם יפסיק היצואן לייצא למצרים יהיה עליו לשלם לבעל רישיון ההולכה את ההפרש, ככל שקיים, שבין (110% מהסך המצטבר של העלות הכוללת של המקטע בתוספת 48 מיליון ש"ח) (העלות הנובעת מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חגיית ושורק-נשר), לבין דמי ההזרמה והקיבולת המצטברים שהיצואן שילם לבעל רישיון ההולכה מיום השלמת המקטע המשולב ושל התשלומים שהיצואן שילם לבעל הרישיון בהתאם לאמור לעיל. לעניין התקשרות שברון עם נתג"ז בהסכם הולכה על בסיס מחייב לצורך הזרמת גז טבעי ממאגר תמר וממאגר לווייתן אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכתו למצרים, ראה ביאור 2112(א) לעיל.

5. החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בעניין הסדרת אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה:

א. המועצה לענייני משק הגז הטבעי מקבלת מעת לעת החלטות המעדכנות את התעריפים של שירותי ההולכה השונים.

ב. על פי החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מיום 3.1.2021 בעניין אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה, קבעה המועצה כי העלויות בגין פערי המדידה במערכת ההולכה הנובעים מסיבות שלא ניתן לשייכן לתפעול לקוי של מערכת ההולכה, אלא לגורמים שאינם ניתנים למניעה או שליטה, כגון עיתוי מדידה, הפרשי לחצים והפרשי טמפרטורה יושנו על ספקי הגז. עוד ההחלטה קובעת כי פער מדידה שנחשב בטווח הסביר הוא פער שנע בין 0%-0.5% (באופן חיובי או שלילי). העלויות בגין פער מדידה סביר יחולקו באופן שווה בין ספקי הגז וצרכני הגז.

ג. ביום 11.4.2024 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי שימוע להתייחסות הציבור בנושא הפחתת תעריף הולכת הגז הטבעי (להלן בסעיף זה: "השימוע"). במסגרת השימוע, מוצע להפחית את תעריף קיבולת הולכת הגז הטבעי על בסיס רציף ב- 12.9% ואת תעריף הזרמת הגז הטבעי בכ- 7.6% ליחידת MMBTU, החל מחודש מאי 2024. ביום 16.5.2024 הגישה שברון בשם שותפי לווייתן את תגובתה לשימוע, וביום 4.6.2024 התקבלה החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מספר 1/2024 בנושא עדכון שנתי של תעריפי ההולכה הרציפה, במסגרתה בוצעה הפחתה של תעריף קיבולת הולכת הגז הטבעי ב- 12.9% ושל תעריף הזרמת הגז הטבעי בכ- 7.6% ליחידת MMBTU, החל מחודש יולי 2024.

6. החלטת מועצת הגז הטבעי מס' 3/2023 בנושא מימון והקצאת מקום בכלל קווי הייצוא (להלן בסעיף זה: "החלטת מועצת הגז הטבעי"):

ביום 9.8.2023 פורסמה החלטת מועצת הגז הטבעי אשר עיקריה הם כדלקמן:

א) לכל יצואן יוקצה מקום לפי אחוזים שיחושבו בהתאם לפרמטרים מסוימים, כדוגמת יכולת ההפקה השנתית של היצואן והיקפי הייצוא הקיימים והאפשריים לאותו יצואן. בהתאם להקצאה הראשונית, 54% מהמקום הכולל לייצוא יוקצה למאגר לווייתן, 33% למאגר תמר ו-13% למאגר כריש. למען הסר ספק הובהר כי, הסכמי הולכה קיימים לא יפגעו.

ב) ככל שתוקם תשתית יצוא שלא על-ידי בעלת רישיון ההולכה, חלקו של כל יצואן באותה תשתית יילקח בחשבון כחלק מהקצאתו לייצוא.

ג) המועצה תיבחן ותקבע מחדש את ההקצאה בקרות אירוע משמעותי במשק הגז הטבעי, גילוי עתודות משמעותיות נוספות, כניסת יצואן חדש, הקמת תשתית נוספת לייצוא גז טבעי או שינוי מהותי אחר במשק הגז הטבעי כפי שתקבע המועצה.

ד) המועצה תהא רשאית לקבוע כי ייעשה שימוש בחלק או בכל קווי הייצוא לצורך יבוא גז טבעי במקרה שתקבע כי יש צורך באספקת ביקוש בשוק המקומי.

7. החלטת מועצת הגז הטבעי מס' 3/2023 בנושא מימון והקצאת מקום בכלל קווי הייצוא (המשך):

(ה) ביחס לקו רמת חובב-ניצנה נקבע כדלקמן:

- (1) הקצאת המקום תהא שוויונית בין היצואנים הקיימים, כך שכל יצואן קיים יהיה רשאי לבקש שליש מקיבולת הקו ולבחור האם לממש את הקצאתו. יתרת הקיבולת של יצואן שיבחר שלא לממש הקצאתו, או חלקה, תחולק באופן שוויוני בין יתר היצואנים, בכפוף למגבלת ההקצאה הכוללת של כל יצואן.
- (2) יצואן שמימן את הקו יהיה זכאי להחזר יחסי להקצאתו בגין שימוש בקו על-ידי גורם אחר במהלך תקופת הסכם ההולכה.
- (3) יצואן שלא יחתום על הסכם הולכה תוך חודשיים מקבלת ההקצאה בקו, או לא ישלים את חלקו במימון בהתאם להוראות הסכם ההולכה, יחשב ליצואן שוויתר על הקצאתו. בהתאם, ההקצאה תועבר ליצואן אחר והוא יקבל החזר בגין העלויות ששילם.
- (4) עלויות הקמת הקו (CAPEX) כוללות את עלויות המדחס ומוערכות בכ- 2 מיליארד ש"ח, ותקופת הקמתו מוערכת בכ- 36 חודשים. יצוין כי, הפעלת המדחס צפויה להטיל עלויות תפעול שנתיות גבוהות ביחס לתפעול יתר מערכת ההולכה הארצית, אשר מוערכות בכ- 20 מיליון ש"ח בשנה, לא כולל עלויות חשמל הכרוכות בהפעלת המדחסים בהן נושאים היצואנים. לפרטים אודות קו ניצנה, ראו ביאור 2012 לעיל.
- (ו) ביחס לקו ירדן צפון נקבע כי לאחר העברת תשלום לגורמים שמימנו את הקמתו (חברת השייווק ונתג"ז), יצואן יהא רשאי לחתום על הסכם הולכה לשימוש בו, בהתאם לכמות הפנויה מעבר להסכמי ההולכה הרציפה הקיימים, נכון ליום 1.8.2023.
- (ז) הסכמי ההולכה הרציפה בקו רמת חובב-ניצנה ובקו ירדן צפון של כל יצואן לא יעלו על 70% מהקצאת היצואן באותו קו, כאשר יתרת המקום תישמר להזרמה לא רציפה.
- (ח) עלות מימון הקו בפועל, וכפועל יוצא עלות השימוש ל- MMBTU, תיקבע על-ידי מנהל רשות הגז הטבעי לאחר סיום הקמת קו הייצוא.
- (ט) במקרה של גילוי מאגר גז טבעי חדש שיש כוונה לייצא ממנו גז טבעי, היצואן החדש יקבל את מלוא הקצאתו בקו רמת חובב-ניצנה ואת יתרת הקצאתו בקו ירדן צפון, ובלבד שהקצאתו לא תעלה על 20% מהמקום בכל קו. הקצאה כאמור תיעשה על חשבון הסכמי ההולכה הלא רציפים ובכפוף לחתימה על הסכם הולכה תוך 24 חודשים לפני תחילת ההזרמה בקו.
- (י) מנגנון ייצוא דרך סחר משני יתאפשר באמצעות הסכמי הולכה לא רציפים, בכמות של עד 5% מהמקום בכל קו ייצוא.

בחודשים יוני 2024 ונובמבר 2024 אישרו שותפי לוותן תקציבים מקדמיים נוספים לפרויקט ניצנה, בסך של כ- 4.2 מיליון דולר וכ- 1.3 מיליון דולר (100%), בהתאמה, כך שעד למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים אושר תקציב מקדמי בסך כולל של כ- 20 מיליון דולר (100%), וזאת בטרם התחייבות להשתתפות במימון הפרויקט, בהתאם להחלטת מועצת הגז הטבעי, ובטרם חתימת שותפי לוותן על הסכם ההולכה וההקמה עם נתג"ז בקשר עם פרויקט ניצנה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, מקיימים שותפי לוותן משא ומתן עם נתג"ז לצורך חתימת הסכם כאמור, אשר בשל הפערים הקיימים בין הצדדים טרם הבשיל לכדי הסכם. בהקשר זה יצוין כי, על-פי הערכות מעודכנות של נתג"ז, כפי שאושרו על-ידי רשות הגז הטבעי, העלות הכוללת של פרויקט ניצנה מוערכת בכ- 585 מיליון דולר (100%), חלק שותפי לוותן כ- 292.5 מיליון דולר (50% מהפרויקט), חלק השותפות כ- 133 מיליון דולר³⁰. כמו כן, ובעקבות העיכובים בהשלמת המשא ומתן עם נתג"ז כאמור, החלו שותפי לוותן בבחינה ראשונית של פרויקטים חלופיים להקמת תשתית הולכה לייצוא למצרים.

בהמשך למכתבים קודמים של רשות הגז הטבעי, במכתבה מיום 15.1.2025 לשותפי לוותן בנוגע להקצאת מקום בקו רמת חובב-ניצנה, שבה והודיעה רשות הגז הטבעי לשותפי לוותן כי הקצאתם בקו הייצוא רמת חובב-ניצנה עומדת על 33.33%. עוד צוין במכתב, כי על פי ההחלטה, על שותפי לוותן לחתום על הסכם הולכה מול נתג"ז עד ליום 14.3.2025, בתנאים שנקבעו על-ידי רשות הגז במכתבה כאמור, וכי יצואן שלא יחתום על הסכם הולכה מול נתג"ז עד למועד האמור, ייחשב כיצואן שוויתר על מקומו בקו והמקום שיתפנה יוצע ליצואנים האחרים בהתאם לקבוע בהחלטה.

³⁰ שיעור ההקצאה של פרויקט לוותן מתוך יכולת הייצוא האפשרית של פרויקט קו ניצנה, הינו על בסיס ההנחה כי הקיבולת תוקצה באופן שווה בין שותפי לוותן לשותפי תמר.

בהמשך לכך, העבירה נתג"ז לשותפי לווייתן ביום 5.3.2025 טיוטת הסכם מעודכנת, אולם נוכח הפערים כאמור, ובפרט ביחס למסגרת התקציב הכוללת של הפרויקט, להערכת השותפות לא ניתן יהיה לחתום על הסכם זה במועד כאמור. יובהר כי, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, אין כל ודאות באשר להשתתפות שותפי לווייתן בפרויקט ניצנה או בפרויקט חלופי כאמור.

8. טיוטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה משימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים:

ביום 2.5.2023 פרסם משרד האנרגיה להערות הציבור טיוטת מסמך מדיניות המפרט עקרונות כלליים בכל הנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי בים, וזאת מבלי לגרוע מהוראות הדין החלות בעניין זה ומהוראות שטרי החזקה ואישורי ההפעלה. בטיטת מסמך המדיניות מפורטים, בין היתר, כללים, אמות מידה ומסגרות זמנים להוצאה מכלל שימוש של קידוחים ומתקני הפקה וכן נטישת תשתיות תת ימיות וצנרות אשר אין להם עוד שימוש, וזאת, בין היתר, בהתאם למיקום המתקנים האמורים בעומק הים, על הקרקעית או מתחת לקרקעית. על-פי הערכה ראשונית של השותפות, ככל שתאושרנה הדרישות המחמירות שבטיטת מסמך המדיניות, צפוי הדבר להגדיל את עלויות ההוצאה מכלל שימוש של נכסי השותפות.

9. היתרים ורישיונות למתקני הפרויקטים:

(א) במסגרת פיתוח פרויקט ים תטיס, קיבלו שותפי ים תטיס אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי מכוח חוק הנפט וכן העניק שר האנרגיה לים תטיס בע"מ (חברה בבעלות שותפי ים תטיס) רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי ים תטיס, או של ספקי גז טבעי אחרים בהתקיים תנאים מסוימים, והכל בכפוף לתנאי הרישיון וחוק משק הגז הטבעי מפלטפורמת ההפקה ועד למתקן הקבלה (לפרטים בדבר הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס ראה ביאור 12).

(ב) במסגרת תוכנית פיתוח שלב 1א' לפרויקט לווייתן, קיבלו שותפי לווייתן אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט לווייתן שלפיו, שותפי לווייתן חויבו, בין היתר, להגיש ערבויות כאמור בביאור 12ד(11) לעיל. בחודש פברואר 2017, העניק שר האנרגיה ללווייתן מערכת הולכה רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת ההולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי לווייתן, שמקורו בחזקות לווייתן, או של ספקי גז טבעי אחרים, בהתקיים תנאים מסוימים, הכל בכפוף לתנאי הרישיון.

ט. החזר הוצאות עקיפות למפעילות הפרויקטים:

פעילותה של השותפות בעסקאות המשותפות "רציו-ים" ו"ים תטיס" מתבצעת על ידי שברון ופעילותה של השותפות בעסקה המשותפת בלוק 12 בקפריסין מתבצעת על-ידי שברון קפריסין. על פי הסכמי התפעול המשותף (להלן בסעיף זה: "ההסכמים") בעסקאות משותפות וברישיונות אלה הוסכם ששברון ושברון קפריסין, בהתאם לאמור, תשמנה כמפעילה ותהיה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. על פי כללי ההתחשבות המנויים בהסכמים, זכאיות שברון ושברון קפריסין להחזר הוצאות עקיפות המחושבות כאחוז מההוצאות הישירות כמפורט להלן:

עסקה משותפת רציו ים:

שברון זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן לשיעור של 1% עד 4% בגין הוצאות חיפושים, כאשר שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפושים. בנוסף לכך, לשיעור של 1% מכלל הוצאות הפיתוח והתפעול הישירות, כהגדרתן בהסכם, וזאת בכפוף להחרגות מסוימות.

עסקה משותפת ים תטיס:

שברון זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות העקיפות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת, בשיעור של 1% מההוצאות עד להיקף הוצאות של 20 מיליון דולר לשנה ומעבר לסכום זה בשיעור של 0.85% מההוצאות.

בלוק 12 בקפריסין:

שברון קפריסין זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן סכומים בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל בשיעור של 1% עד 4% בקשר עם הוצאות חיפושים, יצוין כי שיעור תשלום ההוצאות העקיפות למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפושים. כמו כן, זכאית שברון קפריסין לתשלום הוצאות עקיפות בשיעור של 1.5% בגין הוצאות העקיפות של המפעיל מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח, בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, דמי מפעיל בגין הוצאות עקיפות בקשר עם פעולות ההפקה טרם נקבעו.

רישיון בוז'דור במרוקו:

ניו-מד מרוקו זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן סכומים בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל בשיעור של 2% עד 5% בקשר עם הוצאות חיפושים וכן בקשר עם הוצאות פיתוח בכפוף להחרגות מסוימות. יצוין כי שיעור תשלום ההוצאות העקיפות לניו-מד מרוקו כאמור יורד עם עליית הוצאות החיפושים או הפיתוח לפי העניין. בגין כל פעילות אחרת לרבות הוצאות תפעול, זכאית ניו מד מרוקו לתשלום הוצאות עקיפות בשיעור של 2%.

י. הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס:

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, משמשים נכסי הפרויקט בעיקר למתן שירותי תשתית למאגר תמר, בהתאם להסכם שנחתם ביום 23.7.2012 בין השותפות ביחד עם יתר שותפי ים תטיס לבין שותפי תמר ביום 23.7.2012. הסכם לפיו העניקו שותפי ים תטיס לשותפי תמר זכויות שימוש במתקנים הקיימים בפרויקט ים תטיס תמורת תשלום בסך כולל של 380 מיליון דולר (להלן: "הסכם השימוש"). תקופת הסכם השימוש תסתיים במועד המוקדם מבין: (א) פקיעה או סיום של חזקת תמר ובמקרה בו יפותח שדה דלית, באופן שיעשה שימוש במתקני ים תטיס, אצי פקיעה או סיום של חזקת דלית; (ב) מתן הודעה על ידי שותפי תמר על הפסקה קבועה בהפקה מסחרית של גז מפרויקט תמר; (ג) נטישת פרויקט תמר. בהסכם נקבעו הוראות שונות ביחס לתקופת השימוש וביחס לסיום תקופת השימוש, לרבות מנגנון התחשבות בגין שדרוגים שיבוצעו במתקנים. במסגרת מכירת יתרת זכויות השותפות בפרויקט תמר המחתה השותפות לרוכשות את זכויותיה בהסכם השימוש כשותפות בפרויקט תמר (ראה סעיף 9 להלן). יצוין, כי הבעלות על מתקני ים תטיס ועלות נטישת המתקנים תישאר בידי שותפי ים תטיס, ובהסכם השימוש נקבע מנגנון התחשבות בנוגע לערך המתקנים האמורים בתום תקופת הסכם השימוש.

ביאור 13 – הון:

א. יחידות ההשתתפות מונפקות על ידי השותף המוגבל (להלן בביאור זה: "הנאמן") ומקנות למחזיקים בהם זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות. היחידות מוחזקות על ידו בנאמנות לטובת בעלי היחידות ותחת הפיקוח של המפקח.

ב. בפנקס בעלי היחידות רשומות ליום 31.12.2024: 1,173,814,691 יחידות בנות 1 ש"ח ע.ג. הרשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב. לעניין אופציות הניתנות למימוש ליחידות השתתפות של השותפות שהוענקו למנכ"ל השותפות ראה ביאור 4.20.

ג. חלוקות רווחים:

1. הסכם השותפות והסכם הנאמנות:

א) בהסכם השותפות המוגבל על כל תיקוניו, נקבעו כללים לעניין חלוקת רווחים בשותפות לרבות מתן אפשרות לשותף הכללי להימנע מחלוקת רווחים או לעכב חלוקת רווחים, ככל שיידרש, לצורך מימון פעילות השותפות באופן ובתנאים שנקבעו בהסכם ובאסיפות הכלליות. למעט מגבלות הקיימות בהסכמי המימון לא קיימות במועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים מגבלות חיצוניות שעשויות להשפיע על יכולת השותפות לחלק רווחים בעתיד.

ב) בהסכם הנאמנות על כל תיקוניו, נקבעו כללים לגבי אופן חלוקת הרווחים שיתקבלו מהשותפים בידי הנאמן לבעלי היחידות, והחלק שיותר בידו כסכומים הדרושים לו, בין היתר, לביצוע תשלומים והוצאות ועשיית פעולות הקבועים בהסכם הנאמנות ואשר סכומם ייקבע מעת לעת, על ידי הנאמן באישור המפקח.

2. סכומי חלוקת רווחים:

סכום חלוקה ליחידת השתתפות בדולר	סכום החלוקה הכולל במיליוני דולר	מועד חלוקת רווחים	תאריך הכרזה חלוקת רווחים
0.04260	50	16.6.2022	22.5.2022
0.04260	50	22.9.2022	17.8.2022
0.04260	50	19.1.2023	23.11.2022
0.05112	60	20.4.2023	27.3.2023
0.04260	50	15.6.2023	10.5.2023
0.04260	50	14.9.2023	20.8.2023
0.04260	50	21.12.2023	15.11.2023
0.05112	60	11.4.2024	18.3.2024
0.05112	60	20.6.2024	23.5.2024
0.05538	65	5.9.2024	7.8.2024
0.05538	65	12.12.2024	19.11.2024
0.05112	60	3.4.2025	9.3.2025

3. חלוקות לשותף המוגבל:

א) בימים 1.3.2023, 20.8.2023 ו- 15.11.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח, 0.5 מיליון ש"ח ו- 0.5 מיליון ש"ח, בהתאמה (כ-0.3 מיליון דולר, כ- 0.1 מיליון דולר וכ- 0.1 מיליון דולר, בהתאמה).

ב) בימים 28.3.2024 ו- 19.11.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 0.5 מיליון ש"ח, כל אחת (כ- 0.1 מיליון דולר).

חלוקות אלו משמשות לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 13 – הון (המשך):

ד. תשלומי מקדמות מס, תשלומי מס ותשלומי איזון:

1. בהתאם להוראות סעיף 19, שילם השותף הכללי למס הכנסה, על חשבון המס בו חייבים מחזיקי יחידות השתתפות בגין שנת המס 2021 (לפרטים נוספים ראה ביאורים 19 ו-19ב) כמפורט להלן:

שנת מס	סוג ההכנסה	מקדמות מס במיליוני ש"ח	ש"ח ליחידת השתתפות
2021	שוטפת	כ- 217.3	0.1851
2021	רווח הון	כ- 527.9 ³¹	0.4497

לעניין שינוי משטר המס שחל על השותפות, כך שהיא ממוסה כחברה בגין הכנסתה החייבת החל משנת 2022, ראה ביאור 19א.

2. ביום 26.12.2021 הכריזה השותפות על תשלומי מס למחזיקים יחידים ותשלומי איזון למחזיקים שאינם יחידים בסך של כ- 268 מיליון ש"ח המהווים כ- 0.2283281 ש"ח ליחידת השתתפות אשר חולקו ביום 20.1.2022.

ה. ההון ליום 31 בדצמבר 2024 מורכב כדלקמן:

סך-הכל	השותף הכללי	השותף המוגבל	
154.8	³² -	154.8	הון השותפות
(28.1)	³² -	(28.1)	קרנות הון
1,660.6	0.2	1,660.4	יתרת רווחים
1,787.3	0.2	1,787.1	יתרה ליום 31.12.2024

חלקו של השותף המוגבל בשותפות הינו 99.99%, וחלקו של השותף הכללי הינו 0.01%. השותף הכללי בשותפות, מחזיק גם החזקה עקיפה באמצעות יחידות השתתפות, שהונפקו על-ידי השותף המוגבל (הנאמן).

- א. ביום 31.5.2022 פרסמה השותפות תשקיף מדף להנפקת ניירות ערך שונים הכוללים, בין היתר, יחידות השתתפות, אגרות חוב וכתבי אופציה. תשקיף המדף הינו בתוקף ל- 24 חודשים עם אפשרות הארכה ב- 12 חודשים נוספים. תשקיף המדף כאמור הוארך ב-12 חודשים נוספים קרי עד ליום 30.5.2025.
- ז. לעניין תשלום מבוסס יחידות השתתפות שהוענק למנכ"ל השותף הכללי בשותפות ראה ביאור 4ג20.

³¹ מתוכו סך של כ- 477.9 מיליון ש"ח בגין מכירת פרויקט תמר ודלית.

³² נמוך מ-0.1 מיליון דולר.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 14 – הכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט:

- א. הכנסותיה של השותפות מקורן במכירות גז טבעי וקונדנסט ללקוחותיה והכל בהתאם להסכמים שנחתמו עמם, כמפורט בביאור 12 לעיל.
- ב. הכנסות השותפות בתקופת הדוח ממכירת גז טבעי וקונדנסט מושפעות בעיקר מהיקף הצריכה של גז טבעי לשוק המקומי, למצרים ולירדן (להלן בסעיף זה: "השוק האזורי"). להלן חלק השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט ובכמויות הגז הטבעי שנמכרו לשוק המקומי ולשוק האזורי בתקופת הדוח מפרויקט לווייתן:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2022	31.12.2023	³³ 31.12.2024	
			הכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט:
284.7	168.6	141.9	שוק מקומי
859.2	925.8	994.4	שוק אזורי
1,143.9	1,094.4	1,136.3	
			כמויות גז טבעי (BCM)
1.71	0.93	0.67	שוק מקומי
3.45	4.05	4.41	שוק אזורי
5.16	4.98	5.08	

ביאור 15 – תמלוגים:

א. הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
126.4	117.5	120.0	תמלוגים למדינה
15.2	14.1	14.4	תמלוגים לבעלי ענין
30.4	28.2	28.8	תמלוגים לצדדים שלישיים
172.0	159.8	163.2	סך-הכל

(ראה ביאור 12 לעיל ופסקה ב להלן)

שיעור התמלוגים האפקטיבי בפרויקט לווייתן:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
			שיעור התמלוגים האפקטיבי בפרויקט לווייתן:
10.93%	10.73%	10.57%	למדינה
1.31%	1.29%	1.27%	לבעלי ענין
2.62%	2.57%	2.54%	לצד שלישי

³³ כולל הכנסות ממכירת קונדנסט בסך 16.8 מיליון דולר אשר מכירתו החלה בחודש מרץ 2024, לפרטים נוספים ראה ביאור 12 לעיל.

ב. תמלוגים למדינה ולתמלוגי על (לבעלי עניין ולצדדים שלישיים) כפי שנכללו בספרי השותפות:

1. חוק הנפט, תשי"ב – 1952 (להלן: "חוק הנפט"), ותקנות הנפט, תשי"ג – 1953, קובעים כי בעל חזקה כמשמעות המונח בחוק הנפט, חייב בתמלוג לאוצר המדינה בשיעור שמינית מכמות נפט, שהופקה משטח החזקה ונוצלה, לפי שווי השוק על פי הבאר, למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מתמלוג מינימלי, שנקבע בחוק. בהתאם לחוק הנפט, זכאית המדינה לתמלוגים מכמות הגז המופקת. הממונה הודיע לשברון כי המדינה החליטה שלא לקבל בעין את התמלוגים, להם היא זכאית מתגליות הגז, כי אם לקבל את שווי השוק של התמלוגים על פי הבאר, בדולרים.
2. בחודש מאי 2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה את הנוסח הסופי של ההנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בהתאם לסעיף 32(ב) לחוק הנפט (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"):
 - א) במסגרת ההנחיות נקבע כי שווי התמלוג על פי הבאר יהיה שווה ל-12.5% ממחיר המכירה ללקוחות בנקודת המכירה, בניכוי עלויות הכרחיות של טיפול, עיבוד והובלת הנפט, אשר הוצאו בפועל על-ידי בעל החזקה בין פי הבאר לבין נקודת המכירה.
 - ב) בהנחיות נקבעו הוראות נוספות, ובכלל זאת פירוט של סוגי הוצאות המוכרות ושאין מוכרות לצורך החישוב הנ"ל.
3. בחודשים ספטמבר 2020 ו-יולי 2022 פורסמו הוראות פרטניות (להלן: "ההוראות הפרטניות") בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר עבור חזקת תמר וחזקת לווייתן, בהתאמה, בהן פורטו ההוצאות המוכרות בניכוי לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר.

להלן תמצית ההוראות הפרטניות שהתקבלו בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בחזקת לווייתן:

 - א) עלויות ההוניות (CAPEX) שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר ושיעור ההכרה כוללות: (א) עלות הונית בגין צנרת ההובלה מהסעפת הראשית לאסדת לווייתן (להלן בסעיף זה: "האסדה") תוכר בשיעור של 100%; (ב) עלויות הוניות בגין האסדה תוכרנה בשיעור של 82%; (ג) עלות הונית בגין צנרת ההובלה מהאסדה עד לכניסה לחוף (DVS) תוכר בשיעור של 100%.
 - ב) הוצאות תפעוליות הנובעות ישירות מסוגי ההוצאות ההוניות המפורטות לעיל יוכרו בשיעור של 82%; הוצאות שכר עבודה של העובדים באסדה; הוצאות אחזקה ותיקונים; הוצאות נסיעות והובלה לאסדה; הוצאות מזון לעובדים באסדה; הוצאות שמירה ואבטחה באסדה; הוצאות בגין יעוץ מקצועי והנדסי; הוצאות ביטוח והוצאות תקשורת באסדה.
 - ג) במקרה בו מחיר המכירה הנקוב בחוזה כולל רכיב של תעריף הולכה המשולם לנתג"ז, יוכרו כל הוצאות ההולכה ששולמו לנתג"ז ישירות על ידי בעלי החזקות וכלולות במחיר המכירה החוזי, לפי תעריף ההולכה הרלוונטי.
 - ד) עלויות הנטישה תוכרנה לצורך חישוב התמלוג בהתאם להוראות שנקבעו בהנחיות הכלליות במצטבר: א. יתרת הרזרבות P2 בשדה לווייתן לפי דוח משאבים מעודכן תהיה קטנה מ-125 BCM ב. תכנית הנטישה אושרה על ידי הממונה.

ביום 1.9.2022 הוגשה תגובת שותפי לווייתן להוראות הפרטניות כאמור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, טרם התקבלה תגובת משרד האנרגיה.

4. בהתאם למכתבי דרישה שהתקבלו ממשרד האנרגיה על שותפי לווייתן לשלם למדינה מקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לווייתן בשנים 2023 ו-2024 בשיעור של 11.06% (2022: 11.26%). על פי מכתב שהתקבל ממשרד האנרגיה בחודש ינואר 2025 שיעור המקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לווייתן בשנת 2025 ימשיך להיות 11.06%. שיעור המקדמות המשולמות למדינה הינו גבוה מתחשיב שיעור שווי התמלוגים כפי הבאר בדוחות התמלוגים שהגישה שברון למשרד האנרגיה בגין השנים 2020 ו-2021, אשר לפיהם שיעור שווי התמלוגים כפי הבאר בפרויקט לווייתן הינו 9.58% ו-10.17%, בהתאמה. שיעור התמלוגים עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים לשנת 2024 הינו כ-10.6% (2023: 10.7%, 2022: 10.9%). יצוין כי, עמדת השותפות הינה כי תחשיב השיעור בפועל של תמלוגי המדינה צריך להביא לידי ביטוי את מורכבות הפרויקט, הסיכונים הכרוכים בו והיקף ההשקעות בפרויקט. יובהר כי, קיימים פערים מהותיים בין התמלוגים ששולמו בפועל למשרד האנרגיה במצטבר החל מתחילת ההפקה בפרויקט לווייתן לבין הסכומים שנקדפו בדוח על הרווח הכולל כהוצאות תמלוגים.

ב. תמלוגים למדינה ולתמלוגי על (לבעלי עניין ולצדדים שלישיים) כפי שנכללו בספרי השותפות (המשך):

5. הפער בין המקדמות בגין תמלוגים ששולמו בפועל למדינה לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בפרויקטים תמר (עד למועד מכירת זכויות השותפות בפרויקט תמר, כמתואר בביאור 9 לעיל) ולוויתן, הסתכם לסך של כ- 27.0 מיליון דולר (2023: כ- 34.2 מיליון דולר) ונכלל בסעיפים נכסים אחרים לזמן קצר ולזמן ארוך.
6. אופן חישוב התמלוגים למדינה משמש גם לחישוב שווי השוק בפי הבאר של תמלוג העל המשולם על ידי השותפות לבעלי עניין ולצדדים שלישיים. הפער בין התמלוגים ששולמו בפועל לצדדים קשורים ולצדדים שלישיים לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בפרויקט תמר (עד למועד מכירת זכויות השותפות בפרויקט תמר, כמתואר בביאור 9 לעיל) ובפרויקט לווייתן מסתכם לסך של כ- 8.3 מיליון דולר (2023: כ- 14.5 מיליון דולר) ונכלל בסעיפים חייבים ויתרות חובה ונכסים אחרים לזמן ארוך.
7. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, הסתיימה ביקורת משרד האנרגיה לדוחות התמלוגים שהוגשו בפרויקט תמר בגין השנים 2013-2018 ולפיכך דוחות אלו נחשבים דוחות סופיים. בהתאם לכך, השותפות שילמה במהלך השנים האמורות מקדמות ביתר למדינה ובהתאם גם לבעלי תמלוגי העל. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים קיבלה השותפות את המקדמות ששולמו ביתר (כולל ריבית והצמדה) ממשרד האנרגיה ומבעלי תמלוג העל בסך של כ-17.2 מיליון דולר וכ-8.2 מיליון דולר, בהתאמה.

ביאור 16 – עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט³⁶:

לשנה שהסתיימה ביום			הרכב:
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
19.5	19.6	25.2	שכר עבודה ונלוות
2.0	0.9	1.4	שמירה ואבטחה
17.4	17.5	19.0	ביטוח
49.9	69.3	74.0	עלויות הובלה, הולכה ושינוע
19.5	17.6	22.6	דמי מפעיל וניהול אופרציה
15.8	18.1	19.7	תחזוקה
10.0	5.6	6.5	אחרות
134.1	148.6	168.4	סך-הכל

ביאור 17 – הוצאות הנהלה וכלליות:

לשנה שהסתיימה ביום			הרכב:
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
6.3	6.5	6.7	שכר ונלוות
1.0	2.7	0.5	תשלום מבוסס יחידות השתתפות למנהל הכללי (ראה ביאור 20ג להלן)
8.7	7.2	3.7	שירותים מקצועיים, נטו
3.7	4.4	6.0	אחרות
19.7	20.8	16.9	סך-הכל

³⁶ ברובן באמצעות העסקאות המשותפות.

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
הוצאות:			
145.9	126.9	113.0	בגין אגרות חוב (ביאורים 10ב, ו-10ג לעיל)
0.7	2.4	1.7	בגין התחייבות לתאגידים בנקאיים (ביאור 10ד)
-	5.0	-	שערוך תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
0.4	0.4	0.4	בגין עמלת ערבות לקבוצת דלק (ביאורים 12יא ו-20ד)
1.5	3.2	3.5	בגין שינויים בהתחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז עקב חלוף הזמן
13.5	1.1	1.5	אחרות ³⁵
(6.7)	(5.2)	(6.3)	בניכוי עלויות מימון שהווננו לנכסי גז ונפט ³⁶
155.3	133.8	113.8	סך-הכל הוצאות
הכנסות:			
5.4	13.1	17.5	בגין פיקדונות בבנקים והשקעות לזמן קצר
60.9	-	60.9	שערוך תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
1.6	5.9	1.2	שערוך הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
3.1	7.1	5.5	עדכון סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאור 21א3 להלן)
0.1	2.6	5.8	אחרות
71.1	28.7	90.9	סך-הכל הכנסות
(84.2)	(105.1)	(22.9)	סך-הכל הוצאות מימון, נטו

³⁵ בשנת 2022 כוללות בעיקר הוצאות שהתהוו בקשר עם שינוי מבני.

³⁶ שיעור ההיוון ששימש לקביעת סכום עלויות האשראי שהווננו בשנת 2024 הינו כ-6.6% (2023: כ-6.7%).

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי:

1. השותפות אושרה על-ידי מנהל רשות המסים לעניין תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988 (להלן: "תקנות יחידות ההשתתפות" או "התקנות"). בחודש ספטמבר 2021 פורסם ברשומות תיקון בתקנות מס הכנסה כנזכר לעיל, לפיו החל משנת המס 2022 חל שינוי במשטר המס שחל על השותפות, כך שהיא ממוסה כחברה בגין הכנסתה החייבת (ואילו קיזוזם של הפסדים יתאפשר, בכפוף לדיני המס, במישור השותפות עצמה מבלי שאלו ייוחסו למחזיקי יחידות ההשתתפות). כתוצאה משינוי זה, החל משנת המס 2022, מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות כפופים למשטר מס החל בגין חלוקת רווחים שתבצע השותפות, בדומה למיסוי שחל על בעלי מניות בחברה בגין חלוקת דיבידנדים (היינו בשיטה הדו-שלבית).
יצוין כי, לאור התיקון האמור לעיל, עד וכולל שנת המס 2021, ההתחשבות עם בעלי יחידות ההשתתפות והדיווח בגין הכנסתה החייבת של השותפות יהיו כפי שהיה לפני התיקון, כמוסבר להלן.
2. עד ליום 31.12.2021 השותפות פעלה כישות "שקופה" לצורכי מס, וזאת בהתאם להוראות פקודת מס הכנסה (נוסח חדש), תשכ"א-1961 (להלן: "פקודת מס הכנסה") וחוק ההיטל (להלן בסעיף זה: "החוק"), דהיינו ההכנסה החייבת והפסדים לצורכי מס של השותפות יוחסו לבעלי היחידות, שהינם "מחזיק זכאי", כהגדרתו בתקנות יחידות השתתפות לפי יחס החזקותיהם בשותפות. "מחזיק זכאי" הוגדר בתקנות יחידות ההשתתפות כמי שהחזיק ביחידות השתתפות בתום יום ה-31 בדצמבר של שנת המס. בהתאם לסעיף 19 לחוק (להלן: "סעיף 19"), לעניין סעיף 63(א)(1) לפקודה, יחושב חלקו של כל שותף בשנת המס מההכנסה החייבת של השותפות או מהפסדיה.
מכיוון שהשותפים נושאים בתוצאות המס של הכנסות והוצאות השותפות, הדוחות הכספיים המאוחדים לא כללו מסים שוטפים על ההכנסה.
3. על-פי הוראות סעיף 19 חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח על ההכנסה החייבת של השותפות ולשלם את המס הנובע ממנו (ראה בהמשך הסעיף), על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון המס שחייבים בו מחזיקי יחידות ההשתתפות, ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס), על-פי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים, שהם חבר בני אדם (לפי שיעור מס חברות) ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהם יחידים (לפי שיעור מס שולי מקסימלי). יצוין כי, השותף הכללי חייב בתשלום מקדמות מס המחושבות על פי שיעורי המס החלים על חברות (בשנים 2019 עד 2021 – 23%). ראה סעיף 1 לעיל לעניין שינוי בתקנות המס החל משנת 2022 החלות על השותפות ולפיו חל על השותפות שיעור מס חברות 23%.
4. יישום הוראות סעיף 19 עורר קשיים ושאלות פרשניות לאור הפער בשיעורי המס החלים על חברות ועל יחידים, אשר נדונו במסגרת מספר הליכים משפטיים.
ביום 28.6.2021 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי בת"א אשר עיקר קביעתו הינה, כדלקמן:
א) ביחס לתשלומים בגין הפרשי שומות שביצעה השותפות בגין שנות המס 2015 ו-2016, על השותפות לשלם למחזיקים-תאגידיים בעבר תשלומי איזון בהתאם לחלופת "ניטרול חיסרון הכיס" המתוארת בפסק הדין, דהיינו השלמת הסכום "העודף" ששולם עבור המחזיקים היחידים, ששיעור המס שחל עליהם גבוה יותר.
ביום 1.7.2021, הגישו מספר מחזיקים בקשת הבהרה לבית המשפט, במסגרתה התבקש בית המשפט להורות כיצד יש לבצע את התשלום לפי חלופת "ניטרול חיסרון הכיס", שנקבעה בפסק הדין בכל הנוגע לתשלום ריבית והצמדה, וביום 9.8.2021 קבע בית המשפט כי לתשלום כאמור יתווספו הפרשי הצמדה וריבית כחוק, בהתאם להוראות חוק פסיקת ריבית והצמדה, התשכ"א-1961.
בהתאם לכך, ביום 21.7.2022 העבירה השותפות לחשבון רזניק פז נבו נאמנויות בע"מ, אשר מונה על ידי בית המשפט כנאמן האחראי על ביצוע התשלום בהתאם למתווה שנקבע ע"י בית המשפט עבור תשלום למחזיקים זכאים שהינם חבר בני אדם בכל אחת מהשנים 2015-2016 סך של כ-39.7 מיליון ש"ח (כ-11.4 מיליון דולר) כולל הצמדה וריבית. בחודש ספטמבר 2023 בוצעה החלוקה על ידי הנאמן.

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

4. (המשך):

(א) (המשך):

עקב קשיים מצד הנאמן לאיתור חלק מהמחזיקים הזכאים, אישר בית המשפט להאריך את מועד הגשת הדוח המסכם (להלן: "הדוח המסכם"). יצוין כי, הדוח המסכם מטעם הנאמן הוגש לבית המשפט ביום 30.4.2024. על-פי הדוח המסכם, חלוקת הכספים הסתיימה, ובמסגרתה חולקו 99.7% מסכום הפיצוי הכולל למחזיקים הזכאים בשותפות ובאבנר. כמו כן, בחודש מאי 2024 השיב הנאמן את הסכומים שנתרו בחשבונות הנאמנות לשותפות. יובהר כי, עם הגשת הדוח המסכם הסתיים ההליך המשפטי בעניין.

ב) באשר לשנים 2017 ועד וכולל 2021 (שלגביהן שילמה השותפות מקדמות מס בהתאם לשיעור מס חברות ובהמשך לכך בוצעה חלוקת רווחים "מאזנת" בהתחשב בשיעורי המס השונים של חברות / יחידים - ראה סעיף ג' להלן), השותפות היא שתישא בתשלום הפרשי שומות המס, ככל שיהיו, אך לא יבוצעו תשלומי איזון בגינם. באשר לתשלומים בגין הפרשי שומות והאיזון בעתיד, בהתאם לפסק הדין, תמשיך השותפות לפעול בהתאם להסדר על פיו פעלה החל משנת המס 2017, ובכך מקנה פסק הדין וודאות לכלל המחזיקים בשותפות באשר לאופן ביצוע תשלומים בגין הפרשי שומות ואיזון עתידיים.

5. בחודש דצמבר 2017 נחתם בין השותפות לבין פקיד השומה למפעלים גדולים (להלן: "פשמ"ג") הסכם לגביית מס על חשבון המס בו חייבים בעלי היחידות בגין ההכנסה החייבת המוערכת מעסק של השותפות לשנת 2017 (להלן: "הסכם מס 2017"). במסגרת הסכם מס 2017, השלימה השותפות תשלומי מס נוספים בהתאם לשיעור המס המקסימלי החל על יחידים בגין ההכנסה החייבת המוערכת האמורה וזאת בדרך של ניכוי מס במקור מחלוקות מאזנות, שבוצעו למחזיקי יחידות ההשתתפות (המס במקור נוכה מהחלוקות שבוצעו למחזיקים יחידות השתתפות שהם יחידים, בעוד שלא נוכה מס במקור מחלוקות שבוצעו למחזיקי יחידות השתתפות שהם חברות). השותפות פעלה בשנות המס 2018 עד 2021 באופן דומה לאופן בו פעלה על פי הסכם מס 2017, לרבות בדבר חישוב אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנות המס הנ"ל והשלמת תשלומים שביצעה השותפות בקשר לכך בחודש ינואר לשנת המס העוקבת.

יובהר כי, ההכנסה החייבת המוערכת, שחושבה לקראת תום שנת המס לכל אחת מהשנים 2017-2021, חושבה על בסיס אומדנים והערכות ונתונים כספיים בלתי מבוקרים.

ב. שומות מס הכנסה ותעודות מס:

1. ביום 20.10.2021 פרסמה השותפות תעודות מס סופיות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות ושל אבנר (להלן יקראו השותפות ואבנר: "השותפויות") לשנת המס 2015.

2. ביום 13.12.2017 פרסמה השותפות תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות לשנת המס 2016 של השותפויות. יצוין, כי על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסות החייבות של השותפויות לצרכי מס לשנת 2016, ביום 22.11.2018 התקבלו מאת רשות המסים שומות לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן בסעיף זה: "שומות המס"), וביום 14.3.2019 הגישה השותפות השגה מנומקת על שומות המס. בהמשך להשגה שהגישה השותפות על שומות המס, ביום 29.7.2020 קיבלו השותפויות שומות בצו לפי סעיף 152 (ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצווים") על ידי רשות המסים. עיקר המחלוקות מושא הצווים נוגעות בעיקרן לאופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאו השותפויות בפועל ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין. על פי הצווים כאמור ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר היא כ- 125.1 מיליון דולר וכ- 113.4 מיליון דולר, בהתאמה, (חלף סך של כ- 106.6 מיליון דולר וכ- 94.9 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכללה בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המסים). רווח ההון לשנת 2016 של השותפויות הוא כ- 49.1 מיליון דולר וכ- 66.8 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 7.5 מיליון דולר וכ- 18 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכללה בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2024. ככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון המס בו חייבים בעלי יחידות השתתפות בשותפויות בסך של כ- 54.5 מיליון דולר. ביום 15.9.2020 השותפות הגישה ערעור על הצווים לבית המשפט המחוזי בתל אביב. נימוקי השומה בערעור זה הוגשו על ידי פקיד השומה ביום 9.12.2020 ובהתאם להחלטת בית המשפט, ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור הוגשה על ידי השותפות ביום 3.5.2021. דיון קדם משפט בערעור התקיים ביום 25.11.2021 ודיון קדם משפט נוסף בערעור נקבע ליום 17.3.2025.

ב. שומות מס הכנסה ותעודות מס (המשך):

3. ביום 8.11.2018 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות לשנת המס 2017. על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2017, קיבלה השותפות שומה לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודה, תשכ"א-1961 (להלן בסעיף זה: "שומת המס"). עיקר המחלוקות נוגעות לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאה השותפות בפועל, בזקיפת הכנסות מימון הנובעות מהפרשי שער לנכסים בהקמה, אופן יישום סעיף 20(ב) לחוק לעניין ניכוי הוצאות פחת; ואופן חישוב רווח ההון ממכירת 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות של השותפות בחזקות תמר ודלית. ביום 10.12.2020 הגישה השותפות השגה מנומקת על שומת המס וביום 21.12.2022 קיבלה השותפות שומה בצו לשנת המס 2017 לפי סעיף 152(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצו"). בהתאם לצו האמור, ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2017 של השותפות הינה כ- 342.3 מיליון דולר (חלף סך של כ- 204.3 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים), ורווח ההון כולל רווח הון נדחה לשנת 2017 של השותפות הינו כ- 726.3 מיליון דולר (חלף סך של כ- 590.2 מיליון דולר, כפי שנכלל בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2024. ביום 22.1.2023 השותפות הגישה ערעור על הצו לבית המשפט המחוזי בתל אביב. נימוקי השומה בערעור זה הוגשו על ידי פקיד השומה בחודש 30.5.2023 ובהתאם להחלטת בית המשפט, ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור הוגשה ביום 30.1.2024. יצוין כי, נקבע דיון קדם משפט בערעור ליום 17.3.2025. נכון למועד הדוחות הכספיים המאוחדים ועל-פי הצו האמור, וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון בעלי יחידות השתתפות בשותפות בסך של כ- 120.8 מיליון דולר.
4. ביום 19.2.2020 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת 2018. על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2018, ביום 24.3.2021 התקבלה מאת רשות המסים שומה לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה, (להלן בסעיף זה: "שומת המס"), וביום 10.6.2021 הגישה השותפות השגה מנומקת על שומת המס. ביום 28.3.2024 קיבלה השותפות שומה בצו לשנת המס 2018 לפי סעיף 152(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצו"). בהתאם לצו האמור, ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2018 של השותפות הינה כ- 179.6 מיליון דולר (חלף סך של כ- 137.1 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים) ורווח ההון לשנת 2018 של השותפות הינו כ- 15.9 מיליון דולר, כמוצהר בדוח אשר הוגש על-ידה כאמור. יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2024. ביום 17.4.2024 השותפות הגישה ערעור על הצו לבית המשפט המחוזי בתל אביב. נימוקי השומה בערעור זה הוגשו על ידי פקיד השומה ביום 30.9.2024, ובהתאם להחלטת בית המשפט, השותפות הגישה את ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור מטעמה ביום 17.2.2025.
- עיקר המחלוקות נוגעות לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאה השותפות בפועל, וזאת בדומה למחלוקות שבגינן הוצאו שומות לפי מיטב השפיטה לשנים 2016 ו-2017, כמפורט לעיל. נכון למועד הדוחות הכספיים המאוחדים, ועל-פי הצו האמור, וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון בעלי יחידות השתתפות בשותפות, בסך של כ- 15 מיליון דולר. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, מתקיימת וצפויה להמשיך להתקיים התדיינות בין השותפות לפקיד השומה בקשר עם השומות לשנות המס 2016-2018.
5. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המקצועיים, סיכויי קבלת עיקר טענות השותפות ולמצער התרת ניכוי ההוצאות מושא המחלוקות לשנות המס 2016-2018 בשנים אלו ו/או בשנים שלאחריהן, גבוהים מ- 50%.
7. ביום 14.7.2021 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת 2019. על פי דוח המס שהגישה השותפות לשנת 2019, אשר כפוף לביקורת של רשות המסים, ההכנסה החייבת לצרכי מס הינה על כ- 573.6 מיליון ש"ח.
8. ביום 12.4.2022 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפות לשנת 2020. על פי דוח המס שהגישה השותפות לשנת 2020, אשר כפוף לביקורת של רשות המסים, ההכנסה החייבת לצרכי מס הינה בסך של כ- 277.6 מיליון ש"ח.

ב. שומות מס הכנסה ותעודות מס (המשך):

9. ביום 30.4.2023 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפות לשנת 2021. על פי דוח המס שהגישה השותפות לשנת 2021, אשר כפוף לביקורת של רשות המסים, ההכנסה החייבת מעסק של השותפות לצורכי מס, הינה בסך של כ- 919 מיליון ש"ח, רווח ההון נטו בעיקר בגין מכירת החזקותיה של השותפות בחזקות תמר ודלית (ראה ביאור 19ג לעיל) הינו בסך של כ-1,868 מיליון ש"ח ורווח הון נדחה בגין מכירת החזקותיה של השותפות בתמר פטרוליום (ראה ביאור 19ג לעיל) הינו בסך של כ-203.1 מיליון ש"ח.
10. מובהר כי ביחס לכל אחת משנות המס 2016 עד וכולל 2021, לגביהן טרם הסתיימה הביקורת של רשות המסים לדוחות המס של השותפות ו/או טרם הוצאו שומות מס הכנסה סופיות, יתכן ויתברר לאחר השלמת ביקורת רשות המסים והוצאת שומות מס סופיות (לרבות לאחר החלטות בהשגות ו/או בערעורים), שקיימים הפרשי שומות כך ששומת המס הסופית גבוהה מתשלומי המס ששולמו על-ידי השותפות (בניכוי החזרים ששולמו לה), ובמקרה כאמור יהיה על השותפות לשלם לרשות המסים, על חשבון המחזיקים, את יתרת המס הנובע מהפרשי השומות, בהתאם לשיעור המס המחושב לפי סעיף 19.
- מובהר כי, בהתאם להוראות פסק הדין מיום 28.6.2021 הנזכר לעיל, לא יבוצעו תשלומי איזון בגין הפרשי שומות כאמור החל משנת המס 2017 (ככל שיהיו). במקרה שיתברר בעתיד כי שולמו על ידי השותפות מקדמות בסכומים העולים על הסכומים הנדרשים בהתאם לחוק, היתרה תוחזר לשותפות.
11. לאור האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפויות לשנות המס 2016 ועד 2021 וזאת עד להשלמת ההליכים, שיידרשו לקביעת השומה הסופית. עם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין כל שנת מס תפורסם תעודה סופית לצורך חישוב ההכנסה לצרכי מס של מחזיק זכאי בגין שנות המס הנ"ל, בהתאם לתקנות מס הכנסה.
12. יובהר, כי בהתאם להנחיות רשות המיסים בעלי יחידות השתתפות יכללו בדוחות המס שלהם לכל אחת מהשנים 2016 עד וכולל 2021, את חלקם בהכנסה החייבת של השותפות ואת חלקם בסכום המס ששולם על-ידי השותפות, לרבות מס שנוכה במסגרת התשלומים הנוספים שביצעה השותפות בגין שנות המס כאמור וזאת בהתאם לתעודות המס הזמניות.
- בנוסף, בעלי יחידות ההשתתפות כאמור, יידרשו לתקן את דוחות המס שלהם בהתאם לתעודות המס הסופיות, לאחר שאלו יפורסמו על-ידי השותפות. במקרה זה סכום ההחזר או התשלום לו זכאי או חייב המחזיק הזכאי עלול לקטון או לגדול כפועל יוצא מהאמור לעיל ובהתאם, בעלי יחידות עשויים אף להידרש להשיב לרשות המסים סכומים, שהתקבלו על-ידם בהתבסס על התעודה הזמנית, (זאת בכפוף להסדר המס הרלוונטי כמפורט בסעיף 5 לעיל).
13. סוגיות המס, לרבות ישום החוק (כמפורט בפסקה ג להלן), הקשורות בפעילות השותפות המוגבלת, טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל (למעט האמור בהמשך), וקיים קושי לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, קיים קושי לצפות מה תהיה עמדתם של רשויות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי, לשינויים שיגרמו בעקבות תיקון הדין, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות.
14. **מיסוי קפריסין:**
- בתיקון להסכם הזיכיון משנת 2019 נקבע מנגנון חדש לחלוקת התפוקה של הגז הטבעי, המבוסס על מקדם מסוג R-פקטור. על-פי המנגנון האמור, השותפים יהיו זכאים ל-55% מההכנסות השנתיות, שתנבענה מתפוקת הגז הטבעי, עד לכיסוי כל ההוצאות ההוניות והשוטפות המוכרות שלהם (להלן: "התפוקה לכיסוי הוצאות"), ואילו היתרה (להלן: "התפוקה לחלוקה"), תתחלק בין השותפים לבין ממשלת קפריסין בהתאם למקדם R-פקטור, אשר המונה שלו כולל את סך ההכנסות המצטברות נטו והמכנה שלו כולל את סך ההשקעות ההוניות המצטברות. על פי המנגנון, חלקה של ממשלת קפריסין בתפוקה לחלוקה גדל כפונקציה של המקדם באופן ליניארי, והוא יגיע לשיעור מירבי כאשר מקדם ה-R-פקטור יהיה שווה ל-2.5. לעניין זה:
- "הכנסות מצטברות נטו" משמעותן - חלקם של השותפים בהכנסות, שהתקבלו בפועל מתפוקת הגז (לרבות התפוקה לכיסוי הוצאות), בניכוי ההוצאות התפעוליות בהן נשאו השותפים בשטח הזיכיון, החל ממועד חתימת הסכם הזיכיון (28.10.2008) ועד תום הרבעון שקדם ליום החישוב (להלן: "תקופת החישוב").

"השקעות הוניות מצטברות" משמעותן - הוצאות הפיתוח, הוצאות הפקה בעלות אופי הוני (ללא הוצאות תפעוליות) וכל הוצאות החיפוש, ביחס לשטח נשוא הסכם הזיכיון, שהוצאו בפועל במהלך תקופת החישוב. השותפות קיבלה אישור מרשות המסים בישראל ביחס לפעילותה בבלוק 12 במסגרתו נקבעו, בין היתר, הפרטים הבאים: פעילות השותפות בבלוק 12 לא תהווה פגיעה במעמד השותפות כ"שותפות" לענין תקנות יחידות השתתפות; ההכנסה, שתופק בבלוק 12, תחשב כהכנסה החייבת במס בישראל וחשוב המס יהא בהתאם לדין בישראל; ככל שהשקעות החיפוש יתבררו כהשקעות, שאינן מצדיקות הפקה (קידוח יבש), יוכרו השקעות אלה כהוצאה בדרך של פריסה על פני תקופה של חמש שנים; במידה והשקעות החיפוש יתבררו כהשקעות בנות הפקה, תהווה הפעילות בבלוק 12 לצרכי מס מגזר נפרד העומד בפני עצמו והשקעות החיפוש יוכרו בישראל כהוצאה, רק כנגד ההכנסות מקפריסין (מכאן, שהוצאות שהוציאה השותפות בקפריסין בגין פעילותה בבלוק 12 לא יכללו בדיווחי המס שלה במסגרת ההוצאות המותרות בניכוי בישראל, אלא יופחתו בעתיד מהכנסות שתפיק השותפות בבלוק 12) והכל בכפוף לדין החל בישראל; אופן ההכרה בהכנסות לרבות זיכוי בגין מס ששולם בקפריסין יבוצע בהתאם להוראות מנהל רשות המסים, בהתחשב בתנאים שיהיו רלוונטים באותה עת ובתנאים שהיו ידועים בעת מתן האישור. יצוין כי הממונה נתן את אישורו בהתאם לתקנה 8 לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט) תשט"ז-1956, להחלת התקנות על השותפות גם בבלוק 12, בכפוף לתנאים שנקבעו על-ידו.

ג. חוק ההיטל:

בחודש אפריל 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "החוק"). יישומו של החוק הביא לשינוי בכללי המיסוי החלים על הכנסות השותפות, הכוללים, בין היתר, הנהגת היטל רווחי נפט וגז לפי מנגנון שנקבע בחוק וביטול ניכוי האזילה. החוק כולל הוראות מעבר לגבי מיזמים מפיקים או כאלה שהחלו בהפקה עד שנת 2014.

עיקרי הוראות החוק הן כדלהלן:

1) הנהגת היטל רווחי נפט וגז בשיעור שיקבע כאמור להלן: שיעור ההיטל יחושב לפי מנגנון מוצע מסוג R פקטור, על פי היחס בין ההכנסות המצטברות נטו מהפרויקט לבין ההשקעות המצטברות כפי שהוגדרו בחוק. היטל מינימאלי של 20% ייגבה החל בשלב שבו יחס ה-R פקטור יגיע ל-1.5 ויגדל בצורה פרוגרסיבית עד לשיעור המקסימאלי עם הגעת היחס ל-2.3. שיעור ההיטל המקסימאלי הוא 50% פחות המכפלה של 0.64 בהפרש בין שיעור מס החברות הקבוע בסעיף 126 לפקודת מס הכנסה, התשכ"א-1961 (לגבי כל שנת מס) לבין שיעור מס של 18%. בהתאם לשיעור מס החברות בשנת 2024 שיעור ההיטל המקסימאלי עומד על 46.8%. בנוסף נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, כי ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה; גבולות ההיטל לא יכללו מתקני הולכה המשמשים ליצוא; ההיטל יחושב ויוטל ביחס לכל חזקה בנפרד (Ring Fencing); חיוב מקבל תשלום על ידי בעל זכות נפט המחושב, בין היתר, כשיעור מהנפט המופק (להלן: "תשלום נגזר"), בהתאם לגובה התשלום הנגזר שקיבל כאשר במקביל סכום ההיטל המיוחס למקבל התשלום הנגזר יופחת מסכום היטל שבו חב בעל זכות הנפט. כמו כן, בחוק נקבעו כללים לאיחוד או להפרדה של מיזמי נפט לעניין החוק.

על פי החוק, יינתן לבעל זכות נפט פחת מואץ שנתי קבוע על נכס בר ניכוי, כהגדרתו בחוק, שבבעלותו בשיעור קבוע של עד 10% (בהתאם לבחירת בעל זכות הנפט), או לחילופין, פחת שנתי שוטף משתנה עד לגובה ההכנסה החייבת באותה שנה (ולא יותר מ-10%).

ההוראות בדבר הטלת היטל רווחי נפט וגז הינן בתחולה מיום 10.4.2011 והן כוללות הוראות מעבר לגבי מיזמים שהחלו בהפקה מסחרית עד ליום 1.1.2014.

- א) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית ממנו היה לפני יום התחילה יחולו הוראות חוק זה בשינויים אלה:
- (1) חלה לגבי מיזם כאמור חובת תשלום היטל בשנת המס שבה חל יום התחילה, יהיה שיעור ההיטל באותה שנת מס, מחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט אילולא הוראות פסקה זו ולא יותר מ-10%;
 - (2) במקרה בו עלה מקדם ההיטל בשנת המס שבה חל יום התחילה על 1.5, נקבעו כללים לאופן חישוב מקדם ההיטל בכל שנת מס שלאחריה;
 - (3) שיעור ההיטל שיוטל על רווחי הנפט של המיזם בכל אחת משנות המס 2012 עד 2015 יהיה שווה למחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט כאמור אילולא הוראות פסקה זו.

ג. חוק ההיטל (המשך):

(1) (המשך):

(ב) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו בתקופה שמיום התחילה עד יום 1.1.2014 יחולו, בין היתר, הוראות אלה:

(1) מקדם ההיטל המינימלי יהיה בשיעור 2 במקום 1.5 והמקסימלי יהיה בשיעור 2.8 במקום 2.3;

(2) שיעור הפחת השנתי המואץ לגבי נכס בר ניכוי שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% במקום 10%.

(2) החוק כולל הוראות בדבר מיסוי שותפויות נפט החל משנת 2011, ראה פסקה א לעיל.

(3) בהתאם לחוק, מגיש השותף המדווח של מיזם הנפט דוחות הכוללים, בין היתר, נתונים מצטברים בדבר תקבולים והשקעות לצורך חישוב ה-R פקטור, כאמור בסעיף 1 לעיל.

(4) ביום 10.11.2021 אישרה הכנסת בקריאה שניה ושלישית את תיקון מס' 3 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשפ"ב-2021 (להלן: "התיקון לחוק"), לפיו, בין היתר, במקרה של מחלוקת תידרש הקדמה של תשלומי היטל רווחי נפט וגז בגובה של 75% מהסכומים, שבמחלוקת וזאת בכפוף להחלטה של פקיד השומה בהשגה (קודם להשלמת דיונים משפטיים במחלוקת בבית המשפט, ככל שיהיו). בהתאם לתיקון לחוק כאמור, תיתכן הקדמה של 75% מהסכומים שבמחלוקת.

(5) יצוין כי בין פש"ג לבין בעלות הזכויות בחזקות לווייתן נתגלעו מחלוקות ביחס לדוחות ההיטל של חזקות לווייתן לשנים 2013-2015 אשר נגעו, בעיקרן, לאופן סיווגם וכימותם של נתונים בדוחות ההיטל של חזקות לווייתן לאותן שנים. במהלך חודש אוקטובר 2018, הגיעו הצדדים להסכמות ביחס למחלוקות האמורות במסגרת הסכם שומות היטל לשנים 2013-2015, אשר קיבל בחודש אוקטובר 2018 תוקף של פס"ד ע"י בית המשפט המחוזי בתל אביב.

בין בעלות הזכויות בלווייתן לפש"ג נחתם בחודש דצמבר 2019 הסכם שומות היטל באשר לדוחות היטל לשנים 2016 ו-2017. ובחודש אוקטובר 2021 נחתם הסכם שומות ביחס לשומות היטל לווייתן לשנת 2018.

בחודש דצמבר 2021 קיבלו שותפי לווייתן שומה לפי מיטב השפיטה בגין היטל לווייתן לשנת 2019 הכוללת מחלוקות פרשניות בנוגע ליישום הוראות החוק בדיווחי ההיטל של חזקות לווייתן, לרבות לעניין הכרה בתשלומים שבהם נשאו בעלות הזכויות בחזקות על מנת לאפשר היתכנות יצוא גז טבעי למצרים. השגה על השומה לפי מיטב השפיטה הוגשה לפש"ג בחודש מרץ 2022. ביום 23.10.2022 הוגש ערעור לבית המשפט המחוזי בתל אביב בגין שומת היטל בצו לשנת 2019 שנמסרה לשותפי לווייתן בחודש ספטמבר 2022 וביום 15.3.2022 התקבלו נימוקי השומה של פש"ג על הערעור הנ"ל. בהתאם להחלטת בית המשפט ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור הוגשה ביום 8.5.2024 ובמהמשך לכך נקבע על ידי בית המשפט מועד לקיום דיון קדם משפט ביום 17.3.2025. ביום 6.1.2022 הוגש לרשות המסים דוח היטל חזקות לווייתן לשנת 2020 וביום 31.12.2023 התקבלה מאת רשות המסים שומה לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 14(ב)(2) לחוק.

יצוין כי, שיעור מקדם ההיטל בחזקות לווייתן למועד הדוחות הכספיים המאוחדים נמוך מ-1.5 וכי השפעת השומות והמחלוקות המצוינות לעיל, עשוי להתבטא בחישוב גובה ההיטל. יחד עם זאת, גם אם תתקבל עמדת פקיד השומה במלואה, היא לא צפויה להביא, בעת הנוכחית, לשיעור מקדם גבוה מ-1.5, שממנו מתחילה גביית ההיטל בפועל.

נוסף על כך, הגיעו בעלות הזכויות במיזם לווייתן להסכמות עם רשות המסים לעניין איחוד חזקות לווייתן (צפון ודרום) כמיזם נפט אחד לצרכי החוק והדיווחים על פיו וזאת בהתאם להוראות סעיף 8(א) לחוק.

יצוין כי בין פש"ג לבעלות הזכויות במיזם תמר נתגלעו מחלוקות ביחס לדוחות ההיטל של מיזם תמר לשנים 2013-2020 אשר נוגעות, בין היתר, למחלוקת בקשר עם מכירת גז ממאגר תמר לצורך אספקת גז מכוח הסכמים שנחתמו בין צרכני גז טבעי לבין שותפי ים תטיס, כאשר לעמדת רשות המסים יש ליחס למיזם תמר תקבולים רעיוניים בגין אספקת גז טבעי ממאגר תמר כאמור ללקוחות שעמם התקשרו שותפי ים תטיס ולא לקבוע את תקבולי המיזם לפי התמורה שהתקבלה בפועל, בקשר עם אופן הכרה וסיווג השקעות חיפוש והקמה במאגר תמר SW ותשלומי הקמה מאגר תמר SW והכרה בתשלומים שונים בהם נשאו בעלות הזכויות במיזם לרבות עלויות שנשאו על מנת לאפשר היתכנות יצוא גז טבעי למצרים (להלן ביחד: "הסוגיות שבמחלוקת"). יצוין, כי המחלוקות ביחס לדוחות ההיטל לשנים 2013-2020 נדונות בין הצדדים במסגרת ערעורים המתנהלים בפני בית המשפט המחוזי בת"א. יצוין כי, ביום 15.3.2022 התקבלו נימוקי השומה של פש"ג על הערעור בגין שנת 2019. בהתאם להחלטת בית המשפט ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור הוגשה ביום 27.2.2025. יובהר כי, ככל שיקבע בהליך סופי ומחייב כי עמדת רשות המסים בדבר המחלוקות הנ"ל יתקבלו במלואן, עלולה להיווצר לשותפות התחייבות נוספת לתשלום היטל רווחי נפט וגז לרשות המסים ולרישום הוצאה בגין התקופה עד מכירת זכויותיה בפרויקט תמר (ראה ביאור 17 לעיל), בהיקף מוערך ליום 31.12.2024 של כ-39.2 מיליון דולר (הכוללת סכום של כ-25.3 מיליון דולר בגין שנת 2020).

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 19 - מסים על ההכנסה והיטל רווחי נפט וגז (המשך):

ג. חוק ההיטל (המשך):

(5) (המשך):

בחודש מאי 2022 הוציא פשמ"ג שומה לפי מיטב השפיטה בגין שנת המס 2020, שהינה בעיקרה בגין אותן מחלוקות שהתגלעו בגין השנים 2019-2013. בחודש יולי 2022 הגישו בעלי הזכויות במיזם תמר השגה לפשמ"ג על השומה הנ"ל. ביום 25.1.2023 התקבלה שומת היטל בצו לשנת 2020. ביום 8.2.2023 הוגש ערעור לבית המשפט המחוזי בתל אביב בגין הצו שהוצא למיזם תמר בגין שנת 2020, וביום 30.4.2023 התקבלו נימוקי השומה של פשמ"ג על הערעור בגין שנת 2020. בהתאם להחלטת בית המשפט ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור הוגשה ביום 27.2.2025. ביום 30.12.2024 הוציא פשמ"ג שומה לפי מיטב השפיטה בגין שנת המס 2021, שהינה בעיקרה בגין אותן מחלוקות שהתגלעו בגין השנים 2013-2020.

בהקשר זה יצוין כי, ביום 14.11.2022 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי בירושלים הדוחה את התביעה כנגד המדינה להשבתם של התמלוגים ששולמו על ידי השותפות ושברו, בגין תקבולים רעיוניים שנבעו מאספקת גז טבעי ללקוחות ים תטיס, כמוזכר לעיל (ראה ביאור 12ה לעיל). ביום 8.2.2023 שולם 75% מחבות ההיטל בסך של כ- 62.7 מיליון ש"ח (הסכום כולל ריבית והצמדה) (כ- 18 מיליון דולר), בהתאם לתיקון החוק כאמור בפסקה 4 לעיל. הסכום כאמור נכלל בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, הסיכוי שטענות השותפות ביחס לסוגיות שבמחלוקת (לרבות סוגית התקבולים הרעיוניים) תתקבלנה, עולה על הסיכוי לדחייתן, וזאת גם בהתחשב בפסק דין האמור לעיל.

(6) יצוין כי בין פשמ"ג לבעלות הזכויות במיזם אשקלון ובמיזם נועה (להלן יחד: "מיזמי ים תטיס") נתגלעו מחלוקות ביחס לדוחות ההיטל של מיזמי ים תטיס לשנים 2018-2019. יצוין כי המחלוקות ביחס לדוחות ההיטל לשנים 2018-2019 מתבררות בבית משפט המחוזי בת"א. חלק השותפות בסכומים המצויים במחלוקת הינו בסך של כ- 1.9 מיליון דולר. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המקצועיים, סיכויי קבלת עיקר טענות השותפות גבוהים מ- 50%.

(7) תקנות מיסוי רווחים ממשאבי טבע:

ביום 2.12.2020 פורסמו תקנות מיסוי רווחים ממשאבי טבע (מקדמות בשל היטל רווחי נפט), התשפ"א-2020 (להלן בסעיף זה: "תקנות המקדמות"). תקנות המקדמות הותקנו מכוח סעיפים 10(ב) ו- 51 לחוק ההיטל ומטרתן להסדיר את נושא תשלום המקדמות שישולמו על ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט. התקנות עוסקות בעיקרן בקביעת חישובן של המקדמות, מועדי התשלום והדיווח עליהן.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים, השותפות שילמה בגין השנים 2020 עד 2022 מקדמות היטל רווחי נפט וגז (בגין תקבולים ממכירות גז עד למועד מכירת פרויקט תמר) בסך כולל של כ- 63 מיליון דולר בגין זכויותיה בפרויקט תמר (כולל המקדמה בגין שנת 2020 בסך של כ- 18 מיליון דולר כאמור לעיל). על פי הערכת השותפות ואומדניה, בהתבסס על המחלוקות הקיימות עם רשות המסים, נרשמו בשנת 2022 הוצאות בגין היטל רווחי נפט וגז בסך של כ- 2.1 מיליון דולר, המוצגים בסעיף פעילות מופסקת בגין מכירת פרויקט תמר כאמור בביאור 9ג לעיל.

ד. מסים על ההכנסה הכלולים בדוח על הרווח הכולל

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
(50.2)	(97.4)	(109.4)	מסים שוטפים
-	(1.8)	³⁷ 30.4	מסים שוטפים בגין שנים קודמות
(62.0)	(44.1)	(77.6)	מסים נדחים
(112.2)	(143.3)	(156.6)	סה"כ מסים על ההכנסה
(3.8)	0.5	(*)	מסים המיוחסים לפעילויות שהופסקו
(116.0)	(142.8)	(156.6)	סך הכל מסים המיוחסים לפעילויות נמשכות

(* הוצאה נמוכה מ-0.1 מיליון דולר.

³⁷ עדכון הפרשה למס לשנת המס 2023 בגין ניצול מלוא זכאות השותפות לניכוי הוצאות בהתאם לנתונים ופירוטים שהתקבלו מהמפעיל אשר השפיעה מנגד על עדכון המסים הנדחים.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 19 - מסים על ההכנסה והיטל רווחי נפט וגז (המשך):

ה. מסים נדחים

1. הרכב:

31.12.2023	31.12.2024	
		התחייבות מסים נדחים
4.3	1.4	חייבים ויתרות חובה
0.2	0.1	עלויות הנפקת אגרות חוב
296.1	355.5	נכסי גז ונפט
14.6	35.0	נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>315.2</u>	<u>392.0</u>	סך הכל
		נכסים מסים נדחים
(0.8)	(0.5)	תשלום מבוסס מניות והפרשות סוציאליות
(0.5)	-	התחייבות לסילוק לזמן קצר
<u>(1.3)</u>	<u>(0.5)</u>	סך הכל
<u>313.9</u>	<u>391.5</u>	התחייבות מסים נדחים, נטו

2. המסים הנדחים מחושבים לפי שיעור מס של 23% (2023 - זהה) בהתבסס על שיעור המס הצפוי לחול במועד ההיפוך.

3. לא הוכרו התחייבויות מסים נדחים בגין הפרשים זמניים בסך כולל של כ-1.4 מיליוני דולר (2023 - כ-1.3 מיליוני דולר) המתייחסים להשקעות בחברות מוחזקות בשל היעדר צפי למימוש השקעות אלה בעתיד הנראה לעין.

ו. מס תיאורטי

להלן מובאת התאמה בין סכום המס, שהיה חל אילו כל ההכנסות וההוצאות, הרווחים וההפסדים ברווח או הפסד היו מתחייבים במס לפי שיעור המס הסטטוטורי, לבין סכום מסים על ההכנסה שנזקף בדוח על הרווח הכולל:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	
594.6	574.3	681.2	רווח לפני מסים על ההכנסה מפעילויות נמשכות
23%	23%	23%	שיעור המס הסטטוטורי
<u>(136.8)</u>	<u>(132.1)</u>	<u>(156.7)</u>	מס מחושב לפי שיעור המס הסטטוטורי
			ירידה (עלייה) במסים על ההכנסה הנובעת מהגורמים הבאים:
25.0	-	-	שינוי אומדן בבסיס המס בגין נכסים אחרים לזמן ארוך ³⁸
(3.9)	(7.3)	(0.6)	הפרש בין בסיס המדידה של ההכנסה כמדווח לצורכי מס (ש"ח) לבין
-	(1.8)	-	בסיס המדידה כמדווח בדוחות הכספיים (דולר)
(0.3)	(1.6)	0.7	מסים בגין שנים קודמות
			אחרים
<u>(116.0)</u>	<u>(142.8)</u>	<u>(156.6)</u>	מסים על ההכנסה

³⁸ כתוצאה משינוי בצפי לאופן השבת ערכו של נכס פיננסי.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)
ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה:

א. יתרות:

31 בדצמבר 2023		31 בדצמבר 2024		
צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	
10.6	2.6	17.6	-	חייבים ויתרות חובה
21.1	0.3	12.0	0.3	נכסים אחרים לזמן ארוך
1.6	3.6	1.5	2.4	זכאים ויתרות זכות
-	0.1	-	0.2	יתרת חובות שוטפים הגבוהה ביותר במשך השנה

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין:

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2024:

צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור	
14.4	(*)	15	הוצאות בגין תמלוגי על (פעילויות נמשכות)
-	0.8	9ג7	הכנסות בגין תמלוגי על (פעילות מופסקת)
0.3	-		גמול דירקטורים
-	0.4	4ד12, 20	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	0.3	2ה20	דמי שכירות

(*) הכנסה נמוכה מ-0.1 מיליון דולר

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2023:

צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור	
-	(**)	7ג12, 14	הכנסות ממכירת גז
14.1	-	15	הוצאות בגין תמלוגי על (פעילויות נמשכות)
-	1.1	9ג7	הכנסות בגין תמלוגי על (פעילות מופסקת)
0.5	-		גמול דירקטורים
-	0.4	4ד12 20	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	0.4	2ה20	דמי שכירות

(**) הכנסה נמוכה מ-0.1 מיליון דולר

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):
 ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין (המשך):

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2022:

צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור	
-	0.2	7,141	הכנסות ממכירת גז
15.1	0.1	15	הוצאות בגין תמלוגי על (פעילויות נמשכות)
-	2.6	97	הוצאות בגין תמלוגי על (פעילות מופסקת)
0.3	-	-	גמול דירקטורים
-	0.4	20,412	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	0.4	20	דמי שכירות

ג. תנאי העסקה מנכ"ל השותף הכללי מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו" או "מנכ"ל"):

מר יוסי אבו מכהן כמנכ"ל השותפות בהיקף של משרה מלאה (100%) החל מיום 1.4.2011. ביום 28.9.2022 החליטו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי, לאחר שדנו בכך מחדש בדרך של "אובר-רולינג", לאשר את תנאי הכהונה וההעסקה מעודכנים למנכ"ל, על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות שהתקיימה ביום 21.9.2022. לעניין בקשה למתן צו לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת בקשר עם אישור תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים למר אבו על-ידי ועדת התגמול והדירקטוריון בדרך של "אובר-רולינג" ראה ביאור 8ה12 לעיל.

להלן תיאור תמציתי של עיקרי תנאי ההעסקה המעודכנים:

- משכורתו החודשית של המנכ"ל עומדת על סך של כ-215.8 אלפי ש"ח (במונחי ברוטו) ליום 31.12.2024, אשר תעודכן בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן (חיובי בלבד) מדי שלושה חודשים.
- נוסף לשכרו החודשי, זכאי מר אבו לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר אבו רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר אבו לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין שימוש סביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי, ביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, פיצויי פיטורים (יצוין כי החל משנת 2016 מר אבו אינו חתום על סעיף 14 לחוק פיצויי פיטורים, התשכ"ג-1963, ולפיכך פיצויי הפיטורים להם הוא זכאי הינם על-פי החוק כאמור), קבלת הלוואות מהשותפות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר אבו מידי שנה בנוס שנת, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שיועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה, וכן מענק מיוחד, מענק שימור ובמקרה של סיום העסקתו, מענק הסתגלות ומענק פרישה, והכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתעודכן מעת לעת. הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 6 חודשים. כמו כן, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 12 חודשים.
- תקופת ההעסקה של מר אבו הינה עד ליום 30.4.2027.
- למנכ"ל הוענקו ביום 27.7.2022 (מועד ההענקה), ללא תמורה, 3,295,599 אופציות לא סחירות הניתנות למימוש ל-3,295,599 יחידות ההשתתפות. ההקצאה בוצעה בהתאם למדיניות התגמול ולתוכנית האופציות, אשר הוגשה למס הכנסה ביום 4.8.2022 לפי סעיף 102 לפקודת מס הכנסה [נוסח חדש] תשכ"א-1961 ואשר אימץ הדירקטוריון ביום 27.7.2022. האופציות תבשלנה בשלוש מנות שנתיות שוות, החל מיום 1.8.2022. מחיר המימוש של המנה הראשונה הינו 8.66 ש"ח, השווה לשער הסגירה הממוצע של יחידות ההשתתפות בבורסה בתום 30 ימי המסחר שקדמו למועד ההענקה. מחיר המימוש של שתי המנות הנותרות יגדל ב-5% בכל שנה ביחס לשנה הקודמת.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ג. תנאי העסקה מנכ"ל השותף הכללי מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו" או "מנכ"ל") (המשך):
 4. (המשך):

הערך הכלכלי האופציות במועד הענקה הסתכם לסך של כ- 9.8 מיליון ש"ח והשווי הכלכלי השנתי, קרי השווי הכלכלי של האופציות במועד ההענקה כשהוא מחולק לשלוש, הסתכם לסך של כ- 3,267 אלפי ש"ח. הערך הכלכלי של האופציות כאמור חושב על פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות כדלקמן: (1) מחיר יחידת השתתפות 9.35 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה (מתואמים לחלוקת רווחים) חושב לפי 8.66 ש"ח למנה הראשונה, 9.1 ש"ח למנה השנייה, ו- 9.55 ש"ח למנה השלישית; (3) סטיית תקן בשיעור של 49.9%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של 2.31%; (5) מועד הפקיעה 26.7.2027.

5. בשנת 2024 קיבל מר אבו מענק שנתי בגין שנת 2023 בסך של כ- 3,282 אלפי ש"ח, (בשנת 2023 קיבל מר אבו מענק שנתי בגין שנת 2022 בסך של כ- 2,932 אלפי ש"ח ובשנת 2022 קיבל מר אבו מענק שנתי בגין שנת 2021 בסך של כ- 2,090 אלפי ש"ח, וכן מענק מיוחד השווה למשכורת חודשית אחת ברוטו, בסך של כ- 160 אלפי ש"ח).

6. ביום 9.1.2025 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות שלא לאשר להעניק למר אבו תגמול הוני בשיעור של 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן, וכן לשאת במימון חלקו היחסי בעלויות ההשקעה הראשונית, הכוללת את שני הקידוחים הראשונים שיבוצעו בשטח רישיון בולגריה, עד לסך של 173 מיליון דולר (100%) (להלן: "**ההשקעה הראשונית**"), בהתאם לתנאים שפורטו בדוח זימון האסיפה בעניין, בהריגה ממדיניות התגמול של השותפות (להלן: "**התגמול ההוני**"). על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות כאמור, ביום 9.3.2025 החליטו ועדת התגמול והדירקטוריון, פה אחד, לאשר הענקת תגמול הוני מעודכן למר אבו, על בסיס תנאי התגמול ההוני ובשינויים מסוימים המיטיבים עם השותפות, אשר עיקרם: (א) הפחתת סכום ההשתתפות במימון חלקו היחסי של מר אבו בעלות ההשקעה הראשונית לסך מירבי של 100 מיליון דולר (חלף 173 מיליון דולר כאמור); (ב) הוספת מנגנונים המבטיחים את זכויות השותפות באמצעות נאמן ושעבוד המניות; ו- (ג) הוספת זכות של השותפות לרכוש את המניות ממר אבו במקרה של סיום העסקתו.

ד. בהמשך לאמור בביאור 27 בדבר זכויות השותפות לחיפוש בבלוק 12 בקפריסין, כתנאי להסבה, דרשה ממשלת קפריסין, בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון כי תומצא ערבות ביצוע, בלתי מוגבלת בסכום, לטובת הרפובליקה של קפריסין, להבטחת קיום מלוא ההתחייבויות מכח הסכם הזיכיון (להלן: "**הערבות**"), שניתנה במועד העברת הזכויות על ידי קבוצת דלק. קבוצת דלק ניאוטה ליתן את הערבות, בתמורה לתשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות (ראה ביאור 12ד 4 לעיל), כפי שאושרה באסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות ובכפוף למספר תנאים שעיקריהם מפורטים כדלקמן:

1. רכישת כיסוי ביטוחי לשביעות רצונה של קבוצת דלק.
2. בנוסף, התחייבה השותפות כי החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף יחולו ההוראות כדלקמן:
 - (א) במקרה בו תמכור השותפות את זכויותיה בבלוק 12, תפעל השותפות לשחרר את קבוצת דלק מהערבות, או מחלקה היחסי (במקרה של מכירה חלקית של הזכויות);
 - (ב) לקבוצת דלק תהא הזכות לדרוש מהשותפות, בהודעה בכתב, בכל עת ולפי שיקול דעתה, כי תגרום לשחרורה של קבוצת דלק מהערבות או לחילופין לחתום על הסכם למכירת הזכויות בבלוק 12;
 - (ג) השותפות תשפה את קבוצת דלק בגין נזק מכל סוג שהוא ו/או הוצאות מכל סוג שהן ו/או תשלומים בהן נשאה קבוצת דלק ללא כל הגבלה בסכום;
 - (ד) הואיל והתחייבויות השותפות ושברון קפריסין על-פי הסכם הזיכיון הינן ביחד ולחוד, נחתם בין קבוצת דלק לבין שברון קפריסין ולבין חברת האם של BG Cyprus, הסכם בנוגע לחלוקת אחריות ושיפוי הדדי ביניהן בכל הקשור לפעילות בבלוק 12, בהתאם לאחוזי ההחזקה של השותפות, שברון קפריסין ו- BG Cyprus בזכויות בבלוק 12;
 - (ה) השותפות תמציא לקבוצת דלק העתק מכל החלטה ו/או הודעה של הרשויות בקפריסין בקשר עם הסכם הזיכיון ו/או הערבות. וכן תפעל ליידע את דלק אנרגיה על כל אירוע העלול, למיטב ידיעתה, להביא לידי מימוש הערבות. על פי הסכם הזיכיון, שינוי בשליטה בקבוצת דלק או בשותפות, במישרין או בעקיפין, טעון אישור מראש של רפובליקת קפריסין.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ה. פרטים נוספים על עסקאות עם צדדים קשורים ועם בעלי ענין:

1. ראה ביאורים 12ב ו-15 לעיל בקשר עם תשלום תמלוגים מהשותפות לבעלי השליטה בה.
2. השותפות התקשרה עם קבוצת דלק, בהסכם שכירות בקשר עם המשרדים המשמשים את השותף הכללי והשותפות. בשנת 2024 השותפות זקפה הוצאות בדוח על הרווח הכולל בגין חלקה בהוצאה הנ"ל בסך של כ-0.3 מיליון דולר.
3. ביום 24.6.2024 אישרה ועדת תגמול, בהתאם למדיניות התגמול את התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, המכסה את נושאי המשרה בשותף הכללי, בשותפות ובחברות הבנות שלה, לרבות מנכ"ל השותפות, לתקופה של 17 חודשים החל מיום 1.7.2024 ועד 30.11.2025 בגבול אחריות כולל בסך של 270 מיליון דולר למקרה ובסך הכל לתקופת הביטוח, והכל בתנאים העומדים במדיניות התגמול.
4. לעניין הסדרה מסחרית לאספקת גז טבעי בין שותפי ים תטיס לבין שותפי לווייתן ראו ביאור 12ג לעיל.
5. ביום 26.7.2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי שעבוד של כ-4.5% מהון יחידות ההשתתפות של השותפות בהן מחזיק השותף הכללי, להבטחת אגרות חוב שהנפיקה קבוצת דלק, המחזיקה (בשרשור) בכל הון המניות המונפק של השותף הכללי. למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים הוסר השעבוד כאמור.
6. לעניין התקשרות לשיתוף פעולה באנרגיות מתחדשות עם אנלייט והעניין האישי של מר אבו בהתקשרות, ראה ביאור 12ז לעיל.
7. לעניין התקשרות ניו-מד בלקן בהסכם לרכישת זכויות בשיעור של 50% ברישיון בבולגריה והעניין האישי של מר אבו בניו-מד בלקן, ראה ביאורים 7ג ו-20ג לעיל.
8. לשותפות היו במהלך שנת הדוח התקשרויות נוספות שלקבוצת דלק יש בהן עניין אישי, המסווגות כעסקאות זניחות כגון: קבלת שירותי "דלקן" מ"דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ, חברה קשורה של קבוצת דלק, קבלת שירותים ממלון NYX הרצליה מרשת מלונות פתאל, התחשבות עם קבוצת דלק ועם מר יצחק שרון (תשובה) בקשר עם הוצאות משפטיות במסגרת בקשה לאישור תובענה ייצוגית (ראה ביאור 12ה לעיל).

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים:

א. אופן קביעת השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים:

בשל אופיים, השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים כגון מזומנים ושווי מזומנים, לקוחות, חייבים ויתרות חובה וזכאים ויתרות זכות, מהווה קירוב נאות לערכם בספרים.

- נכסים והתחייבויות בלתי סחירים לזמן קצר - ערכם בספרים משקף את שוויים ההוגן לתאריך הדוח המאוחד על נושאי ריבית בעלי מועד פירעון קבוע המצב הכספי, מאחר ושיעור הריבית הממוצע לגביהם אינו שונה באופן מהותי משיעור הריבית המקובל בשוק לגבי פריטים דומים לתאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי.
- סכומים לקבל ולשלם לזמן קצר - הערך בספרים מהווה קירוב לשוויים ההוגן.
- נכסים והתחייבויות שלא נקבע להן מועד פירעון - השווי ההוגן נקבע על פי הסכום לתשלום, לפי דרישה, בתאריך הדיווח.
- נכסים והתחייבויות בריבית משתנה - השווי ההוגן של נכסים והתחייבויות בריבית משתנה, אשר לא חלו שינויים מהותיים בגינם, נקבע בהתאם לתנאים החוזיים של המכשיר.

ב. היררכיית השווי ההוגן:

לצורכי גילוי, השותפות מסווגת מדידות שווי הוגן לאחת מהרמות במדרג השווי ההוגן המשקף את משמעותיות הנתונים ששימשו בעת ביצוע המדידות.

להלן נתונים בדבר היררכיית השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים הנמדדים בשווי הוגן, שהוכרו בדוח על המצב הכספי:

31.12.2024			
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1

נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:

תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)

278.0	278.0	-	-
-------	-------	---	---

31.12.2023			
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1

נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:

תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)

273.2	273.2	-	-
-------	-------	---	---

הלואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)

46.2	-	46.2	-
------	---	------	---

319.4	273.2	46.2	-
-------	-------	------	---

סה"כ נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ב. היררכיית השווי ההוגן (המשך):

התאמה בגין מדידות שווי הוגן המסווגות ברמה 3 במדרג השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2023	2024	
320.8	273.2	יתרה ליום 1 בינואר
(36.7)	(55.0)	תקבולים
(5.9)	(1.1)	תקבולים לקבל
(5.0)	60.9	מדידה מחדש שהוכרה ברווח או הפסד
273.2	278.0	יתרה ליום 31 בדצמבר

ג. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים:

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים בדוחות הכספיים תואם או קרוב לערכם בספרים, למעט אגרות חוב לווייתן בונד אשר הונפקו, כאמור בביאור 10:

ערך ספרים	שווי הוגן	
		אגרות חוב:
1,625.6	1,589.6	ליום 31 בדצמבר 2024
1,735.1	1,652.1	ליום 31 בדצמבר 2023

ד. קבוצות מכשירים פיננסיים:

ליום 31 בדצמבר		
2023	2024	
		נכסים פיננסיים:
29.1	51.2	מזומנים ושווי מזומנים
259.5	333.8	פיקדונות
194.5	209.6	לקוחות
155.7	127.5	חייבים ויתרות חובה
229.2	227.2	נכסים אחרים לזמן ארוך
868.0	949.3	סך הכל נכסים פיננסיים

התחייבויות פיננסיות:

1.5	2.0	זכאים ויתרות זכות
80.0	-	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר
1,735.1	1,625.6	אגרות חוב (ראה ביאור 10 לעיל)
1,816.6	1,627.6	סך הכל התחייבויות פיננסיות

ה. מדיניות ניהול סיכונים:

פעילויות השותפות חושפות אותה לסיכונים פיננסיים שונים, כגון: סיכון שוק לרבות סיכון מטבע חוץ, סיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי, סיכון מחיר, סיכון אשראי, סיכון נזילות וסיכון תזרים מזומנים בגין החשיפה לשיעור ריבית ה-SOFR. תוכנית ניהול הסיכונים הכוללת של השותפות מתמקדת בפעולות לצמצום ההשפעות השליליות האפשריות על הביצועים הפיננסיים של השותפות. השותפות משתמשת לעיתים במכשירים פיננסיים נגזרים לגדר חשיפות מסוימות לסיכונים.

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)
ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

1. סיכוני שוק:

סיכוני שוק נובעים מהסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי, ישתנו כתוצאה משינויים במחירי שוק. סיכוני שוק כוללים שלושה סוגי סיכונים: סיכון מטבע, סיכון מחיר וסיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית כדלקמן:

1. סיכון מטבע:

סיכון שער חליפין נובע בעיקר מנכסים, התחייבויות והוצאות הנקובים בש"ח. הסיכון בעיקרו נובע ממקדמות המס, שמשלמת השותפות הינן על בסיס ההכנסה החייבת לצורכי מס במטבע השקל וכן בהתחייבות למסים נדחים ובנוסף להוצאות שקליות אשר חשופות את השותפות לסיכון תזרים מזומנים וסיכון רווח או הפסד.

2. סיכון ריבית:

סיכון ריבית נובע מהסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנה כתוצאה משינויים בשיעורי ריבית השוק. מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית משתנה חושפים את השותפות לסיכון תזרים מזומנים ורווח או הפסד בגין שינוי בשיעור הריבית. יצוין כי, מסגרת האשראי של השותפות כאמור בביאור 10 נקובה על בסיס ריבית ה-SOFR.

להלן יתרות מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית משתנה לפי ערכם בספרים:

ליום 31 בדצמבר		
2023	2024	
מכשירים פיננסיים בריבית משתנה:		
נכסים:		
287.0	373.8	פקדונות בבנקים (כולל מזומנים ושווי מזומנים)
27.1	39.8	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות
<u>314.1</u>	<u>413.6</u>	סך הכל
התחייבויות:		
<u>80.0</u>	<u>-</u>	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר

להלן השפעת השינוי במקרה של שינוי בשיעור ריבית הבסיס 0.5% ובהתייחס לשנה מלאה, כאשר יתר המשתנים נשארים קבועים:

השפעה על הרווח או הפסד		
קיטון בשיעור הריבית	גידול בשיעור הריבית	
0.5%	0.5%	
(2.1)	2.1	2024
(1.2)	1.2	2023

להלן מבחני רגישות בגין שינוי בריבית ההיוון כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2024				
רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
2%	1%	שווי הוגן	-1%	-2%
(20.1)	(10.4)	278.0	11.4	23.7
תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)				

ליום 31 בדצמבר 2023				
רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
2%	1%	שווי הוגן	-1%	-2%
(20.7)	(10.8)	273.2	11.8	24.6
תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)				
(0.3)	(0.1)	46.2	0.2	0.3
הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)				
(21.0)	(10.9)	319.4	12.0	24.9
סך - הכל				

בהמשך לאמור בביאור 8 בקשר עם מכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין, רשמה השותפות תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין בסך של כ- 278.0 מיליון דולר (ליום 31.12.2023 בסך של כ- 273.2 מיליון דולר) וסכומים לקבל בקשר עם הלוואה שניתנה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין בסך של כ-46.2 מיליון דולר ליום 31.12.2023.

3. סיכון מחיר:

סיכון מחירי הגז הטבעי והקונדנסט:

בהסכמים לאספקת גז טבעי נקבע מחיר הגז על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובכלל זאת בעיקר הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט, לתעריף יצור החשמל, לשער החליפין שקל/דולר, לתעריף התע"ז ובאחד ההסכמים אף למדד מרווח הזיקוק. בכל ההסכמים לאספקת גז טבעי בהם התקשרה השותפות, למעט הסכמים הכוללים מחיר קבוע שאינו מוצמד, נקבעו, לצד נוסחאות המחיר, גם מחירי רצפה אשר מגבילים במידה מסוימת את החשיפה לתנודות ברכיבי הצמדה. עם זאת, אין ודאות כי השותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בהסכמים חדשים שייחתמו על-ידה בעתיד.

כמו כן, ירידה במחירי הברנט ו/או ירידה בתעריפי החשמל ו/או שינוי בשער החליפין שקל/דולר, עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידים.

יצוין כי, השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו של תעריף יצור החשמל מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו. בהקשר זה יצוין כי, ביחס לחלק מתחנות הכוח הפרטיות (לרבות תחנות שנמכרו על-ידי חברת החשמל) הנהיגה רשות החשמל אסדרה בשם (System Marginal Price) SMP, לפיה בכל חצי שעה נקבע מחיר החשמל הסיטונאי לפי העלות השולית ליצור קוט"ש נוסף במשק, וזאת על בסיס מכרזים חצי שעתיים שנערכים על-ידי מנהל מערכת החשמל בין יצרני החשמל השונים, מידי יום. לשיטת התמחור האמורה עשויה להיות השפעה על מחירי הגז הטבעי אשר ימכרו על-ידי השותפות ליצרני חשמל במשק המקומי, במקרה בו יוצמדו מחירי הגז בחוזים עתידיים לתמחור האמור.

להלן מבחני רגישות מורחבים של תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 18 לעיל) ביחס לשינוי במחירי הגז הטבעי והקונדנסט, כאשר יתר המשתנים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2024								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הגז הטבעי ³⁹								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(46.8)	(28.2)	(15.7)	(7.8)	278.0	(35.2)	(28.4)	(16.3)	2.1

ליום 31 בדצמבר 2024								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הקונדנסט ⁴⁰								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(21.1)	(14.1)	(7.1)	(3.5)	278.0	3.5	(31.5)	(25.7)	(20.7)

ליום 31 בדצמבר 2023								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הגז הטבעי								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(15.8)	(30.4)	(14.5)	(10.9)	273.2	7.1	14.3	25.3	39.5

ליום 31 בדצמבר 2023								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הקונדנסט								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(24.7)	(17.7)	(10.7)	(3.6)	273.2	3.4	6.7	13.6	20.4

³⁹ ההשפעה השלילית הנובעת מעלייה במחיר הגז הטבעי ו/או במחיר הקונדנסט משפיעה על מועד החזר ההשקעה בפרויקט וכנגזרת מביא להקטנה של התמלוגים המשולמים לשותפות כאמור בביאור 18 לעיל.

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ז. סיכוני אשראי:

סיכון אשראי הינו הסיכון, שצד אחד למכשירים פיננסיים יגרום להפסד פיננסי אצל הצד האחר על ידי אי עמידה בהתחייבויות. סיכון אשראי נובע בעיקרו מלקוחות ומפיקדונות בבנקים. סך יתרת הלקוחות ליום 31.12.2024 הינה יתרה שוטפת. הלקוחות העיקרים של השותפות בתקופת הדוח הינם בלו אושן, אשר היוותה כ-62% מהמכירות בתקופת הדוח, ונפקו, אשר היוותה כ-26% מהמכירות בתקופת הדוח (58%-ו-27%, בהתאמה, מהמכירות בשנת 2023). לאור ניסיון העבר וכן העובדה כי היתרות השוטפות שלהן מגובות בחלקן בביטחונות, שהועמדו על ידן, השותפות מעריכה שסיכון האשראי הנובע ממכירות הגז הטבעי שסופקו לבלו אושן ולנפקו הינו נמוך. יחד עם זאת, לאור המצב בטחוני והכלכלי במדינת האזור סיכון זה עלה.

להלן מחזור ויתרת לקוחות שערכם לא נפגם:

יתרה במחלוקת	יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2024		הכנסות לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2024	
	יתרה שוטפת	סה"כ		
-	55.4	55.4	291.2	נפקו
-	142.2	142.2	703.2	בלו אושן
-	12.0	12.0	141.9	לקוחות אחרים
-	209.6	209.6	1,136.3	סך-הכל

יתרה במחלוקת	יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2023		הכנסות לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023	
	יתרה שוטפת	סה"כ		
-	45.8	45.8	296.3	נפקו
-	128.6	128.6	629.5	בלו אושן
-	20.1	20.1	168.6	לקוחות אחרים
-	194.5	194.5	1,094.4	סך-הכל

- (1) לשותפות מזמנים ושווי מזמנים ופיקדונות המוחזקים ברובם בתאגידים בנקאיים גדולים בישראל. השותפות אינה צופה הפסדים מהותיים מסיכון האשראי הנובע מיתרות אלה.
- (2) היתרה המוצגת בדוח על המצב הכספי של הנכסים הפיננסיים, פסקה ד לעיל, מייצגת את החשיפה המקסימלית הנובעת מסיכון האשראי למועד אישור הדוחות הכספיים המאוחדים.
- (3) לשותפות סכומים לקבל מחברה כלולה בסך של כ-27.3 מיליון דולר (2023: כ-30.1 מיליון דולר) אשר נכללו בסעיפים חייבים ויתרות חובה ונכסים אחרים לזמן ארוך. סכומים לקבל נמדדים בעלות מופחתת ומהוונים בריבית⁴⁰ המגלמת את סיכון האשראי המשקף את סביבת פעילותה של החברה הכלולה, בהתבסס על הערכות השותפות למועד השבתם.

⁴⁰ שיעור ההיוון ששימש בקביעת השווי ההוגן של הסכומים לקבל נאמד ב-22.0% ליום 31.12.2024 (31.12.2023: 22.8%).

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ח. סיכון נזילות:

סיכוני נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות, מהוצאות המימון ומהחזרי הקרן של מכשירי החוב. סיכון נזילות הינו הסיכון, שהשותפות תתקשה, לקיים מחויבויות הקשורות להתחייבויותיה הפיננסיות. הנהלת השותף הכללי בוחנת את תזרימי המזומנים הצפויים על בסיס חודשי לתקופה של 12 חודשים לפחות, כמו גם מידע בדבר יתרות המזומנים והפיקדונות. השותפות שואפת להבטיח כי המזומנים והפיקדונות בתוספת ההכנסות החזויות יבטיחו את מימוש התחייבויותיה במועד פירעון וכן לשמור על ערכם הריאלי בהתאם לאמור בהסכם השותפות. האמור אינו מביא בחשבון השפעה של תרחישים קיצוניים, שאין אפשרות לצפותם.

להלן מועדי הפירעון החוזיים של ההתחייבויות הפיננסיות לאחר תאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי (בהתאם לערכים הנקובים לסילוק, השונים מערכם בספרים), בהתבסס על שיעורי הריבית ושערי החליפין לתאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי:

2024	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים			סך-הכל
		עד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	
זכאים ויתרות זכות	2.0	-	-	-	2.0
אגרות חוב	-	694.5	693.8	605.7	1,993.9
סך-הכל	2.0	694.5	693.8	605.7	1,995.9

2023	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים			סך-הכל
		עד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	
זכאים ויתרות זכות	15	-	-	-	15
התחייבות לתאגיד בנקאי	-	-	-	-	-
לזמן קצר	80.0	-	-	-	80.0
אגרות חוב	-	112.9	770.6	693.8	2,182.9
סך-הכל	81.5	112.9	770.6	693.8	2,264.4

שינויים בהתחייבויות הנובעים מפעילות מימון:

יתרה ליום 31 בדצמבר 2024	שינויים אחרים	השפעת שינויים בעלות מופחתת	תזרים מזומנים	יתרה ליום 31 בדצמבר 2023	
1,625.6	-	4.3	(113.8)	1,735.1	אגרות חוב
-	250.3	-	(250.3)	-	רווחים לחלוקה שהוכרזו
-	-	-	(80.0)	80.0	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר
1,625.6	250.3	4.3	(444.1)	1,815.1	סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון

ביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים ליום 31 בדצמבר 2024 (במיליוני דולר)

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ח. סיכון נזילות (המשך):

יתרה ליום 31 בדצמבר 2023	שינויים אחרים	השפעת שינויים בעלות מופחתת	תזרים מזומנים	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022	
1,735.1	-	4.5	(425.4)	2,155.8	אגרות חוב
-	210.0	-	(260.0)	50.0	רווחים לחלוקה שהוכרזו
80.0	-	-	80.0	-	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר
1,815.1	210.0	4.5	(605.5)	2,205.8	סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון

ביאור 22 - אירועים מהותיים לאחר תאריך הדוח המאוחד על המצב הכספי :

א. לפרטים בדבר דוח עתודות ומשאבים מותנים בחזקות לווייתן ראה ביאור 117.

ב. לפרטים בדבר הגשת תוכנית פיתוח מעודכנת למאגר לווייתן בהיקף של כ-23 BCM לשנה ראה ביאור 117.

ג. לפרטים בדבר אישור תוכנית פיתוח מעודכנת, תיקון הסכם הזיכיון (PSC) וחתימה על מזכר הבנות בלתי מחייב לייצוא גז טבעי ממאגר אפרודיטה ראה ביאור 37.

ד. לפרטים בדבר אישור האסיפה הכללית להתקשרות בהסכם מותנה לרכישת זכויות בנכס נפט בבולגריה ראה ביאור 87.

ה. לפרטים בדבר אישור ביהמ"ש של הבקשה המוסכמת להסתלקות מתוגמלת מבקשה לאישור תובענה ייצוגית ראה ביאור 124.

ו. לפרטים בדבר כניסה לתוקף של הסכמים בקשר עם השתתפות במימון שדרוג מערכת ההולכה למצרים והולכת הגז ראה ביאור 2012(ג).

ז. לפרטים בדבר החלטת ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי לאשר הענקת תגמול הוני מעודכן למר אבו ראה ביאור 2026.

ח. לפרטים בדבר אישור דירקטוריון השותף הכללי בשותפות של חלוקת רווחים בסך 60 מיליון דולר ראה ביאור 213.



פרק ד'

פרטים נוספים על התאגיד



550013098	מספר תאגיד ברשם:	ניו-מד אנרג' - שותפות מוגבלת ¹	שם התאגיד:
		שד' אבא אבן 19, הרצליה 4672537	כתובת:
09-9712425	פקסימיליה:	09-9712424	טלפון:
2025, במרץ, 9	תאריך הדוח:	31 בדצמבר, 2024	תאריך המאזן:

להלן פרטים נוספים אודות השותפות, לפי תקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידים),
התש"ל-1970 (להלן: "תקנות הדוחות"):

תקנה 8: הערכות שווי

לפרטים אודות הערכת שווי מהותית מאוד, בנושא קבלת תמלוגים מחזקות 1/16 "תנין" ו- 1/17 "כריש"
אשר בבעלות חברת Energean Israel Ltd, ראו נספח ב' לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה)
וביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). הערכת השווי כאמור מצורפת בסוף דוח זה.

תקנה 9: דוח מצבת התחייבויות לפי מועדי פירעון

במקביל לפרסום דוח זה, מפרסמת השותפות דוח מידי אודות מצבת ההתחייבויות של השותפות
והחברות המאוחדות בדוחותיה הכספיים, לפי מועדי הפירעון, המהווה חלק בלתי נפרד מדוח זה.

תקנה 10א: תמצית דוחות על הרווח הכולל של השותפות לכל אחד מהרבעונים בשנת 2024 ולשנת 2024 בכללותה

ראו סעיף 2 לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

תקנה 10ג: שימוש בתמורת ניירות ערך תוך התייחסות ליעדי התמורה על-פי התשקיף

ביום 30.5.2022 פרסמה השותפות תשקיף מדף, וביום 29.5.2024 הוארכה התקופה להצעת ניירות
ערך על-פיו עד ליום 30.5.2025. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים
30.5.2022 ו- 29.5.2024 (מס' אסמכתאות: 2022-01-055113 ו- 2024-01-053836, בהתאמה),
אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

יצוין כי, השותפות לא הציעה לציבור ניירות ערך על-פי תשקיף בשנים האחרונות.

¹ שמה הקודם של השותפות היה דלק קידוחים - שותפות מוגבלת. ביום 21.2.2022 שונה שם השותפות לשמה הנוכחי.

תקנה 11: רשימת ההשקעות של השותפות בחברות בת ובחברות כלולות שלה²

עיקר תנאי ההלוואות			יתרת הלוואות לחברות בנות ולחברות כלולות ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ארה"ב (להלן: "דולר"))	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	שער המניות הרשומות למסחר בבורסה ליום 31.12.2024 (באגורות)	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2024	סה"כ ע.ג.	מס' מניות	סוג נייר הערך	שם החברה
נוספים	תנאי הצמדה	מועד הפירעון הסופי								
-	-	-	-	48.5	-	-	48,500 ש"ח	48,500	מניות רגילות	ים תטיס בע"מ ³
- ⁵	דולר	יוני 2030	100,000	100	-	-	100 ש"ח	100	מניות רגילות	לוויתן בונד בע"מ (להלן: "לוויתן בונד") ⁴
-	-	-	-	45.34	-	-	4,534 ש"ח	45,340	מניות רגילות	לוויתן מערכת הולכה בע"מ ⁶
-	-	-	-	45.34	-	-	4,534 דולר	4,534	מניות רגילות	NBL Jordan Marketing Limited ⁷
-	דולר	- ⁹	27,347	25	-	75,005,000 דולר	5,000 דולר	5,000	מניות רגילות	EMED Pipeline B.V. ("EMED B.V.") ⁸
-	-	-	-	100	-	-	5,000 יורו	5,000	מניות רגילות	EMED Pipeline ¹⁰
-	-	-	-	9.75	-	-	57,330,000	57,330,000	מניות רגילות	Eastern

² לפרטים נוספים אודות חברות בת וחברות כלולות של השותפות, ראו סעיף 1.7 לפרק א' לדוח זה.

³ חברה ייעודית (SPC) אשר הוקמה על-ידי השותפים בפרויקט ים תטיס לצורך קבלת רישיון הולכת גז. לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.1 לפרק א' לדוח זה.

⁴ חברה ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות, שהוקמה לצורך הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובחו"ל, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות לוויתן. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.6 ו- 7.21.2 לפרק א' לדוח זה, וביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

⁵ כספי ההלוואה הופקדו בבנק ומשמשים ככרית ביטחון להחזר קרן אגרות החוב שהנפיקה לוויתן בונד. לפרטים נוספים ראו ביאורים 4 ו- 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), והחלק החמישי בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה). יצוין כי, קרן ההלוואה אינה כוללת ריבית צבורה בסך של כ- 6.3 מיליון דולר, ליום 31.12.2024.

⁶ חברה ייעודית (SPC) אשר הוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפרויקט לוויתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.2 לפרק א' לדוח זה.

⁷ חברה ייעודית (SPC) אשר התאגדה בא"י קיימן לצורך התקשרות בהסכם אספקת הגז עם חברת החשמל הלאומית של ירדן. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.3 ו- 7.12.3 (ב) לפרק א' לדוח זה.

⁸ חברה ייעודית (SPC) אשר התאגדה בהולנד בקשר עם עסקת EMG (כהגדרת המונח בסעיף 7.26.6 (א) לפרק א' לדוח זה). לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.4 לפרק א' לדוח זה.

⁹ ההלוואה הינה בגין השקעות השותפות בהשמת צינור EMG, אשר בוצעה באמצעות EMED B.V. הסכם ההלוואה בין EMED Pipeline Holding Limited (להלן: "EMED Pipeline") לבין EMED B.V. נחתם ביום 7.9.2022.

¹⁰ חברה ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות אשר התאגדה בקפריסין בקשר עם עסקת EMG (כהגדרת המונח בסעיף 7.26.6 (א) לפרק א' לדוח זה). לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.4 לפרק א' לדוח זה.

שם החברה	סוג נייר הערך	מס' מניות	סה"כ ע.ג.	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2024	שער המניות הרשומות למסחר בבורסה ליום 31.12.2024 (באגרות)	שיעור ההחזקה (% בהון, בהצבעה ובסמכות מינוי דירקטורים)	יתרת הלוואות ולחברות כלולות ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ארה"ב (להלן: "דולר"))	עיקר תנאי הלוואות		
								מועד הפירעון הסופי	תנאי הצמדה	פרטים נוספים
Mediterranean Gas Company S.A.E ("EMG") ¹¹			דולר							
NewMed Energy UK Limited (להלן: "ניו-מד מרוקו") ¹²	מניות רגילות	1	1 פאונד	-	-	100	כ- 2,000	ספטמבר 2029	שקל	13_
NewMed Energy Balkan Limited (להלן: "ניו-מד בלקן") ¹⁴	מניות רגילות	1	1 פאונד	-	-	100 ¹⁵	-	-	-	-
אנלייט-ניומד פיתוח, שותפות מוגבלת ¹⁶	יחידות השתתפות	-	-	-	-	33.33%	כ- 414	17_	-	-
Enlight-NewMed Development (UK) Ltd ¹⁸	מניות רגילות	100	100 פאונד	-	-	33.33	-	-	-	-

¹¹ חברה פרטית אשר התאגדה במצרים, אשר בבעלותה צינור EMG. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.5 ו- 7.26.6 לפרק א' לדוח זה.

¹² חברה ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות, אשר התאגדה באנגליה ומחזיקה בזכויות ברישיון החיפוש Boujdour Atlantique שבמרוקו (לשעבר Delek Energy Limited). לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.7 ו- 7.6 לפרק א' לדוח זה. יצוין כי, השותפות התחייבה לשמור בנאמנות עבור New Med Energy Plc (להלן: "ניו-מד אנגליה"), חברה בת בבעלות מלאה של ניו-מד מרוקו, סך של 50 אלפי פאונד, אשר הועברו אליה לצורך הקמתה מניו-מד מרוקו, ואשר ישולמו לניו-מד אנגליה בהתאם לדרישתה.

¹³ העמדת המימון מתבצעת באמצעות שטרי הון.

¹⁴ חברה ייעודית (SPC) אשר התאגדה באנגליה וצפויה להחזיק בזכויות ברישיון החיפוש בבלוק Han Asparuh 1-21 בבולגריה. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.8 ו- 7.8 לפרק א' לדוח זה.

¹⁵ נכון למועד אישור הדוח, מחזיקה השותפות ב- 100% ממניותיה. יצוין כי, ביום 9.3.2025 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ, השותף הכללי בשותפות (להלן: "הדירקטוריון" ו- "השותף הכללי", בהתאמה), על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות של השותפות (להלן: "יחידות ההשתתפות"), להעניק תגמול הוני למר יוסי אבו, מנכ"ל השותפות (להלן: "מר אבו" או "המנכ"ל"), הכולל, בין היתר, הקצאת 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן, כך שלאחר ההקצאה כאמור, תחזיק השותפות ב- 95% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן. לפרטים נוספים ראו תקנה 21(ב)(2) להלן.

¹⁶ שותפות אשר התאגדה במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט"), ואשר יחידות ההשתתפות שלה מוחזקות, כדלקמן: השותפות - 33.33%; יס-אנלייט החזקות, שותפות מוגבלת - 66.66% (אשר יחידות ההשתתפות שלה מוחזקות על-ידי אנלייט - 70%, ועל-ידי מר אבו - 30%).

¹⁷ בהסכם שיתוף הפעולה עם אנלייט (כמפורט בסעיף 7.10 לפרק א' לדוח זה) נקבעו הוראות בקשר עם אופן מימון הפעילות במסגרת שיתוף הפעולה כאמור, לרבות הוראות בקשר עם אופן העמדת הלוואות בעלים, סדר פרעונותיהן, והריבית שתישאנה (SOFR+4%).

¹⁸ חברה ייעודית (SPC) אשר התאגדה באנגליה במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.9 ו- 7.10 לפרק א' לדוח זה.

תקנה 12: שינויים בהשקעות בחברות בת ובחברות כלולות בתקופת הדוח

בתקופת הדוח לא בוצעו שינויים בהשקעות בחברות בת ובחברות כלולות.

תקנה 13: הכנסות של חברות בת וחברות כלולות של השותפות והכנסות מהן (באלפי דולר)

שם החברה	רווח (הפסד) לפני מס	רווח (הפסד) כולל אחר	רווח (הפסד) אחרי מס	דיבידנדים שנתקבלו ליום 31.12.2024	דיבידנדים שנתקבלו (או) שהשותפות (זכאית לקבל) לאחר יום 31.12.2024	מועדי תשלום דיבידנדים לאחר יום 31.12.2024	דמי ניהול שנתקבלו ליום 31.12.2023	דמי ניהול שנתקבלו (או) שהשותפות (זכאית לקבל) לאחר יום 31.12.2024	מועדי תשלום דמי ניהול לאחר יום 31.12.2024	ריבית	מועדי תשלום ריבית
לוויטן בונד	624	-	624	-	-	-	-	-	-	-	-
EMED PIPELINE	(138)	-	(138)	-	-	-	-	-	-	-	-
EMED B.V.	(8,617)	-	(8,617)	-	-	-	-	-	-	-	-
EMG	57,861	-	44,790	-	-	-	-	-	-	-	-

תקנה 20: ניירות ערך שנרשמו למסחר

בשנת 2024 ועד למועד אישור הדוח, לא נרשמו למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ (להלן: "הבורסה") ניירות ערך חדשים של השותפות. למיטב ידיעת השותפות, במהלך שנת 2024 לא היו הפסקות מסחר בניירות הערך של השותפות, למעט הפסקות מסחר יזומות של הבורסה לפרקי זמן קצרים.

תקנה 21: תגמולים לבעלי עניין ולנושאי משרה בכירה¹⁹

(א) להלן פירוט אודות התגמולים אשר ניתנו בשנת הדוח לבעלי התגמולים הגבוהים ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותפות ו/או בתאגיד בשליטתה בקשר עם כהונתם בשותפות ו/או בתאגיד בשליטתה, וכן אודות התגמולים שניתנו לבעלי עניין בשותפות בקשר עם שירותים שנתנו כבעלי תפקיד בשותפות בשנת הדוח (באלפי דולר), כפי שהוזכרו בדוחות הכספיים ליום 31.12.2024:²⁰

¹⁹ לפרטים נוספים אודות תנאי ההעסקה של נושאי המשרה ובעלי העניין המצוינים בטבלה, ראו תקנה 21(ב) להלן.

²⁰ לפרטים אודות החלטת איסוף בעלי יחידות ההשתתפות בקשר עם הוצאות הניהול של השותפות, לפיה החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות בכל הוצאות הניהול שלה, אשר עד למועד כאמור חלו על השותף הכללי, ובכלל זאת עלות העסקת נושאי משרה ועובדים, לרבות המנכ"ל ויו"ר הדירקטוריון הפעיל, ראו תקנה 22(א) להלן.

נושאי משרה בכירה ובעלי עניין בשותפות														
סה"כ (בדולר)	תגמולים אחרים (בדולר)			תגמולים עבור שירותים (בדולר)							פרטי מקבל התגמולים			
	אחר	דמי שכירות	ריבית	אחר	עמלה	דמי ייעוץ	דמי ניהול	תשלום מבוסס מניות	מענק	שכר	שיעור החזקה ביחידות השתתפות	היקף משרה	תפקיד	שם
נושאי משרה בכירה בשותפות														
2,415,313	83,809	-	-	-	-	-	-	²¹ 531,883	885,168	914,453	0.05%	100%	מנכ"ל	יוסי אבו
742,045	75,212	-	-	-	-	-	-	-	125,692	541,141	²² 0.00%	100%	יו"ר דירקטוריון פעיל	גבי לסט
623,809	69,574	-	-	-	-	-	-	-	132,576	421,660	-	100%	סמנכ"ל אקספלורציה	צבי קרץ'
613,238	69,654	-	-	-	-	-	-	-	117,600	425,984	-	100%	יועצת משפטית, סמנכ"לית בכירה	שרי זינגר קאופמן
580,975	46,087	-	-	-	-	-	-	-	117,600	417,288	-	100%	סמנכ"ל כספים	צחי חבושה
בעלי עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי														
326.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	326.7	-	-	-	דירקטורים חיצוניים ודירקטור בלתי תלוי ²³

²¹ לפרטים אודות החזקותיו של מר אבו בכתי אופציות, הניתנים למימוש ליחידות השתתפות, ראו תקנה 21(ב)(2) להלן.

²² יצוין כי, מר לסט מחזיק ב- 12,109.60 יחידות השתתפות.

²³ לפרטים אודות שכר הדירקטורים בשותף הכללי, ראו תקנה 21(ב)(7) להלן.

(ב) להלן פירוט אודות תנאי כהונה והעסקה של נושאי משרה שהינם בעלי התגמולים הגבוהים

ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותפות:

(1) מדיניות התגמול

ביום 21.9.2022 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות שלא לאשר מדיניות תגמול מעודכנת לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 6.9.2022 ו- 21.9.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

בעקבות כך, ביום 28.9.2022 החליטו ועדת התגמול והדירקטוריון, לאחר שדנו בכך מחדש, לאשר את מדיניות התגמול המעודכנת כאמור, בשינוי תקרת הבונוס השנתי למנכ"ל השותפות ולנושאי משרה אחרים, לתקופה של 3 שנים החל מאותו מועד, על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות (להלן: "מדיניות התגמול"). לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 29.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-121942), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(2) יוסי אבו

מר אבו מכהן כמנכ"ל השותפות, החל מיום 1.4.2011. כמפורט בתקנה 22(א) להלן, החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות במלוא עלות העסקתו (100%) של מר אבו, חלף השותף הכללי.

ביום 21.9.2022 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות שלא לאשר את תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים למר אבו. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 6.9.2022 ו- 21.9.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה. בעקבות כך, ביום 28.9.2022 החליטו ועדת התגמול והדירקטוריון, לאחר שדנו בכך מחדש, לאשר את תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים למר אבו, על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות. לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 29.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-121942), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

לפרטים אודות בקשה שהוגשה לפי סעיף 65מא לפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 (להלן: "פקודת השותפויות") וסעיף 198 לחוק החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות"), למתן צו לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת בקשר עם אישור תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים למר אבו על-ידי ועדת התגמול והדירקטוריון בדרך של "אוברלינג", ראו סעיף 7.27.7 לפרק א' בדוח זה.

בהתאם, תנאי כהונתו והעסקתו של מר אבו הינם כדלקמן (להלן: "תנאי הכהונה וההעסקה"):

שכרו החודשי של מר אבו הינו בסך של כ- 215.8 אלפי ש"ח ברוטו (100%)²⁴ (השכר

מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה"), זכאי מר אבו לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר אבו רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר אבו לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, כטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי, ביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, פיצויי פיטורים (יצוין כי, החל משנת 2016 מר אבו אינו חתום על סעיף 14 לחוק פיצויי פיטורים, התשכ"ג-1963, ולפיכך פיצויי הפיטורים להם הוא זכאי הינם על-פי דין), קבלת הלוואות מהשותפות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר אבו מידי שנה בונוס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שיועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה, וכן מענק מיוחד, מענק שימור ובמקרה של סיום העסקתו, מענק הסתגלות ומענק פרישה, והכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתעודכן מעת לעת.

הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 6 חודשים. כמו כן, כולל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 12 חודשים.

בנוסף, ביום 3.10.2022 הוקצו למר אבו, ללא תמורה, 3,295,599 אופציות לא סחירות הניתנות למימוש ל- 3,295,599 יחידות ההשתתפות, המהוות כ- 0.28% מהון יחידות ההשתתפות המונפק והנפרע של השותפות (בדילול מלא).²⁵ ההקצאה בוצעה בהתאם למדיניות התגמול ולתוכנית האופציות, אשר הוגשה למס הכנסה ביום 4.8.2022 לפי סעיף 102 לפקודת מס הכנסה [נוסח חדש], ואשר אימץ הדירקטוריון ביום 27.7.2022 (להלן: "האופציות" ו-"מועד ההענקה", בהתאמה).

האופציות תבשלנה ב- 3 מנות שנתיות שוות, החל ממועד ההענקה, כאשר מחיר המימוש של המנה הראשונה יהיה 866 אגורות, השווה לשער הסגירה הממוצע של יחידות ההשתתפות בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ (להלן: "הבורסה") בתום 30 ימי המסחר שקדמו למועד ההענקה, ומחיר המימוש של שתי המנות הנותרות יגדל ב- 5% בכל שנה ביחס לשנה הקודמת.

לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 3.10.2022 ו- 12.10.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-100665, 2022-01-100692 ו- 2022-01-125926, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

על-פי הערכת שווי שקיבלה השותפות, הערך הכלכלי של האופציות במועד ההענקה הסתכם לסך של כ- 9.8 מיליון ש"ח, והשווי הכלכלי השנתי (קרי, השווי הכלכלי של

²⁵ לפרטים אודות שיעור החזקתיו של מר אבו (בדילול מלא) נכון למועד אישור הדוח, ראו תקנה 24 להלן.

האופציות במועד ההענקה כשהוא מחולק ל- 3) הסתכם לסך של כ- 3,267 אלפי ש"ח. הערך הכלכלי של האופציות כאמור, חושב על-פי מודל בינמי בהתבסס על ההנחות הבאות: (א) מחיר יחידת השתתפות למועד ההענקה – 9.35 ש"ח; (ב) מחיר מימוש של כל אופציה (מתואם לחלוקת רווחים) חושב לפי 8.66 ש"ח למנה הראשונה, 9.10 ש"ח למנה השניה, ו- 9.55 ש"ח למנה השלישית; (ג) מועד הפקיעה – 26.7.2027; (ד) מועד ההבשלה – כמפורט בסעיף זה לעיל; (ה) סטיית תקן בשיעור של 49.9%; ו- (ו) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ- 2.31%.

לפרטים נוספים אודות תנאי הכהונה וההעסקה, ראו דוח מידי של השותפות מיום 6.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-092520), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

בהתאם לתנאי הכהונה וההעסקה, מר אבו קיבל בגין שנת 2023 מענק שנתי, אשר אושר בחודש מאי 2024, בסך של כ- 3,281.7 אלפי ש"ח, בהתאם למדיניות התגמול, ובהתבסס על הרכיבים הבאים:

(א) רכיב התלוי ביעד עסקי (40%) - מר אבו עמד ביעדים העסקיים המפורטים להלן, ולכן היה זכאי בגין רכיב זה לסך של כ- 1,804,957 ש"ח: (1) היכולת לבצע חלוקת רווחים שלא תפחת מסך של 150 מיליון דולר; ו- (2) הזמנות גז טבעי מפרויקט לווייתן על-ידי דולפינוס בהיקף שנתי שלא יפחת מ- 90% מהכמות השנתית בהתאם להסכם הייצוא למצרים; (ב) רכיב התלוי במבחנים הכמותיים המפורטים להלן (20%) - (1) שינוי ברווח נקי מתואם.²⁶ מר אבו עמד במדד זה מכיוון שהשיעור שהתקבל מחלוקת הרווח הנקי המתואם בממוצע הרווח הנקי המתואם ב- 3 השנים שקדמו לשנה בגינה משולם המענק השנתי עמד על 121%; (2) ביצוע השקעות או קבלת החלטת השקעה: ביצוע השקעות בפועל על-ידי השותפות בנכס נפט בסך שלא יפחת מ- 50 מיליון דולר או קבלת החלטת השקעה בנכס נפט בסך העולה על 300 מיליון דולר (100%), הכל לא כולל השקעות בקידוחי אקספלורציה. מר אבו עמד במדד זה בשל ביצוע השקעות בפועל על-ידי השותפות בנכס נפט בסך שלא יפחת מ- 50 מיליון דולר, וכן התקבלה החלטת השקעה סופית בנכס נפט בסך העולה על 300 מיליון דולר (100%); (3) גיוס כספים או חתימה על הסכמי מכירת גז טבעי או חתימה על הסכמי ייצוא: גיוס כספים כאשר חלק השותפות לא יפחת מ- 200 מיליון דולר או חתימה על הסכמים מחייבים למכירת גז בהיקף שעולה על 25 BCM או חתימה על הסכמי ייצוא. כאמור, מר אבו עמד בסעיפים (ב) (1) ו- (ב) (2) לעיל, ולפיכך היה זכאי בגין מדד זה למענק שנתי בסך של כ- 656,348 ש"ח; ו- (ג) רכיב שיקול דעת הדירקטוריון (25%) - סך של כ- 820,435 ש"ח.

יצוין כי, ביום 9.1.2025 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות שלא לאשר להעניק למר אבו תגמול הוני בשיעור של 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן, וכן לשאת במימון חלקו היחסי בעלויות ההשקעה הראשונית, הכוללת את שני הקידוחים הראשונים שיבוצעו בשטח רישיון בולגריה, עד לסך של 173 מיליון דולר (100%) (להלן:

²⁶ השיעור שיתקבל מחלוקת הרווח הנקי המתואם בשנה בגינה ישולם הבונוס, בממוצע הרווח הנקי המתואם של השותפות ב- 3 השנים שקדמו לשנה בגינה ישולם הבונוס.

"ההשקעה הראשונית", בהתאם לתנאים שפורטו בדוח זימון האסיפה בעניין, בחריגה ממדיניות התגמול של השותפות (להלן: "התגמול ההוני"). לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 2.1.2025 ו- 9.1.2025 (מס' אסמכתאות: 2025-01-000782 ו- 2025-01-003240, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה. על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות כאמור, ביום 9.3.2025 החליטו ועדת התגמול והדירקטוריון, פה אחד, לאשר הענקת תגמול הוני מעודכן למר אבו, על בסיס תנאי התגמול ההוני ובשינויים מסוימים המיטיבים עם השותפות, אשר עיקרם: (א) הפחתת סכום ההשתתפות במימון חלקו היחסי של מר אבו בעלות ההשקעה הראשונית לסך מירבי של 100 מיליון דולר (חלף 173 מיליון דולר כאמור); (ב) הוספת מנגנונים המבטיחים את זכויות השותפות באמצעות נאמן ושעבוד המניות; ו- (ג) הוספת זכות של השותפות לרכוש את המניות ממר אבו במקרה של סיום העסקתו.

(3) גבי לסט

מר גבי לסט (להלן: "מר לסט") מכהן כיו"ר דירקטוריון פעיל בשותף הכללי במשרה מלאה, החל מחודש אפריל 2022 (לכני כן, החל מחודש מאי 2001 כיהן כדירקטור בשותף הכללי, והחל מחודש ינואר 2020 כיהן כיו"ר דירקטוריון השותף הכללי). החל מיום 1.11.2022 נושאת השותפות במלוא עלות העסקתו של מר לסט (100%). שכרו החודשי של מר לסט הינו בסך של כ- 129.5 אלפי ש"ח ברוטו²⁷ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה"), זכאי מר לסט לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר לסט רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר לסט לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי וביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר לסט מידי שנה בונוס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בסך של עד 4 משכורות חודשיות ברוטו ובתנאי שיועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה, ובמקרה של סיום העסקתו, מענק הסתגלות, והכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתעודכן מעת לעת.

הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, כולל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 12 חודשים.

מר לסט קיבל בגין שנת 2023 מענק שנתי, אשר אושר בחודש מאי 2024, בסך של כ-

(4) צבי קרץ'

מר צבי קרץ' (להלן: "מר קרץ'") מכהן כסמנכ"ל אקספלורציה במשרה מלאה, החל מחודש אוגוסט 2014 (לפני כן, החל מחודש ספטמבר 2011, הועסק כגיאולוג ראשי בשותפות).

שכרו החודשי של מר קרץ' הינו בסך של כ- 96.4 אלפי ש"ח ברוטו²⁸ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה"), זכאי מר קרץ' לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר קרץ' רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר קרץ' לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סולארי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר קרץ' מידי שנה בונוס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שיועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה, והכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתעודכן מעת לעת.

הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, כולל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 9 חודשים. מר קרץ' זכאי למענק הסתגלות בסך של 50% משכר הברוטו שלו למשך כל תקופת אי התחרות, קרי, מענק בסך כולל של עד 4.5 משכורות חודשיות ברוטו. בתקופה זו תעמיד השותפות לרשותו של מר קרץ' את הרכב ואת הטלפון הנייד.

בחודש פברואר 2024 אישרו ועדת התגמול והדירקטוריון להעניק למר קרץ' מענק שימור חד פעמי בסך כולל של 270 אלפי ש"ח. מענק השימור ישולם ב- 3 פעימות שוות, כדלקמן: שתי משכורות חודשיות שולמו יחד עם השכר בגין החודשים פברואר 2024 ופברואר 2025; ומשכורת חודשית אחת תשולם יחד עם השכר בגין חודש פברואר 2026, בתנאי שיועסק בשותפות ביום 28.2.2026.

מר קרץ' קיבל בגין שנת 2023 מענק שנתי, אשר אושר בחודש מאי 2024, בסך של 400 אלפי ש"ח.

(5) שרי זינגר קאופמן

גב' שרי זינגר קאופמן (להלן: "גב' זינגר") מכהנת כסמנכ"לית בכירה וכיועצת משפטית במשרה מלאה, החל מהחודשים מאי 2018 ואוגוסט 2017, בהתאמה (לפני כן, החל מחודש מרץ 2012, הועסקה כעו"ד בשותפות).

שכרה החודשי של גב' זינגר הינו בסך של כ- 94.9 אלפי ש"ח ברוטו²⁹ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתה (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאית גב' זינגר לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותה של גב' זינגר רכב כמקובל למעמדה ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאית גב' זינגר לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתה בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולרי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתה), בדיקות סקר רפואי, ביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידה ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק לגב' זינגר מידי שנה בונס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שתועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה, והכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתועדכן מעת לעת. הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, כולל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. גב' זינגר קיבלה בגין שנת 2023 מענק שנתי, אשר אושר בחודש מאי 2024, בסך של 436 אלפי ש"ח.

(6) צחי חבושה

מר צחי חבושה (להלן: "**מר חבושה**") מכהן כסמנכ"ל כספים בשותפות במשרה מלאה, החל מחודש ינואר 2022. שכרו החודשי של מר חבושה הינו בסך של כ- 94.9 אלפי ש"ח ברוטו³⁰ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאי מר חבושה לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר חבושה רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר חבושה לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולרי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר חבושה מידי שנה בונס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שיועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה, והכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתועדכן מעת לעת.

²⁹ נכון ליום 31.12.2024.

³⁰ נכון ליום 31.12.2024.

הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, כולל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. מר חבושה קיבל בגין שנת 2023 מענק שנתי, אשר אושר בחודש מאי 2024, בסך של 436 אלפי ש"ח.

(7) שכר הדירקטורים בשותף הכללי

שני הדירקטורים החיצוניים וכן הדירקטור הבלתי תלוי המכהנים בדירקטוריון השותף הכללי, ומסווגים כדירקטורים מומחים, כהגדרת מונח זה בתקנות החברות (תנאים ומבחנים לדירקטור בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית ולדירקטור בעל כשירות מקצועית), התשס"ו-2005, זכאים לגמול שנתי ולגמול השתתפות בגובה הסכומים המירביים המפורטים בתוספת הרביעית לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000 (להלן: "**תקנות הגמול**"), בהתאם לדרגתה של השותפות כפי שתהיה מעת לעת.

תנאי כהונתו והעסקתו של יו"ר הדירקטוריון הפעיל מפורטים בתקנה 21(ב)(3) לעיל. יתר הדירקטורים המכהנים בדירקטוריון השותף הכללי הינם נושאי משרה בקבוצת דלק בע"מ (להלן: "**קבוצת דלק**"), או בחברות אחרות בשליטתה, והשותפות אינה נושאת בעלויות הגמול שלהם, כמפורט בתקנה 22 להלן.

(8) המפקחים

1. פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול (להלן יחד: "**המפקחים**" או "**המפקח**") זכאים לקבל מניו-מד אנרג'י נאמנויות בע"מ (להלן: "**השותף המוגבל**" או "**הנאמן**"), מתוך נכסי הנאמנות, שכר בסך של כ- 67.3 אלפי ש"ח לחודש³¹ (בתוספת מע"מ). השכר החודשי מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן ביחס לשיעור המדד של חודש אפריל 2020.

בנוסף, במקרה של פרסום תשקיף, לרבות תשקיף מדף, יהיה זכאי המפקח לשכר נוסף עבור עבודתו הנוספת הכרוכה בפרסום התשקיף בסכום בשקלים חדשים השווה ל- 40 אלפי דולר (בתוספת מע"מ, אם יחול), ללא תלות בשעות העבודה בפועל (להלן בסעיף זה: "**השכר הנוסף**"). יובהר כי, במקרה בו מדובר בתשקיף מדף, השכר הנוסף יכלול גם שכר בגין כל העבודות שידרשו מהמפקח לאחר פרסום תשקיף המדף, בקשר עם תשקיף המדף בגינו קיבל המפקח את השכר הנוסף, ככל שאלו ידרשו, ובכלל זאת דוחות הצעת מדף שיפורסמו על-פי תשקיף המדף ו/או כל הנפקה שתבוצע על-פי תשקיף המדף ו/או כל גיוס שיבוצע על-פי תשקיף המדף (להלן בסעיף זה: "**העבודות לאחר פרסום תשקיף המדף**"). עוד יובהר כי, לאחר שישולם למפקח השכר הנוסף, לא יהיה זכאי המפקח לכל תשלום נוסף בעבור

עבודתו בקשר עם פרסום התשקיף כאמור בגינו שולם למפקח השכר הנוסף וכן בקשר עם העבודות לאחר פרסום תשקיף המדף. כמו כן, זכאי המפקח לתשלום השווה בשקלים חדשים ל- 40 אלפי דולר (בתוספת מע"מ), ללא תלות בשעות עבודה בפועל בגין עבודתו, ככל שאלו ידרשו, בקשר עם סגירת הסכמי מימון שבוצעו כנגד שעבוד נכס נפט של השותפות.

בנוסף, זכאי המפקח להחזר הוצאות נוספות שהוציא כדין למטרות תפקידו, ובלבד שקיבל לכך את אישור אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות או שההוצאות הינן במסגרת הסכום והינן מסוגים אשר אושרו לצורך כך על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות. יצוין כי, ביום 22.12.2016 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות, מבלי לגרוע מהוראות הסכם השותפות שנחתם ביום 1.7.1993, כפי שתוקן מעת לעת, בין השותף הכללי לבין השותף המוגבל (להלן: "**הסכם השותפות**"), והסכם הנאמנות מיום 1.7.1993 שנחתם בין הנאמן לבין המפקחים, כפי שתוקן מעת לעת, (להלן: "**הסכם הנאמנות**"), כי סוגי ההוצאות בגינן יהיה זכאי המפקח להחזר הוצאות מתוך נכסי הנאמנות יכללו הוצאות נסיעה לשיבות האורגנים של השותפות, לשיבות עם הנהלת השותף הכללי ולישיבות עם נציגי השותף הכללי מול רגולטורים שונים, שליחיות, והוצאות חניה בגין כל אלה, וכי סכום החזר ההוצאות כאמור לא יעלה על סך של 1,000 ש"ח (בתוספת מע"מ) לחודש.

2. לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 29.5.2023 לאשר את מינויים של המפקחים, וזאת החל ממועד אישור האסיפה כאמור ולתקופה של 18 חודשים או עד למועד השלמת העסקה לרכישת כל יחידות ההשתתפות המוחזקות על-ידי הציבור ומקצת יחידות ההשתתפות המוחזקות על-ידי קבוצת דלק, אם תושלם, כמפורט בסעיף 1.8 לפרק א' לדוח זה (להלן: "**עסקת BP-ADNOC**"), לפי המוקדם מביניהם, ואודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 30.12.2024 לאשר את מינויים של המפקחים לתקופה של 3 שנים החל מאותו מועד, וכן לאשר את תנאי כהונתם והעסקתם, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 24.4.2023, 29.5.2023, 24.11.2024, 3.12.2024 ו- 30.12.2024 (מס' אסמכתאות: 2023-01-044772, 2023-01-057420, 2024-01-618247, 2024-01-621633 ו- 2024-01-628464, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

3. ביום 24.7.2023 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר למפקח שכר נוסף על שכרו החודשי בקשר עם פיקוח על עסקת BP-ADNOC, וליווי הוועדה הבלתי תלויה אשר מונתה על-ידי הדירקטוריון בקשר עם עסקה זו, כמפורט בסעיף 1.8 לפרק א' לדוח זה. לפרטים נוספים ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 15.6.2023 ו- 24.7.2023 (מס' אסמכתאות: 2023-01-

בזאת על דרך ההפניה.

4. להלן פירוט הסכומים ששולמו למפקחים בשנת הדוח, בהתאם למפורט לעיל (באלפי ש"ח):

סה"כ	שכר בגין פיקוח על עסקת BP-ADNOC, וליווי הוועדה הבלתי תלויה	החזר הוצאות	שכר בין סגירת הסכמי מימון שבוצעו כנגד שעבוד נכס נפט	שכר נוסף	שכר
875	81	2	-	-	792

(9) הנאמן

הנאמן זכאי לקבל מתוך נכסי הנאמנות שכר השווה ל- 1,000 דולר (בתוספת מע"מ) לכל שנה שבה הוא משמש כנאמן על-פי הסכם הנאמנות (או חלק יחסי מסכום זה בגין חלק משנה). סכום זה ישולם לנאמן ביום האחרון של השנה שבגינה הוא משולם. כמו כן, זכאי הנאמן לקבלת תשלום בגין הוצאות שהותרו במפורש בהסכם הנאמנות או שאושרו מראש ובכתב על-ידי המפקח.

תקנה 21א: בעל השליטה בשותפות

נכון למועד אישור הדוח, בעל השליטה בשותפות (בשרשור) הינו מר יצחק שרון (תשובה). למיטב ידיעת השותפות, מחזיקה קבוצת דלק, הנשלטת על-ידי מר יצחק שרון (תשובה), במישרין ובעקיפין (באמצעות דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "דלק אנרגיה") והשותף הכללי, וכן באמצעות החזקה בעקיפין באבנר נפט וגז בע"מ בכ- 54.66% מהון היחידות המונפק של השותפות.³²

תקנה 22: עסקאות של השותפות עם השותף הכללי או עסקאות של בעל השליטה בשותף הכללי עניין אישי בהן

להלן פרטים, לפי מיטב ידיעת השותפות, אודות כל עסקה עם השותף הכללי או בעל השליטה בשותף הכללי או שלבעל השליטה בשותף הכללי יש עניין אישי באישורה, אשר השותפות או תאגיד בשליטתה או חברה קשורה של השותפות, התקשרו בה במהלך שנת הדוח או במועד מאוחר לשנת הדוח ועד למועד אישור הדוח או שהינה עדיין בתוקף במועד אישור הדוח, למעט עסקאות זניחות כהגדרתן בסעיף 6 לחלק השלישי בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה):

(א) על-פי הסכם השותפות, זכאי השותף הכללי ל- 0.01% מהכנסות השותפות ונושא ב- 0.01% מההוצאות ומההפסדים של השותפות, וכן בהוצאות ובהפסדים של השותפות אשר עקב ההגבלה על אחריות השותף המוגבל לחיובים של השותפות, לא נשא בהם השותף המוגבל. בהתאם להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 21.9.2022 בקשר עם הנשיאה בעלויות ניהול השותפות והשותף הכללי, החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות במישרין בכל ההוצאות הדרושות לניהול עסקיה ונכסיה, לרבות הוצאות הניהול של השותף הכללי, אשר בהתאם להוראות סעיף 65ב(א) לפקודת השותפויות, אין לו פעילות אחרת כלשהי למעט ניהול השותפות. בהתאם, השותפות אינה משלמת לשותף הכללי או לקבוצת דלק דמי ניהול או דמי

³² למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, רוב יחידות ההשתתפות שבבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק.

מפעיל כלשהם.

כמו כן, על-פי החלטה זו, נושאת השותפות בעלויות הגמול של כל הדירקטורים בדירקטוריון השותף הכללי ובשכר יו"ר דירקטוריון פעיל, למעט דירקטורים המכהנים כנושאי משרה בקבוצת דלק או בחברות אחרות בשליטתה.

בנוסף, נושאת השותפות בעלות דמי השכירות של משרדי השותפות, אשר, נכון למועד אישור הדוח, שוכרת השותפות מקבוצת דלק, כמפורט בתקנה 22(ו) להלן.

מכיוון שעל-פי החלטה זו השותף הכללי אינו נושא בהוצאות ניהול השותפות, ככל שהשותף הכללי ישלם מכיסו חלק כלשהו מהוצאות הניהול של השותפות, ישולם לו החזר בגין ההוצאות האמורות, אך בכל מקרה לא יוחזרו לשותף הכללי הוצאות ששולמו על-ידו, במישרין או בעקיפין, לקבוצת דלק או הוצאות שלקבוצת דלק יש בהן עניין אישי (כמשמעות המונח בפקודת השותפויות), אלא אם יתקבלו בקשר לכך כל האישורים הנדרשים על-פי דין. לעניין זה, "עניין אישי" – למעט עניין אישי הנובע מעצם החזקתה של קבוצת דלק בשותף הכללי, ולעניין התקשרות עם נושא משרה או עם עובד – למעט עניין אישי הנובע מעצם הכהונה או ההעסקה בשותף הכללי.

לפרטים נוספים אודות החלטה זו, ראו דוחות מיידיים של השותפות מהימים 6.9.2022 ו- 21.9.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) על-פי הסכם משנת 1993, זכאיות קבוצת דלק ודלק אנרגיה לקבלת תמלוגים מהשותפות, כמפורט בסעיף 7.25.8(ג)(2) לפרק א' לדוח זה. נכון למועד אישור הדוח, בעלת הזכות לתמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה בפרייקט לווייתן הינה דלק תמלוג על לווייתן בע"מ (להלן: "דלק תמלוג על"), חברה בת בבעלות מלאה של דלק אנרגיה.³³

בשנת 2024 רשמה השותפות הוצאות בגין תמלוגים לדלק תמלוג על בגין פרייקט לווייתן בסך כולל של כ- 14.4 מיליון דולר.

(ג) בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון בבלוק 12, נדרשת השותפות על-ידי רפובליקת קפריסין להעמיד ערבות ביצוע להתחייבויותיה על-ידי חברת האם של השותפות. בהתאם, המציאה קבוצת דלק ביום 18.4.2013 ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכח הסכם הזיכיון (להלן: "הערבות"), כמפורט להלן:

1. בגין העמדת הערבות על-ידי קבוצת דלק משלמת השותפות עמלה על בסיס שנתי, החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף. במידה ויפחת שיעור ההחזקה של השותפות בבלוק 12, ירד סכום העמלה באופן יחסי לירידה בהחזקה בנכס. כמו כן, במקרה בו תשוחרר קבוצת דלק מהערבות באופן מוחלט, בגין מציאת ערב חלופי או בגין מכירה של הזכויות בבלוק 12 על-ידי השותפות, הוסכם בין השותפות לבין קבוצת דלק כי תשלום העמלה יופסק לאלתר. סך עמלת הערבות ששילמה השותפות לקבוצת דלק בשנת 2024 הסתכמה לסך של כ- 368 אלפי

³³ למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, בחודש אוקטובר 2020 העבירו קבוצת דלק ודלק אנרגיה את זכותן לקבלת תמלוגי קבוצת דלק מחלקה של השותפות (45.34%) בנפט ו/או בגז ו/או בחומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מחזקות לווייתן לדלק תמלוג על.

2. החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף, השותפות לא תאשר תוכנית/ות עבודה חדשה/ות בבלוק 12 ו/או בקשר עם כל פעילות אחרת בבלוק 12 מכוח הסכם התפעול המשותף (להלן: "תוכנית עבודה בבלוק 12"³⁵), בהיעדר: (א) ביטוח המכסה הוצאות השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כיסוי לנזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכוני זיהום תאונתי בקשר עם פעילות השותפות בבלוק 12 לשביעות רצונה של קבוצת דלק (ביטוחי אובדן שליטה בבאר ואחריות כלפי צד ג')³⁶; ו- (ב) אישור כדן של האורגנים המוסמכים בשותפות לתנאי ההתקשרות עם קבוצת דלק, כמפורט לעיל ולהלן, ולהסדרים בעניין תשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות לקבוצת דלק.

3. בנוסף, התחייבה השותפות כי החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף יחולו ההוראות המפורטות להלן:

א. במקרה בו תמכור השותפות את זכויותיה בבלוק 12, תפעל השותפות לשחרר את קבוצת דלק מהערבות, או מחלקה היחסי (במקרה של מכירה חלקית של הזכויות), וזאת במסגרת מכירה כאמור, והכל בכפוף להוראות הסכם הזיכיון ולהחלטות הרשויות בקפריסין בעניין. יצוין כי, מכירת חלק מהזכויות בבלוק 12 תתאפשר רק בכפוף להגעה להסדרי חלוקת אחריות ושיפוי הדדי עם הקונה הפוטנציאלי של חלק מהזכויות כאמור, בגין חלקו היחסי.

ב. לקבוצת דלק תהיה הזכות לדרוש מהשותפות, בהודעה בכתב, בכל עת ולפי שיקול דעתה, כי תגרום לשחרורה מהערבות. במקרה של דרישה כאמור, מתחייבת השותפות לבצע את הפעולות הדרושות לשם שחרורה של קבוצת דלק מהערבות, לרבות, אם וככל שיידרש לשם שחרור קבוצת דלק מהערבות כאמור, מכירת זכויותיה, כולן או חלקן, בבלוק 12 ו/או ויתור עליהן, וזאת ללא צורך בקבלת אישורים נוספים בשותפות. במקרה של דרישה כאמור, מתחייבת השותפות כי בתוך 12 חודשים ממועד מתן הדרישה בכתב, תגרום לשחרור קבוצת דלק מהערבות או לחילופין תחתום על הסכם למכירת הזכויות בבלוק 12. במקרה של מכירה כאמור, מתחייבת השותפות להשלים את המכירה בתוך 6 חודשים ממועד חתימת הסכם המכירה.

ג. השותפות תשפה את קבוצת דלק בגין נזק מכל סוג שהוא ו/או הוצאות מכל סוג שהן ו/או תשלומים בהם נשאה קבוצת דלק (לרבות הוצאות ו/או שכ"ט עורכי דין ו/או שכ"ט מומחים), וזאת בגין מימוש הערבות ו/או תביעה

³⁴ ההתקשרות אושרה ביום 14.4.2013 על-ידי הדירקטוריון, וביום 18.4.2013 על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות. לפרטים נוספים ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 14.4.2013 ו- 18.4.2013 (מס' אסמכתאות: 2013-01-036844 ו- 2013-01-039418, בהתאמה). כמו כן, ביום 8.7.2018 אישרה ועדת הביקורת כי קיבוע התשלום בגין הערבות לתקופת ערבות של 25 שנים, כפי שנקבעה במועד אישור עסקת הערבות לראשונה, הינה תקופה סבירה.

³⁵ השותפות תמסור לקבוצת דלק הודעה מראש על כל כוונה לאשר תוכנית עבודה בבלוק 12.
³⁶ השותפות התקשרה בפוליסות ביטוח המכסות אותה בגין נזק תאונתי ובלתי צפוי בקשר עם הוצאות בגין אובדן שליטה בבאר (Control Of Well), וכן בביטוח אחריות כלפי צד ג' בקשר עם הפעילות בבלוק 12.

ו/או דרישה, שעילתה בקשר לערבות ו/או מימושה, ללא כל הגבלה בסכום. מבלי לגרוע מהאמור לעיל, קבוצת דלק תמסור לשותפות, ללא כל דיחוי, הודעה אודות הגשת התביעה ו/או הדרישה כאמור עם קבלתה אצלה, ותאפשר לשותפות ו/או למי מטעמה לנהל הגנה משפטית ראויה, כפי שנדרשת לדעת השותפות בנסיבות העניין, כנגד כל דרישה ו/או תביעה כאמור ו/או משא ומתן לפשרה כאמור ו/או להקטין את הנזק ככל שיעלה בידה.

4. הואיל והתחייבויות השותפות ו- Chevron Cyprus Limited (להלן: "שברון קפריסין"³⁷) על-פי הסכם הזיכיון הינן ביחד ולחוד, נחתם בין קבוצת דלק לבין שברון קורפ ולבין חברת האם של BG Cyprus, הסכם בנוגע לחלוקת אחריות ושיפוי הדדי ביניהן בכל הקשור לפעילות בבלוק 12, בהתאם לאחוזה ההחזקה של השותפות, שברון קפריסין ו- BG Cyprus בזכויות בבלוק 12 (להלן בסעיף זה: "ההסכם"). ההסכם, קובע, בין היתר, כי:

א. כל צד להסכם יהיה אחראי בגין נזק או חבות הקשורים לפעילות בבלוק 12, בהתאם לשיעור השתתפותו של התאגיד שבגינו המציא ערבות לטובת רפובליקת קפריסין כאמור בבלוק 12 (קרי, קבוצת דלק בשיעור של 30%, שברון קורפ בשיעור של 35% וחברת האם של BG Cyprus בשיעור של 35%).

ב. לפיכך, כל צד להסכם התחייב לשפות או לשחרר מחבות את הצד השני, בגין נזק ו/או חבות הקשורים לפעילות בבלוק 12 שהינם מעבר לשיעור השתתפותו של התאגיד שבגינו המציא ערבות לטובת רפובליקת קפריסין כאמור בבלוק 12.

ג. התחייבות הצדדים כאמור אינה מוגבלת בסכום או בהיקף הכיסוי הביטוחי של השותפות, שברון קפריסין ו- BG Cyprus במסגרת פעילותם בבלוק 12.

ד. כל צד להסכם התחייב לקבל ממבטחו ויתור על זכות שיבוב כנגד הצד השני להסכם בגין נזק או חבות הקשורים לפעילותו בבלוק 12.

ה. בהסכם נקבע מנגנון בוררות מחייב לפתרון מחלוקות בין הצדדים.

ו. ההסכם יהיה בתוקף עד לסיומו של הסכם התפעול המשותף החל על בלוק 12, בכפוף להתחשבות סופית בין הצדדים בקשר עם ההסכם.

(ד) לפרטים אודות מימוש אופציה לרכישת פוליסה לתקופת גילוי מוארכת (Run Off) במסגרת הפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה שאושרה במסגרת פוליסה קודמת של השותפות ובמסגרת פוליסת ביטוח קבוצתית שנרכשה על-ידי קבוצת דלק, ראו תקנה 22(יא) לדוח התקופתי לשנת 2020, כפי שפורסם ביום 17.3.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-036588) (להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2020").

(ה) לפרטים אודות עסקת BP-ADNOC ואודות פעילות הוועדה שהוקמה במסגרתה, במהלך שנת

³⁷ למיטב ידיעת השותפות, שברון קפריסין הינה חברה בת בבעלות מלאה של Chevron Corporation (להלן: "שברון קורפ").

הדוח, ראו סעיף 1.8 לפרק א' לדוח זה.

(i) השותפות משלמת דמי שכירות לקבוצת דלק בגין משרדי השותפות בהרצליה. ועדת הביקורת והדירקטוריון אישרו את ההתקשרות כאמור בתנאי שוק, בהתאם לחוות דעת שמאית בלתי תלויה. תקופת השכירות, הכוללת תקופת אופציה, צפויה להסתיים ביום 14.10.2026, עם אפשרות להארכתה עד ליום 14.10.2031, ודמי השכירות החודשיים הינם 80 ש"ח למ"ר עבור שטחי המשרדים והשטחים הציבוריים, צמודים למדד המחירים לצרכן. בנוסף, משלמת השותפות דמי ניהול חודשיים וכן תשלום עבור שכירות חניות. בשנת 2024 שילמה השותפות לקבוצת דלק בגין ההתקשרות כאמור סך של כ- 341 אלפי דולר.

עסקאות זניחות - מעבר לעסקאות המפורטות לעיל, לשותפות התקשרויות נוספות שלבעלת השליטה בשותפות יש בהן עניין אישי, המסווגות כעסקאות זניחות, כהגדרתן בסעיף 6 לחלק השלישי בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה), כגון: קבלת שירותי "דלקן" מ"דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ, חברה קשורה של קבוצת דלק (להלן: "**חברת הדלק**"), קבלת שירותים ממלון NYX הרצליה מרשת מלונות פתאל, והתחשבנות עם קבוצת דלק ועם מר יצחק שרון (תשובה) בקשר עם הוצאות משפטיות במסגרת בקשה לאישור תובענה ייצוגית.

תקנה 24: החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה

לפרטים אודות החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי, נכון ליום 31.12.2024, ראו דוח מידי של השותפות מיום 7.1.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-002285), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

יצוין כי, ביום 12.1.2025 חדלה הראל השקעות בביטוח ושירותים ופיננסים בע"מ להיות בעלת עניין בשותפות. לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 14.1.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-004168), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 24א: הון רשום, הון מונפק וניירות ערך המירים

לפרטים ראו דוח מידי של השותפות מיום 3.10.2022 (מספר אסמכתא: 2022-01-100665), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 24ב: מרשם בעלי יחידות השתתפות של השותפות

לפרטים ראו דוח מידי של השותפות מיום 3.10.2022 (מספר אסמכתא: 2022-01-100665), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 25א: מען רשום

כתובת: שד' אבא אבן 19, הרצליה 4672537

טלפון: 09-9712424

פקסימיליה: 09-9712425

כתובת דואר אלקטרוני: info@newmedenergy.com

פרטים	גבי לסט	ליאורה פרט לוין	עידן ולס	תמיר פוליקר
מספר זיהוי:	004787933	057906919	033658246	059749408
תפקיד בשותף הכללי:	יו"ר דירקטוריון פעיל	דירקטורית	דירקטור	דירקטור
תאריך לידה:	9.9.1946	12.10.1962	8.1.1977	14.8.1965
מען להמצאת כתבי בי-דין:	שד' אבא אבן 19, הרצליה	שד' אבא אבן 19, הרצליה	שד' אבא אבן 19, הרצליה	שד' אבא אבן 19, הרצליה
נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית ופורטוגלית
חברות בוועדות של הדירקטוריון:	לא	לא	לא	לא
האם הוא דירקטור בלתי תלוי:	לא	לא	לא	לא
האם הוא דירקטור חיצוני:	לא	לא	לא	לא
(א) אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	-	-	-	-
(ב) אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה: ³⁹	-	-	-	-
האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	יו"ר דירקטוריון פעיל, חבר בוועדת התרומות של השותפות (להלן: "ועדת התרומות"), דירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות ודירקטור במד-אנלייט שותף כללי (2023) בע"מ (אשר הוקמה כחלק משיתוף הפעולה של השותפות עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.9 לפרק א' לדוח זה) (להלן: "מד-אנלייט")	סמנכ"לית בכירה, יועצת משפטית ראשית ומזכירת חברה בקבוצת דלק ודירקטורית בחברות בנות של קבוצת דלק	מנכ"ל קבוצת דלק ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק	משנה למנכ"ל ומנהל כספים ראשי בקבוצת דלק ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק
התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	17.5.2001, החל מיום 8.1.2020 כיו"ר דירקטוריון והחל מיום 1.4.2022 כיו"ר דירקטוריון פעיל	26.8.2015	7.1.2020	10.9.2020
השכלתו:	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, M.A במדעי החברה ומתמטיקה מאוניברסיטת חיפה ו- A.M.P (לימודי ניהול לנושאי משרה בכירה) מאוניברסיטת הארוורד, ארה"ב	LL.B במשפטים מאוניברסיטת Reading, אנגליה, B.A במדעי המדינה מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חברה בלשכת עורכי הדין בישראל	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין ב Heriot Watt, רו"ח מוסמך	B.A בחשבונאות מהמכללה למנהל, M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת
עיסוקו ב- 5 השנים האחרונות:	יו"ר דירקטוריון פעיל בשותף הכללי, חבר בוועדת התרומות, דירקטור במד-אנלייט, יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק וקרן דלק למדע לחנוך ולתרבות (חל"צ), דירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק, דירקטור בחברת בת פרטית	דירקטורית בשותף הכללי, סמנכ"לית בכירה, יועצת משפטית ראשית ומזכירת חברה בקבוצת דלק ודירקטורית בחברות בנות של קבוצת דלק	דירקטור בשותף הכללי, מנכ"ל קבוצת דלק, משנה למנכ"ל קבוצת דלק, בחברות הפרטיות בקבוצת תשובה ודירקטור בחברת החדשות בע"מ ובשידורי קשת בע"מ	דירקטור בשותף הכללי, משנה למנכ"ל ומנהל כספים ראשי בקבוצת דלק, דירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק, יזם נדל"ן בארץ ובחו"ל, יועץ עסקי ודירקטור בפוליקר אחזקות בע"מ

³⁸ בפירוט של תקנה זו מוצגים הדירקטורים המכהנים בדירקטוריון נכון למועד אישור הדוח.

³⁹ כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות הגמול.

פרטים	גבי לסט	ליאורה פרט לזין	עידן ולס	תמיר פוליקר
	(SPC) של השותפות וחבר הנהלה בעמותות שונות			
תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	חברת בת פרטית (SPC) של השותפות ומד-אנלייט	דלק אנרגיה, דלק ים מעגן (2011) בע"מ, קבוצת דלק אחזקות ישראל בע"מ, דלק תשתיות בע"מ, דלק ניהול תחנות כוח בע"מ, דלק פטרוליום בע"מ, דלק ייזום נכסים בע"מ, דלק תמלוג על לווייתן בע"מ, מהדרין בע"מ, DKL Energy Investments Limited, DKL Energy Limited ומשקיפה בדירקטוריון Ithaca Energy Plc	דלק אנרגיה, Ithaca Energy Plc, מהדרין בע"מ, וולס ייעוץ בע"מ וולס השקעות (2018) בע"מ	דלק אנרגיה, דלק ים מעגן 2011 בע"מ, קבוצת דלק אחזקות ישראל בע"מ, דלק תשתיות בע"מ, דלק ניהול תחנות כוח בע"מ, דלק פטרוליום בע"מ, דלק ייזום נכסים בע"מ, דלק תמלוג על, דלק ישראל נכסים (ד.פ) בע"מ, חברת הדלק, Delek Hungary Limited, מהדרין בע"מ, פוליקר אחזקות בע"מ, גליפולי השקעות נדל"ן בע"מ, בריזה לגירפ בע"מ וחברות בנות שלה, Ithaca -ו, Elysee Downtown Ltd. Energy Plc
האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	לא	לא	לא
האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשבונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות:	לא	לא	לא	כן

פרטים	יאיר נוימן	אלי זמיר	יורם כהן	אפרים צדקה
מספר זיהוי:	038127833	024570582	022107098	046002747
תפקיד בשותף הכללי:	דירקטור	דירקטור בלתי תלוי	דירקטור חיצוני	דירקטור חיצוני
תאריך לידה:	17.1.1986	8.1.1970	7.11.1965	10.7.1946
מען להמצאת כתבי בי-דין:	שד' אבא אבן 19, הרצליה	רח' אהרון דוד גורדון 5, תל-אביב	רח' מדינת היהודים 48, הרצליה	רח' דולצ'ין אריה 5, תל-אביב
נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית
חברות בוועדות של הדירקטוריון:	לא	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת תגמול חבר בוועדה לבחינת הדוחות הכספיים (להלן: "ועדת מאזן") חבר בוועדת השקעות	חבר בוועדת ביקורת, יו"ר חבר בוועדת מאזן חבר בוועדת תגמול, יו"ר חבר בוועדת השקעות	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת מאזן, יו"ר חבר בוועדת תגמול חבר בוועדת ההשקעות, יו"ר
האם הוא דירקטור בלתי תלוי:	לא	כן	כן	כן
האם הוא דירקטור חיצוני:	לא	לא	כן	כן
(א) אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	-	-	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית
(ב) אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה: ⁴⁰	-	-	כן	כן
האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	לא	לא	לא	לא
התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	3.9.2024	17.11.2024	31.10.2024	1.4.2019
השכלתו:	B.A במדעי מחשב וכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב, M.B.A במנהל עסקים, התמחות במימון מאוניברסיטת רייכמן	B.A במנהל עסקים מהמכללה למנהל, M.B.A במנהל עסקים, התמחות במימון מאוניברסיטת בן גוריון	B.A בכלכלה וגיאוגרפיה מהאוניברסיטה העברית בירושלים, M.A במנהל עסקים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, קורס דירקטורים באוניברסיטת תל-אביב	B.A בכלכלה וסטטיסטיקה מאוניברסיטת תל-אביב, Ph.d בכלכלה מהמכון הטכנולוגי של מסצ'וסטס
עיסוקו ב- 5 השנים האחרונות:	דירקטור בשותף הכללי, סמנכ"ל פיתוח עסקי בקבוצת דלק, מנכ"ל חברות פרטיות בקבוצת דלק, יועץ בתחום גיוסי הון ומיזוגים בקבוצת דלק, סמנכ"ל כספים בחברות פרטיות בקבוצת דלק, סמנכ"ל מימון וראש תחום מימון וגזברות בחברת השקעות דיסקונט בע"מ, סמנכ"ל מימון וראש תחום מימון וגזברות באידיבי חברה לפיתוח בע"מ, דירקטור ב-lthaca Energy Plc, דירקטור במהדרין בע"מ,	דירקטור בשותף הכללי, מנכ"ל אינווסט-פרו - שוקי הון בע"מ, דירקטור בלתי תלוי וחבר ועדת ביקורת באיי איי מערכות שיחה בע"מ ודירקטור חיצוני בכורמולה מערכות (1985) בע"מ	דירקטור בשותף הכללי, מנכ"ל נגה - ניהול מערכת החשמל בע"מ, מנכ"ל רני צים אנרגיה מתחדשת (2022) בע"מ ודירקטור בחוצה ישראל בע"מ	דירקטור חיצוני בשותף הכללי, דירקטור בלתי תלוי ברבד בע"מ ודירקטור בחברות ובעמותות נוספות

פרטים	יאיר נוימן	אלי זמיר	יורם כהן	אפרים צדקה
	דירקטור באל-עד נשיונל (2023) יו אס הולדינגס בע"מ, דירקטור באפסילון בית השקעות ודירקטור בברינקס ישראל בע"מ			
תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	lthaca Energy Plc, מהדרין בע"מ ואל-עד נשיונל (2023) יו אס הולדינגס בע"מ	-	חוצה ישראל בע"מ	ארצדקה בע"מ (יו"ר), מרכז מורשת יהדות בב"ל (יו"ר), המרכז לפיתוח ע"ש פנחס ספיר (יו"ר) ועתידיים חברה לתעשיות מדע בע"מ
האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	לא	לא	לא
האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשובנאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות:	כן	כן	כן	כן

נושא המשרה	מס' זיהוי	תאריך לידה	מועד תחילת כהונה	תפקיד בשותפות, בשותף הכללי, בחברה-בת, בחברה קשורה או בבעל עניין	האם הוא בעל עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי	האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי	השכלתו	ניסיונו ב- 5 שנים האחרונות
יוסי אבו	033840372	7.12.1977	1.4.2011	מנכ"ל השותפות, חבר בוועדת התרומות, דירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות, דירקטור במד-אנלייט, ביס-אנלייט שותף כללי בע"מ וב- Enlight-NewMed Development (UK) Ltd, ושותף מוגבל ביס-אנלייט החזקות, שותפות מוגבלת, מנכ"ל דלק אנרגיה, ודירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות ובחברות פרטיות שבבעלותו, ודירקטור בטקסומד טכנולוגיות רפואה בע"מ	כן	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל	מנכ"ל השותפות, חבר בוועדת התרומות, דירקטור במד-אנלייט, ביס-אנלייט שותף כללי בע"מ וב- Enlight-NewMed Development (UK) Ltd, ושותף מוגבל ביס-אנלייט החזקות, שותפות מוגבלת, מנכ"ל דלק אנרגיה, ודירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות ובחברות פרטיות שבבעלותו, ודירקטור בטקסומד טכנולוגיות רפואה בע"מ
שרי זינגר קאופמן	037485174	22.2.1980	14.5.2018 - סמנכ"לית בכירה, 1.8.2017 - יועצת משפטית, 10.3.2012 - עו"ד	סמנכ"לית בכירה ויועצת משפטית בשותפות, חברה בוועדת התרומות ודירקטורית בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות	לא	לא	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חברה בלשכת עורכי הדין בישראל	סמנכ"לית בכירה ויועצת משפטית בשותפות, חברה בוועדת התרומות, דירקטורית בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות ודירקטורית ב- Steakholder Foods Ltd.

⁴¹ בפירוט של תקנה זו מוצגים נושאי המשרה המכהנים בשותפות נכון למועד אישור הדוח.

ניסיונו ב- 5 שנים האחרונות	השכלתו	האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי	האם הוא בעל עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי	תפקיד בשותפות, בשותף הכללי, בחברה-בת, בחברה קשורה או בבעל עניין	מועד תחילת כהונה	תאריך לידה	מס' זיהוי	נושא המשרה
סמנכ"ל אקספלורציה בשותפות	B.Sc בגיאולוגיה מהאוניברסיטה העברית בירושלים, M.Sc. בגיאולוגיה מהאוניברסיטה העברית בירושלים, דוקטורט Phd. בגיאולוגיה וגיאופיזיקה מאוניברסיטת קולומביה בניו-יורק, ארה"ב	לא	לא	סמנכ"ל אקספלורציה בשותפות	12.8.2014 - סמנכ"ל אקספלורציה, 7.9.2011 - גיאולוג ראשי	24.2.1967	059784355	צבי קרץ'
סמנכ"ל כספים בשותפות, חבר בוועדת התרומות, דירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות, דירקטור באימד פייפליין דיווח בע"מ, דירקטור במד- אנלייט וסמנכ"ל כספים ברשות שדות התעופה	B.A בכלכלה מאוניברסיטת בר אילן, LL.M במשפטים מאוניברסיטת בר אילן, M.B.A. במנהל עסקים מהמכללה למנהל, רו"ח מוסמך	לא	לא	סמנכ"ל כספים בשותפות, חבר בוועדת התרומות, דירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות, דירקטור באימד פייפליין דיווח בע"מ ודירקטור במד- אנלייט	1.1.2022	23.3.1974	027268317	צחי חבושה
סמנכ"ל פרויקט לווייתן בשותפות וסמנכ"ל כספים בשותפות ובשותף הכללי	B.A בחשבונאות ומנהל עסקים מהמכללה למנהל, רו"ח מוסמך	לא	לא	סמנכ"ל פרויקט לווייתן בשותפות	1.1.2022 - סמנכ"ל פרויקט לווייתן, 18.2017 - סמנכ"ל כספים, 17.5.2017 - סמנכ"ל כספים באבנר חיפושי נפט וגז - שותפות מוגבלת	13.10.1969	024652745	רון אדוארד

ניסיונו ב- 5 שנים האחרונות	השכלתו	האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי	האם הוא בעל עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי	תפקיד בשותפות, בשותף הכללי, בחברה-בת, בחברה קשורה או בבעל עניין	מועד תחילת כהונה	תאריך לידה	מס' זיהוי	נושא המשרה
סמנכ"ל תקציב ובקרה בשותפות ומנהל בקרה והשקעות בשותפות	B.A בכלכלה וחשבונאות מאוניברסיטת חיפה, M.B.A במנהל עסקים מהטכניון - מכון טכנולוגי לישראל, רו"ח מוסמך	לא	לא	סמנכ"ל תקציב ובקרה בשותפות	23.5.2022 - סמנכ"ל תקציב ובקרה, 1.6.2018 - מנהל בקרה והשקעות, 10.2.2013 - חשב	19.4.1979	034837245	טל לוי
סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ בשותפות ויו"ר ועדת התרומות	B.A בממשל, דיפלומטיה ואסטרטגיה מאוניברסיטת רייכמן, M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת בר אילן	לא	לא	סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ בשותפות ויו"ר ועדת התרומות	14.5.2018 - סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ, מנהל תחום תקשורת וקשרי חוץ	24.4.1980	040365447	נדב פרי
סמנכ"ל סחר גז טבעי בשותפות, דירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות ומנהל סחר גז טבעי בשותפות	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל	לא	לא	סמנכ"ל סחר גז טבעי בשותפות ודירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות	3.6.2021 - סמנכ"ל סחר גז טבעי, 1.8.2017 - מנהל סחר גז טבעי	17.10.1975	037693942	סער פרג
חשב בשותפות, חשב בגוטקס ריטייל ברנדס ורו"ח מבקר בקוסט פור גבאי את קסירר	B.A בחשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב, רו"ח מוסמך	לא	לא	חשב בשותפות	25.7.2021	3.4.1989	303014237	ליאור כהן
מבקר פנימי של השותפות והשותף הכללי, מבקר פנימי של קבוצת דלק ושותף במשרד רוזנבלום-הולצמן, רואי חשבון. יצוין כי, למר גנה מיומנות בנושא אבטחת מידע ו/או סייבר.	B.A בחשבונאות מהמכללה למנהל, M.A ציבורי מאוניברסיטת בר-אילן, מבקר מערכות מידע מוסמך (CISA), מבקר פנימי מוסמך (CIA), מבקר ניהול סיכונים מוסמך (CRMA), מוסמך בסיכונים ובקרת מערכות מידע (CRISC), רו"ח מוסמך	לא	לא	מבקר פנימי של השותפות והשותף הכללי ומבקר פנימי של קבוצת דלק	1.2.2016	2.6.1965	059674770	גלי גנה

תקנה 26ב: מורשי חתימה עצמאיים

נכון ליום 31.12.2024 ולמועד אישור הדוח, בשותפות ובשותף הכללי אין מורשי חתימה עצמאיים.

תקנה 27: רואי החשבון של השותפות

זיו האפט רואי חשבון, מרח' דרך מנחם בגין 46-48, תל-אביב, וכן משרד רואי החשבון קוסט פורר גבאי את קסירר, מרח' מנחם בגין 144, תל אביב, משמשים במשותף כרואי החשבון המבקרים של השותפות.

תקנה 28: שינוי בהסכם השותפות

ביום 9.1.2025 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר תיקון לסעיף 5.1 להסכם השותפות, כך שנכס נפט הידוע כבלוק Han Asparuh 1-21 המצוי בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור (להלן: "רישיון בולגריה") יתווסף לרשימת נכסי הנפט הנזכרים בסעיף זה. לפרטים נוספים ראו תקנה 29(ג) (ב) להלן וכן דוח מידי של השותפות מיום 9.1.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-003243), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 29: המלצות והחלטות הדירקטורים

תקנה 29(א):

(א) לפרטים אודות החלטת הדירקטוריון לאשר תוכנית לרכישת אגרות החוב שהונפקו על-ידי לויתן בונד (להלן: "אגרות החוב לויתן בונד"), ראו דוח מידי של השותפות מיום 20.10.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-611345), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. לפרטים נוספים ראו סעיף ה לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

(ב) בימים 18.3.2024 ו- 23.5.2024, החליט הדירקטוריון, לאחר קבלת המלצת ועדת המאזן, לאשר חלוקת רווחים בסך של 60 מיליון דולר, כל אחת, ובימים 7.8.2024 ו- 19.11.2024 החליט הדירקטוריון, לאחר קבלת המלצת ועדת המאזן, לאשר חלוקת רווחים בסך של 65 מיליון דולר, כל אחת, כאשר המועדים הקובעים לחלוקות כאמור חלו בימים 28.3.2024, 3.6.2024, 25.8.2024 ו- 28.11.2024, בהתאמה, ומועדי החלוקות כאמור חלו בימים 11.4.2024, 20.6.2024, 5.9.2024 ו- 12.12.2024, בהתאמה. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 20.11.2024 ו- 8.8.2024, 24.3.2024, 19.3.2024, 2024-01-027819, 2024-01-051454, 2024-01-085054 ו- 2024-01-617108, בהתאמה, אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה. כמו כן, ביום 9.3.2025 החליט הדירקטוריון, לאחר קבלת המלצת ועדת המאזן, לאשר חלוקת רווחים בסך של 60 מיליון דולר, כאשר המועד הקובע לחלוקה כאמור יחול ביום 20.3.2025, ומועד החלוקה כאמור יחול ביום 3.4.2025.

(ג) לפרטים אודות תיקונים בהסכם השותפות אשר התבצעו בשנת הדוח או במועד מאוחר לשנת הדוח ועד למועד אישור הדוח, ראו תקנה 28 לעיל.

תקנה 29(ג):

(א) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 31.10.2024 לאשר את מינויו של מר יורם כהן כדירקטור חיצוני בדירקטוריון השותף הכללי, לתקופת כהונה בת 3 שנים,

שתחילתה במועד החלטת האסיפה, וכן לאשר את תנאי כהונתו, ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 25.9.2024 ו- 31.10.2024 (מס' אסמכתאות: 2024-01-605729, 2024-01-613078, 2024-01-613086 ו- 2024-01-613089, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 30.12.2024 לאשר את מינויים של פאהן קנה ושות', ראי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול, לכהן ביחד כמפקח בשותפות, ולאשר את תנאי הכהונה והעסקה של המפקח, ראו תקנה 21(ב)(8) לעיל.

(ג) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 9.1.2025 לאשר את התקשרות השותפות בהסכם לרכישת הזכויות ברישיון בולגריה והשתתפות בפעולות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח רישיון בולגריה, לתקן לצורך כך את סעיף 5.1 להסכם השותפות, ולאשר לשותף הכללי, בהתאם להוראות סעיף 9.4 להסכם השותפות, להימנע מחלוקת רווחים לצורך ביצוע הפעולות כאמור בהתאם לתוכנית העבודה ולתקציבים אשר יאושרו על-ידי השותפים ברישיון בולגריה, ולא לאשר להעניק למר אבו תגמול הוני בשיעור של 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן, וכן לשאת במימון חלקו היחסי בעלויות ההשקעה הראשונית, ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 2.1.2025 ו- 9.1.2025 (מס' אסמכתאות: 2025-01-000782 ו- 2025-01-003240, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 29א: החלטות השותפות

(א) מתווה שיתוף הפעולה בין השותפות לאנלייט (כמפורט בסעיף 7.10 לפרק א' לדוח זה), אושר על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות ביום 21.9.2022, בין היתר, בשים לב לעניין האישי שיש למר אבו בעסקה זו, כמפורט בדוחות מידיים של השותפות מהימים 6.9.2022 ו- 21.9.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה

(ב) ההתקשרות בהסכם לרכישת הזכויות ברישיון בולגריה אושרה ביום 27.11.2024 על-ידי ועדת הביקורת והדירקטוריון כעסקה אשר למר אבו יש בה עניין אישי, בשים לב לתגמול ההוני אשר הוענק לו באותו מועד. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 2.1.2025 ו- 9.1.2025 (מס' אסמכתאות: 2025-01-000782 ו- 2025-01-003240, בהתאמה).

תקנה 29א(4): פטור, ביטוח או התחייבות לשיפוי לנושא משרה

(א) לפרטים אודות כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות שהוענקו לדירקטורים ולנושאי משרה בשותפות, בשותף הכללי ובלוויתן בונד, ראו תקנה 29א(4) לפרק ד' בדוח התקופתי לשנת 2020.

(ב) לפרטים אודות התקשרות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, בדרך של מימוש אופציה לתקופת גילוי מוארכת (Run Off), ראו תקנה 22(יא) לפרק ד' בדוח התקופתי לשנת 2020.

(ג) לפרטים אודות התקשרות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, לתקופה של שנה החל מיום 1.7.2023, ראו תקנה 29א(4)(ג) לפרק ד' בדוח התקופתי לשנת 2023, כפי שפורסם

ביום 19.3.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-027798).

(ד) ביום 24.6.2024 אישרו ועדת התגמול והדירקטוריון, בהתאם להמלצת יועץ הביטוח של השותפות, את התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, המכסה את נושאי המשרה בשותף הכללי, בשותפות ובחברות הבנות שלה, לרבות מנכ"ל השותפות, לתקופה של 17 חודשים החל מיום 1.7.2024, בגבול אחריות כולל של 270 מיליון דולר למקרה ובסך הכל לתקופת הביטוח, והכל בתנאים העומדים במדיניות התגמול, כמפורט בתקנה 21(ב)(1) לעיל. לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 24.6.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-063934), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ה) ביום 25.9.2024 אישרו ועדת התגמול והדירקטוריון הענקת כתבי התחייבות לפטור ושיפוי לדירקטורים ה"ה יורם כהן ויאיר נוימן, וכן את הכללתם של הדירקטורים כאמור בפוליסה לביטוח אחריות של נושאי המשרה של השותף הכללי ושל השותפות, כפי שתהיה מעת לעת.

כמו כן, באותו מועד אשררו ועדת התגמול והדירקטוריון הענקת כתבי התחייבות לפטור ושיפוי ליתר הדירקטורים ונושאי המשרה בשותף הכללי ובשותפות, כדלקמן: הדירקטורים ה"ה גבי לסט, עידן ולס, ליאורה כרט לוי, תמיר פוליקר, עמוס ירון, יעקב זק ואפרים צדקה, ונושאי המשרה ה"ה שרי זינגר קאופמן, צחי חבושה, רונן אדוארד, צבי קרץ, נדב פרי, סער פרג וטל לוי, וכן את הכללתם של הדירקטורים ונושאי המשרה כאמור בפוליסה לביטוח אחריות של נושאי המשרה של השותף הכללי ושל השותפות, כפי שתהיה מעת לעת.

(ו) ביום 17.11.2024 אישרו ועדת התגמול והדירקטוריון הענקת כתבי התחייבות לפטור ושיפוי לדירקטור מר אלי זמיר, וכן את הכללתו של הדירקטור כאמור בפוליסה לביטוח אחריות של נושאי המשרה של השותף הכללי ושל השותפות, כפי שתהיה מעת לעת.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

על-ידי השותף הכללי, ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ

שמות החותמים ותפקידם: גבי לסט, יו"ר הדירקטוריון

יוסי אבו, מנכ"ל

תאריך: 9 במרץ, 2025



פרק ה'

דוח בדבר אפקטיביות
הבקרה הפנימית על הדיווח
הכספי ועל הגילוי

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

דוח שנתי לשנת 2024 בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי לפי תקנה 9ב(א) לתקנות נירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970:

הנהלת ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות"), בפיקוח דירקטוריון ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ, השותף הכללי בשותפות (להלן: "השותף הכללי"), אחראית לקביעתה והתקיימותה של בקרה פנימית נאותה על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות.

לעניין זה, חברי ההנהלה הם:

1. גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי;
2. יוסי אבו, מנכ"ל השותפות;
3. צחי חבושה, סמנכ"ל כספים ומנהל סיכונים שוק בשותפות.

בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי כוללת בקרות ונהלים הקיימים בשותפות, אשר תוכננו בידי המנהל הכללי ונושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או תחת פיקוחם, או בידי מי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, בפיקוח דירקטוריון השותף הכללי, אשר נועדו לספק מידה סבירה של ביטחון בהתייחס למהימנות הדיווח הכספי ולהכנת הדוחות בהתאם להוראות הדין, ולהבטיח כי מידע שהשותפות נדרשת לגלות בדוחות שהיא מפרסמת על-פי הוראות הדין נאסף, מעובד, מסוכם ומדווח במועד ובמתכונת הקבועים בדין.

הבקרה הפנימית כוללת, בין השאר, בקרות ונהלים שתוכננו להבטיח כי מידע שהשותפות נדרשת לגלותו כאמור, נצבר ומועבר להנהלת השותפות, לרבות למנהל הכללי ולנושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או למי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, וזאת כדי לאפשר קבלת החלטות במועד המתאים, בהתייחס לדרישת הגילוי.

בשל המגבלות המבניות שלה, בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי אינה מיועדת לספק ביטחון מוחלט שהצגה מוטעית או השמטת מידע בדוחות תימנע או תתגלה.

הנהלת השותפות, בפיקוח דירקטוריון השותף הכללי, ביצעה בדיקה והערכה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות והאפקטיביות שלה.

הערכת אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי והגילוי שביצעה הנהלת השותפות בפיקוח דירקטוריון השותף הכללי כללה: בקרות ברמת הארגון, לרבות בקרות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקרות כלליות על מערכות מידע, בקרות על תהליך ההתחשבות מול מפעילי העסקאות המשותפות, ובקרות על תהליך ניהול מזומנים, לרבות השקעות ותהליך גיוס וניהול אגרות חוב והלוואות.

בהתבסס על הערכת האפקטיביות שביצעה הנהלת השותפות בפיקוח דירקטוריון השותף הכללי, כמפורט לעיל, דירקטוריון השותף הכללי והנהלת השותפות הגיעו למסקנה, כי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות ליום 31 בדצמבר, 2024 היא אפקטיבית.

הצהרת מנהל כללי לפי תקנה 9ב(ד)1:

הצהרת מנהלים הצהרת מנהל כללי

אני, יוסי אבו, מצהיר כי:

- (1) בחנתי את הדוח התקופתי של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2024 (להלן: "הדוחות");
 - (2) לפי ידיעתי, הדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות;
 - (3) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של השותפות לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות;
 - (4) גיליתי לרואי החשבון המבקרים של השותפות, לדירקטוריון ולוועדות הביקורת והדוחות הכספיים של השותף הכללי בשותפות, בהתבסס על הערכתי העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי:
- א. את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על יכולתה של השותפות לאסוף, לעבד, לסכם או לדווח על מידע כספי באופן שיש בו להטיל ספק במהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין; וכן -
- ב. כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישורין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;
- (5) אני, לבד או יחד עם אחרים בשותפות:
- א. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לשותפות, לרבות חברות מאוחדות שלה כהגדרתן בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010, מובא לידיעתי על-ידי אחרים בשותפות ובחברות המאוחדות, בפרט במהלך תקופת ההכנה של הדוחות; וכן -
- ב. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח באופן סביר את מהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, לרבות בהתאם לכללי חשבונאות מקובלים;
- ג. הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, והצגתי בדוח זה את מסקנות דירקטוריון השותף הכללי בשותפות והנהלת השותפות לגבי האפקטיביות של הבקרה הפנימית כאמור למועד הדוחות.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על-פי כל דין.

	מנכ"ל	יוסי אבו	9 במרץ, 2025
חתימה	תפקיד	שם מלא	תאריך

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים לפי תקנה 9ב(ד)(2):

הצהרת מנהלים

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים

אני, צחי חבושה, מצהיר כי:

- (1) בחנתי את הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2024 (להלן: "הדוחות");
- (2) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים והמידע הכספי האחר הכלול בדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות;
- (3) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של השותפות לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות;
- (4) גיליתי לרואי החשבון המבקרים של השותפות, לדירקטוריון ולוועדות הביקורת והדוחות הכספיים של השותף הכללי בשותפות, בהתבסס על הערכתי העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי:
 - א. את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות, העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על יכולתה של השותפות לאסוף, לעבד, לסכם או לדווח על מידע כספי באופן שיש בו להטיל ספק במהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין; וכן -
 - ב. כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;
- (5) אני, לבד או יחד עם אחרים בשותפות:
 - א. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לשותפות, לרבות חברות מאוחדות שלה כהגדרתן בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010, ככל שהוא רלוונטי לדוחות הכספיים ולמידע כספי אחר הכלול בדוחות, מובא לידיעתי על-ידי אחרים בשותפות ובחברות המאוחדות, בפרט במהלך תקופת ההכנה של הדוחות; וכן -
 - ב. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחנו, המיועדים להבטיח באופן סביר את מהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, לרבות בהתאם לכללי חשבונאות מקובלים;
 - ג. הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות למועד הדוחות; מסקנותיי לגבי הערכתי כאמור הובאו לפני דירקטוריון השותף הכללי בשותפות והנהלת השותפות ומשולבות בדוח זה.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על-פי כל דין.

9 במרץ, 2025	צחי חבושה, רו"ח	סמנכ"ל כספים	
תאריך	שם מלא	תפקיד	חתימה



הערכת שווי





GIZA SINGER EVEN

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

הערכת שווי תמלוגים

**ממכירת חזקות I/16 "תנין" ו-I/17
"כריש"**

מרץ 2025

גיזה זינגר אבן בע"מ

מגדל אביב, ז'בוטינסקי 7 רמת-גן 5252007 טל 03-5213000

www.gse.co.il



GIZA SINGER EVEN

תוכן עניינים

3	1. מבוא והגבלת אחריות
5	2. תמצית מנהלים
7	3. תיאור עסקת מכירת הזכויות בחזקות כריש ותנן
9	4. תיאור הסביבה העסקית
34	5. הערכת שווי תמלוגים
42	נספח א' - תחזית תזרימי מזומנים
44	נספח ב' - הגדרות



1. מבוא והגבלת אחריות

1.1 כללי

עבודה זו (להלן: "העבודה" ו/או "הערכת השווי") הוכנה על ידי גיזה זינגר אבן ייעוץ כלכלי ומימוני בע"מ (להלן: "ג'י.אס.איי") לצורך הערכת שווי התמלוגים להם זכאית השותפות המוגבלת ניו-מד אנרג'י¹ (להלן: "ניו-מד אנרג'י" ו/או "השותפות") בגין מכירת זכויותיה בחזקות I/16 "תנין" ו-I/17 "כריש" (להלן: "תמלוגי תנין" ו-"תמלוגי כריש", בהתאמה, ולהלן יחד: "התמלוגים") ליום 31 בדצמבר 2024 (להלן "מועד הערכת השווי"). ידוע לנו כי העבודה מיועדת לשמש את ניו-מד אנרג'י, בין היתר, לצרכי דו"חות כספיים תקופתיים, ועל כן אנו מסכימים שהעבודה תאוזכר ו/או תיכלל בכל דו"ח שתפרסם השותפות ובעלי העניין בה, בהתאם לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ותקנותיו.

לצורך הכנת העבודה, התבססנו, בין היתר, על מצגים, תחזיות והסברים (להלן: "המידע") שקיבלנו מהשותפות ו/או ממי מטעמה. ג'י.אס.איי מניחה שמידע זה הוא מהימן ואינה מבצעת בדיקה עצמאית של המידע. כמו כן, לא בא לידיעתנו דבר העלול להצביע על חוסר סבירותו. המידע לא נבדק באופן בלתי תלוי, ולפיכך העבודה המוגשת לכם אינה מהווה אימות לנכונותו, לשלמותו ולדיוקו של מידע זה. הערכה כלכלית אמורה לשקף בצורה סבירה והוגנת מצב נתון בזמן מסוים, על בסיס נתונים ידועים ותוך התייחסות להנחות יסוד ותחזיות שנאמדו.

הערכת שווי זאת כוללת תיאור של המתודולוגיה ועיקרי ההנחות והניתוחים, אשר שימשו לקביעת השווי ההוגן של התמלוגים להם זכאית השותפות. עם זאת, התיאור אינו מתיימר להיות תיאור מלא ומפורט של כל הנהלים אשר יישמנו במהלך גיבוש הערכת השווי.

עבודה זו אינה מהווה בדיקת נאותות ואינה באה במקומה. כמו כן, העבודה איננה מיועדת לקבוע את שווי התמלוגים עבור משקיע ספציפי ואין בה משום ייעוץ או חוות דעת משפטית.

העבודה אינה כוללת ביקורת חשבונאית לגבי ההתאמה לכללי החשבונאות. גיזה זינגר אבן ייעוץ כלכלי ומימוני אינה אחראית לאופן ההצגה החשבונאית של הדו"חות הכספיים של השותפות לרבות דיוק ושלמות הנתונים והשלכות של אותה הצגה חשבונאית במידה וקיימות.

היה והמידע והנתונים, עליהם הסתמכה ג'י.אס.איי אינם שלמים, מדויקים או מהימנים, תוצאות עבודה זו עלולות להשתנות. אנו שומרים לעצמנו את הזכות לשוב ולעדכן את העבודה לאור נתונים חדשים שלא הובאו בפנינו. למען הסר ספק, עבודה זו תקפה למועד חתימתה בלבד.

יודגש כי המידע המפורט בעבודה זו, לרבות ביחס לתחזיות ולתנאים המסחריים העיקריים בהסכם המכירה של המאגרים, להיקף הכספי הכולל שלו, לזכויות המועברות מכוחו ולתמלוגים המוסכמים בו, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח – 1968, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר. המידע האמור עשוי להתממש באופן שונה מהותית וזאת עקב גורמים שונים לרבות עיכובים בלוחות הזמנים לפיתוח המאגרים ועוד.

¹ ביום 17 במאי 2017 התמזגה ניו-מד אנרג'י עם השותפות אבנר חיפוישי נפט – שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר") וכתוצאה מכך נמחקה שותפות אבנר ללא פירוק.



GIZA SINGER EVEN

אנו מאשרים בזה כי אין לנו עניין אישי ו/או תלות בשותפות ו/או בשותף הכללי בשותפות, למעט העובדה שאנו מקבלים שכר טרחה עבור עבודה זו. כמו כן, הרינו לאשר כי שכר טרחתנו אינו מותנה בתוצאות העבודה.

גיי.אס.אי וכל חברה הנשלטת על ידה במישרין ו/או בעקיפין וכן כל בעל שליטה, נושא משרה ועובד במי מהן, אינם אחראיים לכל נזק, אובדן הפסד או הוצאה מכל סוג שהוא, לרבות ישיר ו/או עקיף שייגרמו למי שמסתמך על האמור בעבודה זו כולה או חלקה.

1.2. מקורות מידע

מקורות המידע העיקריים ששימשו בהכנת הערכת השווי מפורטים להלן:

- מידע לגבי תנאי העסקה למכירת זכויות השותפות בחזקות I/16 "תנין" ו-I/17 "כריש" (להלן: "החזקות").
- דיווחים ופרסומים של Energean plc² (החברה האם של Energean Israel Limited³), לרבות דו"ח עתודות ומשאבים ליום 31 בדצמבר 2023 שהוכן ע"י DeGolyer and MacNaughton ופורסם ביום 21 במרץ 2024 (להלן: "דו"ח D&M CPR").
- דיווחים מיידים של חברות בורסאיות ומידע פומבי המתפרסם באתרי אינטרנט (לרבות אתר האינטרנט של אנרג'יאן), כתבות בעיתונות או מקורות פומביים אחרים.
- מקורות פנימיים ובסיסי נתונים של גיי.אס.אי.
- פגישות ו/או שיחות טלפון עם בעלי תפקידים בשותפות.

1.3. פרטי החברה המעריכה

גיי.אס.אי הינה חברה בת של חברת גיזה זינגר אבן בע"מ, אשר הינה פירמת ייעוץ פיננסי ובנקאות להשקעות מובילה בישראל. לפירמה ניסיון עשיר בליווי החברות הגדולות, ההפרטות הבולטות והעסקאות החשובות במשק הישראלי, אותו צברה במהלך שלושים שנות פעילותה. גיזה זינגר אבן פועלת בשלושה תחומים, באמצעות חטיבות עסקיות עצמאיות ובלתי תלויות: ייעוץ כלכלי; בנקאות להשקעות; מחקר אנליטי וממשל תאגידי.

העבודה בוצעה על ידי צוות בראשות גדי בארי, מנהל המחלקה הכלכלית ותחום מימון תאגידי ושותף בכיר בגיזה זינגר אבן. גדי בארי הינו מומחה ובעל ניסיון עשיר בתחומי מימון תאגידי וייעוץ פיננסי ומימוני. בעל תואר ראשון בכלכלה ותואר שני במנהל עסקים מאוניברסיטת ת"א.

בברכה,

גיזה זינגר אבן יעוץ כלכלי ומימוני בע"מ

גיזה זינגר אבן ייעוץ כלכלי ומימוני בע"מ

9 במרץ, 2025

² לשעבר Energean Oil & Gas plc
³ לשעבר Ocean Energean Oil and Gas Ltd



2. תמצית מנהלים

2.1. רקע

ניו-מד אנרג'י הינה שותפות מוגבלת (כמשמעותה בפקודת השותפויות) הרשומה למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב. השותפות עוסקת בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל, בקפריסין, בבולגריה ומרוקו, וכן בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות.

במהלך השנים 2012 ו-2013 דיווחה השותפות לבורסה כי מאגרי הגז כריש ותנין מהווים תגליות גז טבעי.

בעקבות החלטת ממשלת ישראל על מתווה להגדלת כמות הגז הטבעי המופקת משדה הגז הטבעי תמר ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי לווייתן, כריש ותנין ושדות גז טבעי נוספים (להלן: "מתווה הגז"), נדרשו ניו-מד אנרג'י ואבנר (להלן ביחד: "השותפויות"), ו-Chevron Mediterranean Ltd⁴ (להלן: "שברון"), בין היתר, למכור את אחזקותיהן בחזקות בתוך 14 חודשים מיום החתימה על החלטות הפטור הקשורות למתווה הגז (17.12.2015) בכדי לעמוד בתנאים אשר יזכו אותן בפטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח-1988 (להלן: "חוק ההגבלים העסקיים"). החל מיום 01.01.2025 פטור זה פקע.

ביום 16 באוגוסט 2016, נחתם הסכם בין השותפויות לבין אנרג'יאן ישראל לימיטד (להלן: "אנרג'יאן") למכירת כלל זכויות השותפויות בחזקות. חלק השותפות בעסקה עמד על סך של כ-148.5 מיליון דולר, מתוכו כ-40 מיליון דולר אשר שולמו במועד השלמת העסקה, ו-108.5 מיליון דולר אשר שולמו בפריסה של 10 תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם (להלן: "רכיב החוב"). נכון למועד הערכת השווי, רכיב החוב שולם במלואו.

בנוסף השותפות זכאית לתמלוגים מההכנסות אשר יתהוו לרוכשת ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, בשיעורים כדלהלן: כ-5.12% לפני תשלום היטל רווחי נפט מהחזקות ולפני מועד החזר ההשקעה (כהגדרתם בפרסומי השותפות), כ-2.47% לפני תשלום ההיטל רווחי נפט מהחזקות ולאחר מועד החזר ההשקעה וכ-3.22% עם תחילת תשלום ההיטל רווחי נפט ולאחר מועד החזר ההשקעה.

⁴ נכון ליום ההחלטה, ניו-מד אנרג'י ואבנר החזיקו יחד ב-52.941% מהמאגרים (בחלקים שווים) ו-Chevron Mediterranean Ltd החזיקה 47.059% מהמאגרים.



להלן פירוט כמויות הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) במאגרי כריש ותנין (100%) כפי שפורסמו בדו"ח D&M CPR⁵ ליום 31 בדצמבר 2023 :

עתודות ומשאבים		מאגר
נוזלים פחממניים (MMBBL)	גז טבעי (BCM)	
2P	2P	
53.2	33.4	כריש
40.7	37.0	כריש צפון
4.4	25.9	תנין
98.3	96.3	סה"כ

2.2. תוצאת הערכת השווי

שווי התמלוגים בעסקת המכירה של חזקות כריש ותנין נאמד באמצעות שיטת היוון תזרימי המזומנים החופשי, תוך התאמת שיעור ההיוון לשיעור ההון המשוקלל (WACC) של אנרגיאן כמפורט להלן בסעיף 5.2.8. בהתאם להנחות המפורטות בגוף העבודה, סך שווי התמלוגים ליום 31 בדצמבר 2024 נאמד בכ-278.0 מיליון דולר. (שווי תמלוגי כריש (כולל כריש צפון) ותמלוגי תנין, נאמדו בכ-227.2 מיליון דולר וכ-50.8 מיליון דולר, בהתאמה).

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים במחירי הגז הטבעי (במיליוני דולר ארה"ב):

שינוי בוקטור מחירי גז טבעי (דולר ארה"ב ל - MMBTU)								שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
1.50	1.00	0.50	-	-0.50	-1.00	-1.50		
259.4	239.1	226.9	253.4	237.0	219.3	203.0	+250 bp	
270.0	248.9	236.1	262.7	245.6	227.5	210.6	+150 bp	
281.5	259.5	246.1	272.7	255.0	236.4	218.9	+50 bp	
287.6	265.2	251.5	278.0	260.0	241.1	223.4	-	
293.9	271.0	257.0	283.6	265.2	246.0	228.0	-50 bp	
307.6	283.6	268.9	295.4	276.3	256.5	237.8	-150 bp	
322.4	297.4	281.9	308.4	288.4	268.0	248.5	-250 bp	

⁵ <https://www.energean.com/media/5770/energean-israel-cpr.pdf>



3. תיאור עסקת מכירת הזכויות בחזקות כריש ותנין

3.1. תיאור השותפות

ניו-מד אנרג'י הינה שותפות מוגבלת ציבורית (כמשמעותה בפקודת השותפויות) הרשומה למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב. מאז הקמתה, עוסקת השותפות בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ומכירה של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל, במצרים, בירדן, בקפריסין, בבולגריה ובמרוקו וכן בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות.

3.2. הזכויות הנמכרות

ביום 7 בפברואר 2012 וביום 22 במאי 2013 השותפויות דיווחו לבורסה כי בקידוחי תנין-1 וכריש-1 בשטחי רישיונות החיפוש אלון A ואלון C, בהתאמה, נתגלו כמויות משמעותיות של גז טבעי. בדצמבר 2015 העניק הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה לבעלי הזכויות ברישיונות החיפוש, ניו-מד אנרג'י (26.4705%), אבנר (26.4705%) ושברון (47.059%), את שטרי החזקות "תנין" ו"כריש" בהתאמה. יצויין כי בחודש מאי 2017 התמזגה אבנר עם ולתוך ניו-מד אנרג'י וכתוצאה מכך נמחקה אבנר, ללא פירוק.

ביום 16 באוגוסט 2015 התקבלה החלטת ממשלה בדבר מתווה להסדרת משק הגז הטבעי בישראל לרבות בקשר לזכויות השותפות במאגרי הגז הטבעי "תמר", "לויתן", "כריש" ו-"תנין". במסגרת המתווה ניתנו לתאגדי הגז והנפט הפועלים בשוק הגז בישראל, ובהן השותפויות, פטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים בהינתן עמידה במספר תנאים, ביניהם, מכירת חזקות כריש ותנין בתוך 14 חודשים.

ביום 14 בנובמבר 2015 הודיעו השותפויות כי הן רכשו בחלקים שווים מחברת שברון את הזכות למכור את חלקה של שברון בחזקות כריש ותנין בתמורה לסכום כולל של כ-67 מיליון דולר. על פי ההסכם בין השותפויות לבין שברון, האחרונה לא תהיה זכאית לכל תמורה נוספת בגין מכירת הזכויות לצד שלישי.

ביום 17 בדצמבר 2015 חתם ראש הממשלה דאז (בשבתו כשר הכלכלה) על מספר הוראות פטור מחוק ההגבלים העסקיים, שעליהם הוחלט במסגרת החלטת הממשלה על מתווה הגז.

ביום 16 באוגוסט 2016, נחתם הסכם למכירת כלל הזכויות בחזקות בין השותפויות לבין חברת Energean Israel Ltd. (לשעבר Ocean Energean Oil and Gas Ltd.), חברה רשומה בקפריסין אשר הינה חברה בת של Energean Plc. עיקר פעילותה של הרוכשת הינו חיפוש, פיתוח והפקה של מאגרי גז ונפט ביוון ובמדינות נוספות באזור הבלקן והמזרח התיכון.

ביום 27 בדצמבר 2016 פרסמו השותפויות כי התקיימו התנאים המתלים להשלמת העסקה. ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפויות על קבלת החלטת השקעה לפיתוח מאגר כריש. כמו כן, ביום 14 בינואר 2021, דיווחה אנרג'יאן על קבלת החלטת השקעה סופית (FID) במאגר "כריש צפון".

ביום 25 באוקטובר 2022 אישר משרד האנרגיה לאנרג'יאן את תחילת הפקת הגז ממאגר כריש ולמחרת דיווחה אנרג'יאן על הפקת גז ראשון מהמאגר.



GIZA SINGER EVEN

בנובמבר 2022 העבירה אנרגי'אן לשותפות תשלום ראשון בגין תמלוגי על מהכנסותיה ממאגר כריש.

3.3. התמורה

להלן תיאור מרכיבי התמורה בהסכם הרכישה:

א. הרוכשת תרכוש מהשותפויות את כלל זכויותיהן ואת זכויות שברון בחזקות (להלן: "הזכויות הנמכרות").

ב. בתמורה לזכויות הנמכרות הרוכשת תשלם לשותפויות סך של כ-148.5 מיליון דולר אשר יתקבלו באופן הבא:

- i. תשלום במזומן של 40 מיליון דולר, אשר שולם לשותפויות במועד השלמת העסקה;
- ii. יתרת התמורה, בסכום של 108.5 מיליון דולר, תשולם לשותפויות בפריסה של 10 תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. תשלומים אלה ישולמו מיד לאחר המועד בו תתקבל החלטת השקעה סופית (FID) בקשר עם פיתוח החזקות, או במועד בו סך ההוצאות של הרוכשת בקשר עם פיתוח החזקות יעלה על 150 מיליון דולר, המוקדם מבין השניים⁶; יצוין כי נכון למועד פרסום הדו"ח תשלומים אלו שולמו במלואם.
- iii. הרוכשת תעביר לשותפויות תמלוגים בגין גז טבעי וקונדנסט אשר יופקו מהחזקות בשיעור של 7.5% לפני תשלום היטל רווחי נפט מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן: "ההיטל") ו-8.25% לאחר תחילת תשלום ההיטל, וזאת בניכוי שיעור התמלוגים הקיימים⁷ בהם נשאו לשותפויות ביחס לחלקן המקורי בחזקות. שיעורים אלה הם במונחי 'פי באר' כאשר שיעור התשלום האפקטיבי צפוי להיות מותאם למונחי מכירת ההידרוקרבונים בכניסה לרשת ההולכה הישראלית.

⁶ ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרגי'אן לשותפויות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש ומחודש מרץ 2018 החלה אנרגי'אן בביצוע התשלומים השנתיים כאמור. להרחבה ראה ס' 4.6.2.

⁷ כהגדרתם בדיווחים של ניו-מד אנרג'י ואבנר לבורסה לניירות ערך בתל אביב ביום 25 בדצמבר 2016.



4. תיאור הסביבה העסקית

4.1. כללי

פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה של משאבי טבע בישראל כפופה למתן אישורים בהתאם לחוק הנפט התשי"ב-1952 (להלן: "חוק הנפט") אשר מסדיר את הרגולציה בתחום ומגדיר את סוגי האישורים הניתנים לתאי שטח מוגדרים וכפופים לאישור תוכנית עבודה לביצוע פעולות חיפוש והפקה.

ענף הגז הטבעי בישראל החל להתפתח עם תגליות מאגרי הגז הטבעי נועה ומרי B בשנים 1999 ו-2000, בהתאמה. תגליות אלו אפשרו לחברות במשק ובראשן חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חח"י"), לעבור לשימוש נרחב יותר בגז טבעי חלף השימוש בדלקים מזהמים ויקרים יותר כדוגמת פחם, סולר ומזוט. התפתחות הענף הואצה עם גילוי המאגרים תמר ולוויתן בשנים 2009 ו-2010, בהתאמה. תגליות אלו משפיעות באופן מהותי על עצמאותה האנרגטית של ישראל, על פיתוח והרחבת השימושים בגז טבעי במשק הישראלי ומעמדה האזורי.

בעקבות התפתחות הענף, משק הגז הטבעי בישראל עובר שינויים משמעותיים הכוללים, בין היתר, שינויים רגולטורים, כלכליים וסביבתיים. תוך שנים ספורות הפך הגז הטבעי במשק הישראלי למרכיב המרכזי בסל הדלקים לייצור חשמל וכן למקור אנרגיה משמעותי לתעשייה בישראל. במשאבי הגז הטבעי שהתגלו בישראל, יש כדי לספק את כל צרכי הגז של המשק המקומי במהלך העשורים הבאים ואת מרבית צרכי האנרגיה שלה, ובכך להקטין בצורה משמעותית את התלות של מדינת ישראל במקורות אנרגיה זרים.

הכדאיות הכלכלית של השקעות בחיפוש ופיתוח מאגרי גז טבעי מושפעת, במידה רבה, ממחירי הנפט והגז בעולם, מהביקוש לגז טבעי בשוק המקומי, האזורי והעולמי, ומיכולת הייצוא של גז טבעי המחייבת, בין היתר, גילוי של משאבי גז בהיקפים ניכרים והתקשרויות בהסכמים ארוכי טווח למכירת גז טבעי בכמות משמעותית, אשר תצדיק את העלות הגבוהה בהקמת תשתיות אלו.

לשימוש בגז טבעי ישנן תועלות רבות למשק הישראלי, ביניהן:

- **חיסכון בעלויות האנרגיה בתעשייה ובייצור חשמל** – מחירו הנמוך של הגז הטבעי ביחס לדלקים חלופיים הנפוצים כיום כדוגמת מזוט וסולר, מוביל לחיסכון משמעותי בעלויות הייצור ועקב כך גם לירידה במחירי מוצרים סופיים, שעיקר עלויות הייצור שלהם הן עלויות החשמל. רוב תחנות הכוח אשר הוקמו בשנים האחרונות בארץ מייצרות חשמל באמצעות טורבינות המופעלות על-ידי בעירת גז טבעי ומתאפיינות בעלויות הקמה נמוכות⁸, זמן הקמה קצר יותר, חיסכון בשטחי קרקע⁹ ויתרונות תפעוליים רבים. נוסף למחיר הנמוך יחסית, תחנות כוח המופעלות על-ידי גז טבעי יעילות יותר מאלו הפועלות על-ידי דלקים אחרים, ולכן תחנות כוח ומפעלים פועלים ברמת נצילות אנרגטית גבוהה המתבטאת גם היא בסופו של דבר בחיסכון

⁸ כמחצית מעלות תחנת כוח פחמית, כשליש מעלות תחנת כוח גרעינית וכ-15% מתחנה המונעת באנרגיית רוח.
⁹ הגז הטבעי מובל באמצעות צינור תת-קרקעי ובניגוד לדלקים אחרים, אינו מצריך שטחי אחסון. כמו כן, תחנות הייצור המבוססות על גז טבעי נדרשות לשטח קטן באופן ניכר מאלו המבוססות על פחם או על אנרגיה סולרית.



GIZA SINGER EVEN

בעלויות¹⁰. על פי הערכות רשות הגז הטבעי לשנת 2023¹¹, עיקר הביקוש המקומי לגז טבעי נבע מסקטור החשמל אשר צריכתו הכוללת הסתכמה בשנת 2023 לכ- BCM 10.4 המהווה כ-80% מהביקוש לגז טבעי. יתרת הביקוש לגז טבעי מיוחסת לסקטור התעשייה, אשר צריכתו הכוללת בשנת 2023 הסתכמה לכ- BCM 2.7.

- **אנרגיה נקיה** – החומרים העיקריים הנפלטם מבעירת גז טבעי הם פחמן דו-חמצני ואדי מים. פחם ונפט הינם דלקים מורכבים יותר, בין היתר, בשל היותם בעלי יחסי פחמן גבוהים יותר ומרכיבי חנקן וגופרית. בשל כך, במהלך בעירתם משתחררים מזהמים רבים יותר, כולל חלקיקי אפר של חומרים, שאינם נשרפים וכתוצאה מכך נפלטם לאטמוספירה ומוסיפים לזיהום האוויר. בעירת הגז הטבעי לעומת זאת, משחררת כמות מועטה יחסית של מזהמים, ולכן השימוש בו מצמצם את זיהום האוויר. בהקשר זה יצוין כי הודות להסבת מרבית ייצור החשמל בישראל לשימוש בגז טבעי על פני פחם, מזוט וסולר צומצמו בעשרות אחוזים רמות זיהום האוויר הנגרמות כתוצאה מייצור חשמל בישראל.
- **אי-תלות אנרגטית** – מאפייניה הגיאופוליטיים של ישראל הופכים אותה לאי אנרגטי, עם יכולת מוגבלת לייבוא דלקים ממדינות שכנות, דבר שאילץ אותה להסתמך במשך שנים על ייבוא דלקים יקרים מאירופה. בידודה האנרגטי של ישראל נחלש מעט בין השנים 2008-2012 עם תחילת ייבוא הגז הטבעי ממצרים, אולם קטיעת האספקה הפתאומית המחישה את החשיבות של פיתוח מקורות אנרגיה מקומיים. פיתוח משק הגז הטבעי הישראלי מספק לתעשייה הישראלית בטחון אנרגטי לטווח הארוך, ויפחית את תלותה במחירי האנרגיה הבינלאומיים.
- **הגז הטבעי כמקור הכנסה ממשלתי באמצעות מיסוי** – תעשיית הגז הטבעי הישראלית מטיבה וצפויה להמשיך להיטיב עם הכלכלה המקומית באופן ישיר באמצעות הכנסות ממשלתיות ממיסוי החברות ומהמע"מ מהמכירות לצרכן הסופי. יתרה מזאת, במשק הישראלי ישנן כמה מערכות מיסוי ייחודיות החלות על תחום הגז הטבעי, וזאת מעבר להיות הגז הטבעי, בדומה לכל מוצרי הדלק האחרים, כפוף למס הבלוי¹². בנוסף, לפי חוק הנפט, המדינה גובה תמלוגים בשיעור של עד 12.5% משווי השוק של הגז הטבעי בפי הבאר. זאת ועוד, בעקבות מסקנות ועדת שְׁשִׁינסקי המדינה זכאית לתקבולי היטל רווחי נפט וגז בשיעור של עד כ-47% (הנגזר, בין היתר, משיעור מס החברות) מתקבולי בעלי זכויות הנפט בניכוי תמלוגים, עלויות הפעלה ועלויות פיתוח.
- **שדרוג מעמדה הגאו-אסטרטגי של ישראל** – הודות לפיתוח מאגרי הגז בתחומי המים הכלכליים של ישראל עומדים לרשות המדינה משאבי גז בהיקף העולה על הצרכים הקיימים והצפויים במשק המקומי. לאור זאת, ובהמשך להחלטת הממשלה 442 מיום 23 ביוני 2013 בעניין מדיניות ייצוא הגז הטבעי, מתקיים ייצוא של כמויות מסחריות של גז טבעי מישראל

¹⁰ תחנת כוח בעלת מחזור משולב של טורבינות גז וקיטור מתאפיינת בניצולת של 55%, ערך גבוה משמעותית מזה של תחנות המופעלות על-ידי דלקים אחרים. תחנות קוגנרציה המנצלות את האנרגיה התרמית המופקת בתהליך הייצור מגיעות לרמת ניצולת של כ-80%.

¹¹ [סקירת ההתפתחויות במשק הגז הטבעי, סיכום לשנת 2023 – רשות הגז הטבעי](#)

¹² למעט סקטורי החשמל והתעשייה בהם הצרכנים לא משלמים מס בלו בגין הגז.



למדינות האזור. במסגרת זו, החל בשנת 2017 ייצוא ממאגר תמר אל מפעלי התעשייה הממוקמים בצדו הירדני של ים המלח והחל משנת 2020 עם תחילת ההפקה ממאגר לויתן מיוצאות כמויות משמעותיות ביותר של גז טבעי לירדן ולמצרים.¹³

4.1.1.1. מלחמת "חרבות ברזל"

ביום 7 באוקטובר 2023, פתח ארגון הטרור "חמאס" במתקפה רצחנית על ישראל, בדגש על יישובים ובסיסים צבאיים בדרום מדינת ישראל. בעקבות המתקפה, הכריזה ממשלת ישראל על מלחמת "חרבות ברזל" כנגד ארגון הטרור כאמור (להלן: "המלחמה").

מאז פתיחת המלחמה, צה"ל גם בעימותים מתמשכים מול ארגון הטרור חיזבאללה לאורך הגבול הצפוני של מדינת ישראל ודרום לבנון. בעקבות העימותים, מתחילת המלחמה אזור צפון ישראל סובל ממתקפות של רקטות, כטב"מים ובסמיכות לגבול גם טילי נ"ט.

נכון למועד הערכת השווי, נמצאת המלחמה בעיצומה, ולא ניתן לצפות כמה זמן היא תימשך ומה יהיו השלכותיה על השותפות, עסקיה ונכסיה.

סמוך לאחר פרוץ המלחמה הופסקה הפקת הגז הטבעי ממאגר תמר בהתאם להוראת הממשלה. הוראה כאמור לא ניתנה ביחס למאגרים לויתן וכריש. כתוצאה מהפסקת ההפקה ממאגר תמר כאמור, סיפקו שותפי לויתן גז טבעי גם לחלק מלקוחות של מאגר תמר במשק המקומי, ובעיקר לחברת החשמל לישראל בע"מ וכתוצאה מכך, הופחתה כמות הגז הטבעי בתקופת הסגירה המופנית לייצוא למצרים. יצוין כי ביום 9 בנובמבר 2023 הודיע משרד האנרגיה למפעילה במאגר תמר כי ניתן להפעיל מחדש את מאגר תמר. במהלך חודש אוקטובר 2024 שלחה המפעילה בפרויקט לויתן ללקוחות הודעה בדבר התרחשות אירוע "כוח עליון", אשר פוטר את השותפים בפרויקט לויתן מחובותיהם על פי הסכמי הגז בגין אי אספקת גז בשל מצב המלחמה. נכון למועד הערכת השווי, פעילות ההפקה ממאגרי לויתן, תמר וכריש נמשכת כסדרה.

במהלך השנתיים האחרונות, חברות דירוג האשראי עדכנו את דירוג האשראי של ישראל ואת תחזיות הדירוג שלהן, כשהאחרונה מביניהן הייתה החלטת S&P להוריד את דירוג האשראי מדירוג A+ לדירוג A. להלן תמצית השינויים בדירוג האשראי של מדינת ישראל בשנת 2024:

תאריך שינוי דירוג	חברת דירוג	דירוג קודם	דירוג עדכני
09/02/2024	Moody's	A1	A2
27/09/2024	Moody's	A2	Baa1
18/04/2024	S&P	AA-	A+
12/08/2024	Fitch	A+	A
01/10/2024	S&P	A+	A

¹³ להרחבה אודות ייצוא הגז מישראל ראה סי' 4.5.3.



4.2. צרכנים

משק הגז הטבעי בישראל מורכב ממספר קבוצות צרכנים הנבדלות זו מזו באופי פעילותן ובמאפייני צריכת הגז הטבעי:

- **חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חח"י)** - הינה חברה ממשלתית, המפוקחת על ידי רשות החשמל (להלן: "הרשות"), בין היתר, בהקשר לעלויות התשומות לייצור חשמל, ובפרט, עלויות גז טבעי. בשנת 2023 רכשה חח"י כ-4.73 BCM גז טבעי משותפי תמר ולוויתן וממאגר כריש, וזאת ביחס לשנת 2022, בה רכשה כ-4.82 BCM גז טבעי משותפי תמר ולוויתן, וכן ייבאה וצרכה עוד כ-0.1 BCM גז טבעי. בהקשר זה יצוין, כי על פי החלטת שר האנרגיה נדרשה חח"י, עד לסוף שנת 2022, להפסיק את ההתקשרות עם אוניית הגיזוז המשמשת לצורך קליטה וגיזוז של LNG מיובא. בהתאם לכך, ביום 8 בדצמבר 2022, סיימה חח"י את התקשרותה עם האונייה המגוזת ויתרת ה-LNG שהייתה על האונייה במועד זה, נמכרה לחברת Hadera Gateway¹⁴. בימים אלו פועלת חח"י להקמת שתי תחנות כוח נוספות, המופעלות בגז טבעי, אשר יחליפו את יחידות 1 ו-4 בתחנת הכוח אורות רבין, בהיקף כולל של כ-1,200 מגה וואט שעה. למועד דו"ח זה, פועלת אחת מתחנות הכוח בהפעלה מסחרית¹⁵, ואילו הפעלתה של התחנה השנייה (במתכונת הרצה בשלב ראשון) צפויה אף היא להתרחש בשבועות הקרובים. תחנות אלו עתידות להעלות את הביקוש לגז במשק הישראלי, במקביל להפסקת השימוש בפחם המתוכננת עד לשנת 2026. במסגרת היערכות חח"י להפסקת השימוש בפחם, פועלת חח"י להסבת 4 יחידות הייצור בתחנת רוטנברג באשקלון לעבודה בגז. עם זאת, הסבת היחידה הראשונה מבין ארבעת היחידות האמורות הושלמה והיחידה האמורה מופעלת בגז (לצרכי הרצה טרם הפעלה מסחרית) החל מיולי 2023.

ביום 9 באוגוסט, 2023 בוצעה לראשונה הדלקת אש בגז ביחידה הראשונה באתר רוטנברג כחלק מבדיקת תקינות המערכות, לקראת השלמת הסבתה לגז. עם זאת, חח"י דיווחה כי להערכתה שלב זה צפוי להתארך לאור המלחמה.

בהתאם לדוחות הכספיים של חח"י לימים 31.12.2023 ו-30.9.2024 כ-62.9% וכ-66.1% מסך ייצור החשמל של חח"י לשנת 2023 ולשלושת הרבעונים הראשונים של שנת 2024 (בהתאמה) הינו באמצעות גז טבעי.
- **יצרני חשמל פרטיים** – יצרני החשמל הפרטיים (להלן: "יח"פים") מתחלקים למספר סוגים, בהתאם לטכנולוגיות הייצור בהם משתמשים: יח"פ קונבנציונאלי, מתקני קוגנרציה, יח"פים באנרגיות מתחדשות, אגירה שאובה¹⁶, ומפעלים גדולים אשר הקימו לעצמם תחנות כוח ובגינן קיבלו רישיון ייצור עצמי. סעיף 93 לחוק משק הגז הטבעי מגדיר כי גז טבעי הנמכר ליצרן חשמל פרטי, הינו מוצר בר פיקוח במסגרת חוק הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים התשנ"ו-1996. בשנת 2023 הסתכמה צריכת הגז הטבעי של יח"פים ומתקני קוגנרציה לכ-5.6 BCM, המהווה כ-43% מסה"כ צריכת הגז הטבעי בשנה זו במשק כולו. היקף ההפקה של יצרנים אלו באמצעות

¹⁴ מקור: דו"ח כספי של חח"י לשנת 2023.

¹⁵ <https://maya.tase.co.il/he/reports/1642126>

¹⁶ בטכנולוגיה זו החשמל אינו מיוצר אלא האנרגיה נאגרת לשימוש בשעות השיא או שעות בהן לא ניתן להפיק חשמל מאנרגיות מתחדשות.



גז טבעי בשנת 2022 הסתכמה לכ-6.4 GW, המהווים כ-59% מסך ההספק שיוצר באמצעות גז טבעי.

▪ **צרכני תעשייה גדולים** – שכבת צרכנים זו מורכבת ממספר צרכנים משמעותיים, החיוניים לפיתוחו של משק הגז הישראלי. צרכנים בעלי כוח ומוניטין משמעותיים במשק הישראלי ובעלי ניסיון וידע נרחב בכל הנוגע לפעילות התעשייה הישראלית בכלל ופעילות משק הגז הטבעי בישראל בפרט. מרבית מפעלי התעשייה הגדולים במשק חתמו על הסכמים לרכישת גז טבעי במסגרת הקמת תחנות כוח פרטיות בחצר המפעל, לאספקת צרכי החשמל והחום (באמצעות הפקת קיטור מהחום השיורי של תחנות הכוח או באמצעות דודים המוסקים בגז לצורך ייצור קיטור) של המפעל, המהווה רק חלק מיכולת הייצור של תחנת הכוח, ומכירת החשמל המיוצר לצרכנים חיצוניים או לחח"י. בהתאם לכך, גם הסכמי רכישת הגז הטבעי עליהם חתמו מרבית מפעלי התעשייה הגדולים עד כה הינם בעלי מאפיינים של הסכמים עם תחנות כוח פרטיות. צריכת הגז הטבעי בסקטור התעשייה בשנת 2023 הסתכמה בכ-2.7 BCM, נתון הגדול בכ-0.1 BCM מצריכת הגז בשנת 2022.

▪ **צרכנים בינוניים וקטנים** – מגזר צרכני רשתות החלוקה הכולל בעיקר מפעלים ועסקים בינוניים וקטנים, הינו מגזר חדש יחסית במשק הגז הטבעי שהחל לחתום על הסכמי רכישה וביצוע הסבת תשתיות רק בשנים האחרונות. צרכנים אלה מאופיינים בצריכת גז בלחץ נמוך, בהיקף כמותי קטן יחסית ולא רציף על פני שעות היממה, כאשר חלקם עדיין לא מחוברים למערכות ההולכה היבשתית, או החלוקה, ובשל כך צורכים גז טבעי דחוס (Compressed Natural Gas – CNG) - פתרון זמני ולא מיטבי, שכן עלות הצריכה יכולה להגיע לפי 2 מעלות הגז טבעי המוזרם בצינור מערכת החלוקה. יצוין כי בהתאם לאסדרה שנקבעה בעניין זה, חלק מצרכנים אלו מקימים או מתעתדים להקים תחנות כוח מבוססות גז טבעי בהיקף ייצור קטן, אשר מטרתו אספקת חשמל וחום למפעל שבחצרו מוקמות תחנות אלו.

▪ **צרכנים ושווקים נוספים** – נוסף על מגזרי החשמל והתעשייה צפויים להתפתח בשנים הקרובות מספר סקטורים נוספים הצפויים להגדיל את הביקושים לגז טבעי ובכלל זה בתחום התחבורה אשר צפוי להגדיל משמעותית את היקף השימוש בגז הטבעי – זאת לאור צפי לכניסה לשוק של רכבים המונעים בחשמל וכן מהלכים לקידום שימוש בתחבורה כבדה מונעת גז טבעי דחוס ולהקמת תחנות לתדלוק בגז טבעי דחוס, וכן, מפעלים המבוססים על גז טבעי כחומר גלם. בנוסף מקדמת הממשלה מהלכים שנועדו לאפשר שילוב גז טבעי בענף הדיור לצורך מתן מענה לשימושים ביתיים שונים.

4.3. סביבה רגולטורית

הפקת גז טבעי ממאגרים במים הטריטוריאליים של מדינת ישראל ומכירתו כפופים למגבלות רגולטוריות בקשר עם כמות הגז המופקת, הגבלות על ייצוא הגז מחוץ לישראל ועוד. בנוסף הפקה ומכירה של משאבי טבע בישראל, לרבות נפט וגז טבעי כפופים למגבלות רגולטוריות נוספות כמפורט להלן:



■ **תמלוגים למדינת ישראל** – על פי חוק הנפט, בעל חזקה חייב בתמלוג בשיעור של 12.5% מכמות הגז הטבעי או הנפט שהופקה בחזקה ובעל החזקה ישלם למדינה את שווי השוק של התמלוג על פי הבאר. ביום 14.5.2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה הנחיות בדבר אופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בהתאם לסעיף 32(ב) לחוק הנפט. במסגרת הנחיות נקבע כי שווי התמלוג על פי הבאר יהיה שווה ל- 12.5% ממחיר המכירה ללקוחות בנקודת המכירה, בניכוי עלויות הכרחיות של טיפול, עיבוד והובלת הנפט, אשר הוצאו בפועל על-ידי בעל החזקה בין פי הבאר לבין נקודת המכירה. עוד נקבע בהנחיות, כי הממונה יקבע לכל בעל חזקה, מזמן לזמן, הוראות פרטניות עבור כל חזקה, בהן יפורטו ההוצאות המוכרות בניכוי, לעניין חישוב התמלוג, בהתאם למאפיינייה הפרטניים של החזקה. בהמשך לאמור, ביום 6 בספטמבר 2020 פרסם משרד האנרגיה הוראות פרטניות למאגר תמר וביום 24 ביולי 2022 פרסם משרד האנרגיה הוראות פרטניות למאגר לויתן.

שותפי תמר שילמו מקדמות על חשבון תמלוגים למדינה בשנים 2017-2018 בשיעור 11.65%, בשנים 2019-2022 שילמו שיעור של 11.3% ובשנים 2023-2024 שילמו שיעור של 11.06%. במאגר לויתן שילמו השותפים מקדמות על חשבון תמלוגים למדינת ישראל בשנים 2020-2022 בשיעור של כ-11.26% ובשנים 2023-2024 בשיעור של 11.06%.

עפ"י דו"ח על ההכנסות של מנהל אוצרות הטבע לשנת 2024 (בלתי מבוקר)¹⁷, נרשמו הכנסות של כ-2.3 מיליארד ש"ח מתמלוגי הגז הטבעי, המשקפים גידול של כ-10.9% לעומת ההכנסות בשנת 2023. העלייה בסך התמלוגים נבעה מגידול בסך כמויות ההפקה של הגז הטבעי מהמאגרים בישראל ועלייה בסך כמות ההפקה לייצוא.

בשנת 2024 הופקו ממאגרי תמר, לויתן וכריש כ-27.4 BCM (14.3 BCM לשוק המקומי ו-13.1 BCM לייצוא) לעומת כ-25.3 BCM (13.7 BCM לשוק המקומי ו-11.6 BCM לייצוא) שהופקו בשנת 2023, המהווים עליה של כ-8.3%.

שיעור העלייה בסך התמלוגים בשנת 2024 היה גבוה משיעור העלייה הכולל בהפקה בעיקר עקב עלייה בכמויות ההפקה והמכירות לייצוא.

ההפקה ממאגר כריש החלה בסוף חודש אוקטובר 2022. סך התמלוגים אשר נגבו מחזקות כריש בשנת 2024 הסתכמו בכ-507.1 מלש"ח מהפקה של כ-5.96 BCM וכ-5.35 מיליון חביות נפט¹⁸. ההכנסות מתמלוגים ממאגר כריש שמקורן בהפקת גז טבעי למשק המקומי הסתכמו בסך של כ-343 מלש"ח (כ-67.7% מסך ההפקה) ואילו שאר ההכנסות מתמלוגים מקורם בייצוא נפט.

■ **חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע** – חוק מיסוי משאבים קובע היטל על רווחי נפט וגז לפי מנגנון אשר מקשר את שיעור ההיטל ליחס בין ההכנסות המצטברות נטו לבין סך ההשקעות המצטברות נטו כפי שהוגדרו בחוק (להלן: "יחס כיסוי ההשקעות"). ההיטל המינימאלי בשיעור של 20% יגבה כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל-1.5 ויעלה בהדרגה עד לשיעור של כ-47% (תלוי בין היתר בשיעור מס החברות) כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל-2.3. ההיטל

¹⁷ דו"ח על הכנסות מינהל אוצרות טבע - אגף תמלוגים חשבונאות וכלכלה, משרד האנרגיה והתשתיות
¹⁸ יצויין כי נפח הגז שמפורסם על ידי המדינה במסגרת הדו"ח על ההכנסות של מינהל אוצרות הטבע שונה מנפח הגז שמפורסם על ידי אנרגיאן.



יחושב ויוטל על כל מאגר בנפרד. ביום 10 בנובמבר 2021, אושרה בכנסת בקריאה שנייה ושלישית הצעת חוק הקובעת בין היתר כללי תשלום ביחס לשומות המצויות במחלוקת.¹⁹

▪ **הגבלים עסקיים** – בחודש אוגוסט 2015, התקבלה החלטת ממשלה בדבר מתווה להסדרת משק הגז הטבעי בישראל לרבות בקשר לזכויות השותפות במאגרי הגז הטבעי "תמר", "לויתן", "כריש" ו-"תנין", אשר נכנסה לתוקף ביום 17 בדצמבר 2015, עם הענקת פטור ממספר הוראות של חוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988.

מתווה הגז העניק פטור לשותפות, שברון ורציו אנרגיות - שותפות מוגבלת (להלן: "רציו אנרגיות" וביחד "הצדדים") מן ההסדרים הכובלים בקשר עם מאגר לויתן. כמו כן, מתווה הגז העניק פטור ביחס לסמכויות מסוימות של הממונה (סמכות להסדיר פעולות מונופולין באמצעות הוראות, סמכות להורות לבעל מונופולין על מכירת נכס, וסמכות להורות על הפרדת מונופולין) בקשר עם היות השותפות ושרון בעלות מונופולין מכוח ההכרזה עליהן על-ידי הממונה בשנת 2012 (להלן: "הפטור")²⁰.

ביום 01/01/2025 פקע הפטור. החל ממועד זה כל הסכם לרכישת גז טבעי מן המאגרים יהא כפוף להוראות פרק ב' לחוק התחרות (לעניין הסדרים כובלים), וכן הוראות סעיף 43(א)(1), סעיף 47(א)(1) וסעיף 50א ביחס להוראות פרק ב' וסעיף 50א(1) לחוק התחרות.

▪ **סביבה רגולטורית יציבה** – במתווה המקורי התחייבה ממשלת ישראל לשמור על "יציבות רגולטורית" בהקשר של חיפוש גז טבעי והפקתו למשך תקופה של 10 שנים. במרץ 2016 פסק בג"ץ כי סוגיית היציבות הרגולטורית במתווה הגז בנוסח הקיים אינה חוקית. במאי 2016 שבה ואימצה הממשלה את החלטתה בעניין מתווה הגז, תוך קביעת הסדר חלופי בעניין "סביבה רגולטורית יציבה" לשם הבטחת סביבה רגולטורית המעודדת השקעות במגזר חיפושי הגז הטבעי והפקתו.

▪ **אסדרת מחירים** – בתקופה שבין הכניסה לתוקף של מתווה הגז, ועד למועד קיום מלוא תנאי הפטור, עם השלמת מכירת אחזקות השותפות במאגר תמר בחודש דצמבר 2021, פיקוח המחירים בענף הגז הטבעי מתוקף חוק ההגבלים הוגבל להטלת דרישות דיווח על רווחיות ומחיר הגז. בשל כך, החל מהרבעון השלישי של שנת 2016, פרסמה רשות הגז הטבעי בכל רבעון את מחיר הגז הטבעי המשוקלל ואת מחיר הגז הטבעי ליצרני חשמל פרטיים. החל מהשלמת מכירת אחזקותיה של השותפות בתמר כאמור לעיל, חדלה רשות הגז מפרסום מחירי הגז הטבעי כאמור לעיל, והשותפים במאגרי הגז אינם נדרשים עוד להציע את המחירים הללו ללקוחותיהם. עם זאת, החל מהרבעון הראשון של שנת 2023, חזרה רשות הגז לפרסם את מחיר הגז הטבעי המשוקלל במשק הישראלי, מבלי שיהיה בכך להטיל על השותפים במאגרי הגז חובה להציע מחיר זה ללקוחותיהם.

¹⁹ חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (תיקון מס' 3), התשפ"ב-2021.

<https://main.knesset.gov.il/Activity/Legislation/Laws/Pages/LawBill.aspx?t=lawsuggestionssearch&lawitemid=2155633>

²⁰ הכרזה על בעלי מונופולין לפי סעיף 26(א) לחוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח – 1988: דלק קידוחים שותפות מוגבלת יחד עם אבנר חיפושי נפט וגז שותפות מוגבלת, Noble Energy Mediterranean Ltd, ישראלקו נגב 2 שותפות מוגבלת ודור חיפושי גז שותפות מוגבלת- בעלות מונופולין באספקת גז טבעי לישראל החל מהמחצית השנייה של 2013 (13.11.2012) הגבלים עסקיים 500249.



GIZA SINGER EVEN

ביום 1 ביוני 2020 פורסמה החלטת הממונה על התחרות, לפי סעיף 14 לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988, אודות תיקון תנאי למתן פטורים מסוימים מאישור הסדרים כובלים למספר הסדרים שבין שותפי תמר ולקוחותיהם, לפיה בוטלה הדרישה לאשר מראש כל הסכם לאספקת גז מפרויקט תמר, וחלף זאת, יועברו ההסכמים למשטר הערכה עצמית, קרי נטל בחינת חוקיותם יוטל על שותפי תמר ולקוחותיהם, כאשר הממונה על התחרות תוכל לבחון את ההסכמים בדיעבד ואף לא בסמוך למועד חתימתם, ולנקוט בצעדי אכיפה ככל שיימצא שבוצעו הסדרים שפגעו בתחרות.

4.4. גורמי סיכון

פעילות החיפוש ופיתוח הממצאים של נפט וגז טבעי כרוכה בהוצאות כספיות ניכרות בתנאי חוסר ודאות וכפועל יוצא ברמת סיכון פיננסי גבוהה ביותר. להלן גורמי סיכון וחוסר ודאות בעלי השפעה מהותית על פעילות הרוכשת והתקבולים הצפויים מהם:

▪ **שינויים בתעריף ייצור החשמל, מדדי מחירים, מחירי מקורות אנרגיה חלופיים – המחירים המשולמים על ידי הצרכנים עבור הגז הטבעי נגזרים, בין היתר, מתעריף ייצור החשמל כפי שמעודכן מדי שנה ע"י הרשות, משער החליפין שקל/דולר אמריקאי, ממדד המחירים לצרכן האמריקאי וממחירי דלקים התחליפיים לגז כגון מזוט, סולר וברנט. כמו כן, שינוי משמעותי במקורות אנרגיה תחליפיים יכול להביא לידי שינוי במודל השימוש של חח"י כך שתיתן עדיפות לתחנות כוח המופעלות באמצעות מקורות אנרגיה תחליפיים לגז. ירידה בתעריפים עלולה להשפיע לרעה גם על המחירים שיתקבלו ממאגר תנן ועל הכדאיות הכלכלית לפיתוחו. עם זאת, על פי דיווחי אנרגיאן מחיר המכירה בהסכמים כולל מחיר רצפה.**

ביום 4 לספטמבר 2024, פרסמה רשות החשמל שימוע בעניין קביעת תעריף מפוקח עבור התעריפים המשלמים ליצרנים המחוברים או המשולבים במערכת ההולכה לפי סימן ג1 ו-ה1 באמות המידה. במסגרת ההסברים לשימוע מצוין כי רשות החשמל ביצעה בחינה ומצאה כי יצרני החשמל מתנהלים באופן לא תחרותי, הצעותיהם למנהל המערכת גבוהות והתשלומים אליהם בפועל אינם מבוססים על המחיר התחרותי בשוק. ביום 17/11/2024 פרסמה שיכון ובינוי אנרגיה בע"מ²¹ את אומדניה לפגיעה בתחנות הכוח אשר בבעלותה (רמת חובב וחגית מזרח) לפי השימוע וציינה כי במידה והשימוע יאושר כפי שפורסם תיפגע היכולת של תחנת חגית מזרח לעמוד באמות המידה הפיננסיות על פי הסכם המימון שלה. ביום 24/11/2024 פרסמה דליה חברות אנרגיה בע"מ (להלן – "דליה") במסגרת הדו"ח הרבעוני²² כי לא תהא השפעה מהותית על תחנת הכוח דליה (אשר רשאת לפעול במתכונת בילטראלית). אולם יש חשש כי אם השימוע יתקבל כפי שהוא תחנת הכוח אשכול לא תוכל לעמוד באמות המידה לפי הסכם המימון שלה. ביום 17 לפברואר 2025 רשות החשמל פרסמה החלטה בהמשך לשימוע, אשר הינה "רכה" יותר מן השימוע שפורסם. בעקבות כך דליה פרסמה ב-18 לפברואר 2025²³

²¹ <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1627001-1628000/P1627312-00.pdf>
²² <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1628001-1629000/P1628376-00.pdf>
²³ <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1646001-1647000/P1646639-00.pdf>



כי בהתחשב בהחלטה הסופית, היא אינה צופה השפעה מהותית על פעילותה או שקיים חשש לאי עמידה באמות מידה פיננסיות שונות.

ביום 06/11/2024 פרסמה רשות החשמל²⁴ קול קורא עבור הצעה לשינויים במבנה תעריף החשמל, וזאת לאור השינויים שחלו במשק החשמל בישראל. רשות החשמל מציעה בקול הקורא כי רכיב הייצור יפוצל למרכיב קבוע ורכיב משתנה, יגלם עלויות של פליטת גזי חממה מזהמים, עדכון תדיר יותר ואוטומטי וכן סוגיות נוספות. נכון למועד זה טרם התקבלה החלטה סופית בעניין זה.

▪ **צמיחת תחום האנרגיות המתחדשות** – בשנים האחרונות הולך וגובר חלקן של האנרגיות המתחדשות בתמהיל הדלקים לייצור חשמל בישראל. אנרגיה מתחדשת מוגדרת כאנרגיה שמקורה בניצול חום וקרינת שמש, רוח, ביו-גז וביו-מסה או מקור לא מתכלה אחר שאינו דלק פוסילי. כ-10.1% וכ-12.5% מייצור החשמל בפועל של מדינת ישראל בשנים 2022 ו-2023, בהתאמה הגיע ממקורות מתחדשים, אך מספר זה צפוי לעלות בעקבות הוספת המכסות שיזמה הממשלה במטרה לעמוד ביעדי ייצור החשמל ממקורות מתחדשים של כ-20% מסך הביקוש לאנרגיה בשנת 2025 ו-30% עד שנת 2030.²⁵ תעריפי האנרגיות המתחדשות הופחתו ע"י הרשות בהדרגה מ-2008 עקב פחות בעלויות ההקמה והמימון וניהול תהליכים תחרותיים. מגמות אלו מצביעות על כך כי אנרגיות מתחדשות עשויות להוות חלק גדול יותר בייצור האנרגיה העתיד בישראל.

▪ **סיכון גיאופוליטי** – המצב הביטחוני והכלכלי בישראל וכן המצב הפוליטי במזרח התיכון, עלולים להשפיע על נכונותם של מדינות וגופים זרים, לרבות במזרח התיכון, להתקשר ביחסים עסקיים עם גופים ישראלים ו/או עם גופים בינ"ל הפועלים בישראל. לפיכך, הרעה במצב הגיאופוליטי במזרח התיכון ו/או הרעה במערכת היחסים בין ישראל לשכנותיה, מטעמים ביטחוניים ו/או מדיניים ו/או כלכליים, עלולה לפגוע ביכולתן של החברות הפועלות בשוק הגז והנפט בישראל לקדם את עסקיהן עם מדינות וגופים כאמור, ולייצא גז למדינות שכנות.

▪ **תחרות באספקת הגז** – במהלך שני העשורים האחרונים נתגלו הן בישראל והן במדינות נוספות באגן המזרחי של הים התיכון מספר מאגרי גז משמעותיים אשר פיתוחם עשוי להוביל לכניסת מתחרים נוספים באספקת גז טבעי למשק המקומי ולמדינות שכנות ועל ידי כך להגביר את התחרות בענף. בשנת 2017 החלה הפקה משמעותית ממאגר זור ("Zohr") המצרי אשר מספק גז לשוק המצרי המקומי ואילו בשנים האחרונות התגלו מאגרים משמעותיים במים הכלכליים של קפריסין, אשר עדיין לא התקבלו לגביהם החלטות פיתוח.

בישראל, הוענקו רישיונות חיפוש במים הכלכליים בעקבות שני הליכים תחרותיים (ב-2017 ו-2019) ובשנת 2022 פרסם משרד האנרגיה הליך תחרותי נוסף לקבלת רישיונות חיפוש (להלן בסעיף זה: "ההליך")²⁶. במסגרת ההליך, הוצעו ארבעה מקבצים של רישיונות חיפוש (Zones).

²⁴ https://www.gov.il/BlobFolder/rfp/kk_shinuyim_tariff/he/Files_Kol_Kore_kk_mivne_tar_06112024.pdf

²⁵ "דו"ח מצב – יעדי אנרגיה מתחדשת במשק החשמלי" – רשות החשמל, 2023:

https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/doch_pv_27022024_2023/he/Files_Pirumei_Hareshurt_old_doch_pv_2023_27022024.pdf

²⁶ https://www.gov.il/he/departments/news/press_131222



יש לציין, כי בחלק מהמקבצים כבר ניתנו בעבר רישיונות חיפוש, ובוצעו בהם סקרים סיסמיים ופעולות אקספלורציה אחרות המעידות על פוטנציאל אפשרי לגילוי של מאגרי הידרוקרבונים. על פי עקרונות ההליך, רישיון החיפוש יינתן למשך תקופה של 3 שנים כאשר לאחר מכן יכול בעל הרישיון לבקש ארכה לשנתיים נוספות ולאחר מכן לעוד שנתיים נוספות (7 שנים בסה"כ), בהתקיים תנאים מסוימים. כמו כן, במסגרת ההליך יינתנו רישיונות חיפוש רק בשטחים המרוחקים מהחוף, במרחק שעולה על לפחות 40 ק"מ. ביום 16 ביולי 2023 הסתיים שלב הגשת ההצעות בהליך, אשר במהלכו התקבלו 6 הצעות לחיפושי גז. ההצעות הוגשו ע"י 4 קבוצות שונות המורכבות מ-9 חברות בסה"כ, כאשר 5 מתוכן הינן חברות חדשות הפועלות בישראל. יצוין כי על פי תנאי ההליך, לחברות החדשות תינתן עדיפות בקבלת רישיונות החיפוש על פני החברות הקיימות. ביום 29 באוקטובר 2023, פרסם משרד האנרגיה והתשתיות את הזוכים בשני מקבצים מתוך ארבעת המקבצים שהוצעו. על פי הפרסום, יוענקו 12 רישיונות חיפוש ל-6 חברות, בהן 4 חברות חדשות במשק האנרגיה הישראלי. במקבץ הראשון יוענקו רישיונות לשותפות, לחברת האנרגיה הבריטית BP ולחברת הנפט הלאומית של אזרבייג'אן – SOCAR (כחברה מפעילה). במקבץ השני יוענקו רישיונות לחברת האנרגיה האיטלקית ENI (כחברה מפעילה), לחברת Dana Petroleum (חברה סקוטית בבעלות קוריאנית) ולחברת רציו אנרגיות.

▪ **מגבלות על ייצוא** – הגבלת כמות הגז שניתן לייצא עלולה להשפיע לרעה באופן של עודף היצע בשוק המקומי ולירידה בתעריפים שעלולה להשפיע לרעה גם על המחירים שיתקבלו ממאגר תנין ועל הכדאיות הכלכלית לפיתוחו. בהקשר זה נציין כי בהתאם לטיטות המלצות ועדת אדירי מיולי 2018, מכסות ייצוא הגז כפי שנקבעו בהחלטת ממשלה 442 יוותרו ללא שינוי. עם זאת, בהתאם להמלצות הוועדה, נוסחת חישוב מכסת הייצוא תשתנה, כך שתהיה גבוהה יותר ביחס לנוסחה שנקבעה בהחלטת ממשלה 442, עבור מאגרי גז שטרם התגלו בלבד. ביום 25 באוקטובר 2020 החליטה הממשלה כי יכונס הצוות המקצועי לבחינה תקופתית של המלצות הוועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל. ביום 6 בינואר 2019 אישרה הממשלה את המלצות ועדת אדירי בהחלטת ממשלה 4442.²⁷ ביום 13 באוקטובר 2021 המליצה וועדת אדירי 2 להותיר את מגבלות ייצוא הגז הטבעי על מאגרים קיימים כפי שנקבעו בהחלטת ממשלה 4442, אך לבטל את מגבלת הייצוא על מאגרים חדשים שיתגלו.²⁸ ביום 23 לאוגוסט 2023, אישר שר האנרגיה ישראל כץ הגדלת ייצוא גז טבעי ממאגר תמר ב-BCM 3.5 לשנה, עליה של כ-60% מההפקה לאותה תקופה.²⁹ ביום 16 לפברואר 2024, חתמו שותפי תמר על הסכם להגדלת הייצוא למצרים ב-BCM 4 לשנה למשך 11 שנים.³⁰ ביום 26 ביוני 2024 דיווחה ניו-מד אנרג'י כי הממונה על הנפט במשרד האנרגיה העניק לשותפים במאגר לויתן אישור עקרוני, נכון לעת הזו, לייצוא גז טבעי נוסף ממאגר לויתן בכמות כוללת של עד 118 BCM אשר עשויה לגדול לעד BCM 145 בהתקיים תנאים מסוימים.

²⁷ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 10 בינואר 2019: https://www.gov.il/he/departments/news/ng_060119

²⁸ להרחבה אודות הביקושים והרגולציה הקיימים בצד הייצוא ראה סי' 4.5.3.

²⁹ https://www.calcalist.co.il/local_news/article/rktertmph

³⁰ <https://www.calcalist.co.il/market/article/hjltxxaia>



- **תלות בתקינות מערכת ההולכה הארצית** – יכולת ההספקה של הגז שיופק מהמאגרים לצרכנים הפוטנציאליים מותנה, בין היתר, בפיתוח המערכת למענה לדרישות השוק בהתאם ללוחות הזמנים וכן בשמירה על בתקינותה של מערכת ההולכה הארצית לאספקת הגז ושל רשתות החלוקה האזורית.
- **תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים** – נכון למועד הערכת השווי, אין בישראל קבלנים המבצעים את מירב הפעולות הדרושות להקמה ותפעול של מאגרי גז טבעי ונפט, ולפיכך קיימת תלות של החברות הפועלות בענף בקבלנים מחו"ל לצורך ביצוע עבודות כאמור, קל וחומר בתקופת מלחמה. יתירה מכך, מספר המתקנים המסוגלים לקדוח ולבצע פעולות פיתוח בים בכלל ובמים עמוקים בפרט הינו קטן יחסית וקיים סיכון כי לא יימצא מתקן מתאים לביצוע הפעולות הנ"ל במועדים שייקבעו להן. עקב כך, עשויות הפעולות הנ"ל להיות כרוכות בעלויות גבוהות ו/או עלולים להיגרם עיכובים משמעותיים בלוח הזמנים שיקבע לביצוע העבודות.
- **סיכוני תפעול והעדר כיסוי ביטוחי מספק** – פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז חשופות למגוון סיכונים טכניים ותפעוליים, כגון אובדן שליטה על קידוח או באר, ו/או תקלה במתקנים תת-ימיים או על-ימיים, שעשויים לפגוע בתפקוד מערכת ההפקה וההולכה עד כדי השבתתה לתקופה קצרה או ממושכת. כמו כן, קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים מזיהום עקב התפרצות ו/או נזילה של נוזלים ו/או דליפה של גז. על אף הביטוחים הקיימים בשוק, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים לכיסוי.
- **עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של היעדר אמצעים** – עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפושים ופיתוח, ולוחות זמנים משוערים לביצוען מבוססות על אומדנים כלליים בלבד ועלויות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות החיפושים עשויות להשתנות במידה משמעותית, בין היתר, בעקבות תקלות ו/או ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולהביא לפערים ניכרים בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות. במקרים מסוימים בעל החזקה עשוי לוותר על ביצוע פעולות מסוימות הנדרשות בהתאם לתכניות העבודה של המאגרים, ועקב כך עלול לאבד את הזכויות בהם.
- **שינויים רגולטוריים** – תחום הפעילות דורש אישורים רגולטוריים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה (לרבות משרד האנרגיה, משרד הבטחון, משרד איכות הסביבה, רשויות המס, רשות התחרות ורשויות התכנון השונות). במהלך השנים האחרונות הועלו מספר הצעות לתיקונים בחוקים ו/או בתקנות ו/או בהנחיות הרלוונטיים לתחום הפעילות ופורסמו מספר החלטות, חוקים והנחיות אשר ליישומם עלולה להיות השפעה שלילית על החברות הפועלות בתחום.
- **כפיפות לרגולציה סביבתית** – החברות הפועלות בתחום הגז הטבעי, כפופות למגוון של חוקים, תקנות והנחיות בנושא הגנת הסביבה, המתייחסים לנושאים שונים כגון: זליגה של נפט, גז טבעי או של מזהמים אחרים לסביבת הים, שחרור לים של חומרים מזהמים ופסולת מסוגים שונים (שפכים, שאריות של ציוד קדיחה, בוץ קידוח, מלט וכיוצ"ב), חומרים כימיים בהם

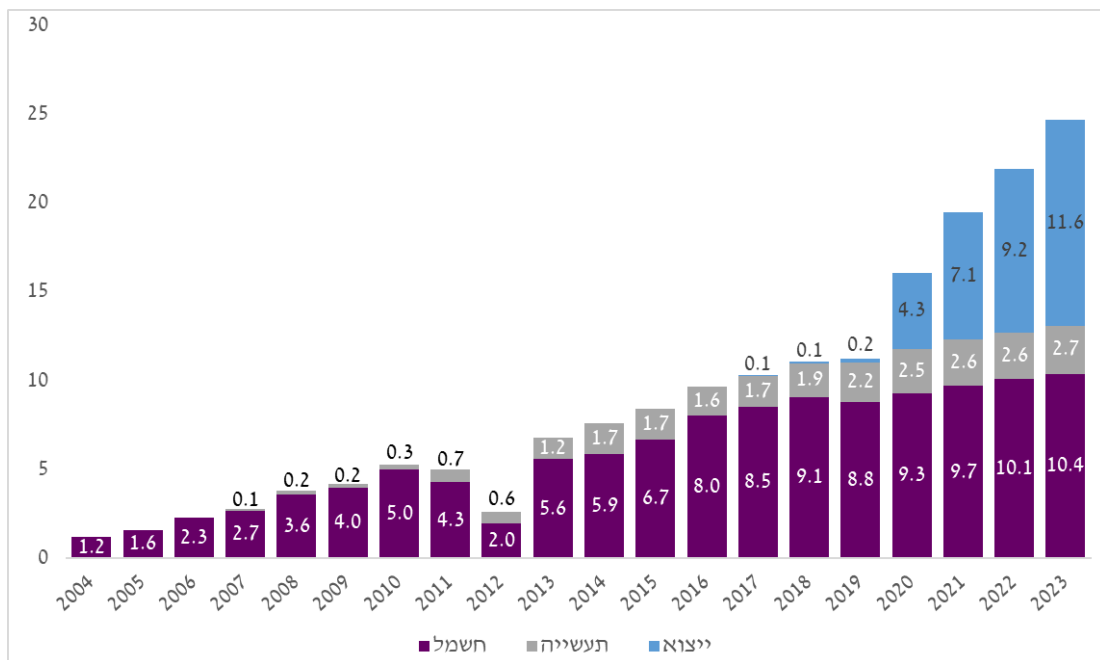


משתמשים בשלבי העבודה השונים, פליטת מזהמים לאוויר, מפגעי תאורה, רעש, הקמת תשתיות צנרת על קרקעית הים ומתקנים נלווים. בנוסף, החברות נדרשות, באמצעות מפעילות הפרויקטים, להשיג אישורים מגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט, חוק משק הגז הטבעי וכן חוקים אחרים (כגון חוקים להגנת הסביבה) לצורך פעילותן.

גורמי סיכון נוספים – קיימים גורמים נוספים אשר תורמים לחוסר הוודאות השורר בתחום הפעילות ובהם קשיים בהשגת מימון, סיכוני אבטחת מידע, תלות בלקוחות מהותיים, תלות במזג אוויר ובתנאי הים, ביטול או פגיעה של זכויות ונכסי נפט ועוד.

4.5. ביקושים

תרשים 1 – צריכת גז טבעי במשק המקומי בשנים 2004-2023, במונחי BCM לשנה³¹



הפקת גז טבעי במשק הישראלי (כולל ייצוא גז ישראלי למדינות שכנות) בשנת 2023 הסתכמה בכ- BCM 24.7, המהווה גידול של כ-12.8% בהשוואה לצריכה בשנת 2022. כ-45% מהכמות סופקה ממאגר לווייתן, כ-37% מהכמות סופקה ממאגר תמר, כ-18% מהכמות סופקה ממאגר כריש-תנין. הצריכה במשק המקומי (המורכבת מתעשייה וחשמל) גדלה ל- BCM 13.1, המבטאת עלייה שנתית של 3% והייצוא גדל ל- BCM 11.6, המבטאת עלייה שנתית של 26% ביחס לשנת 2022. משנת 2004 ועד סוף שנת 2023 הופקה כמות כוללת של כ- BCM 176 של גז טבעי. להערכת רשות הגז הטבעי, מגמת העלייה בצריכת גז טבעי תימשך גם בשנים הבאות, הן כתוצאה מביקוש מקומי והן כתוצאה מביקוש לייצוא.

³¹ מקור: סקירת ההתפתחויות במשק הגז הטבעי, סיכום לשנת 2023, רשות הגז הטבעי <https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ng-2023/he/ng-2023.pdf>



להלן הגורמים המרכזיים אשר צפויים להניע את הצמיחה בביקוש לגז טבעי:

4.5.1. משק החשמל

בשנים האחרונות ניכרת מגמה של הפחתה משמעותית של השימוש בתזקי נפט ופחם בייצור חשמל ומעבר לשימוש בגז טבעי ובאנרגיות מתחדשות. מגמה זו מובלת על ידי משרד האנרגיה והחלטות ממשלה לקביעת יעדים לצמצום השימוש בדלקים מזהמים, בין השאר, ע"י השבתת תחנות כח של חח"י והסבתן לייצור באמצעות גז טבעי וזאת במקביל להפרטתן של חלק מתחנות הייצור של חח"י, הקמת שתי תחנות גז חדשות ומתן רישיונות להקמת תחנות חדשות על ידי יצרנים פרטיים. נכון ליום 31 בדצמבר 2023, לחח"י תשע יחידות טורבינות גז במחזור משולב ("מתז"מ"), שש עשרה יחידות טורבינות גז סילונית ותשע יחידות טורבינות גז תעשייתיות³². להלן פירוט החלטות הממשלה שהתקבלו בנושא בשנים האחרונות:

- באוגוסט 2016 הודיע שר האנרגיה על החלטתו להשבית ארבע יחידות ייצור פחמיות של חח"י עם חיבורם של שלושה מאגרי גז לחוף, והקמתן של תחנות כוח חדשות המופעלות בגז טבעי תוך שש שנים. בהמשך לכך, בספטמבר 2016 התקבלו בחח"י היתרי פליטה לפי חוק אוויר נקי, התשס"ח – 2008, ביחס לאתרי תחנות הכוח הפחמיות שלה, במסגרתם נקבע, בין היתר, הפסקת פעילותן של יחידות 1-4 בתחנת הכוח הפחמית באתר "אורות רבין", זאת לא יאוחר מיום 1 ביוני, 2022.
- בנובמבר 2017 החליט שר האנרגיה על עקרונות מדיניות בנושא הפעלה מזערית של יחידות ייצור פחמיות, לפיהם תינתן בכל זמן עדיפות לייצור חשמל בגז טבעי על פני ייצור חשמל בפחם, תוך הפעלת היחידות הפחמיות בעומס מינימאלי המאפשר גמישות ואמינות אספקה למשק.
- במרץ 2018 אישרה ועדת הכספים של הכנסת ולאחריה מליאת הכנסת צוויים, בהם נקבע, בין היתר, כי החל מיום 15 במרץ, 2019 יעלה מס הבלו על פחם בכ-125%, וזאת נוכח מדיניות הממשלה לגלם עלויות הייצור של דלקים ולעודד הרחבת שימושים בגז טבעי. ביום 12 בדצמבר 2024, פירסמה רשות המיסים כי החל מיום 1 בינואר 2025, מס הבלו יעמוד על סך של 152.04 ש"ח לטון פחם³³.
- בחודש יוני 2018, התקבלה החלטת ממשלה לביצוע רפורמה במשק החשמל ושינוי מבני בחח"י (החלטה מספר 3859). על פי הרפורמה, גובש מתווה בו חח"י תמכור תחנות כוח שונות וכן תקים ותפעיל שתי תחנות חדשות לייצור חשמל מגז טבעי במקום יחידות 1-4 בתחנת הכוח אורות רבין, מלבדן לא יאושר לחח"י להקים תחנות חדשות או לשחלף תחנות קיימות. עוד נקבעו ברפורמה עקרונות לשימור פעילותה של חח"י במקטעי ההולכה והחלוקה ועקרונות לפתיחת מקטע האספקה לתחרות באופן הדרגתי.

³² טורבינה המופעלת באמצעות מנועי סילון תעשייתיים, המונעים בסולר עם אפשרות להסבה לעבודה בגז טבעי.
³³ אתר רשות המיסים - <https://www.gov.il/he/departments/general/heshavon31819>



- באוקטובר 2018, שר האנרגיה הציג תכנית שמטרתה להביא להפחתת השימוש באנרגיה מזהמת, שעיקרה צמצום השימוש במוצרי דלק מזהמים עד לשנת 2030. בהתאם לתכנית, נקבעו היעדים בתחומים הבאים:
 - א. תחום החשמל – ייצור החשמל באמצעות שימוש ב-80% גז טבעי ו-20% אנרגיות מתחדשות החל משנת 2030, תוך סגירה סופית של התחנות הפחמיות בחדרה ובאשקלון בשנת 2028.
 - ב. תחום התעשייה – ייצור 95% מהאנרגיה והקיטור הנדרשים לתעשייה, באמצעות גז טבעי החל משנת 2030.
 - ג. תחום התחבורה – מעבר הדרגתי למכוניות חשמליות ומשאיות גז טבעי, והטלת איסור מוחלט על יבוא מכוניות הפועלות באמצעות דלקים מזהמים החל משנת 2030.
- בנובמבר 2019 הודיע שר האנרגיה כי ניתן לקצר את לוחות הזמנים בהסבת תחנות הכוח הפחמיות בחדרה ובאשקלון לגז טבעי עד לשנת 2025. כפועל יוצא, בשנה זו צפוי להסתיים עידן הפחם במדינת ישראל. החלטה זו מקצרת את לוחות הזמנים שנקבעו קודם לכן ב-4 שנים.
- ביום 24 ביוני 2020 הודיע שר האנרגיה³⁴ על החלטתו להפחית עוד כ-20% משיעור השימוש בפחם בתחנות הכח של חברת החשמל ביחס לשנת 2019. לפיכך, השימוש בפחם בשנת 2020 לא יעלה על 24.9% (לעומת 30% בשנת 2019).
- ביום 25 באוקטובר 2020 התקבלה החלטת ממשלה בנושא קידום אנרגיה מתחדשת במשק החשמל, החלטה שהתבססה בין היתר על עקרונות המדיניות שקבע שר האנרגיה ביולי 2020, ולפיה ייצור החשמל מאנרגיות מתחדשות בשנת 2030 יעמוד על 30% מסך צריכת החשמל וייצור החשמל מגז טבעי יעמוד על 70% מסך צריכת החשמל. כן נקבע עדכון ליעד הביניים, כך שזה יעמוד על 20% ייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות עד לסוף שנת 2025. יישום מדיניות זו עשוי להשפיע על הביקוש לגז טבעי במשק המקומי.
- ביום 8 בפברואר 2021 פורסם כי שר האנרגיה הנחה את חברת החשמל להפחית את השימוש בפחם כך שלא יעלה על 22.5% מסך ייצור החשמל בשנת 2021, וזאת כחלק מהמדיניות לסיים את עידן הפחם בישראל עד 2025.³⁵
- ביום 18 באפריל 2021 פרסם משרד האנרגיה מפת דרכים³⁶ למשק אנרגיה דל פחמן עד שנת 2050, אשר ממשיכה את התכנית להפחתת השימוש באנרגיה מזהמת שהוצגה בשנת 2018. בהתאם לתכנית נקבעו היעדים בסקטורים הבאים:
 - א. תחום החשמל – ייצור החשמל באמצעות שימוש ב-70% גז טבעי ו-30% אנרגיות מתחדשות החל משנת 2030, תוך הפסקת השימוש בפחם לייצור חשמל בישראל עד לשנת 2025.
 - ב. תחום התחבורה – מעבר הדרגתי למכוניות חשמליות ומשאיות גז טבעי, כך שעד שנת 2030 יעמוד שיעור מכירת כלי רכב חשמליים על כ-50% מסך מכירות הרכב בישראל. כמו כן,

³⁴ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 24 ביוני 2020: https://www.gov.il/he/departments/news/press_240620

³⁵ <https://www.calcalist.co.il/local/articles/0,7340,L-3892470,00.html>

³⁶ https://www.gov.il/he/departments/publications/reports/energy_180421



תאמץ ישראל את הרגולציה המקובלת בעולם ותטיל איסור מוחלט על יבוא מכוניות הפועלות באמצעות דלקים מזהמים החל משנת 2030.

- על פי דו"ח משק החשמל של הרשות לשנת 2023, סך ההספק המותקן של מתקני הייצור של חח"י באמצעות גז טבעי עמד בשנת 2023 על כ-46% כאשר נתון זה צפוי לעלות באופן משמעותי ולעמוד על כ-84% מסך ההספק של חח"י בשנת 2025.³⁷
- ביום 13 באוגוסט 2023, פרסם משרד האנרגיה והתשתיות, בהמשך למדיניות להפסקת השימוש בפחם, כי רשות הגז הטבעי במשרד האנרגיה והתשתיות אישרה את הגזת שתי יחידות ייצור החשמל החדשות בתחנת הכוח "אורות רבין" (מחז"מ 70 ומחז"מ 80) אשר צפויות להיות שתי היחידות הראשונות שיופעלו באמצעות גז בתחנה.³⁸
- על פי הדו"ח הרבעוני של חח"י לתקופה שהסתיימה ביום 30 בספטמבר 2024, בחודש אוגוסט 2023 סונכרנה לרשת יחידה מחז"מ 70, ולפי הדיווחים בתקשורת מיום 21/01/2025 – תעודת הגמר למחז"מ 70 התקבלה מהעירייה. לגבי מחז"מ 80 - חל עיכוב בפרויקט עקב היעדר מומחים זרים נוכח המצב המלחמתי. בנוסף, חל עיכוב בשל אי התאמות נוספות שבאחריות חברת General Electric ובשל עיכוב באספקת ציוד שבאחריות חברת General Electric. להערכת חח"י הפעלה של יחידה זו לצרכי הרצה צפויה בימים הקרובים. מועד הפעלה מסחרית של מחז"מ 80 יידחה בסבירות גבוהה ליוני 2025.³⁹
- על פי הדו"ח השנתי של חח"י לתקופה שהסתיימה ביום 31 דצמבר 2023, כ-53.5% מסך יכולת הייצור המותקנת והכוללת של חח"י הינה באמצעות יחידות הניתנות להפעלה בגז טבעי.⁴⁰

4.5.2. מעבר לשימוש בגז טבעי בתעשייה

- גז טבעי הינו מרכיב מרכזי בצריכת האנרגיה של התעשייה (כ-32.5% מתוך סך השימוש בדלקים בתעשייה בישראל בשנת 2020)⁴¹. המפעלים מחוברים לגז טבעי דרך רשתות הולכה וחלוקה כאשר דמי ההולכה והחלוקה מפוקחים על ידי רשות הגז הטבעי.
- על פי סיכום סקירת ההתפתחויות במשק הגז הטבעי של רשות הגז הטבעי במשרד האנרגיה לשנת 2023, עד כה נפרשו ברחבי הארץ כ-660 ק"מ של צנרת חלוקה (מתוכם כ-32 ק"מ במהלך שנת 2022) וכ-900 ק"מ של צנרת הולכה. הרחבת פריסת רשת החלוקה של גז טבעי עשויה לאפשר חיבור של מאות צרכני תעשייה פוטנציאלים לרשת עד שנת 2030, שצריכתם צפויה להסתכם לכ-0.72 BCM לשנה, המהווים כ-80% מפוטנציאל הצריכה התעשייתית הקלה.
- על פי הערכות רשות הגז הטבעי, ללא צעדי מדיניות נוספים, עד לשנת 2025 צפויים להתחבר לרשת החלוקה כ-150 צרכנים עם סך צריכה של כ-0.45 BCM, שמהווה כמחצית מכלל

³⁷ <https://www.gov.il/he/pages/dochmeshek>

³⁸ https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/dochmeshek/he/Files_Netunei_hashmal_doch_s_2022_nnn.pdf

³⁹ <https://www.gov.il/he/departments/news/news-130823>

⁴⁰ חברת החשמל לישראל בע"מ דוח רבעוני לתקופה שהסתיימה ביום 30 בספטמבר 2024 (tase.co.il)

⁴¹ https://iecccontent.iec.co.il/media/b5pohgzs/meshulav1223_isa.pdf

⁴¹ סקירת משק האנרגיה בישראל 2020 – משרד האנרגיה: www.gov.il energy_sector_review_2020.pdf



פוטנציאל החיבור של צרכני התעשייה הקלה. צריכה פוטנציאלית נוספת של כ-0.27 BCM הנובעת מחיבורם של כ-300 מפעלים נוספים, קטנים יותר, צפויה להתממש בעקבות יישום צעדי מדיניות נוספים (כגון תמיכה תקציבית בפרישת רשת החלוקה, עידוד צרכנים לשימוש בגז טבעי וכו').

- על פי הערכות רשות הגז הטבעי, בשנת 2030 צפוי סך הביקוש לגז טבעי בסקטור התעשייה לעמוד על יותר מ-3 BCM מהם כ-2.25 BCM מצריכת גז טבעי בתעשייה לצרכנים המחוברים לרשת ההולכה וכ-0.84 BCM מצריכת גז טבעי לצרכנים המחוברים לרשת החלוקה.
- ביום 10 ביולי 2020 פרסם משרד האנרגיה תזכיר חוק לתיקון חוק משק הגז הטבעי, במסגרתו יהא שר האנרגיה רשאי להעניק רישיון להקמת רשת חלוקה מסוימת לחברת נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"), אם מצא כי קיים צורך דחוף בכך, ואין גורם מהמגזר הפרטי שמעוניין ויכול להקים את הרשת. מטרת תזכיר החוק האמור הינה לאפשר האצת חיבורם של מפעלי תעשייה לתשתית הגז הטבעי.

4.5.3. ייצוא

הקשרים העסקיים בין מדינות האזור הביאו לחתימה על הסכמים לייצוא גז טבעי מישראל לשכנותיה, כמפורט להלן:

- ביום 26 בספטמבר 2016 נחתם הסכם בין שותפי לווייתן לבין חברת החשמל הירדנית (NEPCO), לאספקה של עד כ-45 BCM גז טבעי לתקופה של כ-15 שנים. על פי דיווח של ניו-מד אנרג'י מיום 31 בדצמבר 2019, החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן ללקוחות עימם נחתמו הסכמי גז, ומיום 1 בינואר 2020 גם לחברת החשמל הירדנית.
- ביום 19 בפברואר 2018 נחתמו הסכמים בין ניו-מד אנרג'י ושברון לבין חברת דולפינוס המצרית, אשר הוסבו ביום 26 בספטמבר 2018 לשותפי תמר ולשותפי לווייתן. ביום ה-26 בספטמבר 2019 נחתמו תיקונים להסכמי הייצוא האמורים לאספקת גז טבעי ממאגר תמר וממאגר לווייתן בהיקפים של כ-25.3 BCM וכ-60 BCM, בהתאמה, לתקופה של כ-15 שנים. מנגנון ה-Take or Pay בהסכמי הייצוא המתוקנים כולל הפחתת מחויבות הצריכה השנתית המינימאלית ל-50% עבור שנה קלנדרית בה מחיר הברנט הממוצע נמוך מ-50 דולר. ביום 15 בינואר 2020 דיווחו שותפי לווייתן על התחלת הזרמת הגז למצרים, ובמהלך חודש יולי 2020 החלה הזרמת הגז ממאגר תמר למצרים.
- ביום 15 בפברואר 2021 דיווחו השותפים במאגרי תמר ולווייתן על התקיימות התנאים המתלים בהסכם ההולכה שנחתם עם נתג"ז לצורך ייצוא גז למצרים באופן שיאפשר הזרמה על בסיס קבוע והגדלת כמויות המכירה למצרים על פי תנאי האספקה בהסכמי מכירת הגז של השותפויות השונות.



- ביום 16 בפברואר 2022 אישר משרד האנרגיה⁴², לאור הביקוש ההולך וגדל לגז הטבעי במצרים, הזרמת גז טבעי למצרים דרך ממלכת ירדן. הזרמת הגז הטבעי בפועל החלה ביום 1 במרץ 2022⁴³, והגדילה את היקפי הגז הטבעי המיוצא למדינות השכנות, באופן שהבטיח אספקת הכמות החוזית השנתית המחויבת על פי הסכמי הייצוא ואף מעבר לכך בשנים 2022-2023.
- ביום 8 במאי 2023, אישרה ממשלת ישראל, בקידום משרד האנרגיה והתשתיות ונתג"ז, תכנית להגדלת תשתיות יצוא הגז הטבעי למצרים. התכנית שאושרה כוללת הקמת רצועת תשתיות משולבת ומתקני תשתית בתוואי שבין רמת חובל לגבול עם מצרים באזור ניצנה, בנוסף על הקו הימי הקיים (EMG), והיא עתידה להגדיל את הכמויות האפשריות של יצוא הגז הטבעי למצרים. אורכו של המקטע (רמת חובב-אשלים- ניצנה) הוא כ-65 ק"מ, והוא יאפשר הזרמה של עוד כ-6 BCM בשנה למצרים. שווי ההכנסות למדינה מיצוא בהיקף זה נאמד בכמאות מיליוני ש"ח בשנה ממיסים ותמלוגים. בהמשך לאמור פרסם משרד האנרגיה הסדרה ייעודית לחלוקת הקיבולת והעלויות הנלוות להקמת קו זה בין יצואני הגז השונים. נכון למועד פרסום הדו"ח מתקיימים משאים ומתנים בין השותפים במאגרי לווינתן, תמר ואנרגיאן לבין נתג"ז ביחס לתנאי הסכם ההקמה וההולכה בקו ניצנה.
- ביום 23 באוגוסט 2023, הודיע שר האנרגיה והתשתיות על אישור הגדלת מכסת יצוא הגז ממאגר תמר למצרים. על פי מתווה האישור, היקף הפקת הגז יגדל ב-6 BCM בשנה (גידול של כ-60% ביחס להיקף ההפקה כיום) החל משנת 2026 כאשר 3.5 BCM מתוכם יופנו לטובת מצרים. בהמשך לדיווח האמור, ביום 14 בדצמבר 2023 הודיעו השותפות במאגר תמר כי משרד האנרגיה אישר להן להגדיל את היתר היצוא של המאגר, מ-38.7 BCM (שאושר בחודש אוגוסט), ל-43 BCM. כמות זו תאפשר להגדיל את כמות הגז המירבית הנוספת המותרת לייצוא למצרים מ-3.5 BCM בשנה ל-4 BCM בשנה. ביום 15 בפברואר 2024 נחתם תיקון להסכם הייצוא של מאגר תמר למצרים. במסגרת התיקון התחייבו המוכרות לספק לרוכשת כמות נוספת של כ-4 BCM לשנה (כמות המשתנה בין 350 ל-450 MCMF ליום), המסתכמת לכמות כוללת של כ-43 BCM, מעבר לכמות הקיימת בהסכם קודם לתיקונו, וזאת החל מחודש יולי 2025, ובכפוף לתנאים מתלים שעיקרן השלמת עבודות ההרחבה של מאגר תמר והשלמת הרחבת מערכת ההולכה באופן שיאפשר העברת כמויות הגז הנוספות כאמור.⁴⁴
- ביום 27 בדצמבר 2023, הודיע שר האנרגיה והתשתיות על הקמת ועדה בין-משרדית לבחינה תקופתית של מדיניות משק הגז הטבעי. בראש הוועדה עתיד לעמוד מנכ"ל משרד האנרגיה וחבריו יורכבו מנציגים מטעם רשות החשמל, המשרד להגנת הסביבה, המועצה הלאומית לכלכלה, משרד האוצר, רשות התחרות, משרד המשפטים, משרד החוץ והמטה לביטחון לאומי. אחד מתפקידיה של הוועדה, אשר מתכנסת פעם ב-5 שנים, יהיה לבחון את מדיניות יצוא הגז

⁴² "נתיב חדש לייצוא גז טבעי למצרים – ירדן צפון!" – משרד האנרגיה, 16/02/2022, https://www.gov.il/he/departments/news/ng_160222

⁴³ <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1433001-1434000/P1433795-00.pdf>

⁴⁴ <https://maya.tase.co.il/reports/details/1574898>



במאגרי גז חדשים. הוועדה צפויה להשלים את עבודתה בתוך מספר חודשים, ולהגיש את מסקנותיה לממשלה במהלך 2024.

- ביום 26 ביוני 2024 דיווחה ניו-מד אנרג'י כי הממונה על הנפט במשרד האנרגיה העניק לשותפים במאגר לווייתן אישור עקרוני, נכון לעת הזו, לייצוא גז טבעי נוסף ממאגר לווייתן בכמות כוללת של עד BCM 118 אשר עשויה לגדול לעד BCM 145 בהתקיים תנאים מסוימים.

4.5.4. מחירי האנרגיה בעולם ובישראל

- בעקבות ירידת מחירי הפחם בעולם בשנים 2023-2024 (טון פחם נסחר ביום 31 בדצמבר 2024 במחיר של כ-113.95 דולר לעומת כ-190.5 דולר ביום 31 בדצמבר 2022⁴⁵), הפחיתה רשות החשמל את תעריף החשמל לצרכן הביתי החל מפברואר ואפריל לשנת 2023 בשיעורים של כ-1.5% ו-2.4%, בהתאמה, וזאת לאחר שהעלתה אותו בשיעור של כ-8.2% בחודש ינואר באותה השנה. בשנת 2025 התעריף עלה בכ-3.8% (שינויים אלו כוללות את שקלול התשלום עבור האנרגיה הנצרכת מהרשת (קוט"ש), התשלום בגין קיבולת לפי גודל החיבור של הצרכן לרשת וכן את עלות שירותי הצרכנות (תשלום קבוע)).⁴⁶ בעקבות פרוץ המלחמה בין רוסיה לאוקראינה בתחילת שנת 2022, זינקו מחירי האנרגיה בעולם באופן חד, זאת בנוסף לעלויות במחירי האנרגיה במהלך שנת 2021 (בהשוואה לתקופת הקורונה). על אף מגמת ירידה קלה במחירי האנרגיה בעולם במהלך המחצית השנייה של שנת 2022, גם כיום מחירי הנפט בעולם מוסיפים להיות גבוהים משהיו ערב פרוץ המלחמה. כך לדוגמה, מחיר חבית ברנט בחודש אוגוסט 2024 עמד על כ-83.56 דולר בממוצע לעומת מחיר ממוצע של כ-70.86 דולר לחבית ברנט במהלך שנת 2021.⁴⁷

- במהלך שנת 2022 חלה עליה דרסטית במחירי הגז אשר נוצרה בשל שילוב של מספר גורמים ייחודיים וגרמה לקושי רב ברחבי העולם בהקצאת אספקת הגז הדלה. עליה זו חלה על רקע התנודתיות הרבה ששררה בשוק הגז העולמי בסוף שנת 2021 וצמצום היקפי הסחר כתוצאה מכך. בנוסף, התפרצות המלחמה בין רוסיה לאוקראינה בשנת 2022 ופיצוץ צינור נורד סטרים בספטמבר 2022 גרמו למחירי הגז לעלות מספר פעמים נוספות ולשבור שיאים חדשים בכל פעם. שיא מחיר הגז נצפה בסוף אוגוסט 2022, כאשר מדד מחירי הגז הטבעי הגיע לרמה של 454 נקודות (100 = ממוצע 2010), לעומת רמה ממוצעת של כ-130.67 נקודות במהלך שנת 2021.

- נכון לחודש דצמבר 2024, מדד מחירי הגז עומד על כ-111.2 נקודות⁴⁸. הירידה במחירי הגז נגרמה בעיקר בשל התאמות מצד הביקוש באירופה ובאסיה, צמיחה של אספקת הגז העולמית ושחרור של צווארי בקבוק תשתיתיים. עם זאת, המחסור בהיצע העולמי, שהיה בין הגורמים לעליית המחירים, עדיין קיים והשוק עדיין נמצא במצב של שיווי משקל שברירי ולא יציב.

⁴⁵ <https://markets.businessinsider.com/commodities/coal-price>

⁴⁶ החלטה מס' 65203 - עדכון תעריף החשמל לצרכני חברת חשמל

⁴⁷ [Brent crude oil price annually 1976-2024 | Statista](https://www.statista.com/statistics/1111111/brent-crude-oil-price-annually-1976-2024/)

⁴⁸ A World Bank Monthly Commodity Price Data (The Pink Sheet) : [CMO-Pink-Sheet-Januar-2025.pdf \(worldbank.org\)](https://www.worldbank.org/CMO-Pink-Sheet-Januar-2025.pdf)



- ביום 23 באפריל 2024 פירסם איגוד הגז העולמי את דו"ח המחירים השנתי לשנת 2023⁴⁹. על פי הדו"ח, בשנת 2023 מחיר הגז בישראל היה בין הנמוכים בעולם מבין המדינות שאינן מסבסדות את מחיר הגז הטבעי, למעט קנדה, ארה"ב ומקסיקו. בשנת 2023 מחירי הגז בישראל עמדו על פחות מ-5 דולר ל-MMBTU בממוצע. מדינת ישראל אינה תלויה ביבוא גז טבעי, והיא מספקת לעצמה את עיקר הביקושים. כמו כן, מחירי הגז בישראל קבועים בהסכמים ארוכי טווח ולכן אינם מושפעים באופן ישיר משינויים במחירי האנרגיה בעולם. אף על פי כן, מחירי הגז הטבעי בארץ מושפעים השפעה עקיפה בשל רכיבי ההצמדה של החוזים לרכישת גז טבעי בישראל, בעיקר לדולר ולרכיב הייצור בתעריף החשמל.
- על פי תחזית של יועץ חיצוני שהוכנה עבור השותפות, הביקוש המקומי לגז טבעי צפוי לעלות בהדרגה לכ-15 ולכ-20 BCM בשנים 2025 ו-2035, בהתאמה. הגידול בביקוש המקומי בין השנים 2024-2035 צפוי לנבוע בעיקר מתוספת של כ-3.7 BCM כתוצאה מחשמול התחבורה, תוספת של כ-2.6 BCM כתוצאה מהפסקת השימוש בפחם לייצור חשמל, ומתוספת של כ-4.3 BCM כתוצאה מגידול טבעי בביקוש לחשמל (גידול באוכלוסייה, שיפור ברמת החיים ובהכנסה הפנויה). מנגד, תחזית הביקוש כוללת הפחתה בביקוש המקומי לגז טבעי בהיקף של כ-4.3 BCM בשל חדירת אנרגיות מתחדשות למשק המקומי, תוך התייחסות ליעד העדכני של משרד האנרגיה על ייצור החשמל מאנרגיות מתחדשות בהיקף של 30% מסך כל צריכת החשמל בשנת 2030.

4.6. התפתחויות בשוק

4.6.1. חזקות "תמר" ו-"לויתן"

- ביום 31 בדצמבר 2019, דיווחו שותפי לויתן על התחלת הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן ללקוחות בהתאם להסכמים לאספקת גז טבעי מהמאגר שנחתמו עימם. בהמשך לכך, דווח כי ביום ה-1 בינואר 2020 וביום ה-15 בינואר 2020, החלה הזרמת הגז ממאגר לויתן לירדן ולמצרים, בהתאמה.
- ביום 19 בינואר 2021, דיווחו השותפות ונתג"ז כי נתג"ז התקשרה בהסכם עם חברת שברון לאספקת שירותי הולכה על בסיס מחייב לצורך הזרמת גז טבעי ממאגר לויתן וממאגר תמר אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לייצוא למצרים. על פי ההסכם מתחייבת שברון לרכישת קיבולת הזרמה במערכת ההולכה של כ-5.5 BCM בשנה ולפחות 44 BCM לאורך תקופת ההסכם. מנגד התחייבה נתג"ז להולכת גז, על בסיס מחייב בכמות שלא תפחת מהכמות האמורה, ואילו יתרת הכמות הנדרשת תוזרם על בסיס מזדמן. עוד הובהר כי להערכת השותפות מערכת ההולכה תוכננה באופן שיאפשר את הזרמת מלוא כמויות הגז הנדרשות על פי ההסכם. להערכת השותפות, ההכנסות הצפויות לנתג"ז מכוח ההסכם צפויות להסתכם בכ-170 מיליון ש"ח לשנה. הסכם ההולכה יסתיים במועד המוקדם מבין: (1) המועד בו הכמות הכוללת שתוזרם תהיה 44 BCM; (2) בחלוף 8 שנים ממועד תחילת ההזרמה (בין חודש יולי 2022 לאפריל 2023); או (3) עם פקיעת רישיון ההולכה של החברה. עוד הובהר בדיווח, כי

⁴⁹ Wholesale Gas Price Survey 2024 Edition – IGU



להערכת השותפות, עם תום תקופת ההסכם האמור, לא צפוי קושי בהארכתו. ביום 15 בפברואר 2021 דיווחה נתג"ז על התקיימות התנאים המתלים שנקבעו בהסכם. עם זאת, לאור העובדה שנתג"ז טרם השלימה את מקטע הצינור שבין אשדוד לאשקלון, ההסכם לא נכנס לתוקפו. בנוסף לאמור, ביום 27 בפברואר 2023 עדכנה נתג"ז את שברון כי בעקבות תקלה באוניה המבצעת עבודות תשתית להנחת צנרת ימית עבור נתג"ז במקטע מערכת ההולכה הימי אשדוד-אשקלון צפויה דחייה של לפחות 6 חודשים בהשלמת הפרויקט כך שחלון הזמן בו יכול לחול מועד תחילת הזרמת הגז נדחה לתקופה שמיום 1 באוקטובר 2023 ועד ליום 1 באפריל 2024. לפי הודעת נתג"ז האמורה, אירוע זה הינו אירוע כוח עליון כהגדרתו בהסכם ההולכה שבין הצדדים. במענה להודעה פנתה שברון לנתג"ז לבקשת פרטים נוספים, וציינה כי על פי הפרטים המצויים בידה, אין מקום לראות באירוע האמור משום אירוע כוח עליון. עם פרוץ מלחמת חרבות ברזל, הודיעה נתג"ז לשברון על השהיית העבודות להנחת הצינור הימי ועזיבתה של האוניה אשר עסקה בהנחתו. נכון למועד הערכת השווי אונייה זו לא שבה לעבוד, ולהערכת השותפות אונייה זו צפויה לשוב לעבודתה לקראת אמצע שנת 2025, והשלמת הנחת הצנרת האמורה צפויה לקראת תום שנת 2025.

- ביום 4 ביולי 2021, התקשרה חח"י עם שותפי לווינתן בהסכם SPOT לרכישת גז טבעי ממאגר לווינתן, התקף למשך שנה, במסגרתו הוסכם כי מחיר הגז ייקבע כל חודש ואין לצדדים כל התחייבות לגבי הכמויות הנרכשות. ביום 28 ביוני 2023, הוארך הסכם ה-SPOT לרכישת גז טבעי ממאגר לווינתן, למשך שנה נוספת עד ליום 4 ביולי 2024.
- ביום 24 בינואר 2022, דיווחו השותפות במאגר תמר על חתימת תיקון להסכם חח"י-תמר 2012⁵⁰ לפיו יופחת מחיר הגז אליו מחויבת חח"י בשנת 2021 על פי הסכם חח"י-תמר משנת 2012, בשיעור הגבוה במספר אחוזים משיעור ההפחתה המקסימלי שנקבע במנגנוני ההפחתה בהסכם זה לאותה שנה ולשנים העוקבות. כמו כן, נקבע כי לצדדים להסכם תישמר הזכות להתאמת המחיר (תוספת או הפחתה בשיעור של 10%) ביום 1 בינואר 2025 (חלף יום 1 ביולי 2024 בהסכם חח"י-תמר 2012)⁵¹. בנוסף הוארכה תקופת הסכם חח"י-תמר 2012 בשנתיים וחצי נוספות כך שהסכם זה יסתיים ביום 31 בדצמבר 2030 (להלן: "**מועד סיום ההסכם המתוקן**"). מחיר הגז בהסכם חח"י-תמר 2012 לאחר ההפחתה שנקבעה בשנת 2021, יוצמד למדד המחירים לצרכן בארה"ב (להלן: "**מדד ארה"ב**") באופן הבא:
 - שיעור עלייה של עד 2.25% יילקח במלואו.
 - שיעור עלייה שבין 2.25%-3.75% לא יילקח בחשבון בשנה הרלוונטית, וייתכן שייצבר ויילקח בחשבון בשנים העוקבות רק ככל ששיעור עליית מדד ארה"ב בהן יעמוד על פחות מ-2.25%, ובכל מקרה ההצמדה באותן שנים לא תעלה על 2.25%.
 - שיעור עלייה של מעל 3.75% יילקח בחשבון במלואו (חלק השיעור שעולה על 3.75%).
 - משיעור ההצמדה המשוקלל לעיל ינוכה 1% בשנה.

⁵⁰ <https://maya.tase.co.il/reports/details/1427402/2/0>

⁵¹ בהסכם חח"י-תמר משנת 2012, קבעו הצדדים שני מועדים בהם כל צד יהיה רשאי לדרוש את התאמת מחיר הרכישה, 1 ביולי 2021 ו-31 בדצמבר 2024. על פי המנגנון שנקבע, רשאית חח"י לדרוש התאמת מחיר של עד 25% במועד הראשון ועד 10% במועד השני.



כמו כן, התחייבה חח"י לרכוש BCM 16 נוספים (מעבר לכמות אליה התחייבה בהסכם חח"י-תמר 2012) עד למועד סיום ההסכם המתוקן (בהתאם לצרכיה התפעוליים). ככל וחח"י לא תצרוך את סך כמות הגז הטבעי לה התחייבה עד למועד הנ"ל, יוארך ההסכם באופן אוטומטי עד לצריכת מלוא כמות הגז הטבעי. מחיר יחידת חום (MMBTU) עבור כמות נוספת זו נקבע בהסכם על כ-4 דולר, ללא הצמדה וללא זכויות להתאמות בעתיד. ביום 24 ביולי 2022 נכנס ההסכם לתוקף לאחר התקיימות כלל התנאים המתלים.

ביום 31/12/2024, לפי דיווחי ניו-מד אנרג'י, נכנסו לתוקף הסכם ההשתתפות במימון הקמת תחנת דחיסה, מחוץ לישראל, במערכת ההולכה למצרים עבור חברת ההולכה שם והסכם אספקת שירותי הולכה. במסגרת ההסכם, נקבע סכום ההשתתפות במימון הפרויקט יוגבל לסך של כ-331 מיליון דולר, חברת ההולכה תהא אחראית להקמת ותפעול הפרויקט ובגין כך תקבל תשלום משברון. שברון תהא זכאית לתשלומי החזר שנתיים מחברת ההולכה בגין ההשתתפות במימון, וכן החוזרים בגין חלק מדמי ההפעלה והתחזוקה של התחנה. בעלי הזכויות במאגרים תמר ולוויתן חתמו בהסכם Back to Back מול שברון להסכם ההשתתפות במימון וכן בתוספת דמי ניהול עבור שברון.

ביום 23/02/2025 דיווחה ניו מד אנרג'י כי השותפים במאגר לוויתן הגישו לממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והתשתיות תכנית מעודכנת לפיתוח מאגר לוויתן. תכנית הפיתוח העדכנית כוללת שני שלבים:

א. קידוח של 3 בארות הפקה נוספות, הוספת מערכות תת ימיות והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה. פעולות אלו יגדילו את היקף הפקת הגז מהמאגר בכ-21 BCM לשנה ועלות השלב מוערכת בכ-2.4 מיליארד דולר.

ב. קידוח בארות הפקה נוספות ומערכות תת ימיות, וככל שיידרש גם הקמת צינור רביעי בין השדה לפלטפורמה. שלב זה צפוי להגדיל את היקף ההפקת הגז מהמאגר בכ-2 BCM לשנה.

4.6.2. חזקות "כריש" ו-"תנין"

קבלת החלטת השקעה – ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש. בעקבות כך, החל מחודש מרץ 2018 ועד ליום 31 בדצמבר 2023, שילמה אנרג'יאן לשותפות כ-81.35 מיליון דולר (6 תשלומים מתוך 10, כולל ריבית) כאשר את יתרת רכיב החוב לשותפות שולמה בשנת 2024.

רישום חברת אנרג'יאן למסחר בבורסה בישראל – ביום 29 באוקטובר 2018, החלה חברת האם של אנרג'יאן ישראל, Energean plc, להיסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב כחברה דואלית אשר מניותיה נסחרות בנוסף גם ברשימה הראשית של בורסת לונדון.

תחילת ייצור מתקן ההפקה הצף של אנרג'יאן – ביום 27 בנובמבר 2018, הודיעה אנרג'יאן על תחילת ייצור בסיך של מתקן ההפקה הצף (FPSO) המשמש כיום את המאגרים כריש וכריש



צפון. המתקן מטפל בגז הטבעי המופק בפרויקטים וממוקם במים הכלכליים של ישראל במרחק של כ-90 ק"מ מן החוף.

- **חתימת הסכם לבניית ומסירת המקטע המזרחי של תשתית הולכת הגז מהחזקות – ביום 25 ביוני 2019 הודיעה אנרג'יאן כי חתמה על הסכם עם נתג'יז לפיו תבנה ותעביר לנתג'יז את המקטע המזרחי של תשתית הגז, הכולל מקטע ימי – במרחק של כ-10 ק"מ מן החוף ומקטע חופי. בתמורה לכך, תשלם נתג'יז לאנרג'יאן סכום של כ-369 מיליון ש"ח.**
- **חתימת הסכמים למכירת גז טבעי לתחנת הכוח באלון תבור – ביום ה-21 בנובמבר 2019 דיווחה רפק אנרג'יה בע"מ כי קבוצת MRC, אשר זכתה במכרז של חח"י לרכישת תחנת הכוח באלון תבור, התקשרה עם אנרג'יאן בהסכם לאספקת גז טבעי בכמות שנתית של כ-0.5 BCM לתקופה של 15 שנים (ובסך הכל עד 8 BCM). ביום 17 בדצמבר 2020, דיווחה אנרג'יאן כי התקשרה עם רפק אנרג'יה בע"מ בהסכם נוסף לאספקת גז טבעי בכמות שנתית ממוצעת של כ-0.4 BCM לתקופה שבין 6 ל-15 שנים, זאת בנוסף להסכמים החתומים הקיימים בין אנרג'יאן ורפק אנרג'יה.**
- **חתימת מזכר הבנות בין אנרג'יאן ובין תאגיד הולכת הגז של יוון (DEPA) למכירת גז טבעי – לקראת החתימה הצפויה על הסכם ה-East Med Pipeline על ידי הממשלות ושרי האנרגיה של קפריסין, יוון וישראל, ביום ה-2 בינואר 2020 חתמה אנרג'יאן על מזכר הבנות עם DEPA למכירה אפשרית של גז טבעי בהיקף של עד 2 BCM לשנה מן המאגרים שבהם מחזיקה החברה בישראל, ואשר הגז מהם יופק באמצעות מתקן ההפקה הצף (FPSO).**
- **המחלוקת בין אנרג'יאן וניו-מד אנרג'י בקשר עם הזכאות לקבלת תמלוגים מהמאגרים – בהמשך לדיווחה של אנרג'יאן מיום ה-9 באפריל 2020 בדבר עדכון להיקף המשאבים בקידוח "כריש צפון", במהלך חודש אפריל 2020 הוחלפו בין אנרג'יאן לבין השותפות מכתבים בקשר עם הטענות שהעלתה אנרג'יאן ביחס לזכויות השותפות לקבלת תמלוגים מהחזקות. לטענת אנרג'יאן, (א) תמלוג-העל של השותפות אינו חל ביחס למאגר כריש צפון (להבדיל ממאגר כריש); ו- (ב) לא כל הנוזלים הפחממניים שיופקו מחזקת כריש הם בגדר קונדנסט על-פי הסכם המכר הכפוף לחובת תשלום תמלוגים. לעמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, לרבות ממאגר כריש צפון, וכי כלל הנוזלים הפחממניים אשר עתידים להיות מופקים מהמאגרים שבשטח החזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם הכפוף לתמלוגים. עד למועד אישור הערכת השווי, שילמה אנרג'יאן לשותפות תמלוגים בגין כלל הקונדנסט המופק מחזקת כריש ובגין הגז הטבעי וכלל הקונדנסט ממאגר כריש צפון, תחת מחאה.**
- **חתימת הסכם למכירת גז טבעי עם שותפות רמת חובב – ביום 16 בספטמבר 2020 דיווחה אנרג'יאן כי התקשרה עם שותפות רמת חובב (אדלטק ושיכון ובינוי) בהסכמים לאספקת גז טבעי ממאגר כריש. על פי ההסכמים, תמכור אנרג'יאן לשותפות רמת חובב גז טבעי החל מתחילת ההזרמה של גז טבעי משדה כריש, בכמות שנתית של כ-1.4 BCM. ההסכמים כוללים סעיפים המתייחסים למחירי רצפה ומנגנון Take or Pay וצפויים להכניס לאנרג'יאן כ-2.5**



מיליארד דולר לאורך חיי החוזים. על פי ההסכם הראשון, אשר יעמוד בתוקפו עד לתום 20 שנה ממועד ההתקשרות בו, עיקר הכמות שנמכרה במסגרת ההסכמים הינה עבור תחנת הכוח רמת חובב. במסגרת הסכם נוסף, תסופק יתרת הגז לטובת אספקת גז טבעי לתחנות כח נוספות המוחזקות על ידי בעלי שותפות רמת חובב – זאת למשך תקופה של עד 15 שנים.

▪ **הסכם לרכישת מלוא ההחזקות באנרג'יאן ישראל** – ביום 30 בדצמבר 2020, דיווחה אנרג'יאן כי חתמה על הסכם לרכישת 30% הנותרים מהון המניות המונפק והנפרע של Energean Israel Ltd (להלן: "אנרג'יאן ישראל") מידי Kerogen Investments No.38 Ltd (להלן: "קרן קרוג'ין"). בתמורה לאחזקותיה של קרן קרוג'ין באנרג'יאן ישראל, שילמה אנרג'יאן סכום שנע בין 380 מיליון דולר ל-405 מיליון דולר. ביום 25 בפברואר 2021 דיווחה אנרג'יאן על השלמת העסקה והחל ממועד זה מחזיקה אנרג'יאן ב-100% מהון המניות המונפק והנפרע של אנרג'יאן ישראל.

▪ **החלטת השקעה סופית במאגר "כריש צפון"** – ביום 14 בינואר 2021, דיווחה אנרג'יאן על קבלת החלטת השקעה סופית (FID) במאגר "כריש צפון" בהיקף של כ-150 מיליון דולר. גז טבעי הופק ממאגר זה לראשונה ברבעון הראשון של שנת 2024 ואנרג'יאן מעריכה כי הפרויקט יספק תשואה (IRR) של כ-40%.

▪ ביום 13 בדצמבר 2021 דיווחה אנרג'יאן כי חתמה על הסכם עם חברת KANFA AS לבניית OTM (Oil Train Module) שני עבור מאגר כריש. הקמת ה-OTM הנוסף תאפשר להגדיל את תפוקת הנוזלים הפחממניים של האסדה הצפה (FPSO) מ-18 kbo ביום ל-32 kbo ביום. בעקבות מלחמת חרבות ברזל חל עיכוב בהתקנת ה-OTM. ביום 29 לאוקטובר 2024 פרסמה אנרג'יאן כי ה-OTM הונף על גבי ה-FPSO וכי התקנתו והרצת המערכות שבו צפויים לאורך כ-6 חודשים. אנרג'יאן מעריכה כי בסיום ההרצה תפוקת הנוזלים צפויה לעלות לכ-20 עד 25 אלף חביות ביום כבר במהלך חציון ראשון של שנת 2025.

▪ **חתימת הסכם SPOT למכירת גז טבעי עם חח"י** – ביום 14 במרץ 2022 דיווחה אנרג'יאן כי התקשרה עם חח"י בהסכם SPOT לאספקת גז טבעי ממאגר כריש (להלן בסעיף זה: "הסכם הספוט"). על פי הסכם הספוט, לחח"י הזכות לרכוש גז טבעי במחיר חודשי משתנה, ובכמויות אשר ייקבעו על בסיס יומי (ללא התחייבות). הסכם הספוט יחול ממועד הפקת גז ראשון ממאגר כריש ולמשך שנה, עם אופציות להארכה בכפוף להסכמות שני הצדדים. בהמשך לאמור, דיווחה חח"י במסגרת הדו"ח הרבעוני שלה לתקופה שהסתיימה ביום 30 בספטמבר, 2023 כי ביום 15 באוקטובר 2023, הוארך הסכם הספוט למשך שנה נוספת עד ליום 17 באוקטובר, 2024.

▪ **חתימת הסכם למכירת גז טבעי עם שותפות תחנת הכוח חגית מזרח** – ביום 3 במאי 2022 דיווחה אנרג'יאן כי התקשרה עם שותפות תחנת הכוח חגית מזרח (אדלטק ושיכון ובינוי אנרגיה), בהסכמים לאספקת גז טבעי ממאגר כריש. על פי ההסכמים, תמכור אנרג'יאן לשותפות תחנת הכוח חגית מזרח גז טבעי החל ממועד הפקת גז ראשון משדה כריש, בכמות שנתית של עד כ-0.8 BCM. ההסכמים כוללים סעיפים המתייחסים למחירי רצפה, מנגנון Take or Pay והצמדות (ללא הצמדה למחיר הברנט) וצפויים להכניס לאנרג'יאן עד כ-2.0



מיליארד דולר לאורך חיי החוזים. סך הגז הטבעי הנמכר בהסכם צפוי להסתכם לעד כ-12 BCM על פני תקופה של כ-15 שנים. ההסכם כפוף להשלמת תהליך רכישת התחנה על ידי אדלטק ושיכון ובינוי אנרגיה. ביום 1 ביוני 2022 דיווחה חח"י על השלמת הליך מכירת התחנה לאדלטק ושיכון ובינוי אנרגיה.

- ביום 9 באוקטובר 2022 דיווחה אנרגיאן על הזרמת גז טבעי מהחוף למתקן ההפקה הצף (FPSO) דרך מערכות הובלת הגז כחלק מהבדיקות והרצת המערכות שביצעה החברה כהכנה לתחילת הפקת גז טבעי ממאגר כריש.
- ביום 26 באוקטובר 2022 דיווחה אנרגיאן על הפקת גז טבעי ראשון ממאגר כריש וביום 28 באוקטובר 2022 החלה למכור גז טבעי ללקוחותיה.
- ביום 17 בנובמבר 2022 דיווחה אנרגיאן כי חתמה עם Vitol SA על הסכם מכירה לשיווק ראשוני של משלוחי הנוזלים הפחמניים. ביום 14 בפברואר 2023 סיפקה החברה משלוח ראשון של נוזלים פחמניים ממאגר כריש בהתאם להסכם הנ"ל.
- ביום 18 ביוני, 2023 הודיעה אנרגיאן, כי בכוונת Energean Israel Finance Ltd⁵² להנפיק סדרת אגרת חוב בכירה מובטחת, בסך כולל של 750 מיליון דולר, שעתידה להיפרע ביום 30 בספטמבר 2033. שיעור הריבית השנתית של סדרה זו הינה 8.50% והיא תשולם בתשלומים חצי שנתיים ב-30/03 וב-30/09 בכל שנה. על פי הדיווח, אגרת החוב צפויה להיות מונפקת בחודש יולי 2023 ולהיסחר ב-TASE-UP⁵³. בכוונת אנרגיאן להשתמש בסכום זה: (1) לפירעון אגרות החוב של החברה אשר צפויות להיפרע בשנת 2024; (2) לשלם את התמורה הנדחית האחרונה לקרן קרוגין בגין רכישת אנרגיאן ישראל; (3) למימון הוצאות ריבית; ו-(4) לשלם עמלות, ריבית נצברת והוצאות אחרות בגין פירעון אגרות החוב והנפקת אגרת החוב. ביום 11 ביולי, 2023 הונפקה אגרת החוב האמורה על הרצף המוסדי וביום 26 ביולי, 2023 ניתן דירוג il.A להנפקת אגרת החוב הבכירה המובטחת על ידי סוכנות הדירוג מעלות S&P עם תחזית יציבה.⁵⁴ ביום 18 לנובמבר 2024 חברת הדירוג מעלות אישרה את הדירוג ilA עם תחזית שלילית לאגרות החוב הבכירות המובטחות של אנרגיאן.⁵⁵
- ביום 29 בפברואר 2024 דיווחה אנרגיאן כי החלה בהפקת גז ממאגר כריש-צפון ביום 22 בפברואר 2024. בנוסף, החלה הזרמת הגז באמצעות צינור ייצוא (Export Riser) הגז השני שהתקנתו הושלמה בדצמבר 2023.
- בהמשך לפסקה הקודמת, עוד דיווחה אנרגיאן בדיווח האמור כי התקשרה עם חברת אשכול ייצור אנרגיות בע"מ (להלן: "אשכול"), חברה אשר בשליטת דליה, בהסכם לאספקת גז טבעי. על פי ההסכם, תמכור אנרגיאן לאשכול גז טבעי החל מחודש יוני 2024, בכמות שנתית של כ-0.6 BCM עד שנת 2031 ולאחר מכן בהיקף של 1 BCM לשנה עד סוף תקופת החוזה. ההסכם

⁵² חברה למטרה מיוחדת (SPV) אשר בסיסה בישראל. החברה מוחזקת על ידי אנרגיאן ישראל.
⁵³ TASE UP הינה פלטפורמה לגיוס הון או חוב עבור גופים פרטיים ממשקיעים מוסדיים ו/או מלקוחות כשירים אחרים (לרבות פרטיים) מישראל ומחול"ל. כמו כן, הגופים הפרטיים יכולים להשתמש בפלטפורמה למסחר, וזאת מבלי שיהיו מחויבים בפרסום תשקיף ומבלי שיחולו עליהם דרישות גילוי או חובות דיווח שוטפות.
⁵⁴ מקור: <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1537001-1538000/P1537511-00.pdf>
⁵⁵ <https://www.maalot.co.il/Publications/4795/FAREne20241118161048.pdf>



כולל סעיפים המתייחסים למחירי רצפה ותקרה, מנגנון Take or Pay ומנגנון הצמדה. על פי הדיווח, סך ההיקף הכולל של החוזה יעמוד על כ-12 BCM לתקופה של 15 שנים, והוא צפוי להניב הכנסות בשווי של כ-2 מיליארד דולר לאנרג'יאן.

- **עדכון היקף המשאבים המיוחסים למאגרי כריש, כריש צפון ותנין – ביום 21 במרץ 2024**
פרסמה אנרג'יאן דו"ח משאבים ועתודות ליום 31 בדצמבר 2023 שנערך על ידי מעריך המשאבים DeGolyer and MacNaughton לפיו במאגרים כריש, כריש צפון ותנין (להלן בסעיף זה: "המאגרים") קיימות עתודות גז טבעי ונוזלים פחממניים (2P) בהיקף של כ-96.3 BCM וכ-98.3 מיליון חביות, בהתאמה⁵⁶. אנרג'יאן הקדימה את מועד תחילת ההפקה הצפוי ממאגר תנין לשנת 2029 (חלף 2030). כמו כן, פרסמה אנרג'יאן את תחזיותיה בנוגע לקצב הפקת הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים מכל אחד המאגרים וכן תחזיות הנוגעות להיקפי ההשקעות ההוניות, תמלוגים, מיסים ועלויות התפעול של המאגרים.
- **חתימת מזכר הבנות מחייב לרכישת גז בין דליה חברות אנרגיה בע"מ לאנרג'יאן ישראל –**
ביום 23/01/2025 דיווחה דליה⁵⁷ כי חתמה עם אנרג'יאן ישראל על מזכר הבנות מחייב לרכישת גז טבעי עבור התחנות "דליה 2" ו-"אשכול אבשל", תחנות מסוג H Class. מזכר ההבנות מצוין את תקופות ההסכם השונות והכמויות בגינן עד לתאריך 31/12/2043. דליה מעריכה שהיקף הגז עשוי להסתכם בכ-12 BCM תמורת סך כולל של כ-2 מיליארד דולר עד לתום תקופת ההסכם.

⁵⁶ מקור: <https://www.energean.com/media/5770/energean-israel-cpr.pdf>
⁵⁷ <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1641001-1642000/P1641823-00.pdf>



5. הערכת שווי תמלוגים

5.1. מתודולוגיות שונות להערכת שווי

ישנן שלוש גישות מקובלות להערכת שווי כלכלי של עסקים וחברות:

- גישת השוק: ע"פ גישה זו, השווי ההוגן של החברה נאמד באמצעות השוואה בין פרמטרים חשבונאיים ותפעוליים של החברה נשואת ההערכה לבין אותם פרמטרים בחברות ציבוריות ברות השוואה וכן על ניתוח של עסקאות דומות בענף. ההשוואה נעשית תוך שימוש במכפילים, המבטאים את היחס בין השווי של חברות ההשוואה לבין פרמטר חשבונאי או תפעולי נבחר, תוך ביצוע התאמות, ככל שנדרש, בהתאם להבדלים בין החברה המוערכת לחברות ההשוואה.
- גישת העלות: ע"פ גישה זו, השווי ההוגן של החברה נאמד בהתבסס על עלות שיחלופו בנכס חדש. ההנחה המרכזית העומדת בבסיס גישה זו הינה, כי משקיע רציונאלי לא ירכוש נכס קיים במחיר הגבוה מהעלות הכרוכה ביצירת נכס בר השוואה.
- גישת ההכנסות: ע"פ גישה זו, השווי ההוגן של החברה נאמד באמצעות היוון תזרימי המזומנים (DCF), אשר החברה צפויה להפיק בעתיד. לצורך יישום שיטה זו, יש לאמוד את תחזית המכירות וההוצאות (עלות המכר, הנה"כ, שיווק ומכירה, הכנסות/הוצאות אחרות, מיסים וכדומה) הצפויים לנבוע מהעסק/הנכס, לרבות תחזית ההשקעות והתאמות נוספות לתזרים המזומנים (כגון פחת, קיזוז הכנסות מראש ושינויים בהון חוזר). היוון תזרימי המזומנים הבלתי ממונפים הינה השיטה המקובלת בתורת המימון לצורך הערכת "עסק חי". תזרימים אלו מהווים במחיר הון המגלם בתוכו את הסיכון הגלום בפעילות החברה.

5.2. מתודולוגיה נבחרת

בהתאם לתקן דיווח כספי בינלאומי 3, תמורה מותנית מוגדרת כ: *"...מחויבות של הרוכש להעביר נכסים נוספים או זכויות הוניות אל הבעלים הקודמים של הנרכש כחלק מעסקת ההחלפה עבור השליטה על הנרכש, אם אירועים עתידיים מוגדרים יתרחשו, או אם יתקיימו תנאים."*

כמפורט בפרק 3 לעיל, התמורה לה זכאית השותפות כוללת אפשרות לתקבולים עתידיים, בנוסף לסכומים שהתקבלו במזומן (כ-148.5 מיליון דולר), אשר מותנים בהתרחשותם של אירועים עתידיים.

בהתאם למאפייני רכיבי התמורה, שווי התמלוגים בעסקת המכירה של חזקות כריש ותנין נאמד באמצעות שיטת היוון תזרימי המזומנים, תוך התאמת שיעורי ההיוון לסיכונים הגלומים בתזרים המזומנים.



5.3. הנחות עבודה

5.3.1. כללי

הנחות העבודה המרכזיות כמפורט מטה מבוססות בעיקרן על דו"ח D&M CPR בתוספת התאמות לפרסומים בדבר עדכונים תפעוליים, טכניים ופיננסיים שבוצעו על ידי אנרג'יאן (כפי שיפורט בהמשך), וכן על ניתוח נתוני שוק ופרסומים של חברות ציבוריות הפועלות בתחום הגז והנפט בישראל. יודגש כי הנחות והמידע המפורטים להלן, לרבות ביחס לתחזיות ולתנאים המסחריים העיקריים בהסכם המכירה של המאגרים, וכן בדבר סוגי הנוזלים הפחממניים אשר יופקו מהמאגרים וישולמו בגינם תמלוגים לשותפות, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר.

5.3.2. לוח זמנים

על פי פרסומי אנרג'יאן שהוזכרו לעיל, הפקת גז ראשונה ממאגר כריש החלה ברבעון הרביעי של שנת 2022. כמו כן, דווח כי באר ההפקה במאגר "כריש צפון", נקדח והושלם במהלך הרבעון השלישי של שנת 2022 וכי הפקת גז ראשונה מהמאגר החלה ברבעון הראשון של שנת 2024. על פי פרסומים אלו תחילת ההפקה מחזקת תנין צפויה בשנת 2029.

במסגרת הערכת השווי הונח כי הפקת הגז ממאגר תנין תחול במהלך שנת 2029. כמו כן, הונח כי הפקת עתודות הגז הטבעי במאגרים כריש, כריש צפון ותנין יסתיימו בשנים 2040, 2044 ו-2041, בהתאמה, בהתבסס על הנחות שהוצגו בדו"ח D&M CPR.

5.3.3. תחזית כמויות וקצב הפקה שנתי

להלן פירוט כמויות הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) במאגרי כריש ותנין (100%) כפי שפורסמו בדו"ח D&M CPR ליום 31 בדצמבר 2023:

עתודות ומשאבים		מאגר
נוזלים פחממניים (MMBBL)	גז טבעי (BCM)	
2P	2P	
53.2	33.4	כריש
40.7	37.0	כריש צפון
4.4	25.9	תנין
98.3	96.3	סה"כ

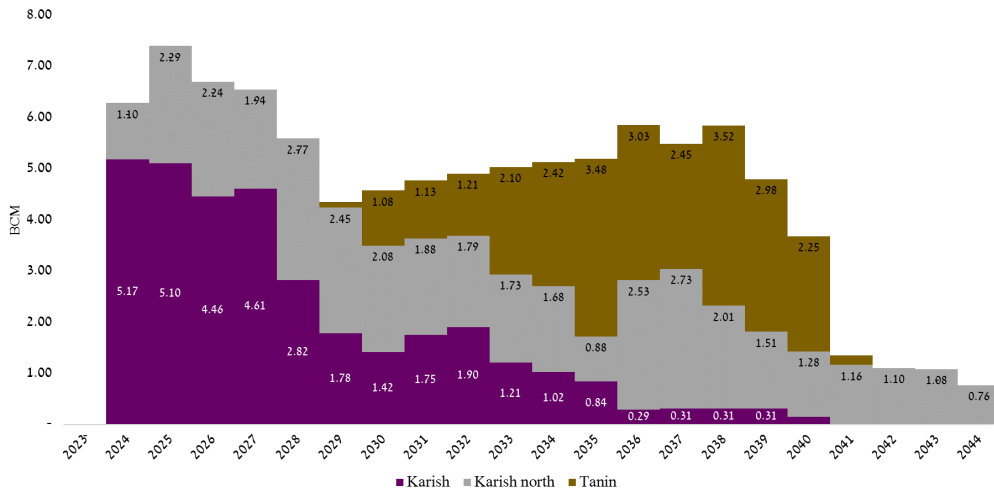
יצוין כי בהתבסס על דו"חותיה הכספיים של אנרג'יאן ליום 31 במרץ 2024, על דיווחיה של השותפות בדבר שווי התמלוגים אשר התקבלו מאת אנרג'יאן ועל יחס ההמרה הנגזר מהטבלה לעיל בין כמות הגז הטבעי וכמות הנוזלים הפחממניים במאגרים כריש וכריש צפון, כמות הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים, שהפיקה אנרג'יאן בשנת 2023, נאמדת בכ-4.4 BCM ובכ-3.5 מיליון חביות, בהתאמה.

בהתאם לדו"ח D&M CPR, היקף ההפקה ממאגרים כריש וכריש צפון בשנת 2024 נאמד בכ-6.28 BCM גז הטבעי וכ-6.27 מיליון חביות נוזלים פחממניים. בהתבסס על הדוחות הכספיים של

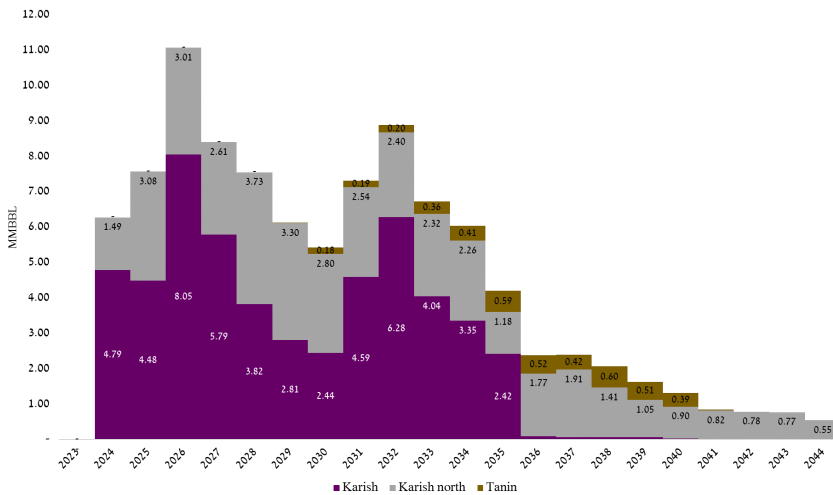


אנרגיאן ליום 30 בספטמבר 2024, על התמלוגים שהתקבלו בפועל מאנרגיאן, על יחס ההמרה בין כמות הגז הטבעי וכמות הנוזלים הפחממניים במאגרים ועל פרסום אנרגיאן מיום 23.1.2025 הונח כי כמות הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים שהפיקה אנרגיאן בשנת 2024 נאמדת בכ- BCM 4.45 ובכ- MMBBL 5.3, בהתאמה. על כן, הונח שפערי ההפקה לשנת 2024, בין דו"ח D&M CPR לבין ההפקה הנאמדת בפועל, יופקו בסוף חיי מאגר כריש צפון בין השנים 2040-2044.

להלן תרשים המתאר את קצב ההפקה של גז טבעי מהמאגרים על פי דו"ח D&M CPR (עתודות מסוג 2P):



להלן תרשים המתאר את קצב ההפקה של הנוזלים הפחממניים מהמאגרים על פי דו"ח D&M CPR (עתודות מסוג 2P):



תחזית קצב ההפקה השנתי של הגז הטבעי והקונדנסט, ששימשה בהערכת השווי התבססה על קצב ההפקה בדו"ח D&M CPR המשקף להערכתנו את התרחיש הסביר בהינתן המידע הפומבי הקיים בקשר לחוזים שנחתמו, היקף הביקושים והתחרות הצפויה בשוק המקומי (לפירוט תחזית קצב הפקת גז טבעי וקונדנסט שנתי ראה נספח א').



כמו כן, בהתאם לדו"ח D&M CPR הונח מקדם המרה של כ-37.2 מ' מיחידת MMBTU ליחידת BCM.

5.3.4. תחזית מחירי גז טבעי

תחזית מחירי הגז הטבעי התבססה על ההנחות להלן:

- מחיר הבסיס בחוזים על פיהם בוצעה הערכת השווי, נאמד באמצעות הנוסחאות המפורטות במנגנון המחירים בין אנרגיאן לבין כ"ל ובז"ן, ובין אנרגיאן ל-OPC, וכן שקלול של מחיר הגז בחוזה של תחנת הכוח רמת חובב, והפרמטרים המפורטים להלן:
 - i. **תעריף רכיב הייצור:** נכון למועד הערכת השווי, תעריף רכיב הייצור הינו 29.39 אגורות (ע"פ פרסום רשות החשמל מיום 29 לדצמבר 2024⁵⁸). לאורך יתר שנות התחזית הונח כי תעריף רכיב הייצור ישתנה בהתאם להוצאות הצפויות לחח"י בגין ייצור חשמל, המושפעות בין היתר ממחירי הגז הטבעי, הפחם, שינויים בשער החליפין (שקל/דולר), הסבת תחנות כוח פחמיות לשימוש בגז טבעי, הקמת תחנות כוח נוספות מונעות גז טבעי על ידי חח"י, מכירת תחנות כוח ליצרני חשמל פרטיים ומעלויות ייצור נוספות. בהתאם לתחזיותינו, תעריף רכיב הייצור צפוי להיות בטווח של כ-35.15-30.31 אגורות לאורך השנים 2026-2037. כפי שנאמר בסעיף 4.4, יצא קול קורא מטעם רשות החשמל לשינויים בחישוב רכיב הייצור, טרם התקבלה החלטה סופית בעניין ועל כן ההצעות בו לא באו לידי ביטוי בעבודה זו.
 - ii. **כ"ל ובז"ן** - מחיר רצפה של 3.975 דולר ארה"ב ל-mmbtu בהתאם להסכם בין החברה לבין כ"ל ובז"ן.
 - iii. **OPC** - מחיר רצפה של 3.975 דולר ארה"ב ל-mmbtu כאשר רכיב הייצור גדול או שווה ל-26.4 אגורות, ומחיר רצפה של 3.8 דולר ארה"ב ל-mmbtu כאשר רכיב הייצור נמוך מ-26.4 בהתאם להסכם בין החברה לבין OPC.
 - iv. **רמת חובב** - מחיר קבוע של 3.95 דולר ארה"ב ל-mmbtu.
- הונח כי כמות גז של BCM 1.0 תסופק באופן קבוע לתחנת הכוח רמת חובב וכי יתרת כמות הגז שתימכר תתפלג באופן שווה בין יצרני חשמל פרטיים (דוגמת החוזה עם OPC) ויצרנים תעשייתיים (דוגמת החוזים עם כ"ל ובז"ן).
- נציין כי בדו"ח D&M CPR עבור תרחיש הבסיס והתרחיש הנמוך הונח כי מחיר הגז הטבעי יעמוד על 4.25 ו-4.30 דולר ארה"ב ל-mmbtu בשנים 2025-2027 ומשנת 2028 והלאה, בהתאמה.

⁵⁸ <https://www.gov.il/he/pages/70004>



5.3.5. תחזית מחירי קונדנסט

תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס ממוצע תחזיות קצרות טווח למחירי נפט של ה-World Bank⁵⁹, ה-EIA⁶⁰ ומחירי הפורורד של הברנט לטווח ארוך ע"פ נתוני בלומברג נכון למועד הערכת השווי. מכיוון שמחירי הפורורד המפורסמים הינם עד שנת 2032, החל משנת 2033 הונח כי שיעור השינוי השנתי בתחזית יהיה זהה לשיעור השינוי בין שנת 2031 ל-2032.

5.3.6. שיעור התמלוגים

שיעור התמלוגים האפקטיבי המשולם לשותפות נגזר משיעור התמלוגים האפקטיבי המשולם למדינה. שיעור התמלוגים אשר משולם למדינה נקבע בהתאם לחוק הנפט ועומד על 12.5% משווי הגז בפי הבאר⁶¹. עם זאת, שיעור התמלוגים אשר ישולם בפועל הינו נמוך יותר, כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. בהתאם לקביעת משרד האנרגיה שיעור המקדמות למדינה בשנים 2023-2025 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט מחזקת כריש הינו 11.06%. יצוין כי, שיעור זה מהווה מקדמה בלבד וחישוב שווי השוק של שיעור התמלוגים בפי הבאר יקבע בעתיד בהתאם לשיעור ואופן ניכוי ההוצאות שיוסכס עם משרד האנרגיה. שיעור זה משמש לחישוב שווי התמלוגים בפי הבאר לצורך הערכת השווי וזהה לשיעור התמלוגים כפי שמשקף מדוחותיה הכספיים הציבוריים של אנרגיאן.

5.3.7. היטל רווחי נפט

היטל רווחי הנפט הינו היטל פרוגרסיבי שנקבע לפי מנגנון אשר מקשר את שיעור ההיטל ליחס בין ההכנסות המצטברות נטו מפרויקט הפקת הנפט והגז לבין סך ההשקעות המצטברות בגין חיפוש ופיתוח ראשוני של המאגר (להלן: "יחס כיסוי ההשקעות"). ההיטל המינימאלי בשיעור של 20% יגבה כאשר יחס כיסוי השקעות יגיע ל 1.5 ויעלה בהדרגה עד לשיעור של כ-47% (בהתאם לשיעור מס החברות⁶²) כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל 2.3. ההיטל יחושב ויוטל לכל חזקה בנפרד.

במסגרת תחזית תזרימי המזומנים בגין התמלוגים ניכינו את ההיטל מהתמלוגים נטו (לאחר קיזוז התמלוגים הקיימים), שיתקבלו על ידי השותפות מכל חזקה, על בסיס שיעור ההיטל שחושב במודל הפיננסי של כל אחת מהחזקות.

⁵⁹ A World Bank Semi-Annual Report: Short-Term Energy Outlook, October 2024
⁶⁰ U.S Energy Information Administration: Analysis & Projections, December 2024
⁶¹ ביום 14 במאי 2020 פרסם משרד האנרגיה להערות הציבור, הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בקשר לזכויות נפט ביס. לפירוט נוסף ראה:
https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil_search_publications/he/royalty_sea.pdf
⁶² הונח שיעור מס חברות של 23% בהתאם לשיעור המס הסטטורי הידוע למועד הערכת השווי.

**5.3.8. שיעור היוון תמלוגים**

שיעור ההיוון (לפני מס) נאמד בכ-11.4% על בסיס ממוצע משוקלל לשיעור התשואה הנדרשת להון העצמי, אשר נאמד באמצעות מודל ה-CAPM, מחיר החוב הנורמטיבי ובניכוי סיכון תפעולי, כמפורט בטבלה להלן:

פרמטר	ערך	ביאור
ריבית חסרת סיכון	4.34%	א
ביטא ממונפת	2.06	ב
פרמיית שוק	6.46%	ג
פרמיית סיכון ספציפית	4.24%	ד
מחיר ההון העצמי של החברה	21.9%	
מחיר החוב	7.25%	ה
שיעור מס	0%	ו
שיעור מינוף	60.0%	ז
מחיר ההון המשוקלל	13.1%	
ניכוי סיכון תפעולי	(1.7%)	ח
מחיר ההון המשוקלל בניכוי סיכון תפעולי	11.4%	

להלן פירוט הנחות העבודה אשר שימשו בחישוב שיעור ההיוון:

- א. שיעור תשואת אג"ח ממשלת ארה"ב למח"מ תזרים המזומנים (כ-4.36 שנים).
- ב. על בסיס ממוצע ביטאות לא ממונפות של מדגם חברות דומות, כמפורט בטבלה להלן:

חברה	ביטא לא ממונפת
Isramco Negev 2 Limited Partnership	0.93
Ratio Energies Limited Partnership	1.11
Tamar Petroleum Ltd.	0.66
Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.	0.29
Newmed Energy Limited Partnership	1.13
ממוצע חברות מדגם	0.82

הביטא הממונפת נאמדה על בסיס הביטא הממוצעת של חברות המדגם לעיל ושיעור המינוף הנורמטיבי, ללא מס (ראו ביאור ו').

ג. פרמיית סיכון השוק בישראל (Damodaran ינואר 2025).

ד. פרמיית סיכון לגודל ע"פ Duff & Phelps International Valuation Handbook 2023 בתוספת פרמיית סיכון ספציפית בגין התנודתיות במחירי הנפט והתחרות בשוק המקומי.

ה. מחיר החוב נאמד בהתבסס על שיעור התשואה הנגזר מהנפקת האג"ח שביצעה אנרג'יאן בחודש יולי 2023⁶³ וכן על בסיס נתוני "מרווח הוגן" לתאריך הערכת השווי.

ו. מודל הערכת השווי הינו מודל לפני מס ולכן לא נלקח מס בשיעור ההיוון.

⁶³ להרחבה ראה ס' 4.6.2.



GIZA SINGER EVEN

ז. שיעור המינוף הממוצע של חברות המדגם (בסעיף ב' לעיל) ליום 31 בדצמבר 2024 נאמד בכ- 32%. להערכתנו שיעור המינוף הנורמטיבי לטווח ארוך עומד על 60.0%.

ח. שיעור ההיוון של 13.1% אשר נאמד באמצעות מודל ה-CAPM (להלן: "שיעור ההיוון התפעולי") כולל סיכונים תפעוליים רבים אשר מקבל תמלוגי העל אינו חשוף אליהם. מניסיוננו שיעור ההיוון התפעולי גבוה משיעור ההיוון לתמלוגים בשיעור שנע בין 1.5%-2.0%. לאור זאת, בוצעה הפחתה בשיעור של כ-1.7% משיעור הסיכון שהתקבל במודל.

5.4. תוצאות הערכת השווי

בהתאם להנחות המפורטות בגוף העבודה, שווי התמלוגים ליום 31 בדצמבר 2024 נאמד בכ-278.0 מיליון דולר (שווי תמלוגי כריש (כולל כריש צפון) ותמלוגי תנין, נאמדו בכ-227.2 מיליון דולר וכ-50.8 מיליון דולר, בהתאמה). **יובהר כי הערכת השווי אינה מתייחסת למחלוקות, ככל וקיימות, בין אנרג'יאן והשותפות ולהשלכותיהן (לפירוט ראה סעיף 4.6.2 לעיל) וכי השווי משקף את עמדת השותפות בנוגע למחלוקת.**



5.5. ניתוחי רגישות

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים במחירי הגז הטבעי במיליוני דולר ארה"ב:

שינוי בוקטור מחירי גז טבעי (דולר ארה"ב ל - MMBTU)								
1.50	1.00	0.50	-	-0.50	-1.00	-1.50		
259.4	239.1	226.9	253.4	237.0	219.3	203.0	+250 bp	שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
270.0	248.9	236.1	262.7	245.6	227.5	210.6	+150 bp	
281.5	259.5	246.1	272.7	255.0	236.4	218.9	+50 bp	
287.6	265.2	251.5	278.0	260.0	241.1	223.4	-	
293.9	271.0	257.0	283.6	265.2	246.0	228.0	-50 bp	
307.6	283.6	268.9	295.4	276.3	256.5	237.8	-150 bp	
322.4	297.4	281.9	308.4	288.4	268.0	248.5	-250 bp	

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים בכמות ההפקה השנתית, במיליוני דולר ארה"ב:

שינוי בקצב ההפקה השנתית של גז טבעי (BCM)								
1.00	0.50	0.25	-	-0.25	-0.50	-1.00		
228.3	221.4	254.8	253.4	248.3	243.0	235.1	+250 bp	שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
237.2	230.2	263.8	262.7	257.5	252.1	244.3	+150 bp	
246.7	239.7	273.5	272.7	267.4	262.0	254.3	+50 bp	
251.8	244.8	278.6	278.0	272.7	267.2	259.7	-	
257.0	250.0	284.0	283.6	278.3	272.7	265.3	-50 bp	
268.2	261.2	295.4	295.4	290.1	284.5	277.3	-150 bp	
280.3	273.4	307.8	308.3	303.0	297.4	290.6	-250 bp	

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים במחירי הקונדנסט, במיליוני דולר ארה"ב:

שינוי בוקטור מחירי קונדנסט (דולר ארה"ב ל - BBL)								
30.00	20.00	10.00	-	-10.00	-20.00	-30.00		
238.8	232.2	224.4	253.4	244.0	234.6	222.3	+250 bp	שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
248.6	241.7	233.7	262.7	253.0	243.4	230.8	+150 bp	
259.1	252.0	243.7	272.7	262.7	252.9	239.9	+50 bp	
264.8	257.5	249.1	278.0	267.9	257.9	244.8	-	
270.6	263.3	254.6	283.6	273.3	263.2	249.9	-50 bp	
283.2	275.5	266.5	295.4	284.8	274.4	260.7	-150 bp	
296.9	288.8	279.5	308.3	297.4	286.6	272.6	-250 bp	



נספח א' - תחזית תזרימי מזומנים

Year	Unit	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<u>Production</u>										
Gas production - Karish*	bcm/y	7.39	6.70	6.54	5.59	4.24	3.49	3.63	3.69	2.93
Gas production - Tanin	bcm/y	-	-	-	-	0.11	1.08	1.13	1.21	2.10
Condensate production - Karish*	bbl/y m	7.56	11.06	8.39	7.55	6.11	5.24	7.12	8.68	6.37
Condensate production - Tanin	bbl/y m	-	-	-	-	0.02	0.18	0.19	0.20	0.36
<u>Prices</u>										
Natural gas price	US\$	4.09	4.28	4.33	4.19	4.19	4.69	4.72	4.71	4.70
Condensate Price	US\$	73.24	71.29	69.17	68.47	68.05	67.77	67.55	67.46	67.37
<u>Revenues</u>										
<u>Karish - Revenues*</u>										
Natural Gas Revenues	US\$ MM	1,124.8	1,064.3	1,053.4	870.4	660.4	609.5	636.6	645.9	512.3
Condensate Revenues	US\$ MM	554.0	788.4	580.6	516.8	415.6	355.1	481.0	585.4	429.0
Total Gross Revenues	US\$ MM	1,678.8	1,852.7	1,633.9	1,387.2	1,076.0	964.5	1,117.6	1,231.2	941.2
<u>Tanin - Revenues</u>										
Natural Gas Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	16.7	187.9	198.7	211.8	366.2
Condensate Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	1.3	12.4	13.0	13.8	24.3
Total Gross Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	18.0	200.3	211.7	225.6	390.4
K&T - Total Gross Revenues	US\$ MM	1,678.8	1,852.7	1,633.9	1,387.2	1,093.9	1,164.8	1,329.4	1,456.8	1,331.6
<u>New-Med Energy - Transaction Revenues</u>										
Karish ORRI, Net*	US\$ MM	76.0	51.3	40.4	27.5	19.2	15.9	17.4	18.7	14.3
Tanin ORRI Net	US\$ MM	-	-	-	-	0.8	9.1	9.6	10.2	17.7
Transaction ORRI, Net**	US\$ MM	76.0	51.3	40.4	27.5	20.0	24.9	27.0	28.9	31.9
Karish Discounted Transaction Revenues*	US\$ MM	72.1	44.1	30.9	18.9	11.8	8.8	8.6	8.3	5.7
Tanin Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	0.5	5.0	4.8	4.5	7.1
Total Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	72.1	44.1	30.9	18.9	12.3	13.8	13.4	12.8	12.8

*Including Karish North

**Net of Existing ORRI net of Petroleum Tax



GIZA SINGER EVEN

Year	Unit	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<u>Production</u>												
Gas production - Karish*	bcm/y	2.70	1.72	2.82	3.04	2.32	1.81	1.60	1.34	1.28	1.25	0.94
Gas production - Tanin	bcm/y	2.42	3.48	3.03	2.45	3.52	2.98	2.25	0.19	-	-	-
Condensate production - Karish*	bbl/y m	5.62	3.60	1.86	1.97	1.47	1.12	1.12	1.01	0.98	0.96	0.74
Condensate production - Tanin	bbl/y m	0.41	0.59	0.52	0.42	0.60	0.51	0.39	0.03	-	-	-
<u>Prices</u>												
Natural gas price	US\$	4.68	4.52	4.30	4.28	4.28	4.35	4.35	4.35	4.35	4.35	4.35
Condensate Price	US\$	67.29	67.20	67.11	67.02	66.94	66.85	66.76	66.68	66.59	66.50	66.42
<u>Revenues</u>												
<u>Karish - Revenues*</u>												
Natural Gas Revenues	US\$ MM	469.4	288.7	450.7	483.4	369.1	293.1	259.1	216.2	206.6	202.9	152.0
Condensate Revenues	US\$ MM	377.8	242.0	125.0	132.2	98.3	74.7	74.9	67.6	65.2	64.1	49.2
Total Gross Revenues	US\$ MM	847.2	530.7	575.7	615.7	467.5	367.8	333.9	283.8	271.8	267.0	201.2
<u>Tanin - Revenues</u>												
Natural Gas Revenues	US\$ MM	421.4	584.2	484.1	389.3	561.2	482.1	363.7	29.9	-	-	-
Condensate Revenues	US\$ MM	27.9	39.9	34.6	28.0	40.2	34.0	25.7	2.1	-	-	-
Total Gross Revenues	US\$ MM	449.3	624.1	518.8	417.3	601.4	516.1	389.4	32.1	-	-	-
K&T - Total Gross Revenues	US\$ MM	1,296.5	1,154.8	1,094.5	1,033.0	1,068.8	883.9	723.3	315.9	271.8	267.0	201.2
<u>New-Med Energy - Transaction Revenues</u>												
Karish ORRI, Net*	US\$ MM	12.8	8.0	8.7	9.3	7.1	5.6	5.1	4.3	4.1	4.0	3.1
Tanin ORRI Net	US\$ MM	20.3	28.3	14.4	10.4	11.7	8.5	5.9	0.5	-	-	-
Transaction ORRI, Net**	US\$ MM	33.2	36.3	23.1	19.7	18.8	14.0	11.0	4.8	4.1	4.0	3.1
Karish Discounted Transaction Revenues*	US\$ MM	4.6	2.6	2.5	2.4	1.6	1.2	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4
Tanin Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	7.3	9.1	4.2	2.7	2.7	1.8	1.1	0.1	-	-	-
Total Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	11.9	11.7	6.7	5.1	4.4	2.9	2.1	0.8	0.6	0.5	0.4

*Including Karish North

**Net of Existing ORRI net of Petroleum Tax



ניו-מד אנרג'י/השותפות	ניו-מד אנרג'י שותפות מוגבלת
אבנר	אבנר חיפושי נפט שותפות מוגבלת
גז טבעי	תערובת גזים המכילה בעיקר מתאן, המשמשת בעיקר לייצור חשמל וכמקור אנרגיה לתעשייה
הרוכשת/אנרג'יאן	Ocean Energean (לשעבר Energean Israel Limited באמצעות Energean Plc. (Oil and Gas Ltd.
השותפויות/המוכרות	ניו-מד אנרג'י ואבנר
חוק הנפט	חוק הנפט, התשי"ב – 1952
מתווה הגז או המתווה	החלטת ממשלת ישראל על יצירת מתווה להגדלת כמות הגז הטבעי המופקת משדה הגז הטבעי תמר ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי לווייתן, כריש ותנין ושדות גז טבעי נוספים
שברון	Chevron Mediterranean Ltd.
קונדנסט	נוזל הידרוקרבוני שנוצר במהלך הפקת הגז הטבעי, המשמש כחומר גלם לייצור דלקים ומהווה תחליף לנפט
נכס נפט	היתר מוקדם, רישיון או חזקה מתוקף חוק הנפט בישראל או זכות בעלת משמעות דומה שהוענקה על ידי הגוף המוסמך לכך מחוץ לישראל
BCM	מיליארד מטר מעוקב
DCF	תזרימי מזומנים מהוונים, Discounted Cash Flows
FID	קבלת החלטת השקעה לפיתוח מאגרי הגז הטבעי כריש ותנין. Final Investment Decision
LNG	גז טבעי נוזלי, Liquid Natural Gas
MMBTU	מיליון BTU – יחידת אנרגיה המשמשת כבסיס לקביעת מחירי גז טבעי