



2022

דוח תקופתי

ליום 31.12.2022

NEWMED IN NUMBERS

470

רווח נקי



1,144

REVENUES



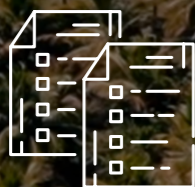
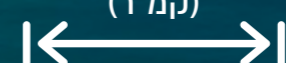
עובדים

24



330

שטח מאגרי לווייתן
(קמ"ר)



7.6

מכירות גז טבעי
לייצוא ממאגר
לווייתן (BCM)



6.17

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



11.4

מכירות גז טבעי
ממאגר לווייתן
(BCM)

3,939

סה"כ נכסים
במאזן



1,287.4

הון עצמי



2,618

שווי שוק

5,117

שווי חלק השותפות בלווייתן



813

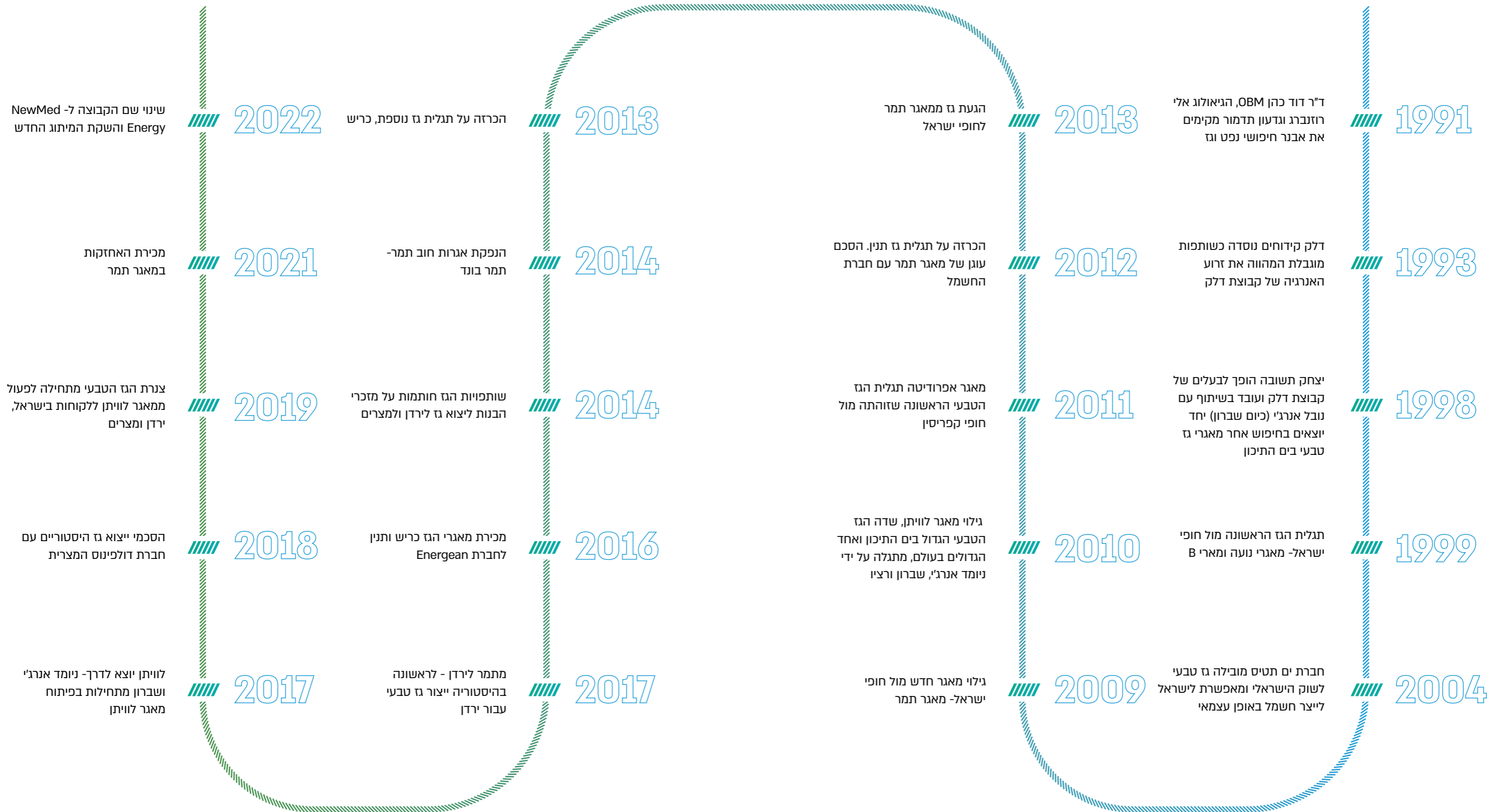
EBITDA



הערות שוליים:

1. הנתונים לעיל מתייחסים לשנת 2022 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 19.03.2023.
3. EBITDA חושב כרווח תפעולי בתוספת פחת והפחתות וחלק השותפות בהפסדי החברה הכלולה.
4. מחיר היה"ש מצוטט בבורסה ליום 31.12.2022 בהתאם לשער החליפין היציג מצוטט ליום זה.

OUR EVOLUTION



תוכן עניינים

פרק א'

תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד



פרק ב'

דוח דירקטוריון



פרק ג'

דוחות כספיים



פרק ד'

פרטים נוספים על התאגיד



פרק ה'

דוח 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
א - 2	1. תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות
א - 6	2. תחום הפעילות
א - 8	3. השקעות בהון השותפות ועסקאות שביצעו בעלי עניין ביחידות ההשתתפות מחוץ לבורסה
א - 8	4. חלוקת רווחים
א - 11	5. מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות
א - 11	6. סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים
א - 15	7. תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות
א - 15	7.1. מידע כללי על תחום הפעילות
א - 26	7.2. פרויקט לווייתן
א - 26	7.3. זכויות בקפריסין
א - 46	7.4. פרויקט ים תטיס
א - 58	7.5. זכות לתמלוגי-על מחזקות תנין וכריש
א - 61	7.6. רישיון החיפוש Boujdour Atlantique
א - 66	7.7. פעילות שהופסקה
א - 69	7.8. אנרגיות מתחדשות
א - 72	7.9. מוצרים
א - 74	7.10. לקוחות
א - 74	7.11. שיווק והפצה
א - 85	7.12. צבר הזמנות
א - 96	7.13. תחרות
א - 97	7.14. עונתיות
א - 104	7.15. מתקנים וכושר ייצור בפרויקט לווייתן
א - 105	7.16. חומרי גלם וספקים
א - 107	7.17. הון אנושי
א - 108	7.18. הון חוזר
א - 109	7.19. מימון
א - 109	7.20. מיסוי
א - 111	7.21. סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם
א - 118	7.22. מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות
א - 124	7.23. שיעבודים
א - 152	7.24. הסכמים מהותיים
א - 152	7.25. הליכים משפטיים
א - 171	7.26. יעדים ואסטרטגיה עסקית
א - 181	7.27. כיסוי ביטוחי
א - 184	7.28. גרמי סיכון
א - 185	

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 ובקפריסין.
- 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 1.7.1993 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
- 1.6 ביום 17.5.2017 הושלם מיזוג בין השותפות לבין אבנר חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר" או

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 לשמם הנוכחי.

⁴ כפי שפורסם בדוח המידי של השותפות מיום 2.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-001458).

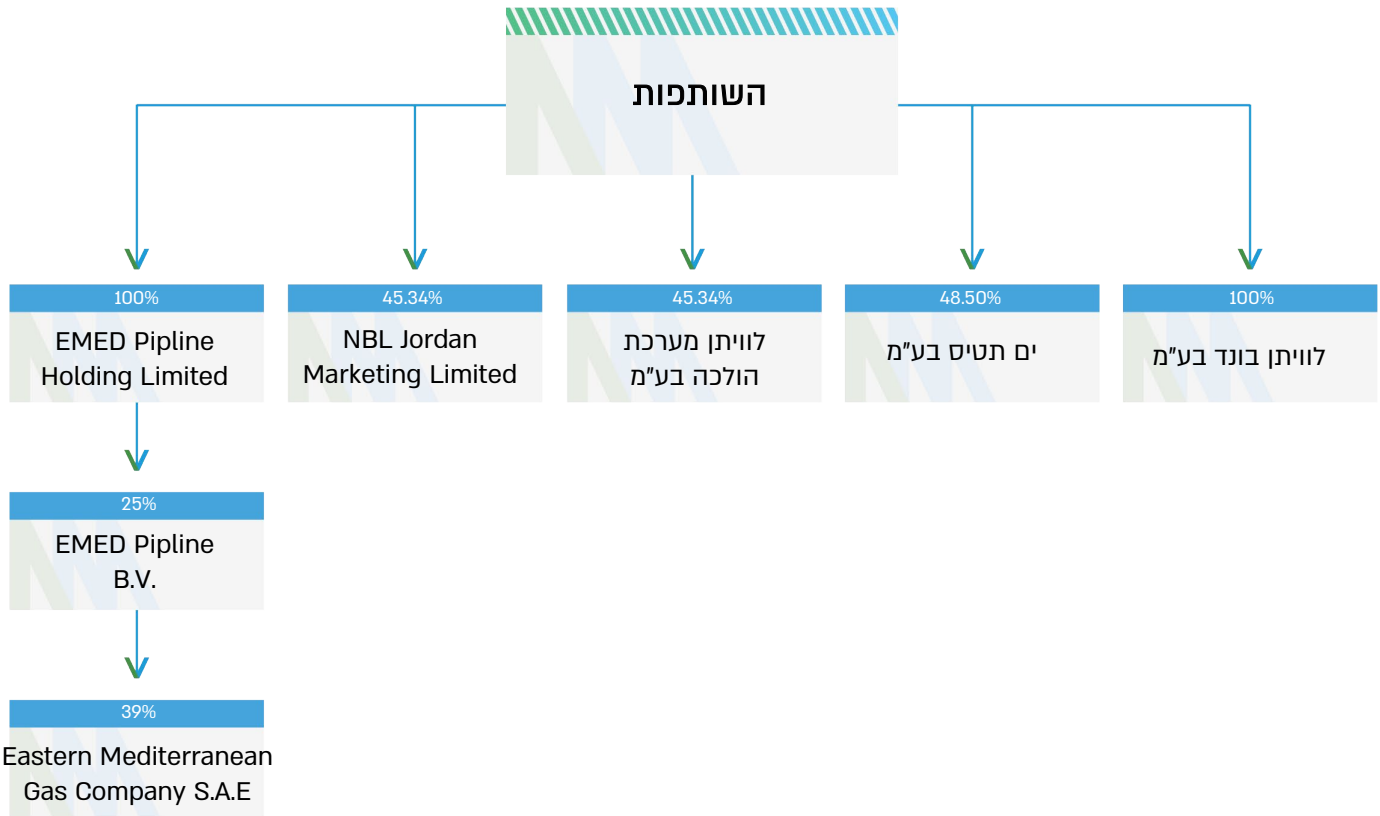
⁵ כפי שפורסם בדוח המידי של השותפות מיום 7.6.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-058218).

⁶ נכון למועד אישור הדוח, מר יצחק שרון (תשובה) מחזיק בכ- 48.58% מההון המונפק ובכ- 50.18% מזכויות ההצבעה בקבוצת דלק.

⁷ למיטב ידיעת השותפות ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, הרוב המכריע של היחידות שבבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק. כמו כן, נכון למועד אישור הדוח, כל יחידות ההשתתפות בהן מחזיק השותף הכללי משועבדות.

"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 בפרייקט 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, התש"ס-2000 (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 ביום 29.4.2002, וכן פעילויות נוספות הקשורות להיותה בעלת הרישיון האמור, לרבות היותה צד להסכמים שונים בקשר עם מתקן הקבלה ונושאי אבטחה.

1.7.2 לוויתן מערכת הולכה בע"מ היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "לוויתן מערכת הולכה"), אשר בעלי המניות בה הם השותפים בפרייקט לוויתן (להלן: "שותפי לוויתן"), 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 יחד להלן: "חזקות לוויתן"). החברה הוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפלטפורמת

ההפקה של כרויקט לווייתן 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 לווייתן, המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור החזקותיהם בחזקות לווייתן. החברה הוקמה בקשר עם התקשרות שותפי לווייתן בהסכם לאספקת גז עם חברת החשמל הלאומית של ירדן - The National Electric Power Company (להלן: "NEPCO"), לפיו החברה תרכוש את הגז הטבעי משותפי לווייתן 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 7.10.3(ב) להלן.

1.7.4 EMED Pipeline B.V. היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "EMED"), אשר הוקמה לצורך עסקת EMG (כהגדרתה בסעיף 7.24.6 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%; Mediterranean Gas Pipeline Ltd (להלן: "MPGC")⁸ - 17%; השותף המצרי - 9%; Egyptian General Petroleum Corporation (להלן: "EGPC")⁹ - 10%. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.24.6 להלן.

1.7.6 לווייתן בונד בע"מ היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "לווייתן בונד"), אשר הוקמה לשם הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובחו"ל, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.19.2 להלן.

לפרטים נוספים אודות החברות כאמור, ראו תקנה 11 לפרק ד' לדוח זה.

1.8 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, שהן שתי חברות אנרגיה בינלאומיות (להלן יחד: "הקונסורציום"), בנוגע לעסקה אפשרית במסגרתה ירכוש הקונסורציום במזומן את כל היחידות ההשתתפות המוחזקות על-ידי הציבור ומקצת היחידות המוחזקות על-ידי קבוצת דלק, בבכפוף לתנאים מסוימים (להלן בסעיף זה: "העסקה").

⁸ חברה פרטית, אשר למיטב ידיעת השותפות, נמצאת בשליטת Evsen Group, חברה בראשותו של ד"ר עלי אבסן.
⁹ חברה ממשלתית מצרית.

להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההצעה:

- 1.8.1 במסגרת העסקה ירכוש הקונסורציום 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").
- 1.8.2 הצעת הקונסורציום, שכאמור אינה מחייבת וכפופה לתנאים, היא לתשלום סך של 12.05 ש"ח לכל יחידה נרכשת. מחיר זה משקף פרמיה של כ- 72% ביחס למחיר הנעילה של היחידות בבורסה ביום 26.3.2023 (6.996 ש"ח) או פרמיה של כ- 76% וכ- 60% ביחס למחיר הנעילה הממוצע של היחידות בבורסה ב- 30 ו- 90 ימי המסחר הקודמים למועד ההצעה, בהתאמה.
- 1.8.3 במסגרת ההצעה פורטו תנאים אשר הקונסורציום מבקש להסדיר מול קבוצת דלק בקשר לשליטה המשותפת בשותפות לאחר השלמת העסקה, וכן תנאים נוספים לעסקה, ובכלל זאת השלמת בדיקות נאותות, השגת הסכמות מפורטות עם קבוצת דלק בכל הסוגיות הרלוונטיות וקבלת כל יתר ההסכמות והאישורים הנדרשים.
- 1.8.4 הקונסורציום רשאי למשוך ולבטל את ההצעה בכל עת ומכל סיבה.
- ביום 27.3.2023 קיים דירקטוריון השותף הכללי דיון בנוגע להצעה, ונכח העניין האישי של קבוצת דלק בעסקה וכן מהותיות העסקה, החליט למנות את ועדת הביקורת, שהרכבה כולל 3 דירקטורים חיצוניים בלבד (להלן בסעיף זה: "הוועדה"), לבחון ולהחליט בכל סוגיה הנוגעת לרכישת היחידות המוחזקות על-ידי הציבור בעסקה ולנקוט בכל הפעולות הנדרשות לצורך מימוש סמכויות הוועדה, לפי שיקול דעתה של הוועדה, לרבות התקשרות עם יועצים מקצועיים חיצוניים ובלתי תלויים, לצורך ליווי ההליך מבחינה משפטית וכלכלית בקשר עם המחיר המוצע עבור היחידות; לקבוע את תנאי התגמול של יועצים כאמור על חשבון השותפות; לנהל משא ומתן עצמאי עם הקונסורציום ועם קבוצת דלק אשר ינוהל, ככל האפשר, כמשא ומתן בין צדדים בלתי קשורים (arm's length) והכל בהתאם לטובת השותפות ומחזיקי היחידות; לגבש את מסמכי ההעסקה כפי שתמצא הוועדה לנכון ולקבוע את תנאייהם, אם וככל שהוועדה תמצא זאת לנכון; ולגבש את המלצת הוועדה לדירקטוריון ביחס לעסקה. כמו כן, הוועדה הוסמכה להחליט גם שלא לבצע את העסקה או להתנות את אישורה בתנאים או לבקש, לקבל ולבחון הצעות חלופיות, והכל כפי שתמצא לנכון. הוועדה תקבל את כל המידע והסיוע הנדרשים מהשותפות והשותף הכללי ומנושאי המשרה שלהם, ובסמכות חברי הוועדה לבקש כל מידע או מסמך רלוונטיים שבידי השותפות או השותף הכללי.
- אין כל ביטחון כי העסקה או התנאים שמבקש הקונסורציום להסדיר מול קבוצת דלק ביחס לניהול המשותף של השותפות לאחר השלמת העסקה יהיו מקובלים ומוסכמים על קבוצת דלק, או אם הצדדים יוכלו להגיע להסכמה.
- אם יושגו ההסכמות הנדרשות עם קבוצת דלק וכן תתקבל המלצת הוועדה לאשר את העסקה, אזי אישור העסקה, בדרך של הסדר לפי סעיף 350 לחוק החברות, וכן השלמת העסקה וביצועה יהיו כפופים לקבלת אישור בית המשפט אשר יפקח על ההסדר, אישור ההסדר באסיפת מחזיקי היחידות ברוב של 75% מבין כלל מחזיקי היחידות (כולל קבוצת דלק וצדדים קשורים שלה) ואישור ברוב רגיל של מחזיקי

היחידות מקרב הציבור (ללא קבוצת דלק וצדדים קשורים שלה), וכן קבלת האישורים הרגולטוריים הנוספים והסכמות מצדדים שלישיים הנדרשים להשלמת עסקה מסוג זה. יודגש כי, נכון למועד אישור הדוח, אין כל ודאות שניתן יהיה לקבל את כל ההסכמות והאישורים כאמור, וממילא אין כל ודאות לגבי סיכויי השלמת העסקה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע לעיל בקשר עם העסקה מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968. יודגש כי, בשלב זה, אין כל ביטחון לגבי השלמת העסקה וביצועה, הואיל ואלו תלויים בתנאים שאינם בשליטת השותפות.

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 ובקפריסין, 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 (לפרטים נוספים אודות רישיון חיפוש במרוקו, ראו סעיף 7.6 להלן), בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט"), כמפורט בסעיף 7.8 להלן, וכן בוחנת אפשרויות לכניסה לתחום המימן, לרבות למימן כחול, המופק מגז טבעי ואשר יכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.26 להלן.
- 2.2 נכס הנפט העיקרי של השותפות במועד אישור הדוח הוא החזקה בשיעור של 45.34% (מתוך 100%) במאגר 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: "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 7.2-7.7 להלן.
- 2.3 המפעילות במאגרים לווייתן ובלוק 12 הן Chevron Mediterranean Limited (להלן: "שברון") ו- Chevron Cyprus Limited (להלן: "שברון קפריסין"), בהתאמה, חברות בנות של חברה בת בבעלות מלאה של Chevron Corporation (להלן: "שברון קורפ").¹⁰
- 2.4 בהתאם להוראות החלטת הממשלה בעניין "מתווה הגז", כמפורט בסעיף 7.22.1 להלן, בחודש דצמבר 2021 מכרה השותפות את 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.¹¹ לפרטים נוספים אודות התחרות, ראו סעיף 7.13 להלן.

¹⁰ 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.

¹¹ למיטב ידיעת השותפות, השותפים בפרויקט תמר, נכון למועד אישור הדוח, הינם: שברון (25%), ישראלמקו נגב 2, שותפות מוגבלת (28.75%) (להלן: "ישראלמקו"), Mubadala Energy (Tamar) RSC LTD (11%), Tamar Investment 2 RSC Limited (11%), תמר פטרוליום בע"מ (16.75%), דור חיפושי גז, שותפות מוגבלת (4%) (להלן: "דור"), ואורסט תשתיות, שותפות מוגבלת (3.5%) (להלן: "אורסט", ולהלן יחד: "שותפי תמר").

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 7.7-7.2 להלן. כמו כן, תיקונים שנערכו בתקנון הבורסה בחודשים מרץ 2019 ויולי 2021 מאפשרים לשותפות, בתנאים מסוימים, להשקיע בפרויקטים שלא הוגדרו במפורש בהסכם השותפות ולהשקיע בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות.¹² 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 7.8 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 (2C) והמשאבים המנובאים (2U) המיוחסים לנכסי הנפט לווייתן ובלוק 12 בקפריסין (100%), נכון ליום 31.12.2022, 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 ¹³ (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		
34.3	15,569.2	13.9	6,292.8	-	-	-	45.34%	מאגר לווייתן
-	-	-	-	379.2	-	390.2	45.34%	פרוספקטי לווייתן עמוק
-	-	7.6	3,477	-	1.9	913	30.00%	מאגר אפרודיטה

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

¹² לפרטי התיקון מחודש מרץ 2019 ראו: <https://mayafiles.tase.co.il/reports/1216001-1217000/E1216813.pdf>

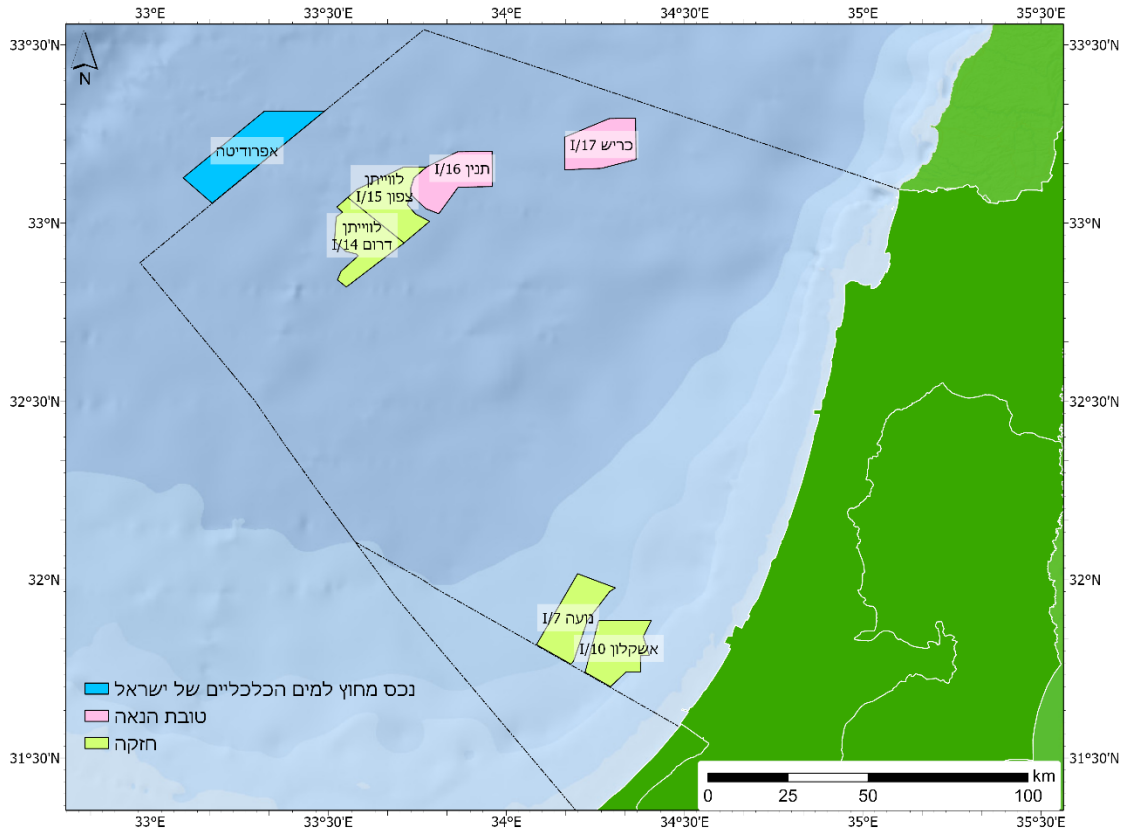
לפרטי התיקון מחודש יולי 2021 ראו: <https://mayafiles.tase.co.il/reports/1384001-1385000/E1384631.pdf>

¹³ המשאבים המנובאים המצוינים להלן נמצאים במספר תאי שבר ו/או בפרוספקטים שונים, אשר הסיכויים להימצאותם שונים.

2.8.2 כרויקט ים תטיס בחזקות 1/7 "נועה" ו- 1/10 "אשקלון" (להלן: "חזקת נועה" ו- "חזקת אשקלון", בהתאמה);

2.9 לפרטים אודות נכסי נפט של השותפות במועד אישור הדוח, ראו סעיפים 7.2-7.6 להלן. לפרטים אודות נכסי נפט שהפעילות בהם הופסקה, ראו סעיף 7.7 להלן.

להלן מפה המציגה את מיקום נכסי הנפט של השותפות, נכון למועד אישור הדוח:



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

למיטב ידיעת השותפות ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, שיעבדה קבוצת דלק את מרבית היחידות שבבעלותה לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק. לפרטים אודות התקשרות בין השותף הכללי לבין קבוצת דלק ודלק אנרגיה בקשר עם שיעבוד של יחידות ההשתתפות שבבעלות השותף הכללי, ראו תקנה 21א לפרק ד' לדוח זה.

4. חלוקת רווחים

4.1 בתקופה מיום 1.1.2021 ועד למועד אישור הדוח הכריזה השותפות על חלוקת רווחים (כהגדרתם בהסכם השותפות), כמפורט להלן:

תאריך הכרזה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות	סכום החלוקה הכולל	דוח מידי
22.9.2021	13.10.2021	0.08519 דולר	100 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2021-01-148473

תאריך הכרזה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות	סכום החלוקה הכולל	דוח מידי
9.12.2021	23.12.2021	0.08519 דולר	100 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2021-01-178155
22.5.2022	16.6.2022	0.04260 דולר	50 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2022-01-062296
17.8.2022	22.9.2022	0.04260 דולר	50 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2022-01-104986
23.11.2022	19.1.2023	0.04260 דולר	50 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2022-01-141307
27.3.2023	20.4.2023	0.05112 דולר	60 מיליון דולר	-

4.2 לפרטים אודות משטר המס שחל על השותפות והשינוי בו, אשר נכנס לתוקף החל משנת המס 2022, בעקבות כניסתן לתוקף של תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט) (תיקון), התשפ"ב-2021, ראו סעיף 7.20 להלן.

4.3 נכון ליום 31.12.2022, לשותפות רווחים ראויים לחלוקה בסך של כ- 1,103.9 מיליון דולר ארצות הברית (להלן: "דולר").

4.4 למעט המגבלות הקיימות בהסכמי מימון, כמפורט בסעיף 7.19 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.

אחת לשנה, בסמוך לתום השנה, יערוך השותף הכללי, בהתייעצות עם רואי החשבון של השותפות, הערכה של ההכנסה השנתית החייבת לצרכי מס של השותפות. בהתבסס על הערכה זו, יקבע השותף הכללי את הסכום לחלוקה ראשונה (להלן: "הסכום לחלוקה ראשונה"). הסכום לחלוקה ראשונה יפורסם על-ידי השותף הכללי לפני תום השנה ויחולק לאחר מכן לשותפים (כפי שהיו בתום השנה). יתרת הרווחים שיוותרו לחלוקה (אם בכלל) בגין אותה שנה, תיקבע על-ידי השותף הכללי ותפורסם בסמוך לאחר פרסום הדוחות הכספיים המבוקרים של השותפות בגין אותה שנה (להלן: "החלוקה השניה"). בהסכם השותפות הובהר כי, היה ולאחר ביצוע החלוקה השניה יתברר בעקבות שינוי בנסיבות כי ניתן לחלק סכומים נוספים בגין אותה שנה, יהיה השותף הכללי רשאי לבצע חלוקות נוספות בגין אותה שנה, והשותף הכללי יהא חייב לעשות כן אם הסכומים הנוספים הניתנים לחלוקה יהיו בסך העולה על 3 מיליון דולר.

חישוב הרווחים יעשה תמיד לשנה המסתיימת ביום 31 בדצמבר. על אף האמור לעיל, לא יחולקו סכומים כלשהם אם קבלתם על-ידי השותף המוגבל תחשב למשיכה של השקעתו או חלק ממנה כמשמעות הדבר בסעיף 63(ב) לפקודת השותפויות. בכל מקרה שקיים ספק אם חלוקת סכומים כלשהם לשותף המוגבל תיחשב כמשיכת השקעתו או חלק ממנה כאמור, לא תיעשה החלוקה אלא בהסכמת המפקח.

4.5.2 ביום 30.12.2013 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות אשר בה הוחלט, בין היתר, לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך השקעתם בפיתוח מאגר לווייתן, בהתאם לתוכנית העבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על חזקות לווייתן, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו עד ליום 31.12.2014 לצורך השקעתם בפעולות חיפוש והערכה בחזקות לווייתן 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 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות אשר בה הוחלט, 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 2.1.2023 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות אשר בה הוחלט, 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.

5. מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות

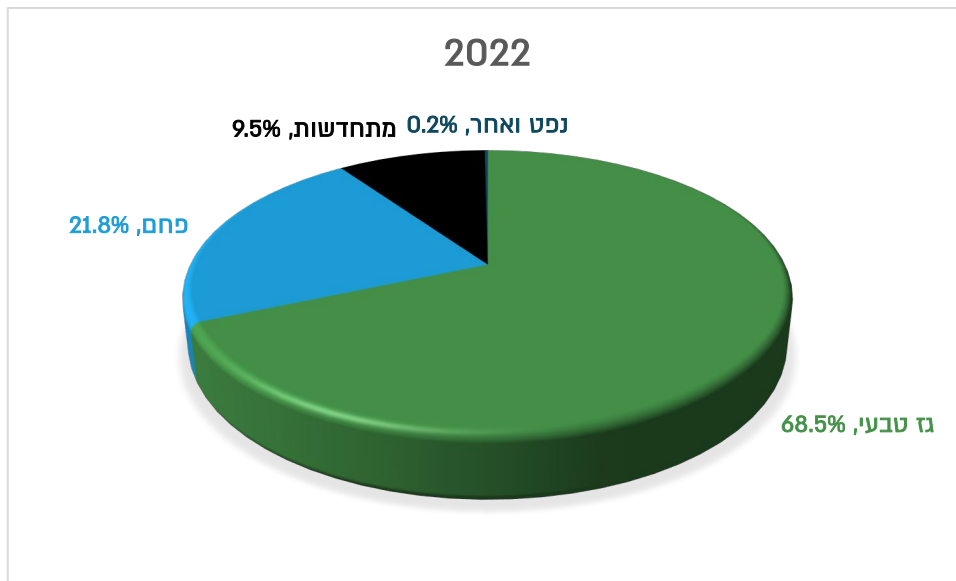
- 5.1 לנתונים אודות הכנסות, עלויות, רווח מפעולות רגילות של תחום הפעילות, ראו דוחות על הרווח הכולל הכלולים בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- 5.2 לפרטים אודות סך הנכסים וההתחייבויות של השותפות ליום 31.12.2022 וליום 31.12.2021, ראו דוחות על המצב הכספי הכלולים בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- 5.3 להסברים 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 7.22.4, 7.22.5 ו-7.20.2 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) המחייבת, בין היתר, משאבי גז בהיקפים ניכרים 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 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. 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 לשוק המקומי.

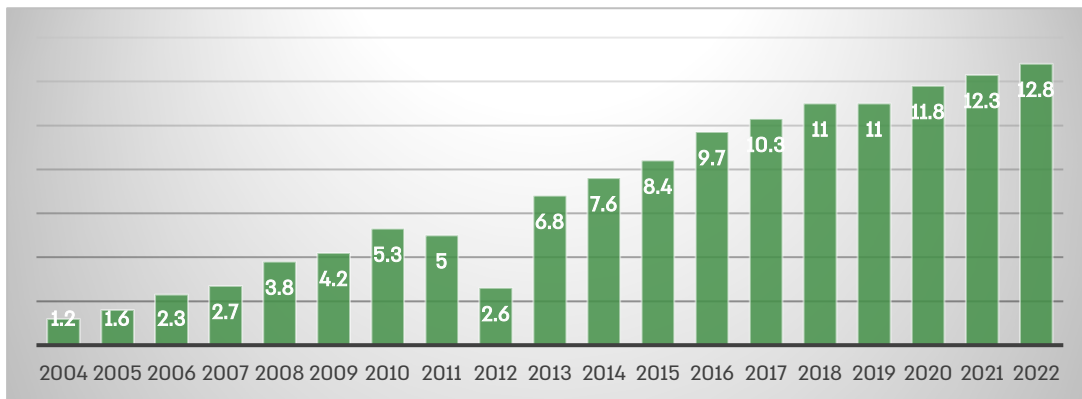
ביום 26.10.2022 דיווחה Energyan Oil and Gas Plc (להלן: "אנרג'יאן") על הפקת גז ראשון (First Gas) מחזקת כריש, וביום 28.10.2022 החלה במכירת גז ללקוחותיה. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.5.3 להלן.

6.4 בשני העשורים האחרונים עובר משק הגז הטבעי בישראל שינויים משמעותיים (הכוללים בין היתר שינויים רגולטוריים, כלכליים, מסחריים וסביבתיים). 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.



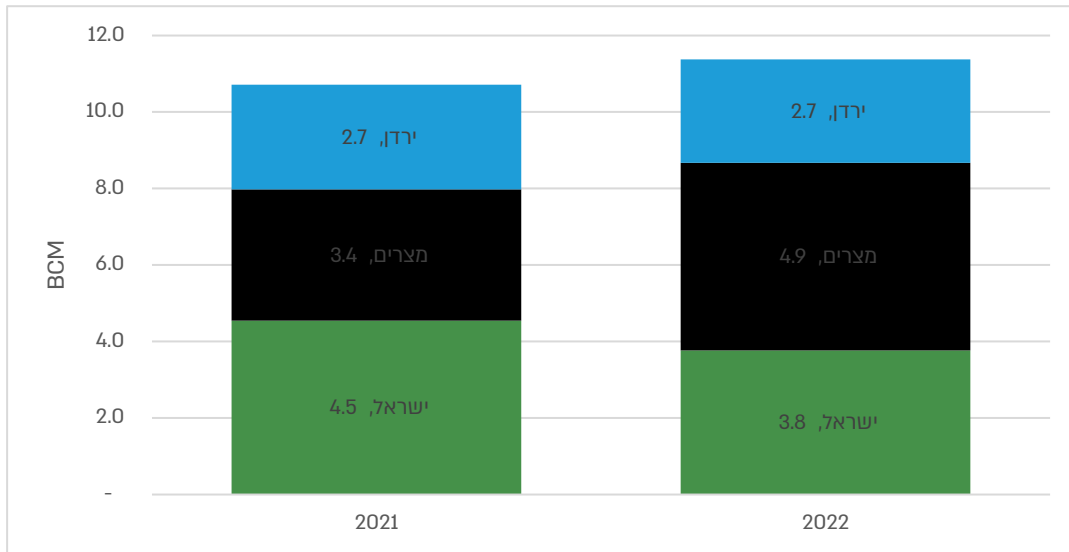
*מקור הנתונים: ניתוח BDO Consulting Group לנתוני נגה - ניהול מערכת החשמל בע"מ ורשות החשמל.

6.5 בהתאם לנתוני משרד האנרגיה, היקף צריכת הגז הטבעי בישראל עלה מכ- 6.8 BCM בשנת 2013 לכ- 12.3 BCM בשנת 2021¹⁴ כאשר בשנת 2022 הוא מוערך על-ידי השותפות בכ- 12.8 BCM, כמפורט בגרף שלהלן (במונחי BCM):



¹⁴ מקור הנתונים: משרד האנרגיה - אגף תמלוגים, חשבונאות וכלכלה, דו"ח על הכנסות מאוצרות טבע - שנת 2022, https://www.gov.il/BlobFolder/reports/income_reporte/he/revenue-report-2022.pdf

6.6 בשנת 2017 החל לראשונה יצוא גז טבעי ממאגר תמר לירדן, בהיקף מצומצם. בחודש יולי 2020 החל יצוא גז טבעי ממאגר תמר למצרים. למיטב ידיעת השותפות ועל-פי פרסומי משרד האנרגיה, בשנת 2022 הופק ממאגר תמר גז טבעי בהיקף כולל של כ- 10.3 BCM וכ- 467 אלף חביות קונדנסט נלווה, מתוכו כ- 1.57 BCM לייצוא.¹⁵ ביום 31.12.2019 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן לשוק המקומי, ובימים 1.1.2020 ו- 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן לירדן ולמצרים, בהתאמה. בשנת 2021 סופק ממאגר לווייתן גז טבעי לשוק המקומי בהיקף של כ- 4.5 BCM ולירדן ולמצרים בהיקף של כ- 2.7 BCM וכ- 3.4 BCM, בהתאמה, ובשנת 2022 סופק ממאגר לווייתן גז טבעי לשוק המקומי בהיקף של כ- 3.8 BCM ולירדן ולמצרים בהיקף של כ- 2.7 BCM וכ- 4.9 BCM, בהתאמה, כמפורט בגרף שלהלן:



6.7 להערכת השותפות, בהתבסס, בין היתר, על עבודות שביצעו חברות ייעוץ בלתי תלויות, עד שנת 2040 צריכת הגז הטבעי בישראל צפויה להכפיל את עצמה, וזאת, בין היתר, בהינתן חיבורם של ספקי גז נוספים למערכת ההולכה הארצית, מדיניות הממשלה בנוגע להפסקה הדרגתית של יצור החשמל באמצעות פחם עד לסוף שנת 2025, גידול אקסטרני בהיקף הביקושים לחשמל (בין היתר כתוצאה מחדירה משמעותית של רכבים חשמליים והמשך הקמת מתקני התפלת מים), הטמעת השימושים 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 מערכות החלוקה, הטמעת השימוש בגז טבעי במקטעים נוספים כגון, שירותים, פיתוח ומיצוי תעשיות המבוססות על גז טבעי כחומר גלם (כדוגמת יצור מימן כחול וכן התפתחות מפעלים פטרוכימיים לייצור אמוניה, שצורכים גז טבעי), וכל זאת מעבר לגידול הטבעי בביקוש לגז טבעי ולחשמל במשק הישראלי עקב פרויקטים אקסטרניים כדוגמת חישמול הרכבת, הקמת מתקני התפלה וכו', גידול 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.

¹⁵ מקור הנתונים: משרד האנרגיה - אגף תמלוגים, חשבונאות וכלכלה, דו"ח על הכנסות מאוצרות טבע - שנת 2022, https://www.gov.il/BlobFolder/reports/income_reporte/he/revenue-report-2022.pdf

לפרטים ראו סעיף 7.22.10 להלן.

6.8 ביום 24.4.2022 פרסם משרד האנרגיה דוח סקירה של ההתפתחויות במשק הגז הטבעי וסיכום לשנת 2021, הכולל, בין היתר, נתונים בדבר הגידול בהיקף ההפקה, הצריכה המקומית והייצוא של גז טבעי בשנת 2021, סקירה של מחירי הגז הטבעי בשוק המקומי והעולמי, סקירה בנוגע לפיתוח מערכת ההולכה ורשת החלוקה והתייחסות לצורך בגיבוש אסטרטגיה בתחום המימון לשוק המקומי (להלן בסעיף זה: "דוח הסקירה"). על-פי דוח הסקירה, בשנת 2021 סיפקו מאגרי לווייתן ותמר כ- 10.67 BCM וכ- BCM 8.62, בהתאמה, ומצופה ה- LNG הימי הממוקם מול החוף בחדרה סיפק כ- 0.2 BCM. למיטב ידיעת השותפות, בחודש דצמבר 2022 הסתיימה פעילותה של אונית הגיזז אשר סיפקה LNG למשק הישראלי באמצעות המצוף הימי, ונכון למועד אישור הדוח המצוף הימי אינו פעיל. כמו כן, האספקה הכוללת ממאגרי הגז הטבעי בישראל בשנת 2021 עמדה על כ- 19.47 BCM, כ- 21% יותר משנת 2020. לצד הגידול בצריכה, בלט הגידול בהיקף הייצוא של גז טבעי למצרים ולירדן אשר הסתכם בשנת 2021 בכ- 7.14 BCM, כ- 68% יותר משנת 2020.

להלן נתונים מדוח הסקירה המציגים את התפלגות הצריכה של הגז טבעי שהופק בשנת 2021¹⁶

שנים	2016	2017	2018	2019	2020	2021	שינוי 2020-2021
1. סה"כ אספקת גז טבעי (ב- BCM)	9.66	10.35	11.13	11.28	16.11	19.47	21%
2. סה"כ צריכת גז טבעי במשק המקומי (ב- BCM)	9.66	10.27	10.97	11.03	11.8	12.33	4%
2א. צריכת גז טבעי לייצור חשמל (ב- BCM)	8.04	8.54	9.08	8.81	9.29	9.71	5%
2ב. צריכת גז טבעי בתעשייה (ב- BCM)	1.62	1.73	1.89	2.22	2.51	2.62	4%
2ג. צריכה ברשת החלוקה (ב- MCM)	106	160	194	262	254	299	18%
3. גז טבעי לייצוא - BCM	0	0.07	0.13	0.22	4.25	7.14	68%
4. פרישת רשת החלוקה (בק"מ)	102	235	288	358	414	575	39%

לפרטים נוספים בנוגע למשבר האנרגיה העולמי, המלחמה באוקראינה, עליות הריבית העולמית ועליית האינפלציה, והשפעת אירועים אלה על המחיר והביקושים לגז טבעי ומוצרי אנרגיה אחרים, ראו סעיף 7.1.4 להלן וכן סעיפים 23 ו- 3 לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

6.9 הגורמים החיצוניים העיקריים המשפיעים על תחום זה הינם:

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 התע"ז הכללי המפורסם

¹⁶ לפרטים נוספים ראו: https://www.gov.il/he/departments/publications/reports/ng_2021

על-ידי רשות החשמל ולמדד מרווח הזיקוק (להלן יחד: "רכיבי ההצמדה").¹⁷ יצוין כי, מרבית הסכמי מכירת הגז הטבעי כוללים מחירי רצפה, וביתר המחיר הינו קבוע. לפיכך, החשיפה של השותפות לתנודות ברכיבי ההצמדה בהסכמים אלו מגודרת ברף תחתון. לפרטים אודות השפעתם האפשרית של שינויים ברכיבי ההצמדה השונים על עסקי השותפות, ראו סעיף 7.28.2 להלן.

6.9.2 רגולציה

תחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה והשינוע של 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, הגבלים עסקיים, 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 בקפריסין, ראו סעיף 7.22 להלן.

6.9.3 תנאי ביקוש והיצע

לפרטים אודות הביקוש וההיצע בשווקים הגלובאליים ובשוק המקומי, ראו סעיפים 7.11, 7.1.3, 7.14 ו-7.14 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 ושינוע של נפט וגז טבעי 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 ועלולות להוביל לאובדן רוב ההשקעה או כולה בזמן קצר יחסית.

פעולות חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי מבוצעות 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 החל על פרויקט לווייתן המתואר

¹⁷ יצוין כי, נוסף להשפעת השינויים במחיר חבית מסוג ברנט (Brent), עסקי השותפות מושפעים בעקיפין גם ממחירי הגז הטבעי ומוצרי אנרגיה חליפיים אחרים שנקבעים בשווקים הגלובאליים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.1.4 להלן.

בסעיף 7.24.7 להלן).

תהליך חיפוש, פיתוח והפקה טיפוסי של נפט וגז טבעי בשטח כלשהו, עשוי לכלול, בין היתר, את השלבים הבאים:

- (א) ניתוח ראשוני של נתונים גיאולוגיים וגיאופיזיים קיימים, לבחירת אזורים בהם יש פוטנציאל לחיפוש 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 (FID).
- (יב) בפרויקטים לפיתוח ממצאי גז טבעי נדרשת, מעבר להיתכנות הנדסית, גם חתימה על הסכמי אספקה 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) פירוק (decommissioning) ונטישה (abandonment) של מתקני השדה לאחר שהמאגר מוצה (Depleted), ולאחר שקילת פרמטרים טכניים, כלכליים ורגולטוריים שונים. פעולות פירוק ונטישה עשויות לכלול, בין היתר, איטום בארות, שטיפת, פירוק ונטישת מתקנים ושיקום שטח החזקה ככל הנדרש, בהתאם להנחיות הרגולטורים

השוניים, ולתקינה המקומית המקובלת.

עקב המאפיינים והנתונים השונים של כל פרויקט ופרויקט, השלבים המפורטים לעיל אינם בהכרח ממצים את כל השלבים של תהליך החיפוש, הפיתוח, ההפקה והנטישה 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 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 וכן שינועו לשווקי היעד עשוי להיות מורכב וכרוך 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 להפוך, בקרות שינויים מהותיים בתנאי השוק והאסדרה, למאגרים מסחריים, ולהיפך.

7.1.2 מגבלות, חקיקה, תקינה, הנחיות ואילוצים מיוחדים החלים על תחום הפעילות

לפרטים ראו סעיף 7.22 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 בלו אושן במצרים ו-NEPCO בירדן, כמפורט בסעיף 7.10.3 להלן. במקביל, ולאור היקף המשאבים המשמעותי שהתגלה לחופי ישראל, בעיקר במאגרי הגז הטבעי לווייתן ותמר, פועלת השותפות לאיתור שווקים ולקוחות נוספים בשוק המקומי וכן במדינות שכנות ו/או בשווקים באירופה ובאסיה, בכפוף למגבלות על יצוא גז, כמפורט בסעיף 7.22.9 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 סעיפים 7.11.2 (יא) ו- 7.11.2 (יב) להלן. בנוסף, בוחנת ומקדמת השותפות אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.8 להלן. כמו כן, מקיימת השותפות בחינה ראשונית של אפשרויות להפקת מימן, ובין היתר מימן כחול המופק מגז טבעי.

ביום 8.11.2022 חתמה השותפות עם חברת Uniper SE (להלן: "יוניפר"), חברת אנרגיה גרמנית בעלת פעילות בינלאומית, על מזכר הבנות לא מחייב לבחינת אפשרות לשיתוף פעולה לאספקת LNG לאירופה וכן להפקת מימן כחול ומימן ירוק ושינועו מישראל לאירופה. על-פי מזכר ההבנות כאמור, יבחנו הצדדים, בין היתר, אספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן לגרמניה, כאשר הנזלת הגז הטבעי תבצע באמצעות אחד ממתקני ההנזלה הקיימים במצרים או באמצעות הקמת מתקן הנזלה צף (Floating Liquefied Natural Gas, להלן: "FLNG") בישראל, במסגרת פיתוח שלב 1' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן (להלן: "שלב 1"). יצוין כי, אין ודאות האם ומתי שיתוף הפעולה בין הצדדים יצא לפועל וכן האם שיתוף הפעולה יוביל להתקשרות השותפות בהסכמים למכירת LNG.

כמו כן, ביום 15.6.2022 נחתם מזכר הבנות בין ישראל, מצרים והאיחוד האירופי בנושא שיתוף פעולה במסחר, שינוע וייצוא של גז טבעי למדינות האיחוד האירופי (להלן בסעיף זה: "מזכר ההבנות").¹⁸ 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.

7.1.4 הגורמים המשפיעים על המחיר והביקושים לגז טבעי ומוצרי אנרגיה אחרים

הביקוש לאנרגיה בכלל ולגז טבעי בפרט תלוי במספר גורמים עיקריים, ובהם מחיריהם של מוצרי האנרגיה השונים והמוצרים התחליפיים להם, קצב גידול התמ"ג (תוצר מקומי גולמי), קצב גידול האוכלוסיה, רמת החיים, תנאי מזג האוויר, ורמת ההתייעלות האנרגטית של צרכני ויצרני חשמל וגז.

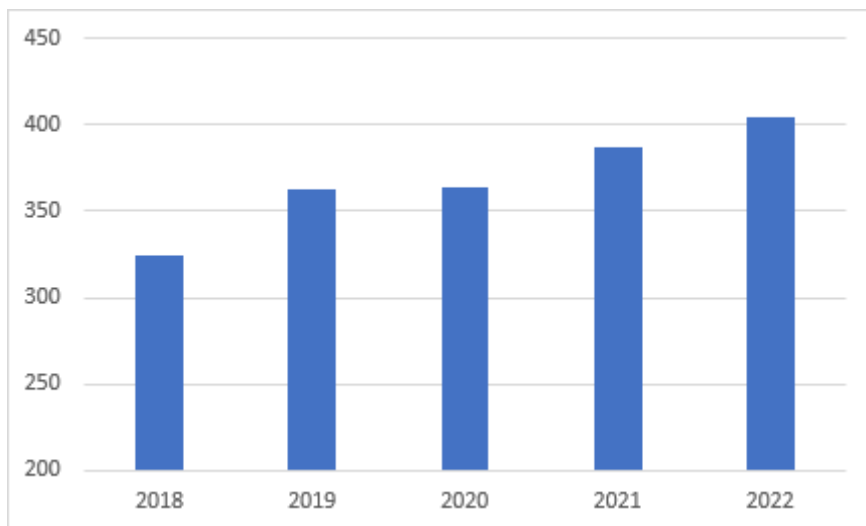
כמו כן, מדיניות הממשלה ובפרט משרד האנרגיה עשויה להשפיע על נתח השוק של הגז הטבעי בתמהיל מקורות יצור החשמל במשק הישראלי, וזאת באמצעות, בין היתר, עידוד התפתחות מקורות אנרגיה חלופיים לגז הטבעי, כגון אנרגיות מתחדשות; אמצעים לאגירת אנרגיה; קצב כניסת כלי תחבורה חשמליים; קצב חיבור מפעלים למערכת הגז הטבעי; הקמת

תחנות כוח חדשות המונעות בגז טבעי וקצב הסגירה של תחנות כוח פחמיות ו/או הסבתן לשימוש בגז טבעי.

מחיריהם של הגז הטבעי וה-LNG בשווקים הגלובאליים ומחיריהם של מוצרי אנרגיה תחליפיים, לרבות אנרגיות מתחדשות, הנפט והפחם, עשויים להשפיע אף הם על רמות הביקושים ועל היקף מכירות הגז הטבעי של השותפות ומחירי המכירה של הגז הטבעי, הן תחת הסכמים קיימים והן תחת הסכמים עתידיים, כדוגמת הסכמי מכירת גז טבעי למתקני הנזלה ו/או הסכמי מכירת LNG, ובכך להשפיע על הכדאיות הכלכלית של קידום פרויקטים חדשים התלויים בשוק ה-LNG או הרחבת פרויקטים קיימים. נוסף לכך, מחירי LNG נמוכים בשווקים הגלובאליים עשויים להביא להגדלת יבוא של LNG לשווקים האזוריים, לצמצם את הביקושים לגז טבעי המופק בישראל בשווקים האזוריים הרלוונטיים לשותפות ולפגוע בהכנסות השותפות ממאגר לווייתן. כך, מחירי LNG גבוהים מצמצמים את יבוא ה-LNG לשווקים האזוריים, ומגדילים 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, מהמלחמה באוקראינה ומהירידה המשמעותית בהיקף הגז הטבעי הנמכר מרוסיה לשוק האירופי.

להלן גרף המתאר את הכמויות לאספקת LNG בעולם, בין השנים 2018-2022, במונחי מיליון טון לשנה:



כמו כן, בעקבות משבר הקורונה, שהחל במחצית הראשונה של שנת 2020, נרשמה 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. לעומת זאת, בשנת 2021, עם ההתאוששות הגלובלית בפעילות הכלכלית, חלו במשק האנרגיה העולמי שינויים דרמטיים, אשר הובילו, בין היתר, לעליה חדה במחירים של מוצרי האנרגיה. בתוך כך, מחירי

הגז הטבעי באירופה עלו במהלך שנת 2021, עוד טרם פרוץ המלחמה באוקראינה, עד לרמה של 35 דולר ומעלה ל-MMBTU, יותר מפי 10 מהמחיר בשנת 2020¹⁹ עליה זו מוסברת, בין היתר, באמצעות הגידול בביקושים באירופה וההסתמכות האירופית על יבוא מוגבר של גז טבעי, בדגש על יבוא LNG, וכן באמצעות כניסתה של סין לתחרות העולמית על גז טבעי. במקביל, נרשמה ירידה בהיצע שנבעה, בין היתר, מקיטון בייצוא הגז הטבעי מנורבגיה וירידה ביכולת ההפקה הפנים יבשתית באירופה. יצוין כי, על אף שישראל אינה תלויה בייבוא גז טבעי, מחיר הגז הטבעי בה הושפע מרכיבי ההצמדה של חוזי האספקה, כך שבעקיפין משבר האנרגיה העולמי הביא גם בישראל לעליה מסוימת במחירי הגז הטבעי בהסכמים השונים, אם כי באופן מתון משמעותית ביחס לעליה שנרשמה בעולם.

לצד העליה החדה במחירי הגז הטבעי בשוק העולמי, וכתוצאה מההתאוששות הכלכלית העולמית לאחר משבר הקורונה, נרשמו בשנת 2021 עליות חדות גם במחירי הפחם, אשר הצרכניות העיקריות שלו הן סין והודו, זאת לאחר שפל שנרשם בחודש מאי 2020. במקביל, מחירי הנפט עלו אף הם בשנת 2021, אם כי בשיעור מתון יותר מהגז הטבעי והפחם.

במהלך שנת 2022 מחירי ה-LNG היו גבוהים, והביאו להפסקה כמעט מוחלטת של יבוא LNG לישראל, למצרים ולירדן, להגדלת כמויות הייצוא של LNG על-ידי מצרים, ולעליה בביקושים לגז טבעי (שאינו נוזלי) בשוק האזורי בכלל, ובישראל בפרט.

כמו כן, ביום 24.2.2022, פלש צבא רוסיה לאוקראינה במסגרת מבצע יזום שכלל הזרמת כוחות צבאיים יבשתיים במקביל להפצצות אוויריות וארטילריות. בעקבות כך, יזמו ארצות הברית ומדינות האיחוד האירופי שורה של צעדי ענישה כלכליים נגד רוסיה, במסגרתם, בין היתר, הוטלו עיצומים על המסחר עם רוסיה ועם בכירים רוסים, הוחלט להשהות את השלמת פרויקט "נורדסטרים 2" שנועד להכפיל את היקף הגז המיוצא מרוסיה לגרמניה, הופסקו חלק משיתופי הפעולה של חברות בינלאומיות, לרבות חברות משמעותיות בתחומי ההפקה של גז טבעי ונפט עם גופים רוסיים, ועוד. בהמשך לכך, צומצמה משמעותית מכירת גז טבעי מרוסיה לשוק האירופי ונוצר מחסור משמעותי בגז טבעי בקרב מדינות שצרכו כמויות משמעותיות של גז טבעי מרוסיה. בנוסף, נרשמה ירידה חדה בהיקף מכירות הנפט מרוסיה למדינות המערב.

המלחמה באוקראינה כאמור הביאה לעליה חדה וחריגה במחירי הנפט והגז הטבעי העולמיים, כאשר בחודש יוני 2022 הגיע נפט מסוג ברנט למחיר שיא של יותר מ-120 דולר לחבית, מחיר הגבוה משמעותית מסביבת המחירים אליה הורגל העולם בשנים האחרונות.

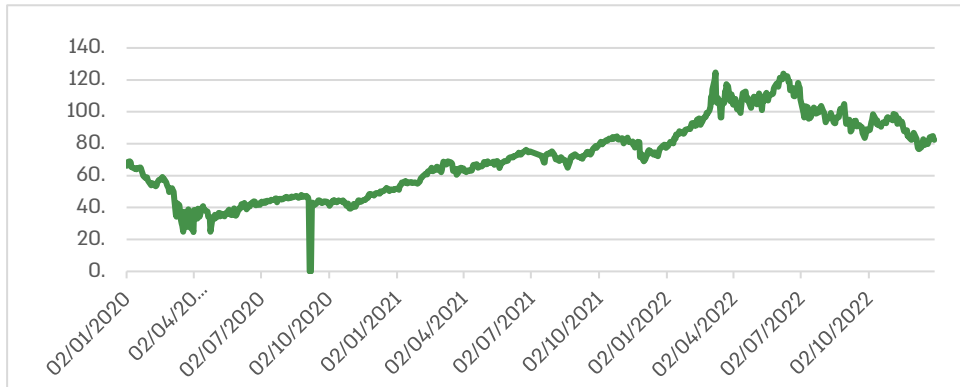
ההפחתה באספקת גז טבעי בצנרת מרוסיה לאירופה אילצה את מדינות אירופה בשנת 2022 לייבא יותר LNG מאשר בשנת 2021. יבוא LNG לאירופה גדל מ-90 BCM בשנת 2021 לכ-150 BCM בשנת 2022, עליה של כ-70%. הזינוק בביקוש האירופי ל-LNG כאמור, הוביל

https://www.gov.il/BlobFolder/reports/energy_101121/he/energy_101121.pdf

לתחרות מחירים קיצונית בשווקי ה LNG של אסיה, כאשר אסיה הינה הצרכן העיקרי בעולם של LNG. בתוך כך, סין, יפן, דרום קוריאה וטיוואן היוו בין 50% ל- 60% מהייבוא העולמי של LNG בשנת 2021.

במהלך המחצית השנייה של שנת 2022, לצד קיומו של מאמץ מרוכז לאתר חלופות שיבטיחו אספקה סדירה של גז טבעי, מרבית מדינות אירופה פעלו בכדי להקטין את צריכת החשמל ובמקביל הגבירו את השימוש במקורות אנרגיה מתחדשת, וכן החלו להשמיש תחנות כוח גרעיניות (המהוות חלופה לייצור חשמל באמצעות גז טבעי). כמו כן, בתקופה זו החלה בשווקים הגלובאליים מגמת ירידה במחירי מוצרי האנרגיה אשר נמשכה גם במהלך הרבעון הראשון של שנת 2023. נכון למועד אישור הדוח, מחיר חבית מסוג ברנט עומד על כ- 75 דולר, מחיר הנמוך מסביבת המחירים בתקופה המקבילה אשתקד.

להלן גרף המציג את מחיר הברנט בדולר, החל משנת 2020:



במקביל, נרשמה בשווקים הגלובאליים ירידה דומה גם במחיר הגז הטבעי. להערכת השותפות, ניתן לייחס את הירידה הנמשכת במחירי האנרגיה בשווקים הגלובאליים החל ממחצית שנת 2022 לסימני האטה בכלכלה הגלובאלית ולחשש מהעמקת המיתון, וזאת, בין היתר, על רקע עליה מהירה בקצב האינפלציה, אשר הביאה להעלאת הריבית הבסיסית, כמפורט להלן, וכן להשפעת מזג האוויר, שהיה מתון יחסית, בחודשי החורף באירופה.

על רקע זה, בתקופה האחרונה מדינות אירופאיות רבות מבקשות לגוון את מקורות הגז הטבעי שלהן, במטרה להפחית את התלות בגז הטבעי מרוסיה, דבר אשר הוביל לעליה משמעותית בביקושים לגז טבעי, בפרט באזורים שאליהם ניתן לחבר צנרת הולכת גז טבעי לאירופה, וכן לעליה בביקושים ל-LNG.

שוק ה- LNG העולמי כולל מאפיינים של שוק סחורות (Commodity), בשונה משווקי הגז הטבעי המסופק בצנרת, התלויים במגמות הביקוש וההיצע בכל אזור ואזור. נכון למועד אישור הדוח, ההערכות הינן כי כ- 14% מהביקוש העולמי לגז הוא בתצורת LNG. נתח שוק זה צפוי לגדול לכ- 22% עד לשנת 2045, כתוצאה מירידה בייצור גז מקומי באזורים מסוימים, אשר תחייב לייבא LNG על מנת לענות על הביקוש לגז טבעי.

בשנת 2022 הגיע שוק ה- LNG העולמי לקצב צריכה שנתי של כ- 535 BCM ועל-פי הערכות צפוי הביקוש לצמוח בקצב שנתי ממוצע של כ- 2.5% בשנה ולהגיע לכ- 940 BCM בשנת

2045.

כיום, אוסטרליה, קטאר וארצות הברית הינן יצואניות ה-LNG הגדולות בעולם, כאשר בשנת 2022 הן היוו כ- 60% מאספקת ה-LNG העולמית.

ביום 20.6.2022 פרסם מרכז המחקר והמידע של הכנסת סקירה כלכלית בנושא השפעת משבר האנרגיה העולמי על משק האנרגיה בישראל ועל הקרן לאזרחי ישראל (להלן בסעיף זה: "הסקירה")²⁰, אשר עיקריה הינם כדלקמן:

(א) השפעה על משק החשמל בישראל - עליית מחירי הפחם העולמית כתוצאה מעליה בביקושים וממחסור בהיצע של דלקים שונים בעולם, בין היתר, בעקבות המלחמה באוקראינה, משפיעה על משק החשמל הישראלי, אשר נסמך בחלקו על פחם לייצור חשמל. בהתאם, פרסמה רשות החשמל כי עלות יצור החשמל מפחם עלתה בכ- 83% בחודשים פברואר-יוני 2022. על-פי הסקירה, העלויות הכלכליות של המשך הפעלת התחנות הפחמיות לאור משבר האנרגיה, המוערכות בכמיליארד ש"ח עבור שנת 2022, הינן גבוהות לעומת יצור חשמל מגז טבעי וכן צפויות להעלות את מחיר החשמל לצרכן.

(ב) השפעה על הכנסות הקרן לאזרחי ישראל - מחיר הגז הטבעי הנמכר ליצרני חשמל פרטיים צפוי לעלות כתוצאה מעליית מחירי החשמל באופן שישיפע על ההכנסות לקרן ההיטל. כמו כן, עליית מחירי הנפט בעולם משפיעה על מחיר הגז הטבעי המיוצא, בהיותו מוצמד בחלקו למחירי חבית הנפט בעולם, כמו גם על יצוא גז טבעי מישראל דרך מצרים לאירופה, בהתאם למזכר ההבנות, ואף צפויה להביא להגדלת כמויות הגז הנמכרות.

על-פי התחזית המקרו-כלכלית של חטיבת המחקר בבנק ישראל מחדש ינואר 2023 (להלן: "תחזית בנק ישראל לשנת 2023")²¹, סיום המלחמה בתקופת התחזית עשוי למתן את מחירי האנרגיה והסחורות, להאיץ את הפעילות, ולמתן את קצב האינפלציה ומנגד, החרפה אפשרית בלחימה עלולה להשפיע לרעה על מחירי האנרגיה, הסחורות והפעילות הכלכלית, בעיקר באירופה.

כמו כן, שיעור האינפלציה בישראל בשנת 2022 עמד על כ- 5.3%²² לעומת אינפלציה בשיעור של כ- 2.8% בשנת 2021.²³ יצוין כי, שיעור האינפלציה בשנת 2022 כאמור חצה את הגבול העליון של היעד שקבע בנק ישראל, אך היה נמוך בהשוואה לשיעור האינפלציה ברוב הכלכלות המפותחות. על-פי תחזית בנק ישראל לשנת 2023, עליות המחירים בישראל

https://fs.knesset.gov.il/globaldocs/MMM/14077da5-3edb-ec11-814d-005056aa4246/2_14077da5-3edb-ec11-814d-005056aa4246_11_19541.pdf 20

<https://www.boi.org.il/50476> 21

https://www.cbs.gov.il/he/mediarelease/Madad/DocLib/2023/021/10_23_021b.pdf 22

https://www.cbs.gov.il/he/mediarelease/Madad/DocLib/2022/023/10_22_023b.pdf 23

בשנתיים האחרונות נבעו משילוב של גורמי היצע, שהמשמעותי שביניהם הינו המלחמה באוקראינה, שהביאה לעליה משמעותית במחירי האנרגיה והסחורות והשיבושים הנמשכים בשרשרות האספקה, וכן גורמי ביקוש מקומי, על רקע חזרתו של המשק לשיעורי תעסוקה גבוהים מאלה ששררו טרום משבר הקורונה.

במטרה לרסן את האינפלציה, החלו הבנקים המרכזיים להעלות את שיעורי הריבית, ובכלל זאת גם בנק ישראל, אשר העלה את הריבית הבסיסית במספר פעימות החל מחודש אפריל 2022 משיעור של 0.1% לשיעור של 4.25% נכון למועד אישור הדוח.

במסגרת תחזית בנק ישראל לשנת 2023, מעריכים הכותבים כי: (א) התוצר בישראל בשנים 2023 ו-2024 יצמח בשיעורים של 2.8% ו-3.5%, בהתאמה; (ב) שיעור האינפלציה בישראל בשנת 2023 ובשנת 2024 יעמוד על 3.0% ו-2.0%, בהתאמה; ו- (ג) הריבית המוניטרית בישראל צפויה לעמוד על 4.0% בממוצע ברבעון הרביעי של 2023. התמתנות קצב האינפלציה הצפוי בתקופת התחזית מושפעת מהתמתנות הביקושים בהשפעת המדיניות המוניטרית המרסנת בישראל ובעולם, אך גם מהמשך התמתנות לחצי ההיצע.

עליית המחירים בשנת 2022 כאמור, ובפרט עליית מחירי הסחורות, השפיעה על פעילות השותפות, דבר אשר הוביל, בעיקר, לגידול בהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט שנבע מעליית מחירי חבית ברנט אשר אליה מוצמדים, באופן חלקי, הסכמי יצוא הגז למצרים ולירדן. יצוין כי, למחירי מוצרי האנרגיה 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.

לכרטים נוספים אודות משבר האנרגיה העולמי, המלחמה באוקראינה, עליות הריבית העולמית ועליית האינפלציה, והשפעת אירועים אלה על המחיר ועל הביקושים לגז טבעי ולמוצרי אנרגיה אחרים, ראו סעיפים 3 ו-3 ח לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה). השותפות, יחד עם שותפיה 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 32א 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 והשינוע של נפט וגז טבעי, הן בתחום הניטור, איסוף המידע וניתוחו והן בשיטות הקידוח 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 ייעלו 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. כך לדוגמא, עד שנת 2022 הושקעו משאבים ניכרים בעיבוד וניתוח מחדש של סקרים סייסמיים באמצעות טכנולוגיות חדשניות, בכדי לטייב את בסיס הנתונים, לעדכן את מפות המאגרים ואת הערכת הפרמטרים המאפיינים אותם, וכך בהתאם לעדכן את היקף המשאבים בהם, וכן לעדכן את תוכניות הפיתוח. בנוסף, שימש העיבוד מחדש בכדי להגדיר פרוספקטים עמוקים חדשים. כמו כן, מיושמות בפרויקט לוויתן, 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 והשיווק של הגז הטבעי, כגון טכנולוגיות חדשות ועילות יותר להפיכת גז טבעי ל-LNG באמצעות מתקן הנזלה יבשתי או ימי (FLNG), או ל-CNG ולנזל (GTL) עשויים לסייע בשינוע ובמסחור יעילים יותר של גז טבעי. בהקשר זה יצוין כי, השותפות פועלת להקמת מתקן הנזלה ימי (FLNG) לצורך הפיכת גז טבעי ל-LNG כאמור, כחלק מיישום שלב ב'1, כמפורט בסעיף 7.2.5(ו) להלן.

גורמי הצלחה קריטיים בתחום הפעילות

7.1.6

- (א) איתור וקבלת זכויות לחיפוש (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 החיפוש.
- (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 חיפוש, פיתוח והפקה בהיקפים כספיים ניכרים, לרבות הקמת תשתיות הפקה וייצוא.

7.1.7 שינויים במערך הספקים וחומרי הגלם

לפרטים ראו סעיף 7.16 להלן.

7.1.8 מחסומי כניסה ויציאה

מחסומי הכניסה העיקריים בתחום הפעילות הם הצורך בהיתרים וברישיונות לביצוע חיפוש, פיתוח והפקה 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-פי 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 בקפריסין קיימת חובה לאטימה ונטישה של קידוחים ופירוק מתקני ההפקה לפני נטישת שטחי החזקות, כמפורט בשטרי החזקה, הסכם הזיכיון בקפריסין והוראות הדין בדבר נטישת קידוחי נפט וגז ימיים.

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

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 וכטקוק, 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 כאמור ומשיטות הפקת האנרגיה החלופיות ישנם יתרונות וחסרונות והם כפופים לתנודתיות מחירים, זמינות, אילוצים טכניים, זמינות קרקעות וכו'. המעבר משימוש בסוג אנרגיה אחד לסוג 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, והעובדה 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 7.22.10 להלן, בהתאמה. יצוין כי,

שכונולוגיות בפיתוח ו/או בשלבים ראשוניים של הטמעה (כגון מימן, פסולת לאנרגיה והיתוך רעיוני), עשויות לשנות את שוק האנרגיה הגולבאלי במהלך העשורים הקרובים.

7.1.10 מבנה התחרות בתחום הפעילות

לפרטים ראו סעיף 7.13 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 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.²⁴

²⁴ למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, שיעור החזקותיהם של כלל בעלי העניין ברציו (למעט החזקות מוסדיים, קרנות נאמנות וקופות גמל) הינו כ- 22.8%.

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:	-
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- 1,374,819 אלפי דולר. ²⁵

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.

²⁵ העלויות בטבלה אינן כוללות עלויות בגין דמי השתתפות לווייתן (כמפורט בסעיף 7.24.6(ד) להלן), המקטע המשולב (כמפורט בסעיפים 7.11.2(ה)3(ה), 7.11.2(ה)3(ו) ו- 7.11.2(ה)3(ז) להלן), עסקת EMG (כמפורט בסעיף 7.24.6 להלן), והקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן (כמפורט בסעיף 7.10.3(ב) להלן).

(i) 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 שר האנרגיה (להלן בסעיף זה: "אישור הייצוא"). אישור הייצוא יינתן בהתאם להחלטת הממשלה בעניין הייצוא ובכפוף לתנאים שפורטו בה, ובכפוף לכל דין, ובכפוף לכך שלא יתאפשר יצוא בפועל אלא אם לאחר ביצוע תוכנית הפיתוח תעמוד לרשות המשק המקומי כמות של 540 BCM בהתאם לאמור בהחלטת הממשלה.²⁶ כמו כן, לא יתאפשר ייצוא 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 לשנה) 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 קטן (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

²⁶ לפרטים אודות החלטות הממשלה בעניין ייצוא, ראו סעיף 7.22.9 להלן.

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:
 - (א) ההפקה תתבצע בשקידה ראויה, 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.

תוכנית הפיתוח (י)

1. בעל החזקה יכין ויגיש לאישור הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפיתוח שהוא מציע לשדה לווייתן.
2. בעל החזקה יכלול בתוכנית הפיתוח לוח זמנים 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 ראויה 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 ראויה, למנוע או להגביל או להקטין את תוצאותיו.

שינוי תנאים בשטרי החזקות (יא)

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.

ביטול החזקה או הגבלתה (יב)

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.

תוכנית פירוק (יג)

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.

(ד) ערבויות²⁷

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 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 שיגרמו להן, במישרין או בעקיפין, עקב אי מילוי הוראה מהוראות שטר החזקה או כתבי האישור, במועדה ובמלואה, או עקב ביטול תנאי מתנאי החזקה, הגבלתו או התלייתו 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:

²⁷ ערבות כאמור תינתן לכל אחת מחזקות לווייתן בנפרד, אך כל אחת מהן תשמש לשתי החזקות כאמור.

- (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 לוויתן צפון בלבד – בעל החזקה הפר תנאי שקבע הממונה על ענייני הנפט בקשר לנטישה של קידוח "לוויתן 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 קטן 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 בפרויקט לווייתן

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

7.2.4 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט לווייתן

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בפרויקט לווייתן מיום 1.1.2020 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות בפרויקט 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) ²⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	• עלויות בקשר עם סיום שלב 1א'	כ- 94,872	כ- 43,015

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער הנפט (באלפי דולר) ²⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2020 ²⁹	לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן (להלן: "שלב 1א"), ובכלל זאת קידום הרצת מערכות בכלטפורמה (לרבות ה-Turbo Expanders), וסיום בניית מערך הקונדנסט היבשתי, לרבות השלמת אתר חגית.		
	<ul style="list-style-type: none"> המשך הפקת ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים. 		
	<ul style="list-style-type: none"> בחינת חלופות שונות לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG), בין היתר, באמצעות התקשרות לקבלת שירותי הנדסה לביצוע FEED ותכנון הנדסי. 	כ- 2,052	כ- 930
	<ul style="list-style-type: none"> קיום פעולות ניטור בסביבת קידוח "לווייתן 2", במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. 	כ- 15	כ- 7
	<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- 99	כ- 45
	<ul style="list-style-type: none"> קידום גיבוש פרוספקט למטרות העמקות בחזקות לווייתן ובחינת כדאיות לביצוע סקר סייסמי נוסף לצורך טיוב הידע הקיים, וזאת בכדי לבסס קבלת החלטת קידוח ניסיון למטרות החדשות. 		
2021 ³⁰	<ul style="list-style-type: none"> המשך הפקת ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים, לרבות שינויים ושדרוגים לצורך אופטימיזציה של ההפקה. 		

²⁹ העלויות, התקציבים והפעולות המפורטים בשנת 2020 ואילך אינם כוללים עלויות ותקציבים בגין הוספת המדחס הנוסף (כהגדרתו בסעיף 7.10.3(ג) (להלן) בסך של כ- 39.9 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 27.6 מיליון דולר), הקמת המקטע המשולב (כהגדרתו בסעיף 7.11.2(ה) (להלן) בסך של כ- 140 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 43.8 מיליון דולר), הזרמת הגז למצרים דרך ירדן (כמפורט בסעיף 7.11.2(ה) (להלן)), וכן עלויות נטישה של המאגר ועלויות ביטוח הנהלה וכלליות.

³⁰ ראו ה"ש 29 לעיל.

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער הנפט (באלפי דולר) ²⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	<ul style="list-style-type: none"> עלויות בקשר עם סיום שלב א', ובכלל זאת פעולות הקשורות בשלמות המערכות (Asset Integrity), מערכות ההפקה והבטיחות. בנוסף, הפעלה של מערך הקונדנסט היבשתי, לרבות הפעלת אתר חגית במלואו. 	כ- 35,546	כ- 16,117
	<ul style="list-style-type: none"> תכנון ורכש מקדמי של ציוד עבור קידוח "לווייתן-8" בשטח חזקת 1/14 לווייתן דרום (להלן: "לווייתן-8")³¹. 	כ- 19,092	כ- 8,656
	<ul style="list-style-type: none"> תכנון עבודות תחזוקה ושיפורים במערכות החשמל והבקרה התת-ימיות. 	כ- 6,480	כ- 2,938
	<ul style="list-style-type: none"> גיבוש פרוספקט למטרות העמוקות בחזקות לווייתן. השותפות בוחנת את האפשרות לצירוף שותף אסטרטגי בעל ידע וניסיון רלוונטיים באיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש שזוהו בשטח החזקה (ובפרט מטרה מסוג מבנה קרבונטי). 		
	<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- 69	כ- 31
	<ul style="list-style-type: none"> (א) בחינת פיתוח שלב ב' ו/או חלופות פיתוח נוספות, ככל שיידרשו; (ב) בחינת חלופות נוספות להולכת קונדנסט, כחלק מההכנה לשלב ב'; ו- (ג) גיבוש חלופה לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG), בין היתר, באמצעות התקשרות לקבלת שירותי הנדסה לביצוע FEED ותכנון הנדסי מפורט. 	כ- 8,072	כ- 3,660

³¹ ביום 12.7.2021 קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע קידוח פיתוח והפקה לווייתן-8 בשטח חזקת 1/15 לווייתן צפון. התקציב שאושר היה על סך כ- 248 מיליון דולר (100%, כולל השלמה וחיבור למערך ההפקה של מאגר לווייתן). ביצוע הקידוח כאמור הסתיים בחודש יוני 2022, בהתאם ללוחות הזמנים ומתחת לתקציב המתוכנן.

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער הנפט (באלפי דולר) ²⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2022 ³²	<ul style="list-style-type: none"> קיום פעולות ניטור בסביבת קידוח "לווייתן 2" במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. 	כ- 142	כ- 64
	<ul style="list-style-type: none"> המשך הפקת ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים. 		
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע סקרים, בדיקות ופעולות לשמירה על שלמות מערכות (Asset Integrity) של מערכות ההפקה בפלטפורמה והמערכות התת-ימיות. 		
	<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 א'. 	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"> בחינת האפשרות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות שזוהו בשטח החזקה (ובפרט מטרה מסוג מבנה קרבונטי). 		
	<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"> קיום פעולות ניטור בסביבת קידוח "לווייתן 2" במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. 	כ- 4	כ- 2

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער הנפט (באלפי דולר) ²⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2023 ואילך ³³	<ul style="list-style-type: none"> המשך בחינת פיתוח שלב ב' 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"> המשך פיתוח חלופות נוספות להולכת קונדנסט, כחלק מההכנה לשלב ב', היערכות לביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט, היערכות לרכש ולביצוע. 		
	<ul style="list-style-type: none"> בחינת אפשרויות להגדלת כמויות הייצוא של גז טבעי למצרים באמצעות מערכות הולכה יבשתיות. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.2(ב) להלן. 	כ- 2,667	כ- 1,209
	<ul style="list-style-type: none"> המשך הפקת ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים. 	כ- 17,920	כ- 8,125
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע סקרים, בדיקות ופעולות לשמירה על שלמות מערכות (Asset Integrity) במערכות ההפקה, לרבות המערכות התת-ימיות. 		
	<ul style="list-style-type: none"> המשך שיפור מערך ההפקה בפלטפורמת לווייתן, וכן שיפור מערכות סביבתיות, בהתאם לדרישות תפעוליות ודרישות רגולטוריות. 		
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ביצוע עבודות תחזוקה ושיפורים במערכות החשמל והבקרה התת-ימיות. 	כ- 10,080	כ- 4,569
<ul style="list-style-type: none"> השלמה (Completion) של קידוח לווייתן-8 וחיבורו למערך ההפקה הקיים. 	כ- 59,675	כ- 27,055	
<ul style="list-style-type: none"> בחינת האפשרות לאיכיון, 			

³³ העלויות, התקציבים והפעולות המפורטים בשנת 2023 ואילך אינם כוללים עלויות ותקציבים בגין הקמת המקטע המשולב (כהגדרתו בסעיף 7.11.2(ה) להלן) בסך של כ- 140 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 43.8 מיליון דולר), הזרמת הגז למצרים דרך ירדן (כמפורט בסעיף 7.11.2(ה) להלן), עלויות נטישה של המאגר ועלויות ביטוח הנהלה וכלליות, וכן דמי השתתפות בגין קו ניצנה, כמפורט בסעיף 7.11.2(ב) להלן.

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער הנפט (באלפי דולר) ²⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות בשטח החזקות.		
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע Pre-FEED בהליך תחרותי בין קבוצות בינלאומיות אשר מתמחות בתחום התכנון וההקמה של מתקני FLNG, במסגרת קידום החלופות לפיתוח שלב ב'. 	כ- 51,500	כ- 23,350
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע 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- 44,900	כ- 20,260
	<ul style="list-style-type: none"> תחילת הזרמת קונדנסט באמצעות הצנרת של תש"א. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.10.4(ג) להלן. 	כ- 26,610	כ- 12,065
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע סקרים, תכנון ורכש עבור הצינור השלישי (כהגדרתו בסעיף 7.2.5(ה) להלן), לרבות שינויים והתאמות על הפלטפורמה. 	כ- 208,000	כ- 94,310
	<ul style="list-style-type: none"> התקנת מערכת לזיהוי שפך ימי על גבי הפלטפורמה. 	כ- 1,060	כ- 480
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ביצוע פעולות להקטנת מפלי הלחץ במערכות. 	כ- 6,500	כ- 2,950

7.2.5 תוכנית לפיתוח מאגר לווייתן

(א) ביום 2.6.2016 אושרה תוכנית פיתוח שדה לווייתן על-ידי הממונה על ענייני הנפט. במכתב האישור ציין הממונה על ענייני הנפט כי על-פי חוות דעת של חברה בינלאומית שניתנה למשרדו, כמות הגז הטבעי הכוללת המשוערת אשר ניתנת להפקה (recoverable), בהתבסס על תוכנית הפיתוח שהוגשה, הינה כ- 17.6 TCF. כן ציין הממונה על ענייני הנפט, כי עם קבלת נתונים נוספים אודות המאגר ונתונים שיתקבלו במהלך ההפקה מהשדה, ההערכה בדבר הכמות הניתנת להפקה תעודכן, בין היתר, לצורך חישובי אישורי יצוא, ככל שיידרש. יצוין כי, המפעילה בכריקט לווייתן העבירה ומעבירה לממונה על ענייני הנפט מסד נתונים מלא, המתעדכן מעת לעת, הכולל, בין היתר, נתונים של קידוחי לווייתן, תוצרי העיבוד מחדש של הסקרים הסייסמיים, תוצרי

מיכוי וניתוח היקף המאגר ותכונותיו על בסיס שיטת אינברסיה סייסמית (seismic inversion), מודלים של המאגר ונתוני הפקה. עוד יצוין כי, הערכת המשאבים בחוות הדעת האמורה שונה מהותית מהערכת המשאבים של המפעילה וכן מהערכת המשאבים שניתנה לשותפי לווייתן על-ידי NSAI. נכון למועד אישור הדוח, ממשיכה השותפות ביחד עם יתר שותפי לווייתן, לקיים דיונים עם משרד האנרגיה בנוגע לעדכון הערכת המשאבים במאגר לווייתן. יחד עם זאת, יודגש כי ביחס לכל הכמות המצוינות בהסכמי הייצוא הקיימים ניתנו רישיונות יצוא. בנוסף, להערכת השותפות ובהינתן מדיניות הממשלה לעניין יצוא גז טבעי, גם הכמות הניתנת להפקה על-פי הממונה על ענייני הנפט מספקת לשם יישום התוכנית להרחבת פרויקט לווייתן ולהתקשרות בהסכמי יצוא נוספים, כמפורט בסעיף זה להלן.

(ב) ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לווייתן החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision – FID) לפיתוח שלב א' בקיבולת של כ- 12 BCM לשנה, בתקציב של כ- 3.75 מיליארד דולר (100%). יצוין כי, במהלך תקופת הפיתוח חל קיטון כולל של כ- 217 מיליון דולר (100%) בתקציב פיתוח שלב א' כפי שהוערך בעת אישורו. העלות הכוללת שהושקעה בפיתוח שלב א', נכון ליום 31.12.2022, עומדת על סך של כ- 3.8 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 הסכם NEPCO (כמפורט בסעיף 7.10.3(ב) להלן), וביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן למצרים תחת ההסכם עם בלו אושן (כמפורט בסעיף 7.10.3(ג) להלן).

(ג) התוכנית לפיתוח מלא של מאגר לווייתן (שלב א' ושלב ב') כוללת אספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא בהיקף כולל של כ- 21 BCM לשנה, וכן אספקת קונדנסט למשק המקומי (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח" או "התוכנית"), שעיקריה כדלקמן:

1. 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 לצנרת דלקים קיימת של חברת קו צינור אירופה אסיה (להלן: "קצא"א) המובילה למתחם המיכלים של חברת תשתיות אנרגיה בע"מ (להלן: "תש"א") ומשם לבתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: "בז"ן"). כמו כן, יוקם אתר לאחסון ופריקה של קונדנסט, לצורך מתן גיבוי במידה ולא

ניתן יהיה להזרים קונדנסט לבז"ן.³⁴ לפרטים נוספים אודות אישור תמ"א 37/ח והוראותיה כאמור, ראו סעיף 7.22.11 להלן, ולפרטים אודות מערכת ההפקה של פרויקט לווייתן, ראו סעיף 7.15.1 להלן.

2. תוכנית הפיתוח מיושמת בשני שלבים, בהתאם לבשלות השווקים הרלוונטיים, כמפורט להלן:

(א) שלב א1 – השלב הנוכחי, במסגרתו נקדחו 4 בארות הפקה תת-ימיות ראשונות, הוקם מערך הפקה תת-ימי המקשר בין בארות ההפקה והפלטפורמה, והוקמו מערך הולכה אל החוף ומתקנים יבשתיים נלווים. יכולת הפקת הגז בשלב זה היא כ- BCM 12 בשנה. כאמור, ביום 31.12.2019 החלה הזרמת הגז הטבעי והקונדנסט במסגרת פיתוח שלב א1. יצוין כי, במסגרת שלב א1, החליטו שותפי לווייתן לקדוח קידוח חמישי במאגר, לווייתן-8, כמפורט בסעיף 7.2.5(ד) להלן.

(ב) שלב ב1 – צפוי לכלול, בין היתר, 3 בארות הפקה נוספות, מערכות תת-ימיות נלוות והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה באופן שיגדיל את יכולת הפקת הגז הכוללת של המערכת בכ- BCM 9 נוספים לשנה (לסך כולל של כ- BCM 21 לשנה). לפרטים אודות האפשרויות השונות לפיתוח שלב ב1, ראו סעיף 7.2.5(ו) להלן.

(ד) יצוין כי, במהלך חיי הפרויקט ידרשו קידוחי הפקה נוספים שיאפשרו הפקה בהיקף הנדרש ובהתאם לרמת יתירות מערכת ההפקה והבארות בשדה המוגדרת מעת לעת על-ידי שותפי לווייתן. בהתאם, ביום 12.7.2021 קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע קידוח פיתוח והפקה לווייתן-8 בשטח חזקת I/14 לווייתן דרום, בתקציב כולל של כ- 248 מיליון דולר (100%, כולל השלמה וחיבור למערך ההפקה הקיים של מאגר לווייתן). ביצוע הקידוח כאמור הסתיים בחודש יוני 2022, בהתאם ללוחות הזמנים ומתחת לתקציב המתוכנן. נכון למועד אישור הדוח, הסתיימו בקידוח פעולות השלמה (Completion), בהתאם לתוכנית העבודה, וחיבורו למערכת ההפקה התת-ימית הקיימת של פרויקט לווייתן צפוי להיות במהלך הרבעון השני של שנת 2023.

(ה) נכון למועד אישור הדוח, ובהתאם לתוכנית הפיתוח, עומדת יכולת אספקת הגז מפרויקט לווייתן למערכת ההולכה של נתג"ז על כ- BCF 1.2 ליום בהפקה מקסימאלית. על מנת להגדיל יכולת זו לכ- BCF 1.4 ליום, מקדמים שותפי לווייתן פרויקט במסגרתו יונח צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה (להלן: "הצינור השלישי"). ההשקעות בגין הנחת הצינור השלישי יחד עם ההשקעות במערכות הנלוות של הפלטפורמה מוערכות בכ- 562 מיליון דולר (100%), אשר יפרסו החל מהרבעון

³⁴ במסגרת הנחת הצנרת לאתר חגית, העמידה השותפות ערבות לטובת רשות מקרקעין ישראל (רמ"י) בסך של כ- 2.3 מיליון ש"ח.

הראשון של שנת 2023 ועד להפעלה הצפויה של הצינור השלישי במחצית שנת 2025. בהתאם, אישרו שותפי לווייתן למפעילה בכרויקט הוצאה ראשונית של כ- 45 מיליון דולר (100%) לצורך תכנון הנדסי ושימור מועדי אספקה על-ידי התקשרויות ראשוניות עם ספקים, בכדי לאפשר את ביצוע הפרויקט בלוחות זמנים מואצים ולהבשילו לקראת קבלת החלטת השקעה סופית כחלק מהתקציב הכולל. בנוסף, במסגרת אישור תקציב לשנת 2023, אישרו שותפי לווייתן, כ- 163 מיליון דולר נוספים (100%) לתקצוב פרויקט הצינור השלישי. סך התקציבים שאושרו עד למועד אישור הדוח הינו כ- 208 מיליון דולר (100%) מתוך תקציב של כ- 562 מיליון דולר, כאמור לעיל. יובהר כי, טרם התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט הצינור השלישי. להערכת השותפות, החלטה כאמור צפויה להתקבל על-ידי שותפי לווייתן במהלך הרבעון השני של שנת 2023, לאחר השלמת העבודות המקדמיות הנזכרות לעיל.

(i) שלב ב' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

נכון למועד אישור הדוח, בוחנים שותפי לווייתן קידום אפשרויות שונות לפיתוח שלב ב' והגדלת קצב ההפקה להיקף כולל של כ- 21 BCM בשנה, במטרה לקבל החלטת השקעה סופית (FID). אפשרויות פיתוח אלה עשויות לכלול פיתוח והרחבה של תשתיות הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן לצרכנים נוספים בשווקי היעד, ובראשם לשוק המצרי, אספקה למתקני ההנזלה הקיימים במצרים, וקידום האפשרות להנזלת הגז הטבעי באמצעות מתקן FLNG לצורך שיווקו לשווקים הגלובאליים. לפיכך, תוכנית הפיתוח לשלב ב', כפי שאושרה כאמור בחודש יוני 2016 על-ידי הממונה על ענייני הנפט, עשויה להתעדכן בהתאם לאפשרות הפיתוח הנבחרת ובמקרה כאמור ייתכן ויידרש אישור רגולטורי נוסף לשינוי בתוכנית. לצורך בחינת חלופות ההרחבה השונות, ביום 20.2.2023 אישרו שותפי לווייתן תקציבים לשנת 2023, בהתאם להסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement) החל על מאגר לווייתן, בסך כולל של כ- 96.4 מיליון דולר (100%), לביצוע קדם תכנון, (Pre-FEED and Front End Engineering Design), לשלב ב' (להלן בסעיף זה: "התקציבים"). במסגרת התכנון כאמור, ובהמשך לבחינת קודמות, מקדמים שותפי לווייתן הקמה עתידית של מתקן FLNG, בבעלותם, ביכולת הפקה שנתית של כ- 4.6 מיליון טון LNG, לצורך מכירתו לשווקים גלובאליים, ובכך תתאפשר אף הגדלה של הכמויות המסופקות למשק המקומי. התקציבים כוללים סך של 44.9 מיליון דולר (100%, חלק השותפות 20.4 מיליון דולר), בין היתר, לביצוע קדם תכנון (Pre-FEED) וכן לתחילת ביצוע תכנון (FEED), להרחבת מערך ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות תכנון של תשתיות תת-ימיות ושל שינויים נדרשים על אסדת ההפקה, וכן סך של 51.5 מיליון דולר (100%, חלק השותפות 23.3 מיליון דולר), בין היתר, לביצוע קדם תכנון (Pre-FEED) עבור מתקן FLNG, כאמור לעיל, בהליך תחרותי בין שתי קבוצות בינלאומיות אשר מתמחות בתחום התכנון והקמה של מתקני FLNG.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – ההערכות לעיל ביחס ליכולת ההפקה הצפויה ממאגר לווייתן, להיקף התקציב ולוחות הזמנים לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן, לרבות ביחס למועד קבלת החלטת השקעה סופית (FID), עלויות הנחת הצינור השלישי, ולמועד ההפעלה הצפוי של הצינור השלישי, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך. המידע האמור מבוסס על הערכות והשערות השותפות והמפעילה במאגר לווייתן, בהתבסס על מגוון גורמים, וביניהם התוכנית שגיבשה להנחת הצינור השלישי, וזאת ביחס לעלויות, ללוחות הזמנים ולעצם ביצועה של התוכנית כאמור, תוכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, קבלת 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 בחיפוש, 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 7.28 להלן.

7.2.6 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בחזקות לווייתן

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

פריט	אחוז לפני החזר ההשקעה	אחוז לאחר החזר ההשקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט, התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים, לרבות לעניין פרסום הנחיות בדבר אופן חישוב שווי התמלוג בפי הבאר לזכויות נפט בים, ראו סעיף 7.22.8 (ג) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.5%	87.5%	
חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	45.34%	45.34%	
סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	39.67%	39.67%	
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):			
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(2.04%)	(4.30%)	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. ³⁵ אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה בפרויקט ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות

35 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
ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.24.9 להלן.			
	35.37%	37.63%	השיעור המשויך בפועל 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 ישירות 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

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז	פריט
		הנפט

7.2.9 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפוש בנכס הנפט (באלפי דולר)

מטווח, שיעור של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)	מטווח, שיעור של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	סה"כ שיעור של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)	פריט
כ- 964	-	כ- 101,468	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020
כ- 867	-	כ- 114,614	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021
כ- 1,273	-	כ- 179,458	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2022

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 31.12.2022, ראו דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לווייתן המצ"ב כנספח ב' לפרק זה. מצ"ב כנספח ג' לדוח זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפניה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ- NSAI בחזקות לווייתן.

(ב) לפרטים אודות משאבים מנובאים בשטח בחזקות לווייתן (לעניין פרוספקט לווייתן עמוק), נכון ליום 31.12.2019, ראו סעיף 7.2.10 לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2019 (להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2019"), כפי שפורסם ביום 30.3.2020 (מס' אסמכתא: -2020-01-032010), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. נכון ליום 31.12.2022 לא חל שינוי בפרטים כאמור. מצ"ב כנספח ג' לפרק זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפניה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ- NSAI בחזקות לווייתן.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות, כאמור לעיל, לעניין הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען של הפעולות המתוכננות, לרבות אפשרות הרחבת קיבולת האספקה וקצבי ההפקה בפרויקט לווייתן הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות השותפות לגבי הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען של הפעולות המתוכננות וקצבי ההפקה המתבססים כולם על הערכות שקיבלה השותפות מהמפעילה. הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים וקצבי ההפקה בפועל עשויים להיות שונים מהותית מההערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, בקבלת ההחלטות המתאימות על-ידי שותפי לווייתן, בקבלת האישורים הנדרשים על-פי כל דין, בהשלמת התכנון המפורט של מרכיבי הפעולות, בקבלת הצעות מקבלנים, בשינויים בשוק הספקים וחומר הגלם בעולם, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

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" או ה- "PSC") 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 7.3: "תוכנית הפיתוח"), כמפורט בסעיף 7.3.11 להלן.

כמו כן, ביום 9.11.2022 נחתם תיקון נוסף להסכם הזיכיון (להלן: "התיקון הנוסף 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.

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

יצוין כי, 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. לפרטים נוספים בעניין זה, ראו סעיף 7.28.36 להלן.

7.3.2 פרטים כלליים

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 לויתן. ³⁶
שטח:	כ- 386 קמ"ר.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המתותרות לפי סוג	רישיון הפקה וניצול (Exploitation License). שניתן

³⁶ 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 פניות הן מהשותפים ברישיון ישי והן ממשרד האנרגיה של מדינת ישראל לגבי הצורך בהסדרת זכויות הצדדים כאמור טרם קבלת החלטה על פיתוח מאגר אפרודיטה. עמדת השותפים במאגר אפרודיטה היא כי העניין נתון לסמכות הממשלות וכי הם יפעלו בהתאם למנגנון להסדרת זכויות הצדדים ככל שייקבע על-ידי הממשלות ובהתאם לדין הבינלאומי. כמו כן, בהמשך למגעים שהתקיימו בין ממשלות ישראל וקפריסין להסדרת זכויות הצדדים במאגר אפרודיטה, ביום 9.3.2021 חתמו הממשלות כאמור על מכתב עקרונות המנחה את השותפים במאגר אפרודיטה ואת בעלי הזכויות ברישיון ישי לנהל משא ומתן ישיר להסדרת סוגיית גלישת מאגר אפרודיטה, הכולל עקרונות ולוחות זמנים לניהול המשא ומתן. היות שהצדדים לא הצליחו להגיע להסכמות והמועד שקבעה שרת האנרגיה דאז של מדינת ישראל לחתימת הסכם חלף, ממשלות ישראל וקפריסין החלו במשא ומתן לחלוקת הרווחים בין הצדדים ובין המדינות. 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. ראו בכתובת: https://www.gov.il/he/departments/news/press_110422

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
זה:	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 Plc. (להלן: "Shell"), חברה אנרגיה העוסקת בכל תחומי הפעילות של תעשיית הגז והנפט הפועלת ביותר מ- 70 מדינות בעולם.³⁷ ▪ 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 וברישיין החיפוש לשותפות.
תיאור מהות ואופן החזקה 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 השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ- 17,993 אלפי דולר.

7.3.3 להלן פרטים נוספים אודות הרישיון בבלוק 12 והסכם הזיכיון

(א) במסגרת הסכם הזיכיון התחייבו השותפים, בין היתר, לעמוד באבני הדרך העיקריות לקידום פיתוח המאגר, כדלקמן:

1. ביצוע קידוח הערכה/פיתוח בשטח הרישיון בהתאם לתוכנית הפיתוח והשלמתו בתוך 24 חודשים ממועד קבלת רישיון ההפקה, קרי, עד לחודש נובמבר 2021. בהתאם לתיקון הנוסף להסכם הזיכיון הוארכה מחוייבות השותפים לביצוע הקידוח כאמור עד לחודש אוגוסט 2023.
2. השלמת התכנון ההנדסי המפורט (FEED – Front End Engineering Design) (להלן: "FEED"), העברת התוצרים בהתאם לתוכנית הפיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח המאגר, תוך 48 חודשים מיום קבלת רישיון ההפקה (קרי, עד לחודש נובמבר 2023).

³⁷ פרטים נוספים אודות Shell זמינים באתר האינטרנט: <https://www.shell.com/about-us/who-we-are.html>

בהסכם הזיכיון נקבעו תנאים מסוימים אשר בהתקיימם יהיו השותפים ברישיון זכאים לקבלת אורכה לצורך עמידה באבני הדרך כאמור, כאשר המועד האחרון לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) יהא בתום 6 שנים מיום קבלת רישיון ההפקה. יצוין כי, אי-עמידה באבני הדרך שהוגדרו בהסכם הזיכיון תהווה עילה לביטול הזיכיון, אלא אם זו נבעה מ"כוח עליון" (כהגדרתו בהסכם הזיכיון).

(ב) 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, וכו'.

(ג) תשלומים לרפובליקת קפריסין

1. רפובליקת קפריסין זכאית לקבל במוסדים חד פעמיים מבעלי הזכויות בבולוק 12 בהתקיים אבני דרך ביחס לקצב ההפקה היומי הממוצע לתקופה רצופה בת 30 ימים, העשויים להסתכם לסך של 9 מיליון דולר (100%).
2. 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 בבולוק 12 יחלקו את הנפט המופק (לאחר קיזוז הוצאות כמפורט להלן) עם רפובליקת קפריסין בהתאם לקצב ההפקה היומי הממוצע של הנפט, ככל שיופק כדלקמן:³⁸

מחיר לחבית (בדולר)			תפוקה יומית ממוצעת (בחביות) ³⁹
עד 50	מ- 50.01 ועד 100	מעל 100	
חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)			
60%	63%	65%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הנמוך מ- 50,000 (כולל)
63%	67%	72%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת מ- 50,001 ועד 100,000 (כולל)
70%	75%	80%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת מ- 100,001 ועד 150,000 (כולל)
77%	80%	83%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת מ- 150,001 ועד

³⁸ יצוין כי, מנגנון חלוקת הנפט לא תוקן במסגרת התיקונים להסכם הזיכיון.
³⁹ החישוב מתבצע באופן פרוגרסיבי בהתאם למדרגות המפורטות בטבלה.

מחיר לחבית (בדולר)			תפוקה יומית ממוצעת (בחביות) ³⁹
			200,000 (כולל)
85%	85%	83%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הגבוהה מ- 200,000

(ה) חלוקת גז טבעי

3. לפני התיקון הראשון להסכם הזיכיון, הסכם הזיכיון קבע מנגנון לחלוקת הגז הטבעי שיופק בשטח הזיכיון, על בסיס קצב ההפקה היומי הממוצע, כמפורט בהרחבה בסעיף 7.8.3(ו) לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2018, כפי שפורסם ביום 24.3.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-023982), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

4. לאחר התיקון הראשון להסכם הזיכיון נקבע מנגנון חדש לחלוקת התפוקה של גז 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 החדש, 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 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.

לפרטים 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.

(ו) חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין בגז הטבעי ו/או בנפט המופק יבוצע כל שנה מההכנסות ממכירת גז טבעי ו/או נפט שיוותרו לאחר קיזוז הוצאות בעלי הזכויות בפרויקט בלוק 12 בגין חיפוש, הערכה, פיתוח, הפקה ותפעול (להלן: "הוצאות בלוק 12")⁴⁰ 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

⁴⁰ 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.

שלא כוונתה 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) סיום הסכם הזיכיון

1. רפובליקת קפריסין רשאית לבטל את הסכם הזיכיון במתן הודעה מוקדמת של 3 או 6 חודשים, כמפורט בהסכם הזיכיון, בהתקיים אחד מהתנאים הבאים: (א) הפרת הוראות החוק הקפריסאי והתקנות שפורסמו על-פיו; (ב) פיגור בתשלום לרפובליקת קפריסין במשך 3 חודשים רצופים; (ג) הפרת תוכנית הפיתוח במשך 6 חודשים רצופים למעט עקב אירוע "כוח עליון" כהגדרתו בהסכם הזיכיון; (ד) בהתייחס לתקופת ההפקה, הפסקה רצופה בהפקה במשך חודשיים רצופים או שיבוש בהפקה במשך 6 חודשים רצופים עקב סיבה שלא אושרה על-ידי רפובליקת קפריסין למעט עקב "סיבה מוצדקת" או אירוע "כוח עליון" כהגדרתם בהסכם הזיכיון; (ה) אי יכולת פיננסית או טכנית של השותפים לעמוד בהתחייבויות על-פי הסכם הזיכיון כתוצאה מקרות אירוע של פשיטת רגל, הסדר נושים, כינוס נכסים של אחד השותפים או של חברת האם שלו או כל מקרה אחר אשר תוצאתו הינה ירידה ביכולות הפיננסיות או הטכניות של אחד השותפים באופן מהותי ביחס למצבו בעת חתימת הסכם הזיכיון.
2. בעלי הזכויות בפרויקט זכאים לוותר על זכויותיהם ביחס לכל שדה נפט ו/או גז בשטח הרישיון לאחר מתן הודעה מוקדמת בת 6 חודשים לרפובליקת קפריסין.

(יג) 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 סעיף (ג) לתקנה 22 לפרק ד' לדוח זה.

7.3.4 פעולות בשטחי בלוק 12 שבוצעו לפני שהשותפות החזיקה בנכס הנפט

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. ⁴¹	2011-2012	שברון קפריסין

7.3.5 עמידה בתנאי תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12

תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12 עד למועד אישור הדוח קוימה במלואה.

7.3.6 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בבלוק 12

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בנכס הנפט מיום 1.1.2020 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

פרויקט בלוק 12				
תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁴²	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)	תקופה	
<ul style="list-style-type: none"> המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין היתר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. תכנון קידוח הערכה אשר יוסב, ככל שיידרש, לקידוח הפקה. המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח רישיון ההפקה, בין היתר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. ביצוע תכנון הנדסי מפורט לקראת קבלת החלטת השקעה סופית. המשך בחינת אפשרויות מסחור הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה. 	כ- 2,056	כ- 617	2020	
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין היתר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. תכנון ובחינת הביצוע של קידוח הערכה, ככל שיידרש, אשר יוסב לקידוח הפקה. המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח רישיון ההפקה, בין היתר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. 	כ- 3,372		כ- 1,012
		כ- 2,131		כ- 639
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין היתר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. תכנון ובחינת הביצוע של קידוח הערכה, ככל שיידרש, אשר יוסב לקידוח הפקה. המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח רישיון ההפקה, בין היתר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. 	כ- 885		כ- 266
		כ- 2,013		כ- 604
<ul style="list-style-type: none"> המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין היתר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. תכנון ובחינת הביצוע של קידוח הערכה, ככל שיידרש, אשר יוסב לקידוח הפקה. המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח רישיון ההפקה, בין היתר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. 			2021	

⁴¹ ביום 2.10.2013 הסתיים קידוח הערכה "אפרודיטה A-2" אשר החל ביום 7.6.2013.
⁴² הסכומים לשנים 2020-2022 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

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) ⁴²	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	<ul style="list-style-type: none"> המשך בחינת אפשרויות מסחור הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה. 	כ- 7,156	כ- 2,147
2022	<ul style="list-style-type: none"> המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין היתר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. 		
	<ul style="list-style-type: none"> הכנות לביצוע קידוח A-3. 	כ- 11,722	כ- 3,517
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח רישיון ההפקה, בין היתר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. 		
	<ul style="list-style-type: none"> המשך בחינת חלופות מסחור הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה. 	כ- 195	כ- 59
2023 ואילך ⁴³	<ul style="list-style-type: none"> בחינת האפשרות לקבלת החלטת השקעה לפיתוח מאגר אפרודיטה במתכונת המפורטת בסעיף 7.3.11 להלן. 	כ- 7,076	כ- 2,123
	<ul style="list-style-type: none"> ביצוע קידוח A-3. 	כ- 106,000	כ- 32,277
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין היתר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. 		
	<ul style="list-style-type: none"> המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח רישיון ההפקה, בין היתר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. 		
	<ul style="list-style-type: none"> המשך בחינת חלופות מסחור הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה, סקרים ימיים, ביצוע Pre-FEED והכנה לכניסה ל-FEED. 	כ- 53,800	כ- 16,382
	<ul style="list-style-type: none"> קידום חלופת הפיתוח הנבחרת, עדכון תוכנית הפיתוח בהתאם ואישורה על-ידי ממשלת קפריסין, ביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט והערכות לביצוע תוכנית הפיתוח, וקבלת החלטת השקעה לפיתוח מאגר אפרודיטה, כמפורט בסעיף 7.3.11 להלן. 		

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 בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, המבוססת על הערכות של השותף הכללי לגבי מרכיבי תוכנית העבודה המתבססת 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

⁴³ נכון למועד אישור הדוח, מתוך התקציבים כאמור, אושר על-ידי השותפים בבלוק 12 תקציב לשנת 2023 בסך של כ- 169 מיליון דולר (100%), הכולל את עלות ביצוע קידוח A-3, עלויות ביצוע סקרים ועבודות תכנון, אשר לגבי טרם התקבל אישור ממשלת קפריסין. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.3.11 להלן.

החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.3.7 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בבלוק 12

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 7.3.2 לעיל.	100%	100%	30%	30%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט
לפרטים ראו סעיף 7.3.8 להלן.					השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות <u>בהכנסות</u> מנכס הנפט
לפרטים ראו סעיף 7.3.9 להלן.	104%-101%	104%-101%	31.2%-30.3%	31.2%-30.3%	שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות <u>בהוצאות</u> הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה בנכס הנפט

7.3.8 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מבלוק 12

בטבלה שלהלן מובאים פרטים בדבר 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, 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 המאושרת נכון למועד אישור הדוח, כמפורט בסעיף 7.3.11 להלן, וכי ככל שתאושר חלופת פיתוח שונה על-ידי השותפים במאגר אפרודיטה וממשלת קפריסין, שיעור ההשתתפות האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההוניות בנכס הגז עשוי להשתנות.

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'.	67.5%	50.75%	21.75%	15.75%	חלק רפובליקת קפריסין בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי
	32.5%	49.25%	78.25%	84.25%	חלק השותפים בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי
	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	שיעור ההחזקה של השותפות בנכס הנפט
	9.75%	14.78%	23.48%	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 7.24.9 להלן. 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	0.93%	1.40%	2.23%	1.14%	תשלום תמלוגי-על לגורמים שונים

הערות	R-פקטור 2.5	R-פקטור 2	R-פקטור 1.5	R-פקטור 1	
(זאת בניגוד לתמלוגי העל מנכסי הנפט בישראל, שחלים ביחס לחלקה של השותפות בתפוקה לפני תשלום תמלוגי המדינה לפי חוק הנפט).					
	8.82%	13.38%	21.25%	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 בסעיף 32א לחוק 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, 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

בבולוק 12

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעילה	4%-1%	שיעור של 1.5% בגין הוצאותיה העקיפות של המפעילה מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח, ⁴⁴ בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק. שיעור של 1%-4% מתייחס

⁴⁴ יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, טרם סוכם השיעור כאמור בקשר עם פעולות ההפקה.

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז	פריט
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.		
	104%-101%	סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט
	30%	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)
	31.2%-30.3%	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):		
	31.2%-30.3%	השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט

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

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ⁴⁵	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020	כ- 4,264	-	כ- 57
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021	כ- 3,678	-	כ- 55
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2022	כ- 6,597	-	כ- 100

⁴⁵ לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל.

תוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה

תוכנית הפיתוח, אשר אושרה על-ידי ממשלת קפריסין ביום 7.11.2019, כפופה לעדכונים הנובעים, בין היתר, מתנאים טכניים, מסחריים ופיננסיים. התוכנית המאושרת כוללת הקמת מתקן טיפול והפקה צף בשטח הרישיון, בעל יכולת הפקה מקסימלית של כ- 800 MMCF ליום, באמצעות 5 בארות הפקה ראשונות ומערך הולכה תת-ימי לשוק המצרי. גיבוש תוכנית הפיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לעדכון ואישור תוכנית הפיתוח, להשלמת FEED, לביצוע הסדרים מסחריים לפיתוח המערכות לייצוא, לחתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי ולהתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, לקבלת אישורים רגולטוריים וכן לביצוע הסדרים מימוניים. ככל שיתקיימו התנאים המתלים המפורטים לעיל, תחילת אספקת הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה עשויה לחול לכל המוקדם בשנת 2027.

במסגרת זו, קיבלו השותפים במאגר אפרודיטה החלטה בדבר התקשרות עם אוניית קידוח לצורך ביצוע קידוח A-3, אשר ישמש בהמשך כקידוח הפקה, וביום 15.9.2022 קיבלו השותפים במאגר אפרודיטה החלטה בדבר אישור תקציב לביצוע הקידוח כאמור, בסך של כ- 130 מיליון דולר (100%). יצוין כי, במסגרת אישור תקציב קידוח ההערכה A-3, אישרו השותפים סך נוסף של כ- 62 מיליון דולר (100%) לביצוע עבודות Pre-FEED לצורך קידום פיתוח המאגר. לפרטים נוספים ראו דוח מיידי של השותפות מיום 18.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-118267), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. כמו כן, ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות הימנעות מחלוקת רווחים לצורך השקעה בבלוק 12, לפרטים נוספים ראו סעיף 4.5.3 לעיל.

נכון למועד אישור הדוח, בוחנים השותפים במאגר אפרודיטה חלופות פיתוח נוספות, בעלויות נמוכות מאלו של תוכנית הפיתוח המאושרת כמפורט לעיל, המשלבות מתקנים קיימים ו/או תוכניות פיתוח של נכסים סמוכים במצרים. חלק מהחלופות כאמור כוללות 3 בארות הפקה ראשונות אשר יחוברו באמצעות צינור תת-ימי באורך של 260-390 ק"מ, לתשתית תת-ימית קיימת בקרבת החוף המצרי, ביכולת הפקה מקסימלית של כ- 600 MMSCFD. חלופות אלה מתייחסות לחיבור של מערכת ההפקה התת-ימית כאמור לאחת מהמערכות הקיימות הקשורות בתשתיות הנכסים WDDM ו-Temsah, אשר אינן בבעלות השותפים בבלוק 12, הממוקמות בים התיכון בקרבה לקו החוף המצרי. יצוין כי, המשך קידום חלופה לתוכנית הפיתוח המאושרת כפוף לאישור השותפים בבלוק 12 ולאישור ממשלת קפריסין.

בהתאם להערכה עדכנית של המפעילה, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות היתכנות טכניות-כלכליות, לרבות ביצוע ה-FEED, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח המאושרת, לרבות עלות התקנת הצינורות אל שווקי היעד, מוערכת בכ- 3.6 מיליארד דולר (100%).

משאבים מותנים ומנובאים המיוחסים לנכס הנפט בלוק 12 בקפריסין

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ושהוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים"), נכון ליום 31.12.2020, חלק מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט המיוחסים למאגר אפרודיטה⁴⁶ שבשטח בלוק 12 הוכחו על-ידי קידוח "אפרודיטה A-1" וקידוח "אפרודיטה A-2" (וכן קידוח "אפרודיטה 2" שבשטח רישיון ישי), ולפיכך סווגו כמשאבים מותנים, בעוד שחלק מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט המיוחסים לנכס הנפט, בתאי-שבר סמוכים לתא השבר בו בוצע הקידוח האמור, לא הוכחו ולפיכך נותרו בסיווג של משאבים מנובאים. דוח המשאבים המיוחסים לנכס הנפט בלוק 12 נכלל בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2020, כפי שפורסם ביום 17.3.2021 (מס' אסמכתא : 2021-01-036588) (להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2020"), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. מצ"ב **כנספח ג'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפניה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ-NSAI בבלוק 12.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הפרטים המובאים לעיל, בדבר המועד האפשרי לקבלת החלטת השקעה סופית של מאגר אפרודיטה, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח, והמועד האפשרי לתחילת אספקת הגז הטבעי, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32 לחוק ניירות ערך, המבוססים במידה רבה על הערכות והנחות עבודה שונות, בין היתר, בהשלמת התכנון המפורט של תוכנית הפיתוח, הביצוע בפועל של הפרויקט ומכלול של גורמים נוספים אשר לשותפות אין שליטה מלאה לגביהם או יכולת להעריכם במידה מספקת של ודאות.

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 הדוח, 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

⁴⁶ דוח המשאבים מתייחס למשאבים המצויים בשטח המים הכלכליים של קפריסין בלבד.

במתקנים.⁴⁷

במסגרת מכירת יתרת זכויות השותפות בחזקות 1/12 "תמר" ו- 1/13 "דלית" (להלן: "חזקות תמר ודלית") המחטה השותפות לרוכשות את זכויותיה בהסכם השימוש כשותפה בפרויקט תמר. נכון למועד אישור הדוח, כל בארות הפרויקט נאטמו ונטשו (Plugged and abandoned) בהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט.

לאור האמור, השותפות רואה בפרויקט ים תטיס כנכס נפט זניח.

המפעילה החלה בפירוק ונטישה (Decommissioning) של מתקני הפרויקט, למעט הפלטפורמה, ולרבות בארות ההפקה והציוד התת-ימי, בהתאם לתוכנית פירוק ולהוראות הממונה על ענייני הנפט, כפי שמתעדכנות מעת לעת. במקביל, מתקיים דיון אודות שימושים עתידיים אפשריים ו/או פירוק ונטישה של פלטפורמת ים תטיס וזאת בשים לב לזיקה המתקיימת בין מתקני פרויקט ים תטיס לבין ההפקה מפרויקט תמר. תקציב נטישת הקידוחים והציוד התת-ימי אשר אושר על-ידי שותפי פרויקט ים תטיס, נכון למועד אישור הדוח, הוא בסך של כ- 276 מיליון דולר (100%). יצוין כי, תקציב זה אינו כולל תקציב לנטישת פלטפורמת ים תטיס ומתקן הקבלה, אשר צפויה להתבצע בתום תקופת ההפקה מפרויקט תמר.

יצוין כי, ביום 3.5.2020 נחתם הסכם בין השותפות, שברון, קבוצת דלק ורצין, במסגרתו הוסדר אופן אספקת גז טבעי ללקוחות בעלות הזכויות במאגר ים תטיס (שברון, השותפות וקבוצת דלק) ממאגר לווייתן.

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
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

⁴⁷ 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	
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה 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 בפרויקט ים תטיס

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת נועה ובחזקת אשקלון מיום 1.1.2020 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

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) ⁴⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2020	• תפעול ותחזוקה שוטפים.		
	• הכנת הפלטפורמה ל"אחסנה קרה" (cold stacking), ובכלל זאת ניתוק (air-gapping) של צינורות גז מבארות ההפקה למתקני הטיפול וההפקה שעל הפלטפורמה.	כ- 2,342	כ- 1,135
	• בחינת שימושים בתשתיות קיימות ושימור או הגדלת יכולת ההפקה.		
2021	• היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות ומתקנים במאגרי פרויקט ים תטיס.	כ- 7,962	כ- 3,862
	• תפעול ותחזוקה שוטפים.		
	• בחינת שימושים בתשתיות הקיימות של הפרויקט.		
	• השמשת הפלטפורמה לפעולות נטישת בארות מרי B ופעולות הקשורות בפירוק ציוד וצנרת תת-ימיים של פרויקט ים תטיס, ובכלל זאת קבלת היתרים סביבתיים, התקנת מתקנים ייעודיים וכו'.		
	• תחילת אטימה ונטישה (plugging and abandonment) של בארות ההפקה של הפרויקט, של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט.	כ- 141,465	כ- 68,611

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) ⁴⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההון של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2022	<ul style="list-style-type: none"> המשך אטימה ונטישה של בארות ההפקה של הפרויקט, ושל מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 106,924	כ- 51,858
	<ul style="list-style-type: none"> בחינת שימושים בתשתיות הקיימות של הפרויקט. 		
2023 ואילך	<ul style="list-style-type: none"> סיום אטימה ונטישה של בארות ההפקה של הפרויקט ושל מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 20,249	כ- 9,821
	<ul style="list-style-type: none"> בחינת שימושים בתשתיות הקיימות של הפרויקט. 		
	<ul style="list-style-type: none"> פירוק ונטישה של הפלטפורמה בתום השימוש בה, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 109,002	כ- 52,866
	<ul style="list-style-type: none"> פירוק ונטישה של מתקן הקבלה היבשתי בתום השימוש בו, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט. 	כ- 9,712	כ- 4,710

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות בפרויקט ים תטיס, לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצוען, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, המבוססת על הערכות של השותפות לגבי מרכיבי תוכנית העבודה המתבססת כולן על הערכות שקיבלה השותפות מהמפעילה. ביצוע תוכנית העבודה בפועל לרבות לוחות זמנים ועלויות עשוי להיות שונה מהותית מההערכות לעיל והוא מותנה, 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 שמניויתיה 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.

7.5.2 פרטים כלליים

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 ושרון בתוספת תמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות. לאחר התקיימות כל התנאים המתלים, ביום 26.12.2016 הושלמה העסקה והועברו מלוא הזכויות בחזקות לאנרג'יאן ישראל. לפרטים אודות ההסכם האמור, ראו סעיף 7.24.11 להלן.

נכון ליום 31.12.2022, 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 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.⁴⁹ 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 – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	ב- 20 שנים נוספות, בכפוף לחוק הנפט.
ציון שם המפעיל (OPERATOR):	אנרג'יאן ישראל.
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	אנרג'יאן ישראל (100%).

⁴⁹ לצורך חישוב הערך הנוכחי הנקי של התזרימים מנכסי הנפט נלקחו בחשבון שיעורי ההיוון הבאים (אחרי מס): פרויקט לווייתן - 10%; פרויקט אפרודיטה - 10%; תמלוג על מחזקות תנין וכריש - 10.5% (לפרטים ראו נספח ב' לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה) וביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	-
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות זכאית לתמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות.
ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	כ- 5.12% לפני תשלום היטל רווחי נפט מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן: "ההיטל") ולפני מועד החזר ההשקעה; 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 בחזקות 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.⁵⁰

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. הפקת הגז צפויה להתבצע באופן מדורג, ואנרג'יאן דיווחה כי היא צופה להגיע ליכולת הפקה מסחרית בקצב של 6.5 BCM לשנה, באמצעות מתקן ה-FPSO, בתוך כ- 4-6 חודשים ממועד הפקת הגז הראשון כאמור.⁵¹

בהתאם לפרסומי אנרג'יאן מחודש מרץ 2023, תחזית המכירות לשנת 2023 צפויה לעמוד על כ- 4.5 BCM עד כ- 5.5 BCM.⁵²

ביום 15.4.2019 פרסמה אנרג'יאן הודעה אודות ממצא גז טבעי (Discovery) במאגר כריש-צפון.⁵³ לפי פרסומי אנרג'יאן, התוכנית לפיתוח מאגר כריש-צפון שהוגשה על-ידיה לממונה על ענייני הנפט, המבוססת על ה-FPSO של מאגר כריש, אושרה על-ידי משרד האנרגיה בחודש

⁵⁰ https://www.gov.il/he/Departments/news/spokesperson_development

⁵¹ להלן קישור להודעת אנרג'יאן: <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1483001-1484000/P1483281-00.pdf>

⁵² להלן קישור להודעת אנרג'יאן: <https://www.energean.com/media/5400/dm-final-report-energean-israel-2022ye.pdf>

⁵³ להלן קישור להודעת אנרג'יאן: <https://maya.tase.co.il/reports/details/1224643>

אוגוסט 2020, והחלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר כריש-צפון התקבלה ביום 14.1.2021.⁵⁴ למיטב ידיעת השותפות, בהתבסס על פרסומי אנרג'יאן מחודש מרץ 2023, פיתוח מאגר כריש-צפון צפוי להסתיים בסוף שנת 2023 ויאפשר, יחד עם שדרוג מערכות ההפקה, הפקה שנתית מקסימלית של כ- 8 BCM מה-FPSO.

כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, הנתונים המעודכנים בנוגע למשאבים המיוחסים למאגרים תנין, כריש וכריש-צפון (להלן בסעיף זה: "המאגרים") פורסמו על-ידי אנרג'יאן בחודש מרץ 2023.⁵⁵ על-פי דיווח זה, כוללים המאגרים עתודות גז טבעי (2P) בהיקף של כ- 99.6 BCM ונוזלים פחמימניים בהיקף של כ- 95.6 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

(א) בהסכם מכירת הזכויות לאנרג'יאן הוסכם כי יתרת התמורה במזומן בסך של 108.5 מיליון דולר (להלן: "יתרת התמורה") תשולם למוכרות ב- 10 תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית במנגנון ובשיעור שנקבע בהסכם. עד למועד אישור הדוח שילמה אנרג'יאן ישראל לשותפות, 5 מתוך 10 התשלומים השנתיים.

עוד נקבע בהסכם, כי בהשגת מימון פיננסי על-ידי אנרג'יאן ("Financial Closing") של עלויות השלב הראשון של תוכנית הפיתוח המאושרת בחזקות תנין וכריש בתוספת מלוא (100%) התמורה הכספית עבור הממכר כפי שנקבעה בהסכם המכר (148.5 מיליון דולר), תחול על אנרג'יאן חובת תשלום מיידי של יתרת התמורה. לפרטים בדבר הליך משפטי שנקטה השותפות נגד אנרג'יאן בקשר עם טענת השותפות כי חלה על אנרג'יאן חובת תשלום מיידי של יתרת התמורה, ראו סעיף 7.25.13 להלן.

(ב) בין אנרג'יאן לשותפות הוחלפו 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 הפחמימניים 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 הפחמימניים

⁵⁴ להלן קישור להודעת אנרג'יאן: <https://www.energean.com/media/4647/20210113-karish-north-fid.pdf>
⁵⁵ להלן קישור להודעת אנרג'יאן: <https://www.energean.com/media/5400/dm-final-report-energean-israel-2022ye.pdf>

אשר עתידים להיות מופקים מהמאגרים שבשטח החזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם הכפוף לתמלוגים.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – התיאור לעיל בעניין הפעולות המתוכננות בחזקת כריש, לרבות לוחות זמנים לביצוע, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק 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 1.1.2020 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)
2020	• סיום השלמת 3 בארות ההפקה בחזקת כריש.		
	• המשך ייצור והנחה של מערכת ההולכה התת-ימית שתחבר את בארות ההפקה אל ה-FPSO ואל החוף.		
	• ביום 4.4.2020 הפליג גוף ה-FPSO (ה-hull), שיוצר במספנה בסין, לסינגפור, לטובת התקנת מערכות ההפקה והטיפול בגז ובקונדנסט (ה-topsides).		
2021	• הגשת וקבלת אישור לתוכנית הפיתוח למאגר כריש צפון.		
	• קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח מאגר כריש צפון ולייצור והתקנה של רייזר יצוא שני ומתקן שני לטיפול בנוזלים.		
2022	• המשך עבודות התקנת מערכות ההפקה והטיפול בגז ובקונדנסט על גבי גוף ה-FPSO בסינגפור.		
	• סיום התקנת והרצת מערכות ההפקה והטיפול בגז ובקונדנסט על גבי גוף ה-FPSO בסינגפור.		
	• הפלגה של ה-FPSO על מערכתיו לישראל.		
	• השלמת חיבור מערכות ההפקה והרצתן.		
	• תחילת הפקת מסחרית מחזקת כריש, תפעול ותחזוקה שוטפים.		

חזקות תנין וכריש			
היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקופה
		<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, והתקנה והרצה של מתקן שני לטיפול בנוזלים. 	2023 ואילך
		<ul style="list-style-type: none"> • המשך הפקת מסחרית מחזקת כריש, תפעול ותחזוקה שוטפים. 	
		<ul style="list-style-type: none"> • חיבור באר ההפקה במאגר כריש צפון ל-FPSO, ותחילת הפקת מסחרית ממאגר כריש צפון. 	
		<ul style="list-style-type: none"> • קדיחת קידוחי הפקת נוספים בחזקת כריש ובמאגר כריש צפון, ככל שיידרש. 	
		<ul style="list-style-type: none"> • פיתוח חזקת תנין, לרבות קדיחת בארות הפקת, ייצור והתקנה של מערכת תת-ימית וחיבורה ל-FPSO. תחילת הפקת מחזקת תנין צפויה, לפי פרסומי אנרג'יאן, בשנת 2030. 	

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 Limited⁵⁶ (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")⁵⁷, 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 המקובלת במרוקו. ביום 29.1.2023 חתמה Delek Energy Limited, חברה בת אשר התאגדה באנגליה, בבעלות מלאה של השותפות (להלן: "ניו-מד מרוקו"), על ההסכמים חלף השותפות ונכנסה בנעליה.

⁵⁶ כפי שנמסר לשותפות על-ידי אדרקו, אדרקו הינה חברה פרטית שכל מניותיה מוחזקות (בשרשור) עבור מר יריב אלבז (משקיע מרוקאי) ובני משפחתו.

⁵⁷ יצוין כי, הרישיון כולל 17 שטחי רישיונות שונים.

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.

השותפות תשמש כמפעילה ברישיון.

במהלך תקופת החיפוש, השותפות ואדרקו יישאו, בנוסף לחלקם היחסי בעלויות, גם בעלויות בגין חלקה של ONHYM, בהתאם לאסדרה 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.

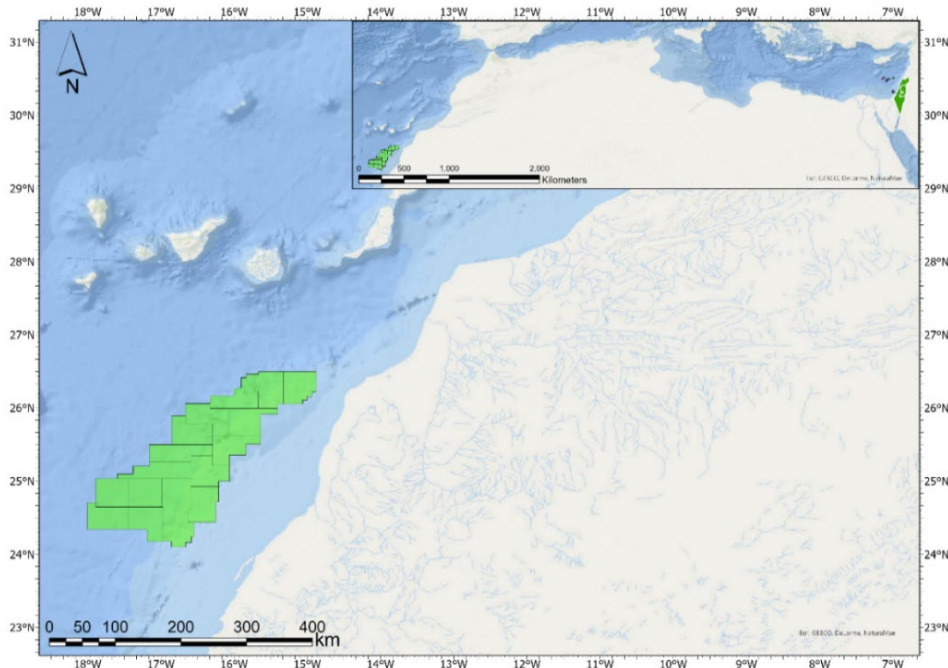
יצוין כי, הרישיון נמצא מול חופי סהרה המערבית, אזור אשר ריבונותו במחלוקת. בחודש דצמבר 2020 נחתם הסכם נורמליזציה בין ישראל ומרוקו אשר במסגרתו, בין היתר, הכירו ישראל וארצות הברית בריבונות מרוקו בסהרה המערבית.

בהנחה שההסכמים יאושרו על-ידי משרד האנרגיה ומשרד האוצר במרוקו וייכנסו לתוקף, הרישיון יהווה נכס 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 להלן 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:	בהתאם להחלטת משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו.
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	בהתאם להחלטת משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו.
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	ההסכמים מקנים 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;

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
הארכה שניה (בכפוף להחלטת השותפות, ובכפוף להתחייבות לתוכנית עבודה של התקופה השלישית) – שלוש שנים וחצי.	
קיימת אפשרות להארכה במקרה בו נמצא הידורקרבונים ויש צורך בבחינת כלכליות.	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:
השותפות.	ציון שם המפעיל (OPERATOR):
<ul style="list-style-type: none"> ■ השותפות – 37.5% ■ אדרקו – 37.5% ■ ONHYM – 25% 	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 תחזיק באמצעות ניו-מד מרוקו ב- 37.5% מהזכויות ברישיון	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
לפני מועד החזר השקעה – 34.5%; לאחר מועד החזר השקעה – 32.63%	ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט: ⁵⁸
-	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):



58 זכויות השותפות בנכס הנפט כפופות לתמלוגים המשולמים למדינה. 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 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).

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 סייסמיים ועבודות בהיבטי סביבה, חברה וממשל (, Social and Government Environment, להלן: "ESG"). 	כ- 3,300	כ- 3,300
הארכה ראשונה – 24 חודשים מסיום התקופה הראשונה	<ul style="list-style-type: none"> קדיחת קידוח חיפוש ראשון. 	כ- 25,000	כ- 12,500
הארכה שנייה – 42 חודשים מסיום התקופה השנייה	<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, לרבות לענין 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 חדשים שיתגלו ובכדאיות כלכלית. השלמת העסקה כפופה לאישור משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו, כמפורט לעיל.

7.7 פעילות שהופסקה

להלן פרטים בדבר נכסי נפט שהפעילות בהם הופסקה בשנים האחרונות:

7.7.1 רישיון ערן

רישיון ערן פקע ביום 14.6.2013. בעקבות החלטת הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפו של רישיון ערן, ביום 3.10.2013 הגישו בעלי הזכויות ברישיון ערן (ובהם השותפות אשר החזיקה כ- 22.67% מהזכויות ברישיון) לשר האנרגיה ערעור 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 התנהל 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.

רישיון אלון D

7.7.2

ביום 21.6.2020 פקע רישיון אלון D, לאחר שבקשות להארכתו נדחו על-ידי הממונה על ענייני הנפט.

לפרטים אודות עתירה לבית המשפט העליון בשבתו כבג"ץ בקשר לאי-הארכת הרישיון, ראו סעיף 7.25.10 להלן.

על רקע פקיעת רישיון אלון D, השותפות ושברון, שהיו השותפות ברישיון, הגישו הצעה במסגרת ההליך תחרותי עליו הכריז משרד האנרגיה ביום 23.6.2020, להענקת רישיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבלוק 72, אשר על שטחו השתרע רישיון אלון D (להלן: "**בלוק 72**"). בעקבות האמור, ביום 21.10.2020 התקבלה במשרדי השותפות דרישה מרשות התחרות להמצאת מידע ומסמכים בקשר עם בלוק 72.

נכון למועד אישור הדוח, טרם הוכרז הזוכה בהליך התחרותי לגבי בלוק 72 ולאור החלטת ממשלה מס' 1906, כמפורט להלן, להערכת השותפות, קיימת אפשרות שהליך זה יבוטל מבלי שיוכרז בו זוכה. ביום 30.9.2020 פנה הממונה על ענייני הנפט לוועדת הריכוזיות לצורך קיום היוועצות בנוגע להחלטה על הזוכים בהליך התחרותי האמור. ביום 10.1.2021 פרסמה ועדת הריכוזיות את המלצתה שלא לאפשר לשותפות לזכות בהליך התחרותי ללא קשר לעמידתה בתנאי ההליך. ביום 14.1.2021 העבירה השותפות פניה לממונה על ענייני הנפט, ולפיה עליו להתעלם מהמלצת ועדת הריכוזיות באשר הינה חסרה, מתעלמת מעובדות מהותיות ולא מדויקת. יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, עוד באותו היום העביר הממונה על ענייני הנפט לוועדת הריכוזיות בקשה לקיום היוועצות חוזרת בנושא. כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, הצעתה (ביחד עם שברון) עדיפה ביחס להצעות אחרות שהוגשו בהליך בשים לב לתנאים שהוגדרו בו מראש. לכן, סבורה השותפות כי עומדת לה הזכות המלאה לזכות ברישיון.

ביום 27.10.2022 פורסמה החלטת ממשלה מס' 1906 המאשרת את ההסכם לאסדרת הגבול הימי בין ישראל ללבנון (להלן: "**ההסכם הימי**"), ובאותו מועד נחתם ההסכם הימי על-ידי ראש ממשלת ישראל ונשיא לבנון. ההסכם הימי קובע, בין היתר, את הגבול הימי בין המדינות, וכן כי הסטטוס קוו בקרבת החוף, לרבות לאורך קו המצופים הנוכחים, יישמר כפי שהוא. עוד

קובע ההסכם הימי, כי ככל שיתגלה מאגר גז טבעי אשר חוצה את קו הגבול כפי שנקבע, יבוצעו הפיתוח וההפקה ממנו על-ידי בעלות הזכויות בבלוק 9 בלבנון אשר גובל בבלוק 72⁵⁹ בהמשך לכך, ביום 14.11.2022 נחתם מסמך עקרונות בין מדינת ישראל לבין חברת האנרגיה הצרפתית TotalEnergies וחברת האנרגיה האיטלקית ENI (הקונסורציום המחזיק ברישיון לפיתוח בלוק 9 בלבנון אשר גובל בבלוק 72). על-פי הודעת משרד האנרגיה, מטרתו של מסמך העקרונות הינה להבטיח כי המאגר הפוטנציאלי שבין המדינות לא יפותח ללא שמירת הזכויות הכלכליות של ישראל. יצוין כי, המסמך אינו קובע את התמורה הכלכלית שישראל תהיה זכאית לקבל מהמאגר.⁶⁰ עוד יצוין כי, שטח המאגר הפוטנציאלי נכלל בחלקו בשטח רישיון אלון-D שהוחזק בעבר על-ידי השותפות ושרון, אשר הגישו בקשר עם פקיעת הזכויות בו עתירה לבג"צ, כמפורט בסעיף 7.25.10 להלן.

פרויקט תמר (חזקת תמר (I/12) וחזקת דלית (I/13))

7.7.3

ביום 9.12.2021 הושלמה העסקה למכירת יתרת זכויותיה של השותפות בחזקות "תמר" ודלית, על-פי הסכם המכר, כמפורט בסעיף 7.24.13 להלן, ונכון למועד אישור הדוח הועברה על-ידי הרוכשות תמורת הממכר בסך של כ- 969 מיליון דולר. בעקבות השלמת העסקה, הוסרו שיעבודים שנוצרו להבטחת אגרות החוב תמר בונד, ושחררו כספים שהצטברו בחשבונות משועבדים בסך של כ- 170 מיליון דולר.⁶¹ בנוסף, קיבלה השותפות בחזרה ערבויות שונות שנדרשה להעמיד במסגרת פרויקט תמר בסך כולל של כ- 60 מיליון ש"ח.

תמורת הממכר, ביחד עם הכספים ששחררו במסגרת השלמת העסקה, שימשו את השותפות, בין היתר, לצורך פירעון אגרות החוב תמר בונד ואגרות חוב (סדרה א') של השותפות. כמו כן, שילמה השותפות מס רווח הון בגין המכירה כאמור בסך של כ- 478 מיליון ש"ח.

לפרטים נוספים אודות השלמת העסקה, ראו דוחות מיידים 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- 18 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

רישיונות אופק חדש ויהל חדש

7.7.4

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם חברת S.O.A. Energy Israel Ltd. (להלן: "SOA") בהסכם לרכישת זכויות בשיעור 25% (מתוך 100%) ברישיון היבשתי 405/"אופק חדש" (להלן: "רישיון אופק חדש") המצוי באזור השפלה במרכז ישראל וברישיון היבשתי 406/"יהל חדש" (להלן: "רישיון יהל חדש"), המצוי בצפון ישראל (להלן בסעיף זה: "הסכם הרכישה"). עם

⁵⁹ <https://www.gov.il/he/departments/policies/dec1906-2022>

⁶⁰ https://www.gov.il/he/departments/news/press_151122

⁶¹ יצוין כי, הסכום אינו כולל הכנסות (נטו) של השותפות בגין מכירות מפרויקט תמר שהתבצעו בחודש נובמבר 2021, אשר התשלום בגינן הועבר לשותפות לאחר השלמת העסקה.

התקיימות התנאים המתלים בהסכם הרכישה, ביום 10.10.2019 הושלמה העסקה לרכישת הזכויות כאמור, וביום 5.11.2019 נרשמו בספר הנפט העברת הזכויות כאמור. לפרטים נוספים אודות הסכם הרכישה, ראו סעיף 7.24.10 להלן. רישיונות אופק חדש ויהל חדש סווגו על-ידי השותפות כנכסי נפט זניחים ביחס לכלל פעילות השותפות ונכסיה.

לפרטים בדבר הפעילות שבוצעה במסגרת הרישונות האמורים ראו בסעיפים 7.4 ו-7.5 לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2021 (להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2021"), כפי שפורסם ביום 24.3.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-033988), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

ביום 22.5.2022 הודיעה השותפות ליתר בעלי הזכויות ברישיון אופק חדש כי לא תסכים עוד לשאת בהוצאות נוספות כלשהן בקשר עם העבודות בקידוח אופק-2, למעט הוצאות בקשר לאטימה ונטישה של הקידוח, וכי אין בכוונתה לתמוך בכל הצעה להאריך את תקופת הרישיון לקראת מועד הפקיעה של הרישיון, אשר חל ביום 20.6.2022.

ביום 20.6.2022 פקע תוקפם של רישיונות אופק חדש ויהל חדש, והשותפות לא הצטרפה לפניית המפעילה ברישיונות לממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה בבקשה להארכת תוקפם. למיטב ידיעת השותפות, טרם התקבלה התייחסותו של הממונה על ענייני הנפט בבקשת הארכה כאמור. בהתאם, הופחתו עלויות ההשקעה ברישיונות אופק חדש ויהל חדש בדוחות הכספיים של השותפות החל מהרבעון הראשון לשנת 2022. לפרטים נוספים ראו ביאור 7ג7 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ביום 21.6.2022 דיווחה גלוב משאבי אנרגיה (י.ח.ד.), שותפות מוגבלת, כי הסתיימו מבחינה ההפקה וכי המפעילה ברישיון אופק חדש החלה בפעולות לנטישה קבועה של הבאר. למיטב ידיעת השותפות, כפי שנמסר לה מהמפעילה, פעולות לנטישת הבאר והאתר ברישיון אופק חדש, צפויות להסתיים במהלך הרבעון השני של שנת 2023.

7.8 אנרגיות מתחדשות

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: "ההסכם" ו-"העסקה", בהתאמה). כפי שיפורט להלן, במסגרת העסקה תקצה אנלייט למר יוסי אבו, מנכ"ל השותפות (להלן: "מר אבו"), חלק מסוים מזכויותיה בעסקה. בהתאם, ביום 13.3.2023 נחתם הסכם בין מר אבו לבין אנלייט (להלן: "הסכם אבו").

להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

(א) הצדדים יפעלו יחדיו, באופן בלעדי לתקופה קצובה, לאיתור, ייזום, פיתוח, מימון, הקמה ותפעול של פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת במדינות היעד הנזכרות לעיל (להלן בסעיף זה: "המיזם

המשותף"). לצורך המיזם המשותף יקימו הצדדים תאגידים שיעסקו בקידום הפעילות המשותפת (להלן: "**התאגידים המשותפים**"). שיעור ההחזקה של השותפות בתאגידים המשותפים יהיה 33.33%, ויתרת הזכויות בתאגידים המשותפים (66.67%) תוחזק על-ידי תאגיד שיוחזק על-ידי אנלייט (70%) ומר אבו (30%) (להלן: "**תאגיד אנלייט**"). בהתאם להסכם אבו, חלקו של מר אבו בהשקעות הנדרשות בתאגיד אנלייט יועמד לטובתו על-ידי אנלייט בדרך של העמדת הלוואה בתנאי נון-ריקורס.

(ב) במסגרת המיזם המשותף השותפות תעשה שימוש בקשריה העסקיים במדינות היעד הנזכרות לעיל 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 למיני 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 תנגד 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.

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 בהלוואות 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 אבו בעסקה. לפרטים 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, פועלים הצדדים לאיתור הזדמנויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות במסגרת שיתוף הפעולה.

7.9 מוצרים

7.9.1 גז טבעי

הגז הטבעי שנתגלה במאגרים המוחזקים על-ידי השותפות מורכב רובו ככולו מגז מתאן ועל כן מוגדר "יבש", אף שבעת ההפקה והטיפול נכרדות ממנו כמויות קטנות של נוזלים. 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 7.11.2 להלן.

7.9.2 קונדנסט

במהלך תהליך ההפקה והטיפול בגז טבעי מופק גם קונדנסט, 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 ייצוב, 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 7.10.4 להלן.

7.10 לקוחות

7.10.1 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 ללקוחות בירדן ובמצרים. במקביל, ממשיכה השותפות לנהל משאים ומתנים, בשלבים שונים, עם לקוחות פוטנציאליים נוספים במשק המקומי ובשווקי הייצוא.

7.10.2 לקוחות עיקריים

בשנת 2022, NEPCO בירדן ובלו אושן במצרים היו הלקוחות הגדולים ביותר של מאגר לווייתן. הכנסות השותפות ממכירות גז מפרויקט לווייתן בשנת 2022 ל- NEPCO ובלו אושן היוו כ- 28% וכ- 47%, בהתאמה, מסך הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן. ההסכמים שנחתמו בין שותפי לווייתן לבין NEPCO ובלו אושן הם ארוכי טווח, וביטול ההסכמים או אי קיומם עלול להשפיע באופן מהותי על עסקי השותפות והכנסותיה העתידיות. יתרת ההכנסות שנבעו לשותפות בשנת 2022 ממאגר לווייתן היו מיצרני חשמל פרטיים, מלקוחות תעשייתיים ומחברות שיווק של גז טבעי.

7.10.3 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.⁶²

⁶² יצוין כי, הנתונים בטבלה אינם כוללים הסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן שהינם על בסיס מזדמן, וכן הסכמים אשר לא התקיימו בהם התנאים המתלים כמפורט להלן. בהקשר זה יצוין כי, ביום 7.9.2022 פקע הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן לחברת אור אנרגיות כוח (דליה) בע"מ (להלן: "אור אנרגיות"), אשר נחתם בין שותפי לווייתן לבין אור אנרגיות ביום 30.11.2016, בהסכמת הצדדים ובהתאם לתנאי ההסכם כאמור, וזאת לאור אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם זה. כמו כן, ביום 14.11.2022 פקע הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן לחברת אדלטק בע"מ (להלן: "אדלטק"), אשר נחתם בין שותפי לווייתן לבין אדלטק ביום 30.1.2016, בהסכמת הצדדים ובהתאם לתנאי ההסכם כאמור, וזאת לאור אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם זה. עוד יצוין כי, הנתונים בטבלה כוללים הסכמי גישור קצרי טווח אשר נחתמו בעקבות העיכוב במועד תחילת הפקת הגז מחזקת כריש, ואשר צפויים להסתיים עד לסוף הרבעון הראשון לשנת 2023 (להלן: "הסכמי הגישור ללקוחות אנרג'יאן").

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם ⁶³	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2022 (BCM) (100%)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
יצרני פרטיים חשמל	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- 24	כ- 6	נוסחת ההצמדה של מחיר הגז מבוססת במרבית ההסכמים על תעריף יצור החשמל, וכוללת "מחיר רצפה". באחד מההסכמים קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
לקוחות תעשייתיים	2020	ההסכמים הם לתקופה של שנתיים וחצי עד 15 שנים. ⁶⁴ במרבית ההסכמים לא מוקנית לצדדים אופציה להארכת תקופת ההסכם.	כ- 5	כ- 14	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 התעו"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל. במספר הסכמים קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
הסכם יצוא – NEPCO (המתואר בסעיף קטן (ד) להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תוארך תקופת האספקה בשנתיים נוספות.	כ- 45	כ- 7.3	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה".
הסכם יצוא – בלו אושן (המתואר בסעיף קטן (ה))	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי	כ- 60	כ- 10.2	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט

⁶³ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז עשויה להסתיים במועד בו סופקה ללקוחות הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם.

⁶⁴ יצוין כי, אחד מההסכמים אשר פוקע בסוף חודש מרץ 2023, הכולל כמות שאינה מהותית, הינו הסכם לתקופה הקצרה משנה.

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם ⁶⁵	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2022 (BCM) (100%)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
להלן		במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות הכוללת, תקופת האספקה תוארך בשנתיים נוספות.			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- 133	כ- 25 ⁶⁵	

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 בסעיף 32 לחוק 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 לווייתן בשנים 2021-2022:

שם הלקוח	שנת 2022		שנת 2021	
	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב- % מסך כל ההכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב- % מסך כל ההכנסות
יצרני חשמל פרטיים וחברת החשמל				
אחרים	כ- 217	כ- 19	כ- 283	כ- 32
לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק				
אחרים	כ- 69	כ- 6	כ- 39	כ- 4
ייצוא גז טבעי				
NEPCO	כ- 325	כ- 28	כ- 264	כ- 30
בלו אושן	כ- 533	כ- 47	כ- 298	כ- 34

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

ולקוחות תעשייתיים במשק המקומי

1. בכל הסכמי מכירת הגז הטבעי ליצרני חשמל פרטיים ולקוחות תעשייתיים (להלן

⁶⁵ יצוין כי, הכמות הכוללת שסופקה מפריקט לווייתן עד ליום 31.12.2022 (100%) (הן תחת ההסכמים המפורטים בטבלה והן תחת הסכמי Spot והסכמים שהסתיימו) עומדת על סך של כ- 29 BCM.

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. 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.

2. 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.

3. 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 מכרייקט לווייתן לרוכשת. הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

(ב) הסכם לייצוא גז ממאגר לווייתן לחברת NEPCO בירדן

1. ביום 26.9.2016 נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין NBL Jordan Marketing Limited (להלן: "חברת השייווק") לבין חברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO) (להלן: "הסכם הייצוא לירדן"). חברת השייווק הינה חברה בת בבעלות מלאה של השותפים בכרייקט לווייתן, ובכלל זאת השותפות, המחזיקים בה באופן יחסי לשיעור החזקותיהם בכרייקט לווייתן.

על-פי הסכם הייצוא לירדן, התחייבה חברת השייווק 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- 121 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. 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 לויתן 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 לויתן וחברת השיווק על הסכם הסבה להסכם הייצוא לירדן (להלן: "**Back-to-Back GSPA**") לכיוו הסכומים שיתקבלו, ההתחייבויות, הסיכונים והעלויות הקשורים להסכם הייצוא לירדן יוסבו לשותפי לויתן באותם תנאים (back to back), כאילו שותפי לויתן היו צד להסכם הייצוא לירדן במקום חברת השיווק.

ביום 14.4.2020 נחתם בין חברת השיווק, שותפי לויתן 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 לויתן בהתאם להסכם ה- Back-to-Back GSPA, לכיוו מונתה HSBC לשמש כנאמן בטוחות והתחייבויות מכוח הסכם הייצוא לירדן.

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 בסעיף 32 לחוק 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 לויתן לבלו אושן במצרים

1. בהמשך להתקשרויות קודמות עם בלו אושן, ביום 26.9.2019 נחתם בין שותפי לויתן לבין בלו אושן הסכם לאספקת גז טבעי למצרים (להלן: "**הסכם הייצוא למצרים**"), ובמקביל נחתם בין שותפי לויתן לבין שותפי תמר הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.24.6(ד) להלן). אספקת הגז הטבעי למצרים ממאגר לויתן בהתאם להסכם החלה ביום 15.1.2020.

2. יצוין כי, במסגרת החלטת מיסוי שניתנה לשותפי לויתן על-ידי רשות המיסים

ביום 9.12.2019 ובהתאם לתנאי מתווה הגז, התחייבו שותפי לווינתן להציע ללקוחות חדשים (כהגדרתם במתווה הגז) שעימם התקשרו או יתקשרו מיום 19.2.2018 ועד לתום 3 שנים מיום החתימה על החלטת המיסוי, קרי עד ליום 9.12.2022, להתקשר בהסכמים למכירת גז טבעי במחיר שיחושב בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם הייצוא למצרים, המבוססת מחיר ברנט, תוך ביצוע מספר התאמות המפורטות בהחלטת המיסוי לרבות לנוכח מיקום נקודת המסירה שנקבעה בהסכם הייצוא למצרים.

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

- (א) כמות הגז החוזית הכוללת שהתחייבו שותפי לווינתן 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 לווינתן התחייבו לספק לרוכשת כמויות גז שנתיות, כדלקמן: (א) בתקופה שהחלה ביום 15.1.2020 והסתיימה ביום 30.6.2020 – כ- BCM 2.1 לשנה; (ב) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2020 והסתיימה ביום 30.6.2022 – כ- BCM 3.6 לשנה, וזאת באמצעות מדחס שהותקן בתחנת EMG באשקלון; ו- (ג) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2022 ומסתיימת בסיום תקופת האספקה – כ- BCM 4.7 לשנה. יצוין כי, הגדלת האספקה כאמור תבצע באמצעות שדרוג המערכות בתחנת EMG באשקלון, לרבות התקנת מדחס נוסף (להלן: "**המדחס הנוסף**"), וכן באמצעות הגדלת יכולת ההולכה במערכת נתג"ז ו/או הזרמת גז טבעי מישראל למצרים דרך ירדן, כמפורט בסעיף 7.11.2(ה) להלן.
- (ד) 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. בהקשר זה יצוין כי, בעקבות הירידה החדה במחירי האנרגיה במהלך המחצית הראשונה של שנת 2020, ירד המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) באותה עת, מתחת ל- 50 דולר

לחבית.⁶⁶ עם זאת, החל מהמחצית השניה של שנת 2020, עלה המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) ונכון למועד אישור הדוח, מחיר חבית ברנט עומד על כ- 75 דולר.

(ה) 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.

(ו) 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.

4. עד ליום 31.12.2022 סיפקו שותפי לווייתן לרוכשת כ- 10.2 BCM, בתמורה כספית כולל של כ- 2,150 מיליון 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 מבוססת, 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 שמרבייתם אינם בשליטת השותפות.

5. יצוין כי, במסגרת מערכת ההסכמים, כמפורט בסעיף 7.11.2(ה) להלן, חתמו שותפי לווייתן ובלו אושן על תיקון להסכם הייצוא למצרים, במסגרתו הוסכם, בין היתר, על הגדרת נקודת המסירה בעקבה שבירדן כנקודת מסירה נוספת תחת הסכם הייצוא למצרים וכן על התאמות למחיר הגז הטבעי שיסופק בנקודת המסירה הנוספת כאמור, בהתאם לעלויות הנוספות הכרוכות בהולכת הגז מנקודת המסירה הנוספת שבהן תישא בלו אושן. עוד הוסכם במסגרת התיקון כאמור, כי חישוב הכמויות אותן העמידו שותפי לווייתן לרשות בלו אושן יתבצע בשנת 2022 על בסיס ממוצע שנתי, כך שבסוף השנה יבחנו הצדדים את כמויות הגז הממוצעות שסופקו, לרבות על בסיס מזדמן (Spot), במהלך השנה, כך שכמויות

⁶⁶ לפרטים אודות תובענה ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית שהוגשה נגד השותפות בקשר לתניה כאמור, ראו סעיף 7.25.8 להלן, ולפרטים אודות הברור המנהלי שערכה רשות ניירות ערך בנושא זה, ראו סעיף 7.25.9 להלן.

שסופקו ביתר תקוזזנה מכמויות אשר בלו אושן הזמינה ולא סופקו לה במהלך התקופה כאמור.

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 בסעיף 32א לחוק 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.

7.10.4 הסכמים לאספקת קונדנסט ממאגר לווייתן

(א) כללי

כמתואר בסעיף 7.9.2 לעיל, קונדנסט הוא נוזל 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 לחוף.

(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, 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.

הזרמת הקונדנסט לבז"ן תבצע כאמור על בסיס מזדמן, עד לכמות מירבית שהוסכמה בין הצדדים. הצדדים יהיו רשאים לעדכן את הכמות המירבית מעת לעת בכפוף לעמידה בתנאים שנקבעו על-ידי הרשויות לעניין זה, לרבות משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה.

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.

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. במסגרת פנייתם זו, קראו שותפי לווייתן לבז"ן להיכנס להידברות לצורך תיקון ההפרה

האמורה לאלתר ובאופן רטרואקטיבי. בז"ן השיבה במכתב הדוחה את טענות שותפי לווייתן, ואילו שותפי לווייתן שבו והבהירו את עמדתם לפיה אי תשלום בז"ן בגין הקונדנסט המסופק לה כאמור מהווה הפרת דין המסבה לשותפי לווייתן נזקים מהותיים. נכון למועד אישור הדוח, שוקלים שותפי לווייתן נקיטת הליכים משפטיים נגד בז"ן. יצוין כי, בעקבות חתימת ההסכם עם פז"א (כהגדרתו להלן) שלחה בז"ן מכתב לשותפי לווייתן לפיו, ההתקשרות עם פז"א מהווה הפרה של ההסכם עם בז"ן, הפרה צפויה של ההסכם והתנהגות בחוסר תום לב. לעמדת השותפות אין ממש בטענות בז"ן האמורות.

(ג) הסכם עם תש"א

ביום 1.9.2022 נחתם בין שברון לבין תש"א הסכם שנועד להסדיר מנגנון חלופי להזרמת קונדנסט מפרויקט לווייתן באמצעות צינור קיים בקוטר 6 אינץ' של תש"א והמערכות הנלוות לו (להלן בסעיף זה: "**הצינור**"). להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

1. ההסכם ייכנס לתוקף במועד התקיימות התנאים המתלים המפורטים בו (להלן: "**מועד הכניסה לתוקף**"), וההזרמה של הקונדנסט בצינור תחל במועד התקיימותם של מספר תנאים נוספים, כמפורט להלן (להלן בסעיף זה: "**מועד תחילת ההזרמה**"). ההסכם יעמוד בתוקפו למשך 20 שנה ממועד תחילת ההזרמה. להערכת השותפות, מועד תחילת ההזרמה צפוי לחול במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2023, בכפוף להתקיימות התנאים המתלים בהסכם ההולכה.
2. תש"א תהיה אחראית על תכנון וביצוע עבודות החיבור וההתאמה של הצינור למטרת הולכת הקונדנסט כאמור (להלן: "**עבודות החיבור**"). תש"א תהיה אחראית על קבלת כל האישורים להזרמת הקונדנסט בצינור ועל ההפעלה והתחזוקה השוטפת של הצינור.
3. בהתאם להסכם, שברון (באמצעות שותפי לווייתן, לפי חלקם בחזקות לווייתן) תישא בעלויות הכרוכות בעבודות החיבור בהתאם להיקף ולמנגנון הקבוע בהסכם, וזאת בסכומים שיוסכמו על-ידי הצדדים מראש, ואשר אינם מהותיים לשותפות.
4. ההסכם ייכנס לתוקף במועד התקיימות התנאים המתלים הבאים: (א) קבלת אישורים רגולטוריים המפורטים בהסכם; (ב) חתימה וכניסה לתוקף של הסכם למכירת הקונדנסט (אשר כאמור בסעיף קטן (ה) נחתם עם פז"א ביום 18.1.2023); ו- (ג) אישור שברון לתוכנית תש"א ליישום המלצות דוח אשר נערך על-ידי יועץ מקצועי חיצוני שבחן את התאמתו של הצינור לאספקת שירותי ההולכה נשוא ההסכם.
5. מועד תחילת ההזרמה יהיה עם השלמת עבודות החיבור וקבלת האישורים הנדרשים להזרמת הקונדנסט בצינור.

6. כל אחד מהצדדים רשאי להביא את ההסכם לסיימו 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.

7. 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.

8. ההסכם כולל הוראות בדבר האפשרות לבטלו טרם תום התקופה כמפורט לעיל, במקרים ובתנאים מסוימים.

יצוין כי, בחודש נובמבר 2022 אושר על-ידי שותפי לווייתן תקציב בסך של כ- 27 מיליון דולר (100%), לצורך יישום ההסכם כאמור.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל, ובכלל זאת האפשרות להתקיימות התנאים המתלים מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך. מידע זה מבוסס על הערכות והשערות של השותפות, נכון למועד אישור הדוח. התקיימות התנאים המתלים להסכם תלויה בגורמים שונים שאינם בשליטת השותפות.

(ד) הסכם עם פז בית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "פז"א")

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

1. על-פי ההסכם, התחייבו המוכרים לספק לפז"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 שיסופק לפז"א, קנסות במקרה של הפרת הוראות ההסכם, והוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה.

3. ההזרמה של הקונדנסט לפז"א תחל במועד תחילת ההזרמה בצינור תש"א (להלן בסעיף זה: "מועד תחילת ההזרמה"), ותימשך לתקופה של 4 שנים. להערכת השותפות, מועד תחילת ההזרמה צפוי לחול במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2023, בכפוף להתקיימות התנאים המתלים בהסכם ההולכה.

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 ביחס למועד תחילת ההזרמה, וכי ההכנסות בפועל ייגזרו ממכלול גורמים, לרבות מכמויות הקונדנסט שיופק ויימכר בפועל לפז"א וממחירי הברנט.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בקשר עם ההסכם, לרבות ביחס למועד תחילת ההזרמה, ולהיקף 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, עיכוב חריג בהשלמת העבודות על צינור תש"א, שינויים בהיקף ובקצב הפקת הקונדנסט (כנגזרת של קצב הפקת הגז ממאגר לווייתן), ומחיר הקונדנסט שיקבע בהתאם למחירי הברנט.

7.11 שיווק והפצה

7.11.1 אספקה לשוק המקומי

השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, מספקת גז טבעי וקונדנסט ללקוחותיה בישראל, בהתאם להתקשרויות המתוארות בסעיף 7.10.3 לעיל. במקביל, מנהלים שותפי לווייתן משאים ומתנים בשלבים שונים עם לקוחות פוטנציאליים נוספים במשק המקומי, ובכללם יצרני חשמל פרטיים וצרכנים תעשייתיים, בכפוף, בין היתר, ליכולת האספקה של פרויקט לווייתן. הזרמת גז טבעי לחלק מהלקוחות הפוטנציאליים עשויה להיות תלויה גם בהמשך פיתוחה של מערכת ההולכה הארצית לגז טבעי על-ידי נת"ז, ובהשלמת מערכות החלוקה האזוריות. נכון למועד אישור הדוח, שיווק הגז הטבעי המופק ממאגר לווייתן 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 דאז בתפקידו כשר הכלכלה, ועל-פי הסכמי אספקה שנחתמו בין הלקוחות לבין כלל שותפי לווייתן.

7.11.2 יצוא

(א) כללי

השותפות, ביחד עם שותפי לווייתן, מייצאת גז טבעי ללקוחות בירדן ובמצרים, בהתאם להתקשרויות המתוארות בסעיף 7.10.3 לעיל. במקביל, פועלים שותפי לווייתן 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) ו-CNG, כמפורט לעיל ולהלן.

(ב) יצוא באמצעות צנרת

השותפות פועלת לקידום אפשרויות שימוש בצנרת קיימת ו/או חדשה לצורך יצוא לשווקים אזוריים, וזאת בנוסף להסכמי הייצוא בהם התקשרה כמפורט בסעיפים 7.10.3(ב) ו-7.10.3(ג) לעיל. לפרטים אודות הזרמת גז טבעי על-פי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, ראו סעיף (ה) להלן.

נכון למועד אישור הדוח, בוחנת השותפות, ביחד עם שברון, אפשרויות נוספות להגדלת כמויות הייצוא של גז טבעי דרך תחנת עמק הירדן (להלן: "ירדן צפון") ומערכת ההולכה הירדנית וכן באמצעות הקמת חיבור יבשתי חדש שיבוצע על-ידי נתג"ז בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה (להלן: "קו ניצנה"). בהקשר זה יציין כי, ביום 14.6.2022 פרסמה רשות הגז הטבעי בקשה לקבלת מידע בנוגע ליכולת וכוונת השותפים בפרויקטים המפיקים לייצוא גז טבעי דרך ירדן צפון ודרך קו ניצנה, במסגרתה נתבקשו השותפים כאמור להעריך מהן כמויות הגז הטבעי הצפויות להיות מיוצאות באמצעות תשתיות אלה. בהמשך לכך, ביום 25.7.2022 השיבה שברון לרשות הגז הטבעי כי שותפי לווייתן מעוניינים להשתמש במלוא קיבולת ההולכה במסגרת התשתיות כאמור, וביום 9.11.2022 הודיעה רשות הגז הטבעי לשותפי לווייתן כי בשנת 2023 תוקצה להם קיבולת יצוא נוספת של 1 BCM להזרמה בירדן צפון על בסיס מזדמן, מעבר לכמויות המוזרמות דרך ירדן צפון במסגרת הסכם הייצוא לירדן. להערכת השותפות, ההחלטה כאמור לא צפויה להשפיע על הכמויות המוזרמות למצרים דרך ירדן או על תעריפי ההולכה.

(ג) שוק הגז הטבעי בירדן⁶⁷

למיטב ידיעת השותפות, ובהתבסס על מידע וניתוח שנתקבל מחברות ייעוץ בלתי תלויות, צריכת הגז בירדן לשימוש מקומי עמדה על כ- 3.5 BCM בשנת 2022, ירידה קלה לעומת זו בשנת 2021, וזאת בעיקר כתוצאה מירידה בפעילות הכלכלית כחלק מהשפעות משבר הקורונה על הכלכלה הירדנית. הגז הטבעי מהווה את מקור האנרגיה העיקרי לייצור חשמל בירדן, כך שההערכה היא שבשנת 2022 כ- 80% מהחשמל בירדן יוצר באמצעות גז טבעי, וכ- 20% יוצר באמצעות אנרגיות מתחדשות. להערכת השותפות, בשנת 2023 צפויה צריכת הגז הטבעי בירדן לעלות במעט לרמה של כ- BCM 3.8, ובעשור הקרוב צפויה הצריכה לעמוד על טווח של BCM 3.8-4.2. היציבות בתחזית צריכת הגז הטבעי בירדן, על אף הצפי לגידול בביקוש לאנרגיה בכלל וחשמל בפרט, קשורה בחדירה מואצת של אנרגיות מתחדשות לתחום יצור החשמל בירדן עקב מדיניות ממשלתית, וכן עקב יצור חשמל מתחנת כוח ירדנית (Attarat Power Plant) שמופעלת על-ידי כצלי נפט (Shale Oil). נכון למועד אישור הדוח, מאגר לווייתן הוא מקור הגז הטבעי העיקרי המיובא לירדן לצורך יצור חשמל, לצד יבוא של כ- BCM 0.7 בשנת 2022 ממצרים באמצעות הצינור הפן ערבי במסגרת הסכמי עבר בין ירדן למצרים. בנוסף, בירדן

⁶⁷ המידע בקשר עם שוק הגז הטבעי בירדן ובמצרים מתבסס, בין היתר, על דוחות שפורסמו על-ידי חברות ייעוץ חיצוניות.

ישנה הפקה של כמויות זניחות של גז טבעי.

למיטב ידיעת השותפות, לירדן מתקן יבוא LNG תפעולי בעקבה וביכולתה לייבא LNG על-ידי ניצול הזדמנויות בשווקי ה-Spot של LNG. בהתאם, במהלך שנת 2022 ייבאה ירדן כמות LNG זניחה של כ- 0.09 BCM.

בהקשר זה יצוין כי, בחודש דצמבר 2019 הסתיימו העבודות המאפשרות את חיבור מערכת ההולכה הישראלית והירדנית באמצעות: (א) הנחת צינור מקביל לזה הקיים מאזור תל קשיש לדברת; (ב) הקמת צינור גז טבעי חדש מדברת לגבול עם ירדן, לרבות תחנה בסמוך לגבול שמטרתה מדידת הגז המיוצא לירדן; ו- (ג) הקמת צינור המשך בצד הירדני שמחבר את מערכת ההולכה הישראלית לצנרת ההולכה הקיימת בירדן (חיבור לצינור הפן ערבי המופעל על-ידי חברת FAJR) (להלן: "הצינור הצפוני"). למיטב ידיעת השותפות, קיבולת הצינור הצפוני עשויה לאפשר הזרמה של גז טבעי לירדן והולכה למצרים דרך ירדן בכמות שנתית כוללת של עד כ- 10 BCM.

(ד) שוק הגז הטבעי במצרים

הגז הטבעי ממלא תפקיד מרכזי בשוק האנרגיה המצרי, כאשר צריכתו משמשת בעיקר לייצור חשמל, אך גם לתעשייה עתירת אנרגיה ולמשקי הבית. בהתאם, בשנת 2022 כ- 73% מהחשמל במצרים יוצר באמצעות גז טבעי, כאשר יתרת יצור החשמל התבצע על-ידי מזוט ואנרגיות מתחדשות. ההפקה המקומית במצרים בשנת 2022 עמדה על כ- 67 BCM, קיטון של כ- 4% ביחס לשנת 2021, והביקוש המקומי לגז טבעי במצרים בשנת 2022 עמד על כ- 61 BCM, ירידה של כ- 3% ביחס לשנת 2021. הקיטון כאמור מיוחס לכניסתו של המזוט כחומר גלם לייצור חשמל על מנת לאפשר יצוא של גז טבעי כ-LNG. כמו כן, במצרים ישנם שני מתקנים להנזלת גז טבעי לצורך יצוא LNG, בעלי יכולת הנזלה כוללת של כ- 12.2 מיליון טון גז טבעי נוזלי בשנה, אשר עבור תפעולם בקיבולת מלאה נדרש גז טבעי בהיקף של כ- 19 BCM בשנה, וזאת בנוסף לביקוש המקומי. נכון למועד אישור הדוח, הפקת הגז הטבעי במצרים הינה מספקת לצורך מילוי צרכי השוק המקומי, אך אינה מספיקה להפעלת שני מתקני ההנזלה בקיבולת מלאה, ולכן פועלים אחד או שני המתקנים כאמור בתפוקה חלקית.

על-פי דוחות של חברות ייעוץ בלתי תלויות, תחזיות הביקוש לשוק המקומי המצרי (למעט מתקני ההנזלה) לשנים 2023, 2024 ו- 2025 עומדות על כ- 64 BCM, כ- 66 BCM וכ- 66 BCM, בהתאמה, ואילו ההפקה המקומית משדות מפיקים, בשלבי פיתוח או בסבירות גבוהה לתחילת הפקה צפויה להישמר בסדר גודל של כ- 65 BCM לשנה בשנים 2023-2024 וכ- 63 BCM בשנת 2025. יצוין כי, הפער בין תחזיות הביקוש לשוק המקומי המצרי לבין ההפקה המקומית החזויה צפוי אף לגדול בהמשך. בהתאם, פועלת ממשלת מצרים לקידום פרויקטים לאספקת גז טבעי מתגליות בישראל ובקפריסין, במטרה להפוך את מצרים למרכז אזורי (Hub) לגז טבעי, וזאת על מנת לספק את צרכי המשק המקומי לצד שימוש במתקני הייצוא הקיימים וקידום השקעות במתקני יצוא חדשים. במקביל, מעודדת הממשלה המצרית את פעולות החיפוש, הפיתוח וההפקה

בתחום הגז הטבעי במצרים. יובהר כי, כתוצאה מפעולות אלה, יתכן שיתגלו תגליות חדשות במצרים, ו/או שיואצו פיתוחים של שדות קיימים, באופן שישנה את תחזיות ההפקה שצוינו לעיל.

לפרטים אודות עסקת EMG המאפשרת הזרמת גז טבעי למצרים, ראו סעיף 7.24.6 להלן, ולפרטים אודות הסכמים להזרמת גז למצרים דרך ירדן, ראו סעיף 7.11.2(ה) להלן. לפרטים אודות מזכר הבנות שנחתם בין ישראל, מצרים והאיחוד האירופי לייצוא גז טבעי לאיחוד האירופי ממצרים, ישראל ויעדים נוספים באמצעות מתקני הנזלה במצרים, ראו סעיף 7.1.3 לעיל.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – התחזיות וההערכות לעניין שוק הגז הטבעי בירדן ובמצרים הן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך. מידע זה, מבוסס, בין היתר, על מידע שנתקבל מחברות ייעוץ בלתי תלויות והינו בגדר תחזיות והנחות יסוד משוערות אשר כפוף מטבעו לאי ודאות. תחזיות והערכות אלו עלולות שלא להתממש, כולן או חלקן, או עלולות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים אשר לשותפות אין עליהם שליטה, לרבות שינויים בצד הביקוש לגז טבעי, שינויים בצד היצע הגז הטבעי, לרבות הפקה מקומית, גילוי מאגרים חדשים וכניסתם להפקה, שינויים בתמהיל האנרגיה, לרבות חדירה מואצת של מקורות אנרגיה נוספים ובהם אנרגיות מתחדשות, שינויים עקב השפעות מאקרו כלכליות המשליכות על הפעילות הכלכלית בשווקים אלה, לרבות האצה או האטה בפעילות הכלכלית, וכו'.

(ה) 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 (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.
2. בחודש יולי 2020, עם הפעלת מדחס בכניסה למערכת EMG באשקלון, עלתה יכולת ההזרמה בצינור EMG, במגבלות תשתית מערכת ההולכה הקיימת של נתג"ז, לכ- 500 MMCF ליום (כ- 5 BCM בשנה). בהתאם להסכם הייצוא למצרים, כמתואר בסעיף 7.10.3(ג) לעיל, הותקן באשקלון המדחס הנוסף, כך שבשילוב עם הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון על-ידי נתג"ז, יתאפשר להגדיל את יכולת ההזרמה במערכת EMG לכ- 650 MMCF ליום, ובהיתן תנאים מסויימים במערכות ההולכה הישראלית והמצרית, אף מעבר לכך.
3. ביום 18.1.2021, התקשרה שברון עם נתג"ז בהסכם לאספקת שירותי הולכה על בסיס מחייב (Firm) לצורך הזרמת גז טבעי מהמאגרים לווייתן ותמר אל תחנת הקבלה של EMG באשקלון ולצורך הולכתו למצרים, שנכנס לתוקף ביום 14.2.2021 (לעיל ולהלן: "**הסכם ההולכה**" או בסעיף זה: "**ההסכם**"). להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

(א) במסגרת הסכם ההולכה התחייבה נתג"ז לספק שירותי הולכה לגז הטבעי שיוספק 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.⁶⁸ 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. למיטב ידיעת השותפות, מערכת ההולכה תוכננה באופן שיאפשר הולכת מלוא הכמות החוזית הקבועה בהסכמי הייצוא.

(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) הזרמת הגז על-פי הסכם ההולכה תחל במועד שבו נתג"ז תשלם את הקמת מקטע מערכת ההולכה הימי אשדוד-אשקלון (להלן: "**המקטע המשולב**"), בהתאם לאמור בהחלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בקשר למימון פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב, כמתואר בסעיף 7.22.5 (ד) להלן (להלן בסעיף זה: "**החלטת המועצה**"), באופן שיאפשר את הזרמת מלוא הכמויות תחת הסכם ההולכה (להלן בסעיף זה: "**מועד תחילת ההזרמה**").

(ד) הסכם ההולכה 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. להערכת השותפות, עם תום תקופת ההסכם, לא צפוי קושי בהארכתו בתעריפי הקיבולת וההולכה שיהיו נהוגים אצל בעל רישיון ההולכה באותו מועד.

(ה) בהתאם לעקרונות שנקבעו בהחלטת המועצה, התחייבה שברון לשלם לנתג"ז את הסכום בגין חלק השותפים בפרויקטים לווייתן ותמר (56.5%) מתוך העלות הכוללת של הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון אשר

⁶⁸ נכון למועד אישור הדוח, דמי הקיבולת ודמי ההזרמה הנגבים על-ידי נתג"ז מלקוחותיה עומדים על סך של כ- 65 ו- 11 אגורות ל- MMBTU, בהתאמה, וזאת בהתאם להחלטה מס' 2/2022 של המועצה לענייני משק הגז הטבעי מיום 3.10.2022.

הוערכה בעת חתימת הסכם ההולכה בסך של 738 מיליון ש"ח. ביום 2.5.2022 עדכנה נתג"ז את תקציב הפרויקט לסך של כ- 796 מיליון ש"ח. כמו כן, התחייבה שברון לשלם סכום של 27 מיליון ש"ח בגין חלק השותפים כאמור, מתוך עלות כוללת של 48 מיליון ש"ח בגין הקדמת ביצוע הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר.

(i) 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 2021 העמידה השותפות ערביות, בגין זכויותיה בפרויקט לווייתן, בהיקף כולל, נכון למועד אישור הדוח, של כ- 151 מיליון ש"ח, וכן שעבדה לטובת מסגרת הערביות פקדון בסך של כ- 11.5 מיליון דולר.

(ז) שותפי לווייתן ושותפי תמר ישאו בעלויות האמורות בסעיף קטן (ה) לעיל ויעמידו את הערביות האמורות בסעיף קטן (ו) לעיל בשיעור של 69% ו-31%, בהתאמה.

(ח) 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.

(ט) עוד נקבע כי, תקופת ההולכה תחת הסכם 2019 תוארך עד ליום 1.1.2024 או עד מועד תחילת ההזרמה על-פי הסכם ההולכה, לפי המוקדם מביניהם.

4. בד בבד עם חתימת 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 להוליד 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 7.24.6 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.

5. ביום 26.2.2023 קיבלה שברון מכתב מנתג"ז, לפיו בעקבות תקלה באוניה המבצעת עבודות תשתית להנחת צנרת ימית עבור נתג"ז במקטע המשולב ובהמשך להערכה ראשונית שקיבלה נתג"ז מהקבלן המבצע של המקטע המשולב, צפויה דחיה של לפחות 6 חודשים במועד השלמתו, כך שחלון הזמן בו יכול לחול מועד תחילת ההזרמה נדחה לתקופה החל מיום 1.10.2023 ועד ליום 1.4.2024. יצוין כי, המכתב כאמור שהתקבל מנתג"ז ניתן כהודעה בדבר קיומו של "כוח עליון" על-פי הסכם ההולכה, בו ציינה נתג"ז כי השלכותיו המלאות עדיין לא ידועות לה בשלב זה. ביום 9.3.2023 השיבה שברון בשם שותפי לווייתן ותמר למכתב כאמור, כי היא דוחה את ההודעה בדבר קיומו של "כוח עליון". להערכת השותפות, אין בדחיה כאמור בכדי להשפיע באופן מהותי על עסקי השותפות ועל תוצאות פעילותה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות בקשר עם השפעת דחיה כאמור הינה מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך, המבוסס, בין היתר, על הנחות נתג"ז בנוגע למשך העיכוב בהשלמת המקטע המשולב, לזמינות מערכות ההולכה למצרים לרבות דרך ירדן,⁶⁹ הנחות ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי ובשווקי הייצוא, והנחות לגבי מחירי וכמויות מכירת הגז ועלויות הפקה. אין כל ודאות כי הערכה כאמור תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם בשליטת השותפות לרבות דחיות נוספות בהשלמת המקטע המשולב, אי-זמינות מערכות ההולכה למצרים לרבות דרך ירדן, תנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא של הגז הטבעי וכו'.

(i) ייצוא גז טבעי למצרים דרך ירדן

לאור האמור, חתמו שותפי לווייתן על מערכת הסכמים שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי על-פי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, תוך שימוש במערכת ההולכה הישראלית לירדן ובמערכת ההולכה הירדנית המחוברת למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה-טאבה (הצינור הפנ ערבי). 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 בכרויקט לווייתן, באמצעות תשתיות ההולכה הקיימות ובתנאי התפעול הנוכחיים, ניתן להזרים גז טבעי למצרים, דרך ירדן,

⁶⁹ לפרטים אודות הזרמת גז טבעי על-פי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, וזאת בעיקר עד להשלמת המקטע המשולב, ראו סעיף 7.10.3 (ג) לעיל וסעיף 7.11.2 (ו) להלן.

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 אשר צפויה להיות בעקבה, ירדן.

מערכת ההסכמים כאמור כוללת את ההסכמים המפורטים להלן:

1. הסכם בין שברון 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.

2. במקביל לחתימת הסכם FAJR, שברון ויתר שותפי לווייתן ותמר התקשרו back-to-back בהסכם שירותים, במסגרתו בעלי הזכויות במאגרי לווייתן ותמר יהיו זכאים להוליך גז (באמצעות שברון) בהסכם FAJR, ולפיו, בין היתר, השימוש במערכת ההולכה של FAJR לצורך יצוא גז טבעי למצרים ממאגרי לווייתן ותמר יתבצע בהתאם למנגנון, תנאים וסדר העדיפויות שפורטו בהסכם כאמור.

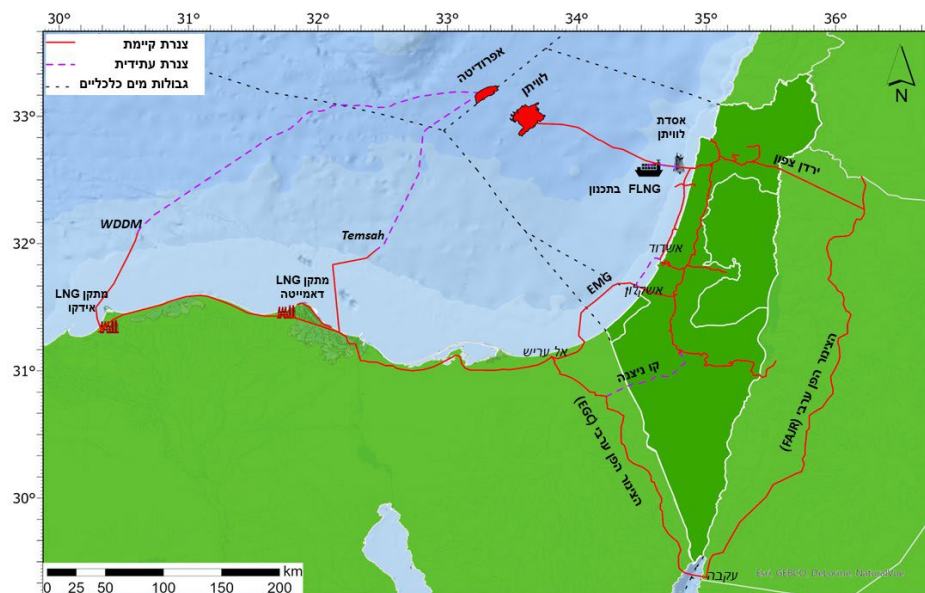
3. הסכם בין שברון לנתג'ז לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן אל נקודת החיבור למערכת ההולכה של FAJR בגבול בין ישראל לירדן (להלן: "הסכם נתג'ז"). התשלום על-פי הסכם נתג'ז יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה של נתג'ז, בכפוף להתחייבות שברון לתשלום בגין כמות מינימלית כמפורט בהסכם נתג'ז. יצוין כי, תקופת הסכם נתג'ז הוארכה עד ליום 1.1.2024, אלא אם יסתיים קודם לכן בהתאם להוראותיו או אם יוארך בהסכמה בין הצדדים בכפוף להחלטות רשות הגז הטבעי באותו מועד. במקביל לחתימת הסכם נתג'ז, שברון ויתר שותפי לווייתן התקשרו back-to-back בהסכם שירותים בקשר עם הסכם נתג'ז.

4. שותפי לווייתן ובלו אושן חתמו על תיקון להסכם הייצוא למצרים כמפורט בסעיף 7.10.3(ג) לעיל.

יצוין כי, הואיל והסכמי ההולכה כאמור הינם למתן שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible), אין ודאות במועד אישור הדוח כי ניתן יהיה להזרים דרך ירדן את מלוא הכמויות הנוספות שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לבלו אושן, כמפורט בסעיף 7.10.3(ג) לעיל. עם זאת, יצוין כי החל מיום 1.7.2022 ונכון למועד אישור הדוח, שותפי לווייתן הזרימו דרך ירדן את מלוא הכמויות הנוספות שהתחייבו לספק לבלו אושן.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – ההערכות לעיל בקשר עם לעלויות ההקמה של מקטע המשולב אשדוד-אשקלון, עלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, עלויות הולכת הגז, מועד תחילת ההזרמה, הכמויות שניתן יהיה להזרים תחת הסכם ההולכה, ההערכה בדבר האפשרות להארכת הסכם ההולכה והכמויות שניתן להזרים למצרים, דרך ירדן, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המובסס בחלקו על הערכות שקיבלה השותפות מנתג'ז באמצעות שברון, אשר

אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי 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, שינויים בתעריפי ההולכה החלים בישראל וגורמים נוספים שאינם בשליטת השותפות.



(ז) שוק הגז הטבעי באזור יהודה ושומרון (איו"ש) ורצועת עזה

ישראל היא המקור העיקרי לחשמל בשטחי איו"ש 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- 0.2 BCM בשנה, והביקוש לגז טבעי לטובת הפעלת תחנת הכוח הקיימת בעזה עתיד לעמוד על כ- 0.25 BCM בשנה. נכון למועד אישור הדוח, מנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים, משאים ומתנים, בין היתר, בקשר עם האפשרות לאספקת גז טבעי לתחנות הכוח שצוינו לעיל.

(ח) שוק הגז הטבעי בקפריסין

נכון למועד אישור הדוח, 90% מייצור החשמל בקפריסין מבוסס על שימוש במוצרים מיובאים מבוססי נפט, כגון דיזל. בנוסף, לקפריסין קשיים בהתחברות לתשתיות האנרגיה באירופה בשל מיקומה הגיאוגרפי והיותה אי. עם זאת, למיטב ידיעת השותפות, ממשלת קפריסין וחברת החשמל הקפריסאית פועלות לקידום החלפת השימוש במוצרים מבוססי נפט לייצור חשמל בשימוש בגז טבעי ואנרגיות מתחדשות. בשנת 2007 הקימה ממשלת קפריסין את חברת הגז הציבורית (להלן: "DEFA"), שאחראית באופן בלעדי על יבוא, אחסון, שיווק, הובלה, אספקה וסחר של גז טבעי

בקפריסין לרבות ניהול מערכת ההולכה והחלוקה של גז טבעי בקפריסין. על-פי תקנות שהותקנו בקפריסין בשנת 2007 בנוגע למשק הגז הטבעי בקפריסין, לחברת הגז האמורה קיימת בלעדיות על יבוא ושיווק של גז טבעי בקפריסין. נכון למועד אישור הדוח, קפריסין אינה צורכת גז טבעי כלל. לפרטים נוספים אודות השוק הקפריסאי, ראו סעיף 7.13.6(ב) להלן. השותפות ממשיכה ומקדמת, ביחד עם שותפיה במאגר אפרודיטה, מגעים ו/או משאים ומתנים, בשלבים שונים, בקשר עם יצוא גז טבעי ממאגר אפרודיטה לשווקים אזוריים ובכללם השוק המצרי, לרבות חיבור לתשתיות קיימות באגן הים התיכון ומשא ומתן לאספקת גז טבעי לטיפול והנזלה באחד ממתקני ההנזלה הקיימים במצרים בהיקף של כ- 6 BCM בשנה לתקופה של כ- 10-15 שנה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע למגעים ו/או למשאים ומתנים כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32 לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין ודאות כי המגעים ו/או המשאים ומתנים כאמור יבשילו לכדי הסכמי מכירת גז מחייבים ושיתקיימו התנאים הנדרשים לפי כל דין לכניסתם לתוקף של הסכמים כאמור, ככל שייחתמו.

(ט) שוק הגז הטבעי במרוקו

על-פי פרסומים שונים, הפקת גז טבעי במרוקו כיום עומדת על סך של כ- 0.1 BCM בשנה. ככלל, למרוקו משאבי גז בהיקף של כ- 1.2 TCF, הנובעים מ- 3 מיזמים שונים ביבשה ובים, ומופעלים על-ידי חברות נפט וגז בין-לאומיות. 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 עד לאחרונה 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 המתיחות 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- 150 MMCFD, וכן מתוכננת הקמה של תחנות כוח נוספות אשר צפויות לאפשר הגדלה של כושר יצור החשמל על בסיס גז טבעי.

יובהר כי, עד היום, לא הניבו החיפושים במרוקו תגליות משמעותיות של נפט או גז, וזאת על אף פעילות ניכרת של חברות שונות, כדוגמת Eni, Shell, BP, Chevron, Total, Repsol ו- Kosmos, שהחזיקו ברישיונות בים וביבשה. כיום, קיימת במרוקו פעילות

חיפוש ביבשה ובים, בהיקפים לא משמעותיים. בתוך כך, פרויקט Anchois, המצוי בצפון המים הכלכליים של מרוקו שבאוקיינוס האטלנטי, מהווה את הפרויקט העיקרי של גז טבעי כיום במרוקו. בחודש יולי 2022 הודיעה המפעילה בפרויקט Anchois, חברת Chariot Limited (להלן: "Chariot") כי ישנם 637 BCF משאבים מותנים וכן 754 BCF משאבים מנובאים בפרויקט. כן הודיעה Chariot כי השדה יפותח בחיבור למתקן טיפול יבשתי, וכי קבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח השדה צפויה במחצית הראשונה של שנת 2023. בנוסף, הודיעה Chariot כי תרחיב את פעילות החיפושים בשטח הרישיונות בסביבת פרויקט Anchois וכי סך המשאבים המנובאים ברישיונות שבידה עומד על סך של כ- 4.5 TCF.

(י) בחודש דצמבר 2020 נחתם הסכם נורמליזציה בין ישראל ומרוקו אשר במסגרתו, בין היתר, הכירו ישראל וארצות הברית בריבונות מרוקו בסהרה 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.

(יא) גז טבעי נוזלי (LNG)

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.

נכון למועד אישור הדוח, מקדמת השותפות, יחד עם שותפיה במאגר לווייתן, הקמת מתקן FLNG בבעלותם שימוקם בים וישמש לייצור ולאחסנה של LNG. מתקן זה, ככל שיוקם, יקבל גז מטופל מאסדת לווייתן, וייצר LNG שייפרק לאוניות ייעודיות אשר ישנעו אותו לצרכנים. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.2.5 (ו) לעיל.

בהקשר זה יצוין כי, בחודש מרץ 2020 פורסמה על-ידי משרד האנרגיה בקשה לשיתוף הציבור בעניין החלופות המוצעות על-ידי משרד האנרגיה להקמת מתקן FLNG בשטח המים הכלכליים של ישראל.⁷⁰ איגוד תעשיות חיפוש הגז והנפט, בו חברה השותפות, הגיש ביום 17.5.2020 את הערותיו למסמך האמור.

(יב) גז טבעי דחוס (CNG)

השותפות בוחנת אפשרות לייצא גז טבעי למדינות באגן הים התיכון באמצעות דחיסתו

⁷⁰ לפרטים נוספים, ראו הודעת משרד האנרגיה בכתובת: https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/flng_public

(CNG) ושינועו באוניות ייעודיות או שימוש במיכלים יעודיים ניידים, כך שתתאפשר גישה לשווקי יצוא חדשים ונוספים, לרבות יוון, איי הים התיכון, איטליה ומדינות נוספות. בתוך כך, קיימה השותפות דיונים ראשוניים עם לקוחות המעוניינים ברכישת גז טבעי ישראלי באופן זה. יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, בעולם לא קיימים כיום פרויקטים לאספקת CNG באמצעות שינוע ימי בהיקפים גדולים.

7.12 צבר הזמנות

7.12.1 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, לרבות כמויות שנצרכו בפועל בחודשים ינואר-פברואר 2023 במסגרת חוזה אספקה על בסיס Spot, מזדמן (Interruptible), ובמסגרת הסכמי הגישור ללקוחות אנרג'יאן. תחשיב צבר ההזמנות בוצע על בסיס ההנחות העיקריות הבאות: (א) כל האופציות המוקנות ללקוחות בישראל להקטנת הכמות החוזית, כמפורט בסעיף 7.10 לעיל, תמומשה; (ב) לא נלקחה בחשבון הקטנה אפשרית של כמויות ה-Take or Pay בשל מימוש Carry Forward; (ג) מחירי הגז מבוססים על ההנחות שנלקחו בחשבון לצורך התזרימים המהווים בפרויקט לווייתן שנכללו בדוח המשאבים המצ"ב **כנספח ב'** לפרק זה; ו- (ד) לא יחול שינוי בכמויות השנתיות המינימליות בהסכם הייצוא למצרים, כמפורט בסעיף 7.10 לעיל:

צבר הזמנות (במיליוני דולר) נכון ליום 31.12.2022 ⁷¹	תקופה
217 כ-	*2023 1Q
193 כ-	*2023 2Q
193 כ-	*2023 3Q
197 כ-	*2023 4Q
766 כ-	2024
755 כ-	2025
716 כ-	2026
708 כ-	2027
704 כ-	2028
700 כ-	2029
701 כ-	2030
677 כ-	2031
688 כ-	2032

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

⁷¹ נכון למועד אישור הדוח, לא חל שינוי מהותי בצבר ההזמנות, וזאת על אף שצבר ההזמנות אינו כולל כמויות הנכללות בהסכמים שנחתמו החל מיום 1.1.2023 ועד למועד אישור הדוח.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות בדבר מועד והיקף ההכנסות הצפויות מצבר ההזמנות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק 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 7.28 להלן.

7.12.2 יצוין כי, צבר ההזמנות מפרויקט לווייתן לשנת 2022, כפי שנכלל בדוח התקופתי לשנת 2021, היה בהיקף כספי של כ- 764 מיליון דולר. בפועל, הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן הסתכמו בשנת 2022 לסך של כ-1.14 מיליארד דולר. הפער בין נתוני צבר ההזמנות לשנת 2022 לבין ההכנסות בפועל בתקופה זו נבע בעיקר מכך שכמויות הגז שסופקו ללקוחות בפועל עלו על כמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמי האספקה.

7.13 תחרות

7.13.1 תגליות גז טבעי בישראל

אספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן מתבצעת כיום באמצעות צנרת ומיועדת לשוק המקומי ולשווקים במדינות סמוכות. 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, וכן עם בעלי נכסי נפט וגז טבעי הפועלים במדינות שכנות ויבואני LNG. יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, רובו המכריע של הגז הטבעי שמסופק כיום למשק הישראלי מקורו במאגרי לווייתן, תמר וכריש.

על-פי הוראות מתווה הגז, מאגרי תנין וכריש שבבעלות אנרג'יאן מיועדים לאספקת גז לשוק המקומי בלבד. על בסיס דיווחי אנרג'יאן, תחילת ההפקה ממאגר כריש החלה בחודש אוקטובר 2022. בנוסף, ביצעה אנרג'יאן קמפיין קידוחים במים הכלכליים של ישראל, באמצעות אוניית הקידוח Stena Icemax, אשר כלל 6 קידוחים ברישיונות 12, 23, 31, ובחזקת כריש. לפי פרסומי אנרג'יאן, במסגרת קמפיין קידוחים זה נתגלו 4 תגליות גז טבעי, שהיקפן הכולל נאמד בכ- 1.1 TCF בקטגוריית 2P, ועוד כ- 0.2 TCF בקטגוריית 2C.

על-פי דיווחי שותפי תמר, בחודש דצמבר 2022 קיבלו השותפים כאמור החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט פיתוח להרחבת יכולת ההפקה ממאגר תמר לכ- 12 BCM, החל משנת 2025. בנוסף, בחודש ינואר 2023 פרסמו שותפי תמר כי הם בוחנים קבלת החלטת השקעה בפרויקט פיתוח נוסף אשר עשוי להגדיל את יכולת ההפקה לכ- 16 BCM. השלמת פעולות ההרחבה כאמור עשויות להשפיע על היבטי התחרות, הן בשוק המקומי והן בשווקי הייצוא.

בין שותפי תמר נחתם הסכם שנועד 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, 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 ולשווק

בנפרד. ככל שייקבעו הסדרים לשיווק נפרד של הגז המופק בכריקט לווייתן עשוי הדבר להגביר את התחרות.

לפרטים אודות הליך תחרותי רביעי לחיפוש גז ונפט במים הכלכליים של מדינת ישראל אשר פורסם על-ידי משרד האנרגיה, ראו סעיף 7.13.2 להלן.

7.13.2 חיפוש הגז והנפט בישראל בשנים האחרונות

ביום 15.11.2016 פרסם משרד האנרגיה על פתיחת שטחי המים הכלכליים של ישראל לחיפוש נפט וגז טבעי, בהליך תחרותי. במסגרת ההליך התחרותי הראשון, העניק משרד האנרגיה ביום 15.1.2018 5 רישיונות חיפוש במים הכלכליים של ישראל לחברת אנרג'יאן היוונית, וביום 9.4.2018 העניק רישיון חיפוש נפט בבלוק אחד לקונסורציום של חברות הודיות. הקונסורציום כאמור ויתר על זכויותיו להמשך חיפושים בשטח הרישיון, וביום 10.11.2020 הודיעה אנרג'יאן על ויתור על זכויותיה להמשך חיפושים בשטח אחד מהרישיונות שהוענקו לה.

ביום 4.11.2018 פרסם משרד האנרגיה על הליך תחרותי שני, במסגרתו הוענקו 12 רישיונות נפט, אשר הוחזרו למדינה בתום התקופה הראשונה לרישיון (כ- 3.5 שנים) מבלי שנקדחו. יצוין כי, השותפות ושברון היו מנועות מלהשתתף בשני ההליכים התחרותיים הראשונים. ביום 23.6.2020 פרסם משרד האנרגיה על הליך תחרותי שלישי, במסגרתו הוצע רישיון יחיד, בלוק 72, המשתרע על חלקים נרחבים מרישיון אלון D שעד לפקיעתו היה בבעלות שברון והשותפות. לפרטים אודות הליך זה ראו סעיף 7.7.2 לעיל. נכון למועד אישור הדוח, לא נתקבלה תשובה ממשרד האנרגיה בקשר עם זכיה בהליך התחרותי השלישי ולהערכת השותפות קיים ספק באם יוכרז על זוכה בהליך זה. יצוין כי, בלוק 72 גובל בגבול הימי בין ישראל ולבנון. עוד יצוין כי, לבנון העניקה ל- TotalEnergies ול- ENI רישיון חיפוש בבלוק 9 אשר חופף בחלקו לבלוק 72. בהקשר זה יצוין כי, ביום 27.10.2022 נחתם הסכם ימי, הקובע, בין היתר את הגבול הימי בין המדינות, כמפורט בסעיף 7.7.2 לעיל.

ביום 13.12.2022 פרסם משרד האנרגיה הודעה לפיה הוא פותח הליך תחרותי רביעי לחיפוש גז ונפט במים הכלכליים של מדינת ישראל.⁷² על-פי הודעה זו, מטרת ההליך התחרותי הרביעי הינה להגביר את ודאות אספקת הגז הטבעי למשק הישראלי ולהגדיל את התחרות בין ספקי הגז הטבעי, ובמסגרתו יוצעו 4 מקבצים של רישיונות חיפוש. בהתאם, תנאי ההליך התחרותי מעודדים ומתעדפים חברות שאינן פעילות כעת בישראל להשתתף בהליך התחרותי, על פני חברות המחזיקות במאגרים מפיקים. יצוין כי, בכוונת השותפות להשתתף בהליך התחרותי הרביעי כאמור, תוך הקפדה על עמידה בתנאים שהוצבו ביחס להשתתפות של חברות המחזיקות במאגרים קיימים.

עוד יצוין כי, ככל שקידוחים שיבוצעו בשטחי רישיונות קיימים ו/או חדשים יובילו לתגליות של

גז טבעי בהיקפים משמעותיים, וככל שתגליות אלה, ככל שתהיינה, תפחתנה, יהוו מאגרים אלה אף הם תחרות לתחום הפעילות של השותפות.

7.13.3 יבוא LNG

החל מחודש ינואר 2013 ועד לחודש דצמבר 2022 יבוא 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. נכון למועד אישור הדוח, המצוף הימי אינו פעיל ומדינת ישראל אינה מייבאת LNG.

7.13.4 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 7.22.10 (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.

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 (מימן אפור), וחלקן "נקיות", כדוגמת מימן כחול ומימן ירוק. 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"ן, המייצרת מימן אפור. עם זאת, מספר חברות בישראל, לרבות חברות אנרגיה וטכנולוגיה, בוחנות יצור מימן בשיטות שונות, וחלקן אף מצויות בשלבי פיתוח מתקדמים. כך לדוגמא, על-פי פרסומים בעיתונות, במהלך שנת 2022 הוקמה תחנת דלק מימנית ראשונה בארץ, בשיתוף פעולה בין סנוול ישראל וקבוצת בז"ן.

7.13.5 מקורות אנרגיה מתחדשת

(א) על-פי דוח סקירה מחודש נובמבר 2021 שפרסם משרד האנרגיה,⁷³ השינויים הדרמטיים

⁷³ לפרטים נוספים, ראו דוח סקירה מחודש נובמבר 2021:

https://www.gov.il/BlobFolder/reports/energy_101121/he/energy_101121.pdf

במשק האנרגיה העולמי בשנת 2021 נבעו, בין היתר, מעליית משקלן של האנרגיות המתחדשות בעשור האחרון מכ- 8% לכ- 12% מכלל האנרגיה הראשונית שהעולם צרך, וזאת בעיקר כתוצאה משני תהליכים שהתרחשו במקביל: (א) מדיניות מוצהרת של ממשלות, בעיקר במדינות המפותחות, להתמודדות עם משבר האקלים; ו- (ב) שיפורים טכנולוגיים בתחום האנרגיות המתחדשות, אגירה וניהול ביקושים. לפי סוכנות האנרגיה הבינלאומית (IEA) תחזית הביקושים לכלל הדלקים הפוסיליים נמצאת בירידה, בהינתן עמידה ביעדים המובטחים של המדינות להפקת אנרגיה מתחדשת. על רקע זה, השקעות המגזר העסקי בדלקים פוסיליים ובטכנולוגיות שקשורות בהם התמתנו, וזאת מכיוון שקיים חשש משמעותי לגבי הביקושים בטווח הארוך לדלקים פוסיליים. עם זאת, בשנת 2022 הגיע מחיר הפחם לשיאו, בין היתר בשל משבר האנרגיה העולמי והמלחמה באוקראינה.⁷⁴ כמו כן, על אף נסיקת מחירי הגז הטבעי באירופה בשנת 2021, מחירי הגז הטבעי בישראל המשיכו לרדת בשנה זו, וזאת עקב הגידול בהיצע הגז הטבעי והגברת התחרות במשק הגז הטבעי לאחר חיבור מאגר לויתן בשנת 2020.⁷⁵

(ב) 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. לפרטים נוספים אודות יעדי הממשלה בעניין זה, ראו סעיף 7.22.10 להלן. למיטב ידיעת השותפות, בסוף שנת 2022 ההספק המותקן של אנרגיות מתחדשות עמד על כ-4,795 מגה-וואט ובהתאם, שיעורו מסך ההספק המשקי היה כ- 21.2%. בשנים האחרונות חל גידול משמעותי בהספק המותקן, כך שקצב הגידול גדל מכ- 16% לשנה בממוצע בשנים 2015-2017 לכ- 37% לשנה בממוצע בשנים 2018-2022. כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, שיעור הצריכה בפועל מאנרגיה מתחדשת היווה בשנת 2022 כ- 10% מסך האנרגיה שנצרכה בישראל בשנה זו.⁷⁶ יצוין כי, מדובר בהשגת יעדי האנרגיה המתחדשת שהוצבו לשנת 2020. כמו כן, על-פי יעדי הממשלה, כמפורט בסעיף 7.22.10(ג) להלן, שיעור יצור החשמל מאנרגיה מתחדשת מיועד להגיע לכ- 30% מסך יצור החשמל בשנת 2030, וזאת, בין היתר, באמצעות תמיכה רגולטורית, תמריצי מס למתקני יצור חשמל מאנרגיה מתחדשת, גיבוש תוכניות פעולה שונות והסרת חסמים. יצוין כי, לייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת ישנם יתרונות בהיבט הסביבתי, אך יחד עם זאת, יצור חשמל מאנרגיה מתחדשת בישראל מתייחס בעיקר לאנרגיה סולארית שהינה

⁷⁴ לפרטים נוספים, ראו דוח מצב משק החשמל לשנת 2021 מיום 27.7.2022: https://www.gov.il/BlobFolder/reports/doch_meshek_hachashmal_2021/he/Files_Hadashot_press_doch_2021_n.pdf

⁷⁵ לפרטים נוספים, ראו סקירת התפתחויות במשק הגז הטבעי מיום 24.4.2022: https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ng_2021/he/ng_2021.pdf.

⁷⁶ לפרטים נוספים, ראו דוח מצב אנרגיות מתחדשות במשק החשמל לשנת 2022: https://www.gov.il/BlobFolder/reports/yehadeie/he/Files_General_doch_mithadshot_meshek_energy_2022_1_2022023.pdf

טכנולוגיה אשר זמינה באופן חלקי ומוגבל, נחשבת עדיין יקרה באופן יחסי וצורכת שטחים נרחבים. עם התפתחות הטכנולוגיה כאמור, במקביל להתפתחות טכנולוגיה לאגירת חשמל אשר תאפשר יצור זול ויציב של חשמל מאנרגיה סולארית, חלקה של האנרגיה המתחדשת בתמהיל יצור החשמל בישראל צפוי לגדול.

7.13.6 תגליות גז טבעי ופעילות חיפושים במדינות שכנות

תגליות גז טבעי במדינות שכנות, אם יפותחו, ופעילויות חיפושים שיביאו לתגליות של מאגרים חדשים, אם יפותחו, עלולים להוות אף הם תחרות למאגר לווייתן. השותפות עוקבת אחר פעילות ומגמות החיפושים, הפיתוח וההפקה במדינות האזור, וביניהן מצרים, קפריסין, לבנון וירדן. להלן פרטים בדבר תגליות ופעילויות חיפושים במדינות השכנות לישראל:⁷⁷

(א) מצרים

1. משאבים: עתודות בהיקף כ- 36 TCF ומשאבים מותנים בהיקף של כ- 21 TCF.
2. יכולת הפקת גז נוכחית: כ- 70 BCM.
3. ביקוש מקומי: סך הביקוש המקומי בשנת 2022 הסתכם לכ- 61 BCM, וזאת בהשוואה לביקוש של כ- 64 BCM בשנת 2021. לפרטים אודות היקף הביקוש המקומי בשנים 2021 ו- 2022 ותחזיות לביקוש המקומי במצרים לשנים הקרובות, ראו סעיף 7.11.2(ד) לעיל.
4. מתקנים עיקריים: במצרים קיימים שני מתקני 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. יצוין כי, שנת 2022 היתה הטובה ביותר בעשור האחרון מבחינת היקף יצוא LNG ממצרים, המוערך בכ- 7.14 מיליון טון בשנה זו, המשקף עליה של כ- 7% ביחס להיקף הייצוא בשנת 2021. לפרטים נוספים אודות שוק ה- LNG במצרים, ראו סעיף 7.11.2(ד) לעיל.
5. הפקה: הפקת הגז במצרים בשנת 2022 עמדה על כ- 67 BCM, מתוכם כ- 70% הופקו מהמאגרים שבים התיכון. בתוך כך, המאגר הבולט ביותר הינו מאגר Zohr, אשר ההפקה ממנו מהווה כ- 45% מסך הפקת הגז המקומית במצרים. בשנת 2022 ההפקה ממאגר Zohr עמדה על כ- 27 BCM, המהווה כ- 80% מיכולת ההפקה המקסימלית של השדה. למיטב ידיעת השותפות, בהתבסס על פרסומים בתקשורת, ההפקה המקסימלית ממאגר Zohr החל מסוף שנת 2021 עומדת על כ- 2.6 BCFD.
6. פעילות חיפושים: בשנים האחרונות הציעה מצרים רישיונות חיפוש בהיקף נרחב, בין היתר, במסגרת מכרזים. מרבית הרישיונות באזור הים התיכון הוענקו לחברות

⁷⁷ על קורא הדוח לקחת בחשבון כי המידע בסעיף זה, שמקורו בפרסומים פומביים של ספקי מידע ונתונים שהתקבלו מחברות ייעוץ חיצוניות, כולו או חלקו, הוא מידע אשר לשותפות אין יכולת לבדוק או לאמת באופן עצמאי.

הענק בתעשייה (ה-Majors), וביניהן ExxonMobil, Eni, BP, Chevron, Shell, ועל-פי פרסומים בתקשורת, חברות אלה מתכננות פעילות חיפוש מגוונת באגן הים התיכון. ביום 15.1.2023 הודיעה שברון כי מצאה כמות גדולה משמעותית בקידוח Nargis-1, אשר על-פי פרסומים בתקשורת מכיל כ- TCF 3.5. בנוסף, על-פי פרסומים בתקשורת, בחודש נובמבר 2022 החלה Eni לקדוח את קידוח Thuraya-1 בסמיכות לגבול הימי מצרים-ישראל.

7. מאזן יבוא/ייצוא: מאז תחילת ההפקה ממאגר Zohr בשנת 2017, סך כמויות הגז המופקות מהמאגר עולה לרוב על סך הביקושים המקומיים. עם זאת, בהתאם לתחזיות, הביקושים המקומיים, צפויים להיות גדולים מיכולת ההפקה המקומית החזויה, וזאת, בין היתר, כתוצאה מגידול האוכלוסיה הצפוי ובעקבות דעיכה בשיעורי ההפקה במצרים. יתרה מכך, בכדי להזין את מתקני ההנזלה שבאמצעותם שואפת מצרים לייצא גז טבעי, נדרשת כמות גז טבעי נוספת בכמות של עד כ- 19 BCM. כמו כן, העובדה כי יצוא הגז הטבעי במצרים גדול מייבוא הגז הטבעי למצרים ב- 6 BCM, הופכת את מצרים ליצואנית גז טבעי, דבר המתאפשר, בין היתר, על-ידי יצור חשמל באמצעות מזוט על מנת שניתן יהיה להסב גז לייצוא.

(ב) קפריסין

1. משאבים: פרט למאגר אפרודיטה, הוכרזו בשנים 2018 ו- 2019 שתי תגליות משמעותיות במים הכלכליים של קפריסין ('גלאוקוס' ו-'קאליפסו') המכילות, על-פי פרסומי החברות המפעילות בהן, כ- TCF 5-8 in place, כל אחת.⁷⁸ יצוין כי, על מנת לאשש את אומדני המשאבים כאמור, יידרשו קידוחי אימות בשתי התגליות. נכון למועד אישור הדוח, טרם פורסמו תוצאות קידוח הערכה בתגלית גלאוקוס שבוצע על-ידי ExxonMobil וקידוח הערכה בתגלית 'קאליפסו' טרם בוצע. בחודש אוגוסט 2022 הכריזה Eni על תגלית גז משמעותית בבולוק 6 במים הכלכליים של קפריסין בבאר Cronos-1 המוערכת בכ- TCF 2.5 in place, ובחודש דצמבר 2022 הכריזה Eni על תגלית גז נוספת בבולוק 6 בבאר Zeus-1 המוערכת בכ- TCF 2-3 in place. למיטב ידיעת השותפות, פיתוח תגליות אלה עשוי להתבסס על יצוא למצרים, דבר אשר עשוי להשפיע על פעילות השותפות בקפריסין ו/או במצרים.

2. יכולת הפקת גז נוכחית: אין.

3. ביקוש מקומי: נכון למועד אישור הדוח, קפריסין אינה צורכת גז טבעי. לפרטים נוספים אודות השוק הקפריסאי, ראו סעיף 7.11.2 (ח) לעיל.

4. מתקנים עיקריים: אין. בחודש ינואר 2023 החלו עבודות הקמה של מתקן גיזוז

⁷⁸ "in place" - משמעו, כמות הגז במאגר. יובהר כי, הכמות שניתן להפיק בפועל הינה נמוכה באופן משמעותי.

צף (FSRU) לייבוא LNG בואסיליקוס שבדרום קפריסין על-ידי קונסורציום בהובלת חברת China Petroleum Pipeline Engineering Co. Ltd. בעקבות כך, הצפי להשלמת הקמת המתקן הינו עד לתחילת שנת 2024.

5. הפקה: אין.

6. פעילות חיפוש: קפריסין העניקה רישיונות על פני רוב שטחה הימי לחברות הענק בתעשייה, וביניהן Eni, TotalEnergies, ו- ExxonMobil. במהלך שנת 2022, ביצעו שלושת החברות כאמור פעילות חיפוש הכוללת סקרים סייסמיים וקידוחי חיפוש והערכה, ומגמה זו צפויה להימשך בשנת 2023. יצוין כי, המחלוקת בין קפריסין לטורקיה בקשר עם הזכויות במים הכלכליים של קפריסין גורמת לעיכובים בתוכניות העבודה ברישיונות הממוקמים בשטחי המחלוקת. כמו כן, על-פי פרסומים בתקשורת הזרה, חברת הנפט הלאומית הטורקית קיימה בעבר פעילות חיפוש, ובכלל זאת קידוחים במים הכלכליים של קפריסין. לפרטים נוספים בנוגע למחלוקת, ראו סעיף 7.28.36 להלן.

7. מאזן יבוא/יצוא: נכון למועד אישור הדוח, החלה הקמת מתקן FSRU לייבוא LNG. בחודש דצמבר 2020, עדכנה ממשלת קפריסין כי במסגרת מכרז שפרסמה התקבלו 25 הצעות שונות לייבוא גז, במטרה לחתום על הסכמים בעתיד. באשר לייצוא עתידי, בהיעדר רגולציה רלוונטית בקפריסין בכל הנוגע למתקני יצוא של גז טבעי, לא ניתן להעריך כיצד תגליות נוספות, ככל שתהיינה, עשויות להשפיע, אם בכלל, על אופן יצוא הגז הטבעי מקפריסין ועל התחרות, ככל שתתפתח, בכל הנוגע לשוק המקומי ולגישה לתשתיות הייצוא.

(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: לבנון העניקה שני רישיונות בלבד לקונסורציום בראשות TotalEnergies, הכולל את החברות ENI ו- QatarEnergies, אשר יתכן כי תתבצע בהם פעילות חיפוש בשנים הקרובות, ובכלל זאת קידוחי חיפוש. כמו כן, על-פי פרסומים בתקשורת, קידוח בבלוק 9, הגובל במים הכלכליים של ישראל, עשוי להיקדח בשנת 2023. יתר השטחים במים הכלכליים של לבנון מוצעים במסגרת מכרז אשר צפוי להיסגר במחצית שנת 2023. לפרטים אודות

להסכם הימי שנחתם בין ממשלות ישראל ולבנון, ראו סעיף 7.7.2 לעיל.

7. מאזן יבוא/יצוא: נכון למועד אישור הדוח, מתבססת לבנון על יבוא דלקים בלבד, ומצויה במשבר אנרגטי עקב היעדר הסכם פעיל לייבוא גז. לפי פרסומים בתקשורת, לבנון סיכמה עם מצרים על יבוא גז אל תחנת הכוח בדיר עאמר, בהיקף מוערך של כ- 60 MMCFD.

(ד) ירדן

1. משאבים: כלל משאבי הגז בירדן מסתכמים לכ- 70 BCF בשדה Risha. בנוסף, קיים מצבור של כצלי שמן המפותח המסגרת פרויקט תחנת הכוח Attarat.
2. יכולת הפקת גז נוכחית: בשדה Risha מופקים כ- 0.1 BCM בשנה.
3. ביקוש מקומי: הביקוש המקומי בירדן מסתכם לכ- 4.2-3.8 BCM בשנה ומושפע מהיקף הביקוש לחשמל ומייצור החשמל באמצעים חליפיים לגז, הכוללים אנרגיות מתחדשות ותזקיקי נפט. הגז הטבעי מהווה כ- 80% מסך המקורות לייצור חשמל של חברת החשמל הירדנית NEPCO.
4. מתקנים עיקריים: במפרץ עקבה שבירדן קיים מתקן לייבוא LNG, Golar Eskimo FSRU, אשר מוחכר עד לשנת 2025. בשנת 2020 ייבאה ירדן 0.8 מיליון טון LNG ובשנת 2021 לא ייבאה LNG כלל.
5. הפקה: שדה הגז Risha הינו שדה הגז המפיק היחיד. כמו כן, מתוכננים קידוחים לצורך הגדלת קצב ההפקה משדה זה לכ- 0.2 BCM במהלך 4 השנים הקרובות.
6. פעילות חיפושים: בחודש אפריל 2021 הודיעה ירדן על מכרז חיפוש במהלכו הוצעו כ- 9 בלוקים שונים. על אף שטרם פורסמו שמות הזוכים במכרז כאמור, דיווחה חברת הנפט הירדנית NPC על קידוחי חיפוש שהיא צפויה לערוך באחד מבלוקים אלה. יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, לא קיימת פעילות חיפושים מהותית בירדן.
7. מאזן יבוא/יצוא: ירדן מתבססת על יבוא גז טבעי ואנרגיה, בעיקר מישראל ומעט ממצרים. לפרטים נוספים אודות שוק הגז הטבעי בירדן, ראו סעיף 7.11.2(ג) לעיל.

7.14 עונתיות

- 7.14.1 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.

7.14.2 להלן נתונים אודות התפלגות מכירות הגז הטבעי (100%) מכרייקט לווייתן בשנתיים האחרונות:⁷⁹

תקופה	רבעון ראשון (ב-) (BCM)	רבעון שני (ב-) (BCM)	רבעון שלישי (ב-) (BCM)	רבעון רביעי (ב-) (BCM)
2021	2.7	2.8	2.8	2.4
2022	2.7	2.8	3.0	2.9

7.15 מתקנים וכושר יצור בכרייקט לווייתן

7.15.1 שלב א' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

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

(א) בארות הפקה: 4 בארות הפקה תת-ימיות בעלות יכולת הפקה של עד כ- 400 MMCF ליום, כל אחת. מבארות ההפקה כאמור מוזרם גז טבעי ממאגר לווייתן, המצוי בעומק של כ- 3 ק"מ מתחת לקרקעית הים, אל מערך ההפקה התת-ימית. כמו כן, באר הפקה נוספת צפויה להתחבר למערכת ההפקה במהלך הרבעון השני של שנת 2023.

(ב) מערך הפקה תת-ימי: מערך ההפקה התת-ימי מקשר בין בארות ההפקה לבין פלטפורמת ההפקה ומצוי על קרקעית הים. המערך התת-ימי מורכב מצינורות 14 אינטש שדרכם מוזרמים הגז הטבעי והקונדנסט מכל באר אל המסעפת התת-ימית (manifold). מהמסעפת יוצאים שני צינורות בקוטר 18 אינטש ובאורך של כ- 120 ק"מ, המוליכים גז, קונדנסט ונוזלים נוספים אל פלטפורמת ההפקה. 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, הפיקוד והבקרה על מערך הפקת הגז הטבעי בקרקעית הים.

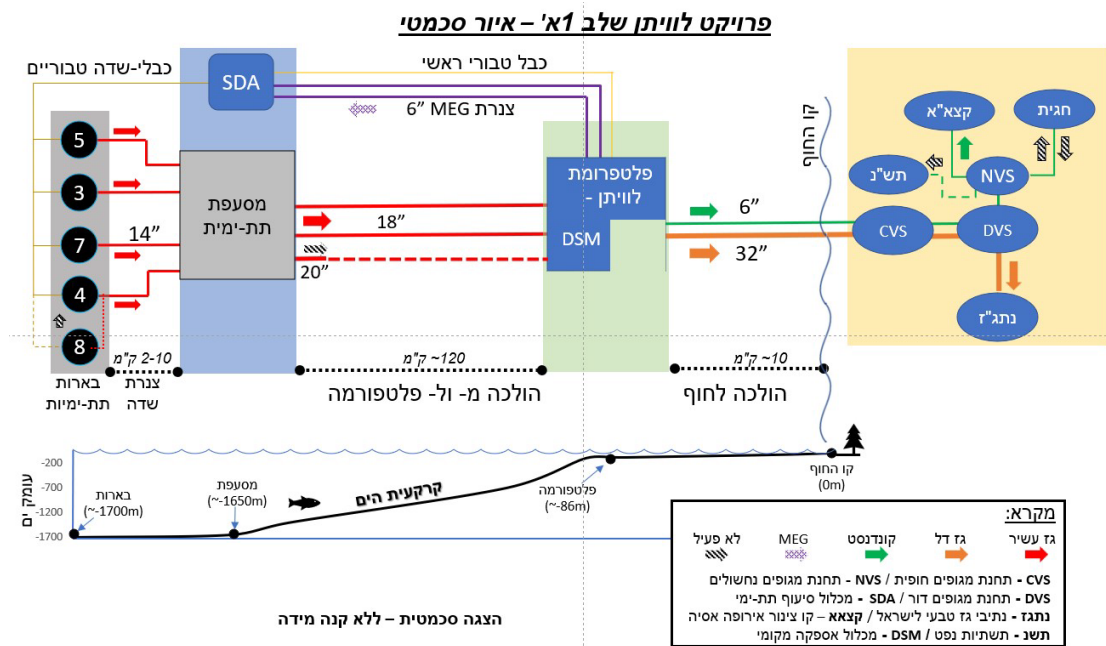
(ג) פלטפורמת טיפול והפקה: פלטפורמת לווייתן ממוקמת כ- 10 ק"מ מהחוף. על גבי הפלטפורמה מתבצע כל תהליך הטיפול בגז ונוזלים. הפלטפורמה מקובעת לקרקעית הים בעומק מים של כ- 86 מטר באמצעות מגדל כלונסאות (jacket). על חלקו העליון של המגדל (topsides), הבולט מעל פני הים, מורכבים הסיפונים (decks) של הפלטפורמה, שנחלקים 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,

⁷⁹ הנתונים מתייחסים לכלל מכירות הגז הטבעי שהופק ממאגר לווייתן ומעוגלים לעשירית BCM.

מגורי עובדים, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה, מתקני אבטחה, מתקני ייבוש הגז, מתקני עזר ושירותים וכיו"ב; ו- (ב) יחידת אספקת הנזלים (LSM – liquids supply module), בה מאוחסנים קונדנסט ו- MEG. הפלטפורמה מטפלת בכ- 1,200 MMCF גז ליום וכ- 5,400 חביות קונדנסט ליום. יצוין כי, בתנאי תפעול מסוימים, ניתן להגיע להפקה הגבוהה במקצת מהכמות כאמור.

(ד) מערך הולכה אל החוף: הצנרת היוצאת מפלטפורמת לווייתן אל החוף מורכבת מצינור 32 אינטש להובלת גז טבעי⁸⁰ 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 לקו הנפט היבשתי הטמון של קצא"א בתחנת המגופים נחשולים (Nahsholim Valve Station).

(ה) אתר חגית: אתר חגית כולל מיכל לאחסון קונדנסט, וכן את הצנרת, האביזרים, הציוד, המשאבות, מערכות הפיקוד, הבקרה והתפעול, מתקן למילוי מיכליות, מתקני עזר ושירותים, ככל שנדרש לתפעול בטוח וללא פגיעה בסביבה. הקונדנסט מגיע לאתר חגית באמצעות צינור 6 אינטש טמון. בהיעדר יכולת הזרמה לבז"ן ו/או לפז"א (לאחר תחילת ההזרמה), יוזרם הקונדנסט ויאוחסן באופן זמני באתר חגית וכאשר יתאפשר, יוזרם לבז"ן ו/או לפז"א, או במידת הצורך יפונה משם באמצעות מיכליות ללקוחות. לפרטים אודות ההסכמים עם תש"א ועם פז"א להקמת מנגנון חלופי להזרמת קונדנסט מפריקט לווייתן, ראו סעיפים 7.10.4 (ג) ו- 7.10.4 (ד) לעיל.



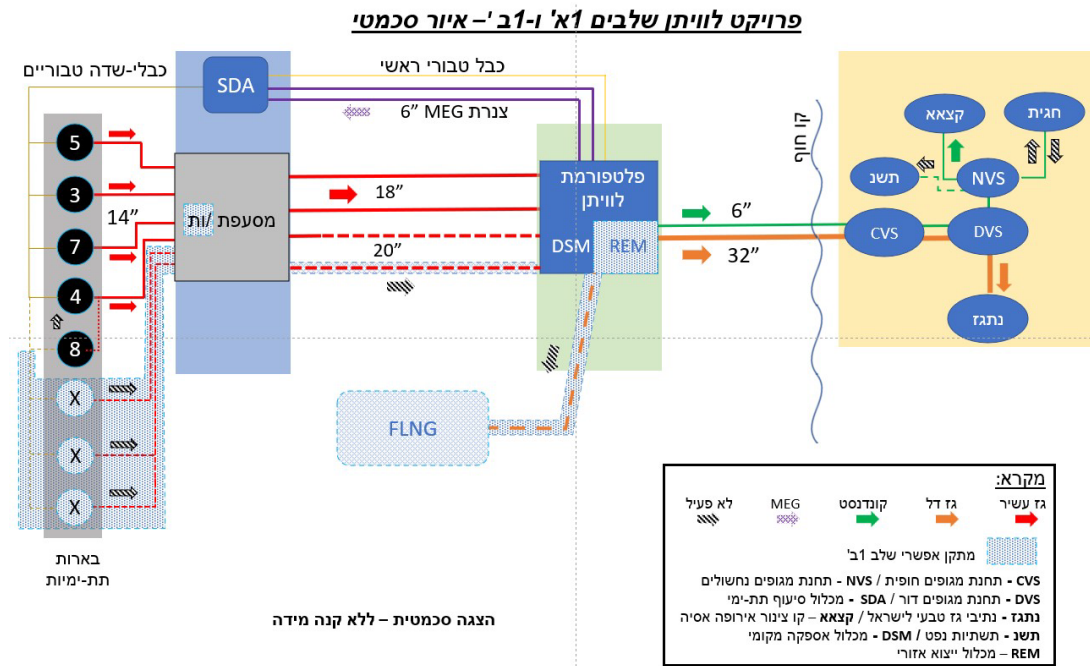
⁸⁰ לפרטים אודות רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, ראו סעיף 7.22.12 להלן.

7.15.2 שלב ב' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

שלב ב' לתוכנית הפיתוח המאושרת מתוכנן להעלות את יכולת ההפקה היומית של פרויקט לווייתן לכ- 2.1 BCF. המתקנים המתוכננים במסגרת זו (כתוספת לשלב א') כוללים, בין היתר, 3 בארות הפקה נוספות בעלות יכולת הפקה של כ- 0.4 BCF ליום, כל אחת, אשר יחוברו אל הפלטפורמה באמצעות צנרת וציוד תת-ימי שבחלקו משמש את מערך ההפקה הקיים. על-פי התוכנית, לפלטפורמה יתווסף מכלול טיפול המכונה 'מכלול יצוא אזורי' (REM - Regional Export Module), הכולל מתקנים לקליטה ולטיפול בכמות יומית נוספת של כ- 0.9 BCF, וכן מדחסים לצורך העברת הגז למתקן FLNG או לצינור יצוא אזורי. יצוין כי, יתכנו עדכונים בפרטי שלב ב' לתוכנית הפיתוח המאושרת, כפי שצוינו לעיל, אשר עשויים לדרוש אישור רגולטורי.

7.15.3 לפרטים אודות האפשרויות להגדלת יכולת ההפקה היומית בפרויקט לווייתן וחלופות

שונות שבוחנים שותפי לווייתן בקשר לכך, ראו סעיף 7.2.5 לעיל.



7.16 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 בתעשית 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.

7.17 הון אנושי

7.17.1 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.

7.17.2 ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות הסדר בנוגע להוצאות הניהול של השותפות. בהתאם, החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות בכל הוצאות הניהול אשר על-פי הסדר הניהול הקודם חלו על השותף הכללי, ובכלל זאת עלות העסקת מספר מנהלים ועובדים שהועסקו עד לאותו מועד על-ידי השותף הכללי, לרבות המנכ"ל ויו"ר הדירקטוריון הפעיל. 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.

7.17.3 נכון ליום 31.12.2021 וליום 31.12.2022, הועסקו בשותפות עובדים, כדלקמן:

מספר עובדים ליום 31.12.2022 ⁸¹	מספר עובדים ליום 31.12.2021	מחלקה
17 (מתוכם 7 נושאי משרה)	7 (מתוכם 3 נושאי משרה)	הנהלה, מטה וכספים
7 (מתוכם 2 נושאי משרה)	7 (מתוכם 2 נושאי משרה)	מחלקות מקצועיות
24	14	סה"כ

7.17.4 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.

⁸¹ נכון למועד אישור הדוח, מספר העובדים במחלקות הנהלה, מטה וכספים הינו 16 (מתוכם 7 נושאי משרה), ומספר העובדים במחלקות המקצועיות הינו 6 (מתוכם 2 נושאי משרה).

7.17.5 יצוין כי, השותפות אימצה תוכנית אכיפה פנימית בתחום דיני ניירות ערך, בהתאם לאמות המידה לתוכנית אכיפה יעילה שפורסמו על-ידי רשות ניירות ערך ביום 15.8.2011. השותפות מעדכנת את תוכנית האכיפה המנהלית מעת לעת, לפי הצורך.

7.18 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).

7.19 מימון

7.19.1 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.

7.19.2 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-Rule 144A ו-Regulation S, בהיקף כולל של 2.25 מיליארד דולר, ב-4 סדרות אגרות חוב שונות, כדלקמן (להלן בסעיף זה: "**אגרות החוב**" ו- "**הנפקת לווייתן בונד**", בהתאמה):

- (ד) אגרות חוב בהיקף כולל של 500 מיליון דולר ע.ג., העומדות לפירעון ביום 30.6.2023 (בתשלום אחד), הנושאות ריבית שנתית קבועה של 5.75%.
- (ה) 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%.
- (ו) 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%.
- (ז) 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 תשולם פעמיים בשנה, ביום 30 ליוני וביום 30 בדצמבר. אגרות החוב נרשמו למסחר במערכת "רצף מוסדיים" של הבורסה. למידע נוסף אודות הנפקת לווייתן בונד, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 5.8.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-084006), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תמורת ההנפקה הועמדה על-ידי חברת הבת כאמור כהלוואה לשותפות, ובתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (Back To Back). יתרת ההלוואה ליום 31.12.2022 (בניכוי עלויות גיוס) עמדה על סך של כ- 2,230 מיליון דולר (כ- 2,155 בניכוי רכישות עצמיות, כמפורט להלן). יצוין כי, עם השלמת הנפקת לווייתן ביום 18.8.2020, נפרעה במלואה ההלוואה שהועמדה לשותפות לצורך מימון חלקה ביתרת ההשקעה בפיתוח פרויקט לווייתן בסך כולל של 1.67 מיליארד דולר, וכן נפרעו במלואן ההלוואות שהועמדו לשותפות בסכום כולל של 300 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.21.1(א) ו- 7.21.1(ב) לדוח התקופתי לשנת 2019, וכן ביאורים 10ב ו- 10ג לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

ביום 22.5.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי תוכנית לרכישת אגרות החוב, בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר, לתקופה של שנתיים (להלן: **"תוכנית הרכישה"**). עד למועד אישור הדוח ביצעה השותפות רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה בסך של כ- 100 מיליון דולר. בהמשך לכך, ביום 22.1.2023 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 בהתאם לתוכנית הרכישה הנוספת בסך של כ- 9 מיליון דולר.

לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 23.5.2022 ו- 23.1.2023 (מס' אסמכתאות: 2022-01-062266 ו- 2023-01-010464, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה, וכן סעיף 3 לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

מסגרות אשראי

7.19.3

ביום 5.2.2023 חתמה השותפות על מסמכי מסגרות אשראי בנקאי שקיבלה מבנק ישראלי, המיועדות לשמש את השותפות בפעילותה השוטפת. בהתאם לתנאי מסגרות האשראי, תוכל השותפות, במשך תקופה אשר תחל ביום 6.2.2023 ותסתיים ביום 6.2.2024, למשוך מעת לעת הלוואות דולריות עד לסכום כולל של 150 מיליון דולר (בחלוקה לשתי הלוואות, **"מסגרת א"** עד לסכום כולל של 100 מיליון דולר, ו- **"מסגרת ב"** עד לסכום כולל של 50 מיליון דולר). מסגרת א' תעמוד לפירעון עד ליום 30.5.2025, ומסגרת ב' תעמוד לפירעון עד ליום 31.12.2024 (להלן: **"מסגרות האשראי"**). לפרטים נוספים ראו ביאור 10ד לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). נכון למועד אישור הדוח, השותפות לא משכה כל סכום מתוך מסגרות האשראי.

אמות מידה פיננסיות

7.19.4

מסגרות האשראי קובעות אמות מידה פיננסיות בהן השותפות נדרשת לעמוד ואשר הכרתן מקימה למלווה זכות לפירעון מיידי, 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 מדי חציון ככל שהשותפות תערוך רק דוחות חצי שנתיים.⁸²

(ב) היחס בין עודף המקורות לסכום מסגרות האשראי לא יפחת מ-1, כאשר לצורך חישוב זה יתווסף למקורות סכום השווה ליתרת מסגרות האשראי אשר טרם נמשכו באתו המועד, ויחשב כחלק מ"עודף המקורות". בדיקת יחס הכיסוי תהיה מדי חציון על-פי דוח המקורות והשימושים.⁸³ לפרטים נוספים ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.20 מיסוי

7.20.1 כללי

ביום 3.8.2021 אישרה ועדת הכספים של הכנסת תיקון לתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוי נפט), התשמ"ט-1988 (להלן: "תקנות מס הכנסה"), לפיו החל משנת המס 2022 חל שינוי במשטר המס שחל על השותפות, כך שהיא ממוסה כחברה. כתוצאה משינוי זה, החל משנת המס 2022 מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות ככופים למשטר מס בגין חלוקת רווחים שתבצע השותפות, בדומה למשטר המס החל על בעלי מניות בחברה בגין חלוקת דיבידנדים (קרי, בשיטה הדו-שלבית).⁸⁴ לפרטים נוספים בנושא זה, ראו ביאור 20 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.20.2 סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע

⁸² לעניין 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 ושביניהם 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, כתיב 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.

⁸³ לעניין זה, "עודף מקורות" – סכום המקורות המצטבר עד ליום 30.6.2025 (כמפורט בדוח מקורות ושימושים בנוסח מוסכם אשר ייערך לתקופה שעד ליום 30.6.2025) בניכוי סכום השימושים (כהגדרתו בדוח מקורות ושימושים) המצטבר עד ליום 30.6.25.

⁸⁴ להלן קישור לקובץ תקנות המס כפי שפורסם ברשומות ביום 14.9.2021: https://www.nevo.co.il/law_word/law06/tak-14.9.2021; [9627.pdf](https://www.nevo.co.il/law_word/law06/tak-14.9.2021).

לפרטים בדבר הליך משפטי שקיימה השותפות בנוגע לסעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, ראו ביאור 20ג לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.20.3 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 לוותין ותמר, ראו ביאור 20ג 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")⁸⁵, 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 הדיווח הסכום המשולם. לפי התקנות, כל מי שהוא בעל זכות נפט יחויב בתשלום המקדמות 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 לפיו על-פי החלטת פקיד שומה ניתן לחייב תשלום של 75% מיתרת גובה היטל שהוגש לגביו ערעור (עוד לפני ברור המחלוקת), ותיקונים נוספים שנועדו להקנות לפקיד השומה סמכויות לצורך ייעול הטיפול בגביית ההיטל. לפרטים נוספים ראו ביאור 20ג לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.20.4 שנות המס 2015-2016

(א) ביום 3.12.2017 פרסמה השותפות דוח מיידי 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 116190-01-2017).

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

(ג) על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המיסים בנוגע לגובה 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**"), לפיהן ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר היא כ- 136.9 מיליון דולר וכ- 124.0 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 113.4 מיליון דולר וכ- 100.6 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכללה בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר הוא כ- 49.3 מיליון דולר וכ- 65.6 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 6.7 מיליון דולר

וכ- 15.6 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 31.12.2022.

בהמשך להשגה שהגישה השותפות על שומות המס, הוצאו לשותפויות שומות בצו לפי סעיף 152(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצווים") על-ידי רשות המיסים אשר עיקרם נוגע, כאמור, לאופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאו השותפויות בפועל ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות תנין וכריש.

על-פי שומות המס, וככל 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- 45.9 מיליון דולר.

ביום 15.9.2020 הגישה השותפות 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, ונקבע מועד לקיום דיון קדם משפט נוסף ביום 17.4.2023.

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.

7.20.5 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 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- 354.7 מיליון דולר (חלף סך של כ- 211.8 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת 2017 של השותפות הינו כ- 674.2 מיליון דולר (חלף סך של כ- 528.4 מיליון דולר, כפי שנכלל בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2022.

עוד יצוין כי, ביום 22.1.2023 הגישה השותפות ערעור בעניין לבית המשפט המחוזי בתל-אביב.

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- 108.2 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.

7.20.6 שנת המס 2018

(א) ביום 19.2.2020 פרסמה השותפות דוח מידי אליו צורפה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות של השותפות לשנת 2018 (מס' אסמכתא: 2020-01-017376), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) על רקע המחלוקת 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- 185.0 מיליון דולר (חלף סך של כ- 142.0 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת 2018 של השותפות הינו כ- 16.4 מיליון דולר, כמוצגה בדוח אשר הוגש על-ידיה כאמור. יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2022.

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 7.20.4(ג) ו- 7.20.5(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 השותפות בשותפות, בסך של כ- 13.8 מיליון דולר.

ביום 10.6.2021 הגישה השותפות השגה מנומקת על מלוא הקביעות של פקיד השומה בשומת המס. נכון למועד אישור הדוח, התקיימו מספר דיונים בהשגה במשרדי פקיד השומה וצפויים להתקיים מספר דיונים נוספים.

יצוין כי, לאור האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות 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.

7.20.7 שנת המס 2019

(א) ביום 14.7.2021 פרסמה השותפות דוח מידי אליו צורפה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות 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.

7.20.8 שנת המס 2020

(א) ביום 12.4.2022 פרסמה השותפות דוח מידי אליו צורפה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי ולמוכר יחידות השותפות בשל החזקת יחידת השותפות 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.

7.20.9 שנת המס 2021

(א) על-פי דוח המס שהגישה השותפות לשנת 2021, אשר כפוף לביקורת של רשות המיסים, ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס הינה בסך של כ- 919.0 מיליון ש"ח, ורווח ההון, בעיקר בגין מכירת יתרת זכויות השותפות בחזקת תמר ודלית, הינו בסך של כ- 1,868 מיליון ש"ח ורווח הון נדחה בגין מכירת החזקותיה של השותפות בתמר פטרוליום בע"מ (להלן: "תמר פטרוליום") הינו בסך של כ- 203.1 מיליון ש"ח.

(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.

7.20.10 יצוין כי, על אף שבהתאם לתיקון לתקנות מס הכנסה, החל משנת 2022 השותפות ממוסה כחברה (קרי, בשיטה הדו-שלבית), כאמור בסעיף 7.20.1 לעיל, בהתאם להבהרה שהתקבלה מרשות המיסים, התשלומים ששולמו בחודש ינואר 2022 (לאחר כניסתן לתוקף של תקנות המס) לא ימוסו כחלוקת דיבידנד בחברה בהתאם לתקנות.

7.20.11 יובהר כי, ביחס לכל אחת משנות המס 2016 ואילך, לגביהן טרם הסתיימה הביקורת של רשות המיסים לדוחות המס של השותפות, יתכן ויתברר לאחר 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 המיסים, על חשבון מחזיקי יחידות השותפות, 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 20 לב דוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), לא יבוצעו תשלומי איזון בגין הפרשי שומות כאמור (ככל שיהיו). במקרה שיתברר בעתיד כי שולמו על-ידי

השותפות מקדמות בסכומים העולים על הסכומים הנדרשים בהתאם לחוק, תוחזר היתרה לשותפות.

7.20.12 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.

7.20.13 לפרטים נוספים ראו ביאור 20 בדוחות 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.

7.21 סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם

7.21.1 פעילות חיפוש, פיתוח, הפקה ונטישה של פרויקטי נפט וגז טבעי כרוכה מטבעה בסיכון לגרימת נזק לסביבה, שעשוי להתרחש, בין היתר, מתקלות בצידוד ו/או בנהלי עבודה, ו/או מאירועים בלתי צפויים. חומרת הסיכונים משתנה מאירוע לאירוע, ולפיכך דרך הניהול והטיפול בהם משתנה אף היא.

7.21.2 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 לכי 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) בתקופה האחרונה מתקיים דיון ציבורי נרחב בנוגע לשינויי האקלים והשפעת האדם על שינויים אלו אשר עשוי להוביל לשינויים רגולטוריים בעלי השפעה מהותית על תחום הפעילות של השותפות. בתוך כך, ביום 1.6.2022 הונחה על שולחן הכנסת לדיון מוקדם הצעת חוק האקלים, התשפ"ב-2022⁸⁶ אשר קובעת כי החל משנת 2030 היעדים להפחתת פליטות פחמן יהיו בהתאם להחלטת ממשלה מס' 171 מיום 25.7.2021, והחל משנת 2050 ואילך הם יעמדו על אפס פליטות (להלן בסעיף זה: "הצעת החוק"). ביום 28.6.2022, בעת כהונתה של הכנסת הקודמת, אושרה הצעת החוק במליאה בקריאה ראשונה, ונכון למועד אישור הדוח קיים חוסר ודאות לגבי מועד השלמת הליכי החקיקה, אם בכלל.

(ד) בחודש פברואר 2022 פורסם תזכיר חוק לייעול הליכי רישוי סביבתי (תיקוני חקיקה), התשפ"ב-2022, שמטרתו לטייב ולייעל את מערכי הרישוי הקיימים הן מבחינה רגולטורית והן מבחינה סביבתית, באמצעות רפורמה כוללת המבוססת על התאמה לסטנדרטים המקובלים באיחוד האירופי. במסגרת החוק המוצע, 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. התזכיר נסגר להערות הציבור ביום 27.02.2022.

(ה) בחודש אפריל 2022 פרסם המשרד להגנת הסביבה תזכיר חוק מוכנות ותגובה לתקריות של זיהום הים והסביבה החופית בשמן, התשפ"ב-2022, אשר מטרתו 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-ידי כך שכל הגופים שבתחומם או באחריותם יש רצועת חוף או הפועלים בים, קרי רשויות מקומיות, הרשות לשמירת הטבע והגנים הלאומיים, נמלים, מפעלים ומתקנים ביטחוניים, ובעלי מתקנים לחיפוש ולהפקה של נפט וגז טבעי, ייערכו לתקריות. במסגרת זאת, על הגופים האחראים להכין תוכניות להתמודדות עם תקריות של זיהום הים והסביבה החופית בשמן וייערכו לפיהן, ויפעלו על-פיהן באם יתרחשו. כמו כן, מוצע להסדיר את הטיפול בתקריות כאלה ובתוצאותיהן. דרכי ההתמודדות הינן בשלושה מישורים, כדלקמן: (1) מוכנות – הכנת תוכניות חירום, הצטיידות

ותרגול; (2) תגובה לתקרית – צמצום הנזקים בכלל והסביבתיים בפרט; ו- (3) ניקוי ושיקום - ניקוי מה שזוהם, החזרת המצב לקדמותו, ופינוי הפסולת שנוצרה. התזכיר נסגר להערות הציבור ביום 5.5.2022, ונכון למועד אישור הדוח לא הונח על שולחנה של הכנסת כהצעת חוק.

(i) מלבד הרגולציה הקבועה בדין הישראלי, ישנן הוראות נוספות בנושאים סביבתיים הקבועות גם בתנאי שטרי החזקות שניתנו לשותפות וכן באישורים להקמה 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 7.22.8 (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.

(ז) 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.

(ח) 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.

7.21.3 כמו כן, באישור ההפעלה של פלטפורמת לווייתן נקבעה חובת בעל החזקה לפעול בנושאי הגנת הסביבה לפי הדין והוראות והיתרים שניתנו 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.

7.21.4 אירועים בקשר עם איכות הסביבה
בהתאם למידע שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה בפרויקט לווייתן, בשנת 2022 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 7.21.7 להלן.

7.21.5 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 איכות סביבה, בטיחות וגמות להגברת המודעות, הידע והמוכנות, לרבות אימונים והכשרות של צוותיה ושל צוותי 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 לנהל 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 31.3.2024, ותוקפו של היתר הרעלים הינו עד ליום 4.6.2023. כן נתקבלו רישיון עסק והיתר הרעלים לאתר חגית אשר תוקפו מוארך באופן דומה.

7.21.6 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.

7.21.7 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 לווייתן. שברון מסרה לשותפות כי הגישה למשרד להגנת הסביבה בקשה לקבלת מידע מכוח חוק חופש המידע, התשנ"ח-1998 (להלן: "חוק חופש המידע"), העוסקת במישרין בטענות שהועלו בהודעה כאמור וכי המשרד להגנת הסביבה אישר לדחות את מועד הגשת טיעונים בנוגע לעיצום כספי זה ולקבוע אותו ל- 30 יום לאחר קבלת המידע. נכון למועד אישור הדוח, המידע המבוקש טרם התקבל ולפיכך מנין הימים למענה להודעה כאמור טרם החל, כך שלא ניתן להעריך את הסיכוי לקבלת הפחתות נוספות לסכום העיצום או את יכולתה של שברון להביא לביטול של חלק מרכיבי העיצום לגופם.

(ב) שימועים

ביום 1.11.2021 קיבלה שברון מכתב התראה והזמנה לשימוע בפני המשרד

להגנת הסביבה בגין אי עמידה בתנאי היתר ההזרמה לים שניתן לאסדת לווייתן והפרת חוק מניעת זיהום הים, ובמסגרתו נטען כי שברון חרגה מאמות המידה הקבועות להזרמה לים מהמערכת הפתוחה. השימוע התקיים ביום 6.1.2022 ובמסגרתו נקבע כי על שברון לנקוט בכל הפעולות למניעת חריגות מהיתר ההזרמה לים וכי המשרד להגנת הסביבה שוקל את הפעלת סמכויותיו המלאות כחוק, לרבות המלצה אפשרית על עיצום כספי על-פי החוק. ביום 28.6.2022 קיבלה שברון מכתב דרישה לקבלת פרטים אודות מחזור מכירות שנתי לפי סעיף 5(ג)(ב)(2) לחוק מניעת זיהום הים. במכתב צוין כי המידע נדרש לצורך קביעת שיעור העיצום הכספי שבכוונת המשרד להגנת הסביבה להטיל על שברון בגין הפרת תנאים בהיתר הזרמת שפכים (הפקת גז) לים שמספרו 24/2021, בקשר עם הזרמת שפכים החורגים מאמות המידה להזרמה לים. שברון הגישה את המסמכים הנדרשים למשרד להגנת הסביבה.

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

(ג) ביום 15.12.2020 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב נגד 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 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 חברי הקבוצה על הנזק שנטען שנגרם להם אשר מוערך בכ- 50 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש לסעד של מתן צו המורה למשיבה למלא לאלתר את החובות המוטלות עליה בחוק אוויר נקי והתקנות מכוחו. ביום 16.5.2022 התקיים דיון קדם משפט אשר בסיומו הורה בית המשפט לשברון להגיש תגובה לבקשה לצו גילוי מסמכים בתוך 30 יום. בהחלטתו מיום 26.6.2022 דחה בית המשפט את עיקר בקשת הגילוי ונעתר לחלק ממנה, בקובעו כי על שברון לגלות את החלטות המשרד להגנת הסביבה על הטלת העיצומים ופרוטוקולים של שימועים שנערכו לקראת הטלת העיצומים. שברון הגישה את המסמכים הרלוונטיים לעיון בית המשפט יחד עם טיעון נלווה לפיו ביקשה לחסות בהם פרטים שונים. ביום 7.8.2022 הגיש המבקש תגובה לטיעון מטעם שברון במסגרתה התבקשה שברון, בין היתר,

לגלות פרוטוקול משימוע אשר נערך במשרד להגנת הסביבה. כמו כן, בהתאם להחלטת בית המשפט מיום 8.8.2022, הגישה שברון לבית המשפט מספר הבהרות בעניין. דיון הוכחות התקיים ביום 5.2.2023. ביום 21.2.2023 דחה בית המשפט את בקשת המבקש להגשת עמדת מאסדר אשר הוגשה בתיק אחר ואשר לטענת המבקש הינה בעלת השלכה לבקשת האישור. נכון למועד אישור הדוח, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, בשלב זה סיכויי בקשת האישור להתקבל נמוכים מ- 50%.

7.21.8 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. משרד האנרגיה הקפריסאי הסב לחברות העוסקות בתחום (לאחר מכרז) את ההכנה של דוח הערכה סביבתי אסטרטגי בקשר עם פעילות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי בקפריסין וכן בשטח המים הכלכליים של קפריסין (להלן: "הדוח הסביבתי"). בעל רישיון לביצוע פעולות חיפוש או הפקה מחויב לפעול בהתאם לדוח הסביבתי וכן לבצע סקר סביבתי קודם לביצוע פעולות כאמור בשטח הרישיון.

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

7.21.10 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.

7.22 מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות

7.22.1 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"⁸⁷ ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי "לווייתן", "כריש" ו"תנין" ושדות גז טבעי נוספים" (להלן בסעיף זה: "החלטת הממשלה"), אשר נכנסה לתוקף ביום 17.12.2015 עם הענקת פטור מהוראות

⁸⁷ בפטור לפי סעיף 52 לחוק ההגבלים העסקיים אשר צורף כנספח א' למתווה, "תמר" הוגדרה כ"מאגר גז טבעי הנמצא בשטח חזקות תמר 1/12 ודלית 1/13, 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".

מסוימות בחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988⁸⁸ לשותפות, אבנר, רציו ושברון (להלן בסעיף זה: "הצדדים") על-ידי ראש הממשלה, בתפקידו 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 1.1.2030⁸⁹.
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.
5. בכל הקשור לפעילותם במאגרי לווייתן ותמר בלבד, היותן של השותפות, אבנר ושברון בעלות מונופולין לפי הכרזות הממונה על התחרות.⁹⁰

(ב) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים לעיל הותנה בקיומם של תנאים מסוימים, לרבות:

1. העברת זכויות השותפות ושברון בחזקות תנין וכריש
בהתאם להוראות מתווה הגז הועברו לצד שלישי מלוא הזכויות בחזקות תנין וכריש בחודש דצמבר 2016. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.5.2 לעיל.
2. העברת זכויות השותפות בפרויקט תמר
בהתאם להוראות מתווה הגז, השותפות העבירה את כל זכויותיה בפרויקט תמר במסגרת עסקת מכר לתמר פטרוליום שהושלמה בחודש יולי 2017 (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.24.12 להלן) ועסקת מכר נוספת ל- Tamar Investment 2 RSC Limited ו- Tamar Investment 1 RSC Limited

⁸⁸ ביום 1.1.2019 אושר התיקון לחוק התחרות, שכלל את שינויי שם החוק מ- "חוק ההגבלים העסקיים" ל- "חוק התחרות הכלכלית".

⁸⁹ בהתאם לסמכותו של שר האנרגיה להאריך את הפטור עד ליום 1.1.2030, בהתקיים תנאים מסוימים כפי שנקבעו בפטור, הפטור הוארך בפועל עד ליום 1.1.2030.

⁹⁰ ראו ה"ש 89 לעיל.

שהושלמה בחודש דצמבר 2021. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.24.13 להלן. כמו כן, בחודש מאי 2021 מכרה השותפות את כל החזקותיה במניות תמר פטרוליום בעסקה מחוץ לבורסה.

למיטב ידיעת השותפות, בהתאם להוראות מתווה הגז, שברון הקטינה את שיעור זכויותיה בפרויקט תמר ל- 25%, לאחר שביצעה בחודש דצמבר 2016 ובחודש מרץ 2018 שתי עסקאות למכירת זכויות בפרויקט בשיעור של 3.5% ו- 7.5% לאוורסט ולתמר פטרוליום, בהתאמה.

(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:

(ד) לא תחול על הצרכן כל מגבלה בנוגע לרכישת גז טבעי מכל ספק גז טבעי אחר.

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

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

(ז) 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'.

(ח) הגבלות בנוגע למחיר הגז הטבעי בחוזה האספקה לצרכנים אשר אינן חלות עוד

נכון למועד אישור הדוח

מתווה הגז כלל הוראות ביחס למחירים שהיה על השותפות להציע לצרכני גז ממועד החלטת הממשלה, ביום 16.8.2015, ועד למועד בו הושלמה העברת זכויות השותפות, אבנר ושברון בחזקות תנין וכריש או בחזקת תמר בהתאם להוראות המתווה, לפי המאוחר. תקופה זו הסתיימה עם השלמת המכירה של זכויות השותפות בחזקת תמר בחודש דצמבר 2021.

7.22.2 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 לווייתן 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 הוטל פיקוח על מחירי הגז המשווק בישראל. לפרטים אודות גורם סיכון הנוגע להשפעה האפשרית של הטלת פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל, ראו סעיף 7.28.18 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 7.24.6 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,⁹¹ 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 קטן (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 7.24.6 להלן) ללא קבלת היתר מראש מהממונה על התחרות.
- לפרטים נוספים בנוגע לערר אשר הוגש נגד החלטת הממונה על התחרות לאישור המיזוג ופסק הדין אשר ניתן בערר על-ידי בית הדין לתחרות, ראו סעיף 7.25.7 להלן.

7.22.3 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 מוקצת 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. השותפות מופיעה ברשימת הגורמים הריכוזיים וברשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים. ביום 28.12.2021 פנתה השותפות ליו"ר ועדת הריכוזיות בבקשה להסירה מרשימת הגורמים הריכוזיים. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, השותפות טרם הוסרה מהרשימות האמורות והיא עודנה מופיעה בהן.

7.22.4 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 להפיק 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 שלוש 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.

7.22.5 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.
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 לווייתן מערכת הולכה, לצורך הזרמת הגז מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לווייתן לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז.

במסגרת חוק התוכנית הכלכלית (תיקוני חקיקה ליישום המדיניות הכלכלית לשנות התקציב 2021 ו- 2022), התשפ"ב-2021, שאושר בכנסת ביום 4.11.2021, הורחבה ההגדרה של המונח "תעריפים" בחוק משק הגז הטבעי, כך שהיא כוללת לא רק תשלומים שצרכנים משלמים עבור שירותים שהם מקבלים, אלא כל תשלום שיוטל על מי מהשחקנים במשק הגז הטבעי, לרבות ספקי גז טבעי, לטובת בעל רישיון אחר ועבור כל מטרה, לרבות מטרות של פיתוח משק הגז, גיבוי ויתירות. זאת, בין אם אותו שחקן שעליו יוטל התעריף מקבל שירות כלשהו מבעל הרישיון ובין אם לא. תיקון זה עשוי לאפשר הטלת חיובים מכוח החוק על ספקי גז טבעי. יצוין כי, החוק כאמור אושר בכנסת לאחר שהוגשה לבג"ץ העתירה המוזכרת בסעיף 7.25.12 להלן.

(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.

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. 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.

(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 במשטר של

בקרת זרימה

1. ביום 3.1.2021 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי תיקון להחלטת המועצה בעניין אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה החלטה מס' 5/2020 (תיקון מספר 2)⁹² (להלן בסעיף זה: "ההחלטה"). ההחלטה קובעת 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. ההחלטה נכנסה לתוקף ביום 1.4.2021

לאחר פרסום ההחלטה, פנתה נתג"ז לשברון בדרישה להחלת ההחלטה באופן רטרואקטיבי החל מראשית שנת 2020 ביחס לכרויקט לווייתן, וכן העבירה לעיון שברון הודעה ברוח זו אשר הועברה על-ידה ללקוחותיה. בהמשך להודעה זו, פנתה שברון לרשות הגז והביעה את התנגדותה להחלה רטרואקטיבית של ההחלטה, וזאת מבלי לגרוע מטענותיה נגד עצם ההחלטה. ביום 7.4.2021 הגישה השותפות יחד עם יתר שותפי לווייתן ושותפי תמר נגד מועצת הגז הטבעי ומשרד האנרגיה בה מבוקש להורות על בטלות ההחלטה. ביום 9.2.2023 החליטו העותרים למשוך את עתירתם

⁹² החלטה מס' 5/2020 מתקנת את החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מס' 4/2020 מיום 27.5.2020 שתיקנה את החלטת המועצה מס' 8/2019.

- בהמלצת בית המשפט. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.25.12 להלן.
2. ביום 6.10.2022 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי את החלטה מס' 2/2022 הקובעת עדכון שנתי של תעריפי ההולכה, החל מחודש נובמבר 2022. במסגרת עדכון התעריפים כאמור, נקבע כי תעריף הקיבולת יעמוד על 0.6453 ש"ח ל-MMBTU, המשקף ירידה בשיעור של כ-17.6% ביחס לתעריף אשתקד, תעריף ההזרמה יעמוד על 0.1109 ש"ח ל-MMBTU, המשקף ירידה בשיעור של כ-18%, ותעריף ההזרמה במערכת ההולכה לצרכנים המחוברים לרשת החלוקה יעמוד על 0.7902 ש"ח ל-MMBTU, המשקף ירידה בשיעור של כ-17.7%⁹³.
3. ביום 18.12.2022 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי את החלטה מס' 3/2022 בדבר תיקון להחלטה מס' 2/2019. ההחלטה מתקנת את התעריף הנוכחי, כך שמקדם ההעמסה השנתי (מקדם ממוצע של צרכנים ישראלים) יעמוד על 0.64 וכך שההתחייבות להזרמה או תשלום בגין הזרמה תופחת מ-0.5 BCM ל-0.25 BCM לשנה.⁹⁴
4. ביום 20.12.2022 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי את החלטות מס' 4/2022 ומס' 5/2022. במסגרתן נקבע, בין היתר, כי התעריף המערכתי לשנת 2023 יעמוד על 0.0294 ש"ח ליחידת MMBTU. התעריף המערכתי נועד לממן פרויקטים המממשים מטרות של תשתית, פיתוח, גיבוי, יתירות צרכים מערכתיים של משק הגז הטבעי, או פעולות שעל בעל רישיון לבצע לפי חוק משק הגז הטבעי.⁹⁵
5. לפרטים אודות הרחבת ההגדרה של המונח "תעריפים" בחוק משק הגז הטבעי, המאפשרת הטלת חיובים על ספקי גז טבעי מכוח חוק משק הגז הטבעי, ראו סעיף זה לעיל.

(א) החלטות המועצה לענייני משק הגז הטבעי בנוגע למימון פרויקטי יצוא

באמצעות מערכת ההולכה הארצית (להלן בסעיף זה: "ההחלטה")

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

https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/ng_council_decisions/he/board_decision_2_2022.pdf 93

https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/ng_council_decisions/he/BoardDecision3_22.pdf 94

https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/ng_council_decisions/he/BoardDecision4_22.pdf 95

https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/ng_council_decisions/he/BoardDecision5_22.pdf 96

לוויתן 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 עשרה אחוז) ובסך של 21 מיליון ש"ח, אשר יפחת בהתאם לאמור בתוספת להחלטה.

עוד נקבע בהודעת מנהל הרשות, כי כל עוד היצואן מייצא למצרים, תזרם 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 7.11.2(ה) לעיל.

7.22.6 חוק להסדרת הביטחון בגופים ציבוריים, התשנ"ח-1998 (להלן בסעיף זה: "החוק")

(א) החוק מטיל חובות שונות על "גוף ציבורי" (כהגדרתו בחוק), ובכלל זאת: (א) מינוי ממונה ביטחון שיהיה כפוף במישרין למנהל הגוף, על מנת להבטיח את רמת הביטחון הנדרשת לפעילותו של הגוף הציבורי; (ב) מינוי אחראי על אבטחת מערכות ממוחשבות חיוניות; ו- (ג) 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 ביטחוננו 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 יוני 2021 התקבל אצל המפעילה חידוש אישור ממערך הסייבר לגבי עמידת מאגר לווייתן בדרישות האבטחה באופן מלא. יצוין כי, אישור זה הינו בתוקף עד לחודש מאי 2023, ולמיטב ידיעת השותפות, המפעילה פועלת לחידוש האישור.

(ה) נכון למועד אישור הדוח, וכפי שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה בחודש דצמבר 2022, 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.

7.22.7 תזכיר חוק הגז (בטיחות ורישוי) (תיקון מס'...) (תיקונים שונים), התשפ"א-2021 ביום 18.8.2021 פורסם להערות הציבור תזכיר חוק הגז (בטיחות ורישוי) (תיקון מס'...) (תיקונים שונים), התשפ"א-2021 (להלן: "תזכיר חוק בטיחות ורישוי")⁹⁷, המציע לבצע שינויים באסדרה הקיימת בתחום הבטיחות במשק הגז הטבעי, באמצעות עריכת תיקונים הן בחוק הגז (בטיחות ורישוי), התשמ"ט-1989, המסדיר סוגיות בטיחות במשק הגז וקובע סמכות לקביעת תקנות וכללים בטיחותיים למתקני גז ולעוסקים במשק הגז הטבעי, והן בחוק משק הגז הטבעי.

(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 בשקיפה 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 חשבונו 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, נועה, לווייתן צפון, לווייתן דרום, רישיון אלון D ורישיונות אופק חדש ויהל חדש.⁹⁸ סך חלקה של השותפות בערבויות כאמור מסתכם לכ- 54.7 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

⁹⁸ לפרטים אודות ערבויות נוספות שהעמידה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן בהתאם לתנאי החזקה, ראו סעיף 7.2.2 (יד) 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).

(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 ופינוק 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.
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 4טז12 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 טיטות דוחות ביקורת התמלוגים לשנים 2013-2018 שנתקבלו ממשרד האנרגיה בקשר עם מאגר תמר ואודות התייחסות שותפי תמר לדוחות כאמור, ראו ביאור 4ב15 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), בהתאמה.
4. לפרטים אודות מחלוקת שהתגלעה בין שותפי תמר למשרד האנרגיה בנוגע לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר, ראו סעיף 7.24.9(ב) להלן.

⁹⁹ ראו בקישור שלהלן: https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/reporting-jan-2023

(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 הפקדה 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.

(ה) בקשות לאישור יצוא

הנחיות שפרסם הממונה על ענייני הנפט בנוגע לקבלת אישור לייצוא גז טבעי מפרטות, בין היתר, את המועד והאופן להגשת בקשה כאמור. נכון למועד אישור הדות, התקבלו אישורי יצוא להסכמי הייצוא שנחתמו על-ידי השותפות

המפורטים בסעיף 7.10.3 לעיל.

(ו) בחודש אפריל 2022 הודיע הממונה על ענייני הנפט לשברון כי החל מיום 1.6.2022 ועד ליום 15.9.2022 על שותפי לווייתן להבטיח אספקת גז טבעי למשק המקומי בכמות העולה על הכמות היומית אותה התחייבו שותפי לווייתן לספק למשק המקומי על-פי הסכמי אספקת הגז בהם התקשרו. יובהר כי, ההודעה לא השפיעה על תוצאות פעילותה של השותפות לשנת 2022.

7.22.9 החלטות ממשלה בנוגע לייצוא גז טבעי

(א) 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"), ביום 6.1.2019 אימצה ממשלת ישראל 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: "החלטת הממשלה").

(ב) על-פי החלטת הממשלה, 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.

(ג) 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

חובת אספקת הכמות המינימאלית למשק המקומי לעניין תגליות שיוכרו לאחר אישור החלטת הממשלה 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.¹⁰⁰ 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.

(ד) יצוא גז טבעי יהיה טעון אישור מהממונה על ענייני הנפט, וכמות הגז הניתנת לייצוא תהא בהתאם לחלקן היחסי של הכמויות המותרות לייצוא במאגרים באותה עת ובכפוף להבטחת הכמות המינימאלית למשק המקומי כאמור.

(ה) עוד נקבעו בהחלטת הממשלה 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 מופנה לייצוא וכו'.

(ו) ביום 21.6.2021 פרסם משרד האנרגיה להתייחסות הציבור דוח ביניים של צוות מקצועי שהוקם לבחינה תקופתית של מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל (להלן: "דוח הביניים"),¹⁰¹ ובמסגרתו ציין הצוות המקצועי, בין היתר, כי יש לבחון מחדש את מדיניות הייצוא, בייחוד בכל הנוגע למגבלות הכמות השמורה למשק המקומי (חובת האספקה הכוללת והמינימאלית). הצוות המקצועי הדגיש כי ככל ולא יבוצע שינוי במדיניות זו, ישנו סיכוי לא מבוטל כי משאבי הגז הטבעי בישראל לא ימוצו, דבר אשר צפוי להוביל לאובדן הכנסות משמעותי למדינה. עוד צוין בדוח הביניים כי, הרגולציה על הייצוא בישראל הינה מכבידה ביחס למדינות אחרות, וכי הנחת העבודה צריכה להיות כזאת שלמכירת גז טבעי ישנו "חלון הזדמנויות" של כ- 2.5-2 עשורים, ולכן יש צורך למצות בהקדם את הפוטנציאל הקיים למציאת תגליות נוספות.

יצוין כי, המשרד להגנת הסביבה הביע את התנגדותו למתווה שהוצע, לאור עמדתו כי הוא יפגע ביכולת של ישראל להיגמל מהתלות בדלקים מזהמים ולעבור לכלכלה דלת פחמן ותחרותית, כמו שאר מדינות ה-OECD.

¹⁰⁰ 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 7.22.1(ב) לעיל.

¹⁰¹ https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/ng_210621

ביום 15.12.2021 הודיעה שרת האנרגיה דאז כי אין בכוונתה להביא לאישור הממשלה את המלצות דוח הביניים. נכון למועד אישור הדוח, מעריכה השותפות כי מסקנות דוח הביניים יבחנו שוב וכי במהלך שנת 2023 תמנה הממשלה צוות מקצועי לביצוע הבחינה התקופתית בהתאם לאמור במסקנות ועדת צמח.

ביום 13.12.2022 פתח משרד האנרגיה בהליך תחרותי רביעי לחיפוש גז ונפט במים הכלכליים של מדינת ישראל. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.13.2 לעיל.

7.22.10 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 רפורמה במשק החשמל ובחברת החשמל, לפיה חברת החשמל תקטין את פעילותה בתחום יצור החשמל על-ידי מכירת 5 אתרי יצור עם קיבולת מקסימלית כוללת של כ-4,000 מגה-וואט המהווים כמחצית מיכולת יצור החשמל שלה, וכן יוקמו על-ידי חברת החשמל שתי יחידות יצור חדישות באמצעות גז טבעי באורות רבין, וזאת כחלק מהגמה לצמצום השימוש בפחם בתהליך יצירת החשמל. לפי החלטת שר האנרגיה מיום 13.11.2019, הסבת תחנות הכוח הפחמיות בחדרה ובאשקלון לגז טבעי תושלם עד לשנת 2025, כך שבשנה זו צפוי למעשה להסתיים עידן השימוש הפחם לייצור חשמל בישראל.

בהמשך לכך, במהלך שנת 2020 וכן בחודש פברואר 2021 נתנה הממשלה לחברת החשמל הנחיות להפחית ולצמצם את השימוש בפחם להיקף שלא יעלה על 22.5% מסך יצור החשמל בשנת 2021. למיטב ידיעת השותפות, סגירת יחידות הייצור הפחמיות 1-4 בתחנת אורות רבין שנועדה להתבצע עד ליום 30.6.2022 נדחתה, וקיים ספק אם תיושם במלואה עד לסוף שנת 2023. במקביל, ובהתאם למדיניות הממשלה, מקדמת חברת החשמל מהלך להסבה של יתר יחידות הייצור הפחמיות בתחנות אורות רבין ורוטנברג, כך שיפעלו באופן שוטף על בסיס גז טבעי. למיטב ידיעת השותפות, מהלך ההסבה כאמור צפוי להתחיל וכן להסתיים עד לסוף שנת 2025.¹⁰²

(ב) התוכנית להצלת ישראל מאנרגיה מזהמת

ביום 9.10.2018 פרסם שר האנרגיה "תוכנית להצלת ישראל מאנרגיה מזהמת", שעיקרה צמצום השימוש במוצרי דלק מזהמים עד שנת 2030, ובהמשך לכך בחודש מרץ 2019 פרסם משרד האנרגיה מסמך עקרונות מדיניות שכותרתו

¹⁰² אתר הוועדה המיוחדת לעניין הקרן לאזרחי ישראל מיום 10.5.2022: <https://main.knesset.gov.il/Activity/committees/GasFund/News/Pages/10052022.aspx>

"יעדי משק האנרגיה לשנת 2030".¹⁰³ התוכנית הציבה יעדים לשנת 2030 תוך פירוט צעדים קונקרטיים וקביעת לוחות זמנים ב-5 תחומים עיקריים, כדלקמן:

1. מקטע יצור החשמל – הפחתה הדרגתית של יצור חשמל בפחם עד שיופסק לחלוטין השימוש בפחם בייצור חשמל בכל תחנות הכוח הפחמיות, וייצור החשמל יתבסס על גז טבעי ואנרגיות מתחדשות בלבד.
2. משק התחבורה – הפסקת צריכת מוצרי דלק מזהמים בתחבורה היבשתית ומעבר לשימוש בכלי רכב חשמליים וכלי רכב המונעים ב-CNG. בהתאם, החל משנת 2030 יוטל איסור מוחלט על יבוא מכוניות בדלקים מזהמים. בהמשך למדיניות זו, מפרסם משרד האנרגיה מעת לעת, מכרזים להקמת עמדות טעינה לרכב חשמלי בפריסה ארצית.
3. משק התעשייה – הפסקת השימוש במזוט, גפ"מ וסולר והחלפתם במקורות אנרגיה יעילים ונקיים יותר החל משנת 2030. כמו כן, נבחנים יתרונות נוספים, כגון שימוש בחשמל חלף דלקים ואספקת CNG. בהתאם, הקצה משרד האנרגיה בשנת 2019 מענקים לחברות החלוקה לצורך האצת פריסת רשת החלוקה.¹⁰⁴
4. קידום התייעלות אנרגטית באמצעות שימוש במנגנונים שונים, לרבות מנגנונים לעידוד הפחתת יצור החשמל בקרב ספקי, יצרני וצרכני חשמל ובעלי רישיונות אחרים במשק החשמל; צעדים לחיוב בניה מאופסת אנרגיה; קידום עיר מודל לשימוש יעיל וחכם באנרגיה; התייעלות בגופי ממשלה באמצעות הגעה ליעד של 20% כבר בשנת 2025 וכן הטמעת יעדי דרוג אנרגטי לפי צריכה בפועל למבנים קיימים בישראל.
5. הבטחת ביטחון אנרגטי במשק באמצעות הבטחת יתירות באספקת גז טבעי למשק, בסקטור התחבורה, התעשייה ובמשק החשמל.

(ג) החלטת ממשלה מס' 465 בנוגע לקידום אנרגיה מתחדשת במשק החשמל

ביום 25.10.2020 התקבלה החלטת ממשלה מס' 465 העוסקת בקידום אנרגיה מתחדשת במשק החשמל (להלן: "**החלטה 465**"), במסגרתה, בין היתר, אומצה מדיניות שר האנרגיה, לפיה עד שנת 2030 30% מייצור חשמל יהא מאנרגיה מתחדשת המבוססת בעיקר על שמש ומקצתה על רוח, כן נקבע עדכון ליעד הביניים, כך שזה יעמוד על 20% יצור חשמל מאנרגיות מתחדשות עד ליום 31.12.2025 וכן שונתה המדיניות בנושא קידום מתקנים קונבנציונאליים לייצור חשמל. במסגרת החלטה 465 התקבלו שורה של החלטות שתכליתן לקדם את השימוש באנרגיות מתחדשות.

¹⁰³ https://www.gov.il/BlobFolder/rfp/target2030/he/energy_2030_final.pdf
¹⁰⁴ https://www.gov.il/he/departments/news/electric_car_110619

(ד) ביום 4.5.2021 המועצה הארצית לתכנון ולבניה המליצה לממשלה לאשר את תוכנית המתאר הארצית הכוללת לתשתיות משק החשמל (להלן: "תמ"א 41"), שמטרתה העיקרית הינן סימון שטחים ייעודיים שימשו אתרים לייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות, ויצירת מסגרת תכנונית אחידה לייצור ולאגירת חשמל ממקורות מגוונים ובטכנולוגיות שונות.¹⁰⁵ יצוין כי, תמ"א 41 הינה תוכנית כוללת ומקיפה של תשתיות ומתן מענה לצרכי המשק הלאומיים לשנים 2030 ו-2050, תוך התייחסות לתמהיל מקורות האנרגיה, מגוון אמצעי הייצור, והבטחת יתירות ואמינות בהספק ושילוב אגירת אנרגיה בהיקפים משמעותיים. התוכנית מאגדת את תוכניות המתאר הארציות העוסקות בחשמל, גז טבעי ודלקים, ומייעדת שטחים עבור אתרים לייצור חשמל באנרגיה מתחדשת, מסדרונות להולכת חשמל ותשתיות אנרגיה. עוד יצוין כי, התוכנית מיישמת את החלטה 465 בנושא קידום אנרגיה מתחדשת במשק החשמל, ומתווה את העקרונות לתכנון תשתיות האנרגיה כאשר היא מכוונת גם להתייעלות במשק האנרגיה ולצמצום, ככל הניתן, של השפעות מיתקני האנרגיה על הסביבה ועל בריאות הציבור.

(ה) יעדי משק האנרגיה לשנת 2050

1. ביום 18.4.2021 פרסם משרד האנרגיה תוכנית לעמידה ביעדים להפחתת פליטות במשק האנרגיה בשנת 2050, כחלק ממאמצי מדינת ישראל ומדינות נוספות ברחבי העולם להתמודדות עם משבר האקלים,¹⁰⁶ ולפיה נקבע יעד הפחתה של 80% בפליטות גזי החממה במשק עד שנת 2050 וכן מספר יעדי משנה הכוללים מחויבות לסגירת התחנות הפחמיות עד 2025, הפחתת פליטות גזי חממה בסקטור החשמל בשיעור של בין 75% ל-85% עד 2050, שיפור שנתי של 1.3% במדד עצימות האנרגיה (צריכת האנרגיה ליחידת תוצר) וכן ביצוע בחינה נוספת של מדיניות הייצוא במשק הגז הטבעי וביצוע מעבר מלא לגז טבעי בסקטור התעשייה.¹⁰⁷
2. ביום 25.7.2021 אישרה ממשלת ישראל בהחלטה מס' 171 את התוכנית להפחתה של כ-85% מפליטות גזי החממה עד לשנת 2050 ויעד ביניים הקובע הפחתה של כ-27% מפליטות גזי החממה עד לשנת 2030 (להלן: "החלטה 171"). בנוסף, קובעת החלטה 171 יעדים מגזריים להפחתת פליטות גזי חממה ולייעול צריכת האנרגיה במשק, כמו גם הקמה של ועדה בין-משרדית שתגבש תוכנית לאומית להשגת המטרות.¹⁰⁸

¹⁰⁵ <https://mavat.iplan.gov.il/SV4/1/99006595>; https://www.gov.il/he/Departments/General/tama_41

¹⁰⁶ https://www.gov.il/he/departments/news/press_180421

¹⁰⁷ https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/energy_2050_public

¹⁰⁸ https://www.gov.il/he/departments/policies/dec171_2021

3. ביום 12.10.2021 פרסם משרד האנרגיה תוכנית אסטרטגית ארוכת טווח לעמידה ביעדים להפחתת פליטות במשק האנרגיה בשנת 2050¹⁰⁹ התוכנית מסמנת כיווני פעולה עיקריים וצעדי מדיניות הנגזרים מן היעדים כאמור, ומתייחסת למשק החשמל, התחבורה, התעשייה, הגז הטבעי וכן לתכנון תשתיות ושיתופי פעולה אזוריים. בהמשך לכך, ביום 29.10.2021 דוברות משרד ראש הממשלה פרסמה הודעה לפיה ראש הממשלה ושרת האנרגיה סיכמו על העלאת יעד צמצום הפחמן, כך שעד שנת 2050 ישראל תגיע לאיפוס הפליטות.¹¹⁰

4. ביום 29.5.2022 פרסמה רשות החשמל להתייחסות הציבור תוכנית רבת שנתית לעמידה ביעדי הצריכה מאנרגיות מתחדשות עד לשנת 2025. ביום 19.7.2022 פרסמה רשות החשמל קול קורא להתייחסויות הציבור בנושא בחינת יעדי האנרגיה המתחדשת לשנת 2050. לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.22.10(יא) ו-7.22.10(יב) להלן.

(i) בהמשך להחלטה 171, ביום 24.10.2021 התקבלו מספר החלטות ממשלה כדלקמן:

1. החלטת ממשלה מס' 541, במסגרתה אושר עדכון לתוכנית הלאומית להתייעלות באנרגיה והפחתת פליטות גזי חממה, שעיקריה הם כדלקמן: (א) לאמץ יעד ביניים במונחי עצימות אנרגיה של 131.7 MWh למיליון ש"ח תמ"ג בשנת 2026; (ב) להקים צוות בין-משרדי בראשות משרד האנרגיה לניטור ובקרה על יישום התוכנית הלאומית להתייעלות באנרגיה; (ג) להטיל על כלל משרדי הממשלה חובת דיווח למשרד האנרגיה בגין פעולות שביצעו על-ידם לטובת התייעלות באנרגיה ואנרגיות מתחדשות; (ד) להטיל על שרת האנרגיה, השרה להגנת הסביבה ושרת הכלכלה והתעשייה, להפעיל תוכניות מענקים וקידום פרויקטי חלוץ להתייעלות באנרגיה והפחתת פליטות גזי חממה וצמצום הפגיעה בתחרותיות התעשייה הישראלית; ו- (ה) להטיל על שרת האנרגיה לקדם הכנה ויישום של תוכניות לאנרגיה מקיימת בשלטון המקומי.

2. החלטת ממשלה מס' 542, שעיקריה הם כדלקמן: (א) קביעת יעד חדש לפיו החל משנת 2035, לפחות 50% מכלי הרכב מעל 3.5 טון שיובאו לישראל יהיו נקיים או יעשו שימוש בדלקים המפחיתים 80% מפליטות גזי

חממה לעומת סולר; (ב) הקמת צוות היגוי בין-משרדי שיעקוב אחר עמידה ביעדי ההחלטה, יפעל להסרת חסמים לביצועם וימליץ על שינויים לקידום יישום יעדי ההחלטה; ו- (ג) פירוט הפעולות שינקטו במטרה לעמוד ביעדים הקבועים בהחלטה.

3. החלטה מס' 543, שעניינה האצת תשתיות במסגרת המאבק בשינויי האקלים, במסגרתה הוחלט להקים צוות משימתי בין-משרדי, בראשות מנכ"ל משרד ראש הממשלה, לצורך האצת פרויקטי תשתיות בעלי חשיבות לאומית לצורך הפחתת גזי חממה וכן לצורך עמידה ביעדי המעבר לכלכלה דלת פחמן.

(ז) החלטת ממשלה מס' 286 בעניין "תמחור פליטות גזי חממה"

ביום 1.8.2021 התקבלה החלטת ממשלה מס' 286 (להלן: "**החלטה 286**"), אשר עיקריה הם כדלקמן: (א) להטיל על שר האוצר לתקן את צו הבלו על דלק, את צו תעריף המכס והפטורים ואת מס הקניה על טובין, על מנת להביא להפנמה מדורגת של העלויות החיצוניות הסביבתיות של פליטות הפחמן; (ב) להטיל על צוות בראשות אגף התקציבים במשרד האוצר ומשרד האנרגיה ובהתייעצות עם בנק ישראל והמוסד לביטוח לאומי, להמליץ למנכ"ל משרד האנרגיה על מנגנונים לעידוד התייעלות באנרגיה והקלה במעבר לאנרגיה נקיה לשכבות החלשות כתוצאה מהטלת המס כאמור מבלי לפגוע בתמריצים להפחתת פליטות אשר בבסיס המס, וזאת בתוך 6 חודשים מיום פרסום החלטה 286; (ג) להביא לממשלה, בתוך 60 ימים ממועד החלטה 286, תוכנית לאומית רב שנתית להתייעלות אנרגטית למגזר העסקי בדגש על התעשייה; ו- (ד) 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.

בהתאם להחלטה 286, ביום 13.10.2021 פרסם שר האוצר צווים כאמור בפסקה (א) לעיל, אשר פקעו לאחר חודשיים לאחר שוועדת הכספים של הכנסת לא אישרה אותם כמתחייב על-פי דין. נכון למועד אישור הדוח, קיים ספק אם החלטה 286 תיושם בעתיד ובאיזה אופן, אם בכלל. להערכת השותפות, אף אם תיושם החלטה 286, לא צפויה להיות להחלטה זו השפעה מהותית על היקף צריכת הגז הטבעי בישראל, וזאת, בין היתר, לאור המשמעויות הכלכליות הנובעות מההחלטה ומהאמור בצווים ביחס לעלות הגז הטבעי לעומת דלקים אחרים ובשים לב לתחזיות צריכת האנרגיה בישראל בשנים הבאות.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות לעניין השפעת החלטה 286 על היקף צריכת הגז הטבעי בישראל, הינה מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך ועשויה שלא להתממש או להתממש באופן

שונה מהצפוי בשל גורמים שאינם בשליטת השותפות.
(ח) תוכנית לאומית למניעה ולצמצום של זיהום האוויר בישראל

בהמשך לפרסומיו מיום 23.12.2021¹¹¹ המשרד להגנת הסביבה הביא לאישור הממשלה במהלך חודש מרץ 2022 תוכנית לאומית רב-שנתית למניעה ולצמצום של זיהום אוויר. התוכנית תכלול התייחסות למעבר לשימוש באנרגיה ירוקה וקידום כלכלה דלת פחמן, תמחור פליטות גזי חממה וקידום תחבורה נקיה ויעדים לצמצום זיהום האוויר בישראל.¹¹² על-פי הערכה ראשונית, סך התועלות הנובעות מהתוכנית הוא כ- 4.7 מיליארד ש"ח מהפחתת מזהמי אוויר מקומיים, וכ- 12.8 מיליארד ש"ח מהפחתת גזי חממה לשנת 2030.

ביום 14.3.2022 התקבלה החלטת ממשלה מס' 1282 המציגה תוכנית ישום למניעה וצמצום זיהום האוויר ופליטות גזי חממה בישראל.¹¹³ 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 לרבות קידום העמידה ביעדי הממשלה להפחתת פליטות גזי חממה עד לשנת 2030.

(ט) 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 לשימוש של פחם. השותפים ליוזמה מתחייבים להפחית באופן הדרגתי יצור חשמל מפחם וכן לתמוך באנרגיה נקיה במדינות ממשלתית ותאגידית. המדינות והארגונים החתומים על ההסכם תומכים בהפחתת השימוש בפחם במדינות ה-OECD עד שנת 2030 ובעולם כולו עד שנת 2050.

(י) ביום 12.4.2022 פרסם משרד האנרגיה קול קורא להתייחסות הציבור לבחינת שימושים אפשריים לשימוש במימן כמקור אנרגיה בתעשייה, בין אם במימן טהור ובין אם על-ידי שימוש בגז טבעי מהול במימן בשיעורים שונים.¹¹⁴

(יא) ביום 29.5.2022 פרסמה רשות החשמל להתייחסות הציבור תוכנית רב שנתית

¹¹¹ https://www.gov.il/he/departments/news/multi-year_plan

¹¹² https://www.gov.il/he/departments/news/a_national_plan_to_reduce_greenhouse_gas_emissions

¹¹³ https://www.gov.il/he/departments/policies/dec1282_2022

¹¹⁴ לפרטים נוספים ראו: https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/ng_120422

לעמידה ביעדי הצריכה מאנרגיות מתחדשות (להלן בסעיף זה: "התוכנית")¹¹⁵, אשר כוללת צעדים עיקריים שמתכננת לנקוט רשות החשמל לצורך עמידה ביעדים עד לשנת 2025. בתוך כך, מפרטת התוכנית את ההספק המותקן הנדרש עד לשנת 2025 במסגרת האסדרות הקיימות להקמת מתקני אנרגיה מתחדשת, ואת האתגרים הקיימים בפיתוח ותפעול רשת החשמל.

(יב) ביום 19.7.2022 פרסמה רשות החשמל קול קורא לקבלת התייחסויות הציבור בנושא בחינת יעדי האנרגיה המתחדשת לשנת 2050¹¹⁶ בתוך כך, רשות החשמל מעוניינת לבחון את המלצות הציבור לדרכי הגעה למשק דל פחמן ואת הכלים הנדרשים לצורך זה, חסמים להשגת משק מאופס פליטות עד לשנת 2050 וכן הצעות לתמריצים, צעדים ומנגנונים להשגת יעדים אלה.

(יג) ביום 28.9.2022 פרסם המשרד להגנת הסביבה תוכנית פעולה טכנית-כלכלית למעבר לתעשייה נקיה מבוססת אנרגיות מתחדשות ואיפוס תלות בדלקים פוסיליים, במסגרתה הקצה 100 מיליון ש"ח לטובת תוכנית מענקים להפחתת גזי חממה בתעשייה. התוכנית כוללת מספר צעדים, לרבות עדכון תוכנית ערבויית המדינה להלוואות בעבור הפחתת גזי חממה, כפי שנקבעה בהחלטת ממשלה מס' 542 מיום 24.10.2021, והמלצה לגבש תוכנית מענקים לייצור מימן ירוק וצהוב סמוך לצרכן באזורי תעשייה מרוחקים מתשתית הגז.¹¹⁷

(יד) ביום 10.11.2022 פרסם משרד האנרגיה כי ישראל וגרמניה חתמו על הסכם לשיתוף פעולה לקידום פרויקטים בתחומים של ביטחון אנרגטי, אנרגיות מתחדשות, מימן וגז טבעי. על-פי ההסכם כאמור, יקימו המדינות צוותי עבודה משותפים אשר ידונו, בין היתר, בתחומים של ביטחון אנרגטי, אנרגיות מתחדשות בדגש על רשת החשמל, אגרו-וולטאי, גז טבעי והתייעלות באנרגיה במרחב העירוני.¹¹⁸

(טו) הצעת חוק התוכנית הכלכלית (תיקוני חקיקה ליישום המדיניות הכלכלית לשנות התקציב 2023 ו-2024), התשפ"ג-2023, אשר פורסמה ביום 23.3.2023 כוללת, בין היתר, הצעות אשר נועדו לעמוד ביעדי הממשלה לייצור חשמל באנרגיות מתחדשות. בתוך כך, הוצע לאשר הוראות שונות הנועדו להקל על הקמת מתקנים פוטו-וולטאיים, וכן הוצע כי הממשלה תקבע יעדים לאישור תכניות לייצור חשמל באנרגיות מתחדשות.

7.22.11 תוכנית מתאר ארצית 37/ח בענין קבלה וטיפול בגז טבעי

¹¹⁵ https://www.gov.il/BlobFolder/rfp/shim_rav_shenati_ne_05_2022/he/Files_Shimuah_tochnit2025_nn.pdf

¹¹⁶ https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/kol_kore_2050

¹¹⁷

https://www.gov.il/he/departments/news/moep_technical_economic_action_plan_transition_clean_innovative_in_dustry

¹¹⁸ https://www.gov.il/he/departments/news/press_111122

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 37/ח").

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 של מאגר לווייתן במתכונת המפורטת בסעיף 7.2.2(י) לעיל, תואמת לתמ"א 37/ח.

7.22.12 היתרים ורישיונות למתקני פרויקט ים תטיס ופרויקט לווייתן

(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.

ביום 21.2.2017 העניק שר האנרגיה ללווייתן מערכת הולכה (חברה בבעלות שותפי לווייתן, כמפורט בסעיף 1.7.2 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.

7.22.13 כפיפות הפעילות של השותפות לחקיקה בקפריסין

פעילות חיפושי הנפט והגז של השותפות בקפריסין כפופה לחקיקה ורגולציה שחלה על תחום הפעילות ברפובליקת קפריסין, ובכלל זאת הוראות בנוגע לחובת קבלת היתרים ורישיונות לביצוע פעולות, התחייבויות לביצוע תוכניות עבודה, הוראות בקשר לבטיחות ושמירה על איכות הסביבה ועוד. יצוין כי, רפובליקת קפריסין חברה מלאה באיחוד האירופי ולפיכך חלה עליה הדירקטיבה 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

רפובליקת קפריסין.

לפרטים אודות נכס הנפט בלוק 12 בקפריסין וההסכמים שנחתמו עם ממשלת קפריסין בקשר אליו, ראו סעיף 7.3 לעיל.

7.23 שיעבודים

לפרטים אודות שיעבודים שנתנה השותפות על נכסיה, ראו ביאורים 10 ו-12 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.24 הסכמים מהותיים

השותפות התקשרה בהסכמים מהותיים אשר היו בתוקף במהלך התקופה מיום 1.1.2021 ועד למועד אישור הדוח, כמפורט להלן:

7.24.1 ההסכמים העיקריים למכירת גז טבעי מפריקט לווייתן למשק המקומי ולייצוא, כמפורט בסעיף 7.10.3 לעיל.

7.24.2 מסמכי המימון של אגרות החוב שהנפיקה לווייתן בונד, כמפורט בסעיף 7.19.2 לעיל.

7.24.3 הסכם הזיכיון בבלוק 12, כמפורט בסעיף 7.3.3 לעיל.

7.24.4 הסכמים בקשר עם פעילות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז טבעי ברישיון בוז'דור במרוקו, כמפורט בסעיף 7.6 לעיל.

7.24.5 הסכמים בקשר עם לכניסה לתחום האנרגיות המתחדשות, בשיתוף פעולה עם אנלייט ומנכ"ל השותפות, כמפורט בסעיף 7.8 לעיל.

7.24.6 מערכת הסכמים לרכישת מניות EMG והסדרת התנאים לייצוא הגז למצרים

(א) כללי

במטרה לאפשר את ביצועו של הסכם הייצוא למצרים המתואר בסעיף 7.10.3 (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 (להלן 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 בוררות 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 31.12.2022 השקיעו שברון והשותפות וכן יתר שותפי לויתן ותמר בהשמת צינור EMG, באמצעות EMED, סך של כ- 158 מיליון דולר, אשר רובו יוחזר לשברון והשותפות ויתר שותפי לויתן ותמר מתקבוליה של EMG בגין הולכת הגז בצינור.

(ד) הסכם להקצאת קיבולת במערכת ההולכה למצרים

במקביל לחתימת הסכם הייצוא למצרים, נחתם ביום 26.9.2019 הסכם בין השותפות ושברון לבין שותפי לויתן 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 350,000 MMBTU ליום יוקצה לטובת שותפי לויתן.
2. רובד שני – הקיבולת מעבר לרובד הראשון, עד 150,000 MMBTU ליום עד ליום 30.6.2022 (להלן: "מועד הגדלת הקיבולת"), ועד MMBTU 200,000 ליום לאחר מועד הגדלת הקיבולת - תוקצה לטובת שותפי תמר.

3. רובד שלישי – כל קיבולת נוספת מעבר לרובד השני תוקצה לטובת שותפי לויתן.

בהתאם להסכם הקצאת הקיבולת, במועד השלמת עסקת EMG שילמו שותפי לויתן ושותפי תמר לשותפות ולשברון סך של 250 מיליון דולר (80% על-ידי שותפי לויתן ו- 20% על-ידי שותפי תמר), כדמי השתתפות בתמורה להתחייבות לאפשר הזרמת גז טבעי ממאגרי לויתן 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 11.2.2022 ל-30.6.2022 חלוקת התשלומים בין שותפי לויתן 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, שתשולמנה בחלוקה בין שותפי לויתן לבין שותפי תמר. בהקשר זה יצוין כי, ביום 30.6.2022 נערך בין הצדדים עדכון לחלוקת התשלומים בין שותפי לויתן 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 לויתן 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 7.22.2 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 7.11.2(ה) 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 מבטלים 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: (א) בוטלו כל התחייבויות EMG כלפי חברות קצא"א; (ב) חברות קצא"א קיבלו תשלום בגובה סכום הערבות עקב מימוש הערבויות הבנקאיות; (ג) הערבויות הבנקאיות הוחלפו בערבות בנקאית שסופקה על-ידי EMG; או (ד) 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 להסכמים שנחתמו בין שברון לבין נתג"ז בנוגע להולכת גז טבעי לצינור EMG באמצעות מערכת נתג"ז, ראו סעיף 7.11.2(ה)3 לעיל.

7.24.7 הסכם התפעול המשותף בחזקות לווייתן¹¹⁹

(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 בסעיף 7.2.1 לעיל (להלן בסעיף זה: "ההסכם" או "JOA").

מטרת ה-JOA היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי חזקות לווייתן (להלן בסעיף זה: "נכס הנפט").

על-פי הסכמי התפעול כאמור, מונתה שברון למפעיל (Operator).

(ב) אופן ההתחשבות

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,¹²⁰ וכל זיכויים לחשבון המשותף,¹²¹ 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 ההתחשבות") 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 ההתחשבות זכאית שברון להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות הבלתי ישירות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת

¹¹⁹ יצוין כי, עד ליום 1.1.2012 הפעילות בחזקות לווייתן נעשתה במסגרת הסכם תפעול משותף אחד. ¹²⁰ 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.

¹²¹ בהתאם להגדרות ב-JOA "החשבון המשותף" הינם חשבונות המוחזקים על-ידי המפעיל לטובת הפרויקט המשותף בהתאם לכללים שנקבעו ב-JOA ובכללי ההתחשבות.

בשלב החיפושים כמפורט להלן:

שיעור התשלום למפעיל (כאחוז מההוצאה הישירה)	הוצאות ישירות (בחישוב שנתי)
4%	עד 4 מיליון דולר
3%	מ- 4 ועד 7 מיליון דולר
2%	מ- 7 ועד 12 מיליון דולר
1%	מעל 12 מיליון דולר

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.

(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 ייעוץ ושירותים טכניים כנדרש לצורך ביצוע יעיל של התפעול המשותף. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או סוכנים (אשר יכול שיהיו צד קשור/מסונף¹²² 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.

¹²² 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.

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 חשבון, להיות מיוצג על-ידי עורך דין משלו בכל הסדר פשרה או הגנה בתביעות כאמור. שום צד לא יתפשר לגבי חלקו היחסי בכל תביעה מבלי שהוכיח תחילה לוועדת התפעול שהוא יכול לעשות זאת מבלי לפגוע 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 ההליכים 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 הצבעה 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) תוכנית 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 וועדת 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 הנפט.

(i) פעולות Sole Risk

פעולות שאין משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרים בהסכם כ- "Exclusive Operations" ומוכרות בתעשיית חיפוש 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.

(ז) 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: (א) אם נעשה חדל פירעון, פושט רגל או אם עשה הסדר לטובת נושיו; (ב) אם ניתנה הודעה על-ידי צד להסכם במקרה של צו בית משפט או החלטה בת תוקף לארגון מחדש על-פי חוקי חדלות הפירעון; (ג) אם מתמנה כונס נכסים לחלק משמעותי מנכסיו; או (ד) 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 התחייבויות 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: (א) את כל האישורים הממשלתיים הנדרשים, וכן הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה; ו- (ב) 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 שווה 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 משותף 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 בהידרוקרבוניום 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).

הסכם התפעול המשותף בבלוק 12 מכסה את אותם הנושאים והינו במתכונת דומה להסכם התפעול המשותף בפרויקט לווייתן, כמפורט בסעיף 7.24.7 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.

7.24.9 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 7.24.9(ג) להלן, והתחייבויות שמקורן בהסכם השותפות המוגבלת של אבנר, כמפורט בסעיף 7.24.9(ג) 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 פועלים שותפי תמר באמצעות שברון להסדרת מחלוקת זו מול משרד האנרגיה. הפער בין התמלוגים ששילמה השותפות בפועל למדינה לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בגין השנים 2013-2021, עומד על כ- 17.7 מיליון דולר.

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.

3. השיעור האפקטיבי של התמלוגים בפרויקט לווייתן

החל ממועד תחילת אספקת הגז ממאגר לווייתן משלמים שותפי לווייתן למדינה מקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לווייתן בשיעור של כ- 11.26%, וזאת בהתאם למכתב דרישה שהתקבל ממשרד האנרגיה בחודש ינואר 2020. שיעור אפקטיבי זה גבוה מהתחשיב שערכו השותפות ושברון, כך שבהתאם לדוח התמלוגים שהגישה שברון למשרד האנרגיה בגין שנת 2020, שיעור התמלוגים למדינה בפרויקט לווייתן צריך לעמוד על כ- 9.58%. בהתאם, שיעור התמלוגים עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים לשנת 2021 הינו כ- 10.7%, ובדוחותיה הכספיים בגין שנת 2022 הינו כ- 10.9%.¹²³ הפער בין התמלוגים ששילמה השותפות בפועל למדינה בפרויקט לווייתן לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים, בגין השנים 2019-2022, עומד על כ- 12.8 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 התמלוגים¹²⁴

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

(ד) במסגרת הסכם העברת זכויות משנת 1993 (להלן: "**הסכם העברת**

הזכויות"), שנחתם בין דלק אנרגיה וחברת הדלק הישראלית בע"מ¹²⁵

(להלן: "**דלק ישראל**"), ולהלן יחד בסעיף זה: "**המעבירות**") לבין

¹²³ יצוין כי, בנתוני התזרים המהוון של פרויקט לווייתן הניחה השותפות כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.26%.
¹²⁴ יצוין כי, בעקבות מיזוג השותפויות, כל ההתחייבויות לתשלום תמלוגים לבעלי התמלוגים חלות כיום בגין כל נכסי הנפט של השותפות (הקיימים והעתידים), 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.
¹²⁵ בעקבות רה-אירגון שבוצע בעבר, זכות התמלוג כאמור של דלק ישראל הועברה לקבוצת דלק.

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").

(ה) 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.

(ו) 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").¹²⁶ 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.

(ז) עד למכירת יתרת זכויותיה בחזקות תמר ודלית בחודש דצמבר 2021 שילמה השותפות את תמלוגי קבוצת דלק בגין פרויקט תמר לצדדים הזכאים להם.¹²⁷ ביום 4.9.2018 אישרו ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי תחשיב לפיו מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר חל בחודש ינואר 2018, ולפיכך, החל ממועד זה שילמה השותפות לצדדים הזכאים לתמלוגי קבוצת דלק בפרויקט תמר את שיעור התמלוגים המוגדל (6.5% חלף 1.5%). לפרטים אודות הליך משפטי המתקיים בקשר עם קביעת מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, ראו סעיף 7.25.6 להלן.

¹²⁶ 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.

¹²⁷ למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, בחודש יוני 2018 העבירה דלק אנרגיה את זכותה לקבלת תמלוגים מפרויקט תמר לחברת תומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ, ובחודש דצמבר 2019 העבירה קבוצת דלק את זכותה לקבלת תמלוגים מפרויקט תמר לקרנות השתלמות למורים ולגננות - חברה מנהלת בע"מ ולקרנות השתלמות למורים טיכונים, מורי סמינרים ומפקחים - חברה מנהלת בע"מ.

3. תמלוגי שותפות אבנר

במסגרת השלמת מיזוג השותפויות קיבלה על עצמה השותפות את התחייבויותיה של שותפות אבנר לתשלום תמלוגים, כפי שנקבעו בהסכם שותפות אבנר¹²⁸ (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 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.

¹²⁸ הסכם השותפות מיום 6.8.1991 (כפי שתוקן מעת לעת) שנחתם בין אבנר נפט וגז בע"מ כשותף הכללי באבנר מצד אחד ובין אבנר נאמניות בע"מ כשותף מוגבל באבנר מצד שני (להלן: "הסכם שותפות אבנר").

(i) 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 בפרויקט תמר, כמתואר בסעיף 7.24.9(ב) לעיל (להלן בסעיף זה: "מחלוקת תמר"), והמחלוקת שהתגלעה בנוגע לתמלוגים ששולמו למדינה בגין גז ששווק ממאגר תמר ללקוחות של פרויקט ים תטיס, כמתואר בסעיף 7.25.2 להלן (להלן בסעיף זה: "מחלוקת ים תטיס"), בחודש נובמבר 2020 הגיעה השותפות להסכמות עם כל הצדדים להם שילמה תמלוגים מפרויקט תמר לאורך השנים (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.

(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.

7.24.10 הסכם לרכישת זכויות ברישיונות אופק חדש ויהל חדש

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם SOA בהסכם לרכישת זכויות בשיעור של 25% (מתוך 100%) בכל אחד מהרישיונות אופק חדש ויהל חדש, המצויים במרכז ובצפון מדינת ישראל, בהתאמה. לפרטים נוספים אודות ההסכם כאמור, ראו סעיף 7.24.9 לדוח התקופתי לשנת 2021.

יובהר כי, ביום 20.6.2022 פקע תוקפם של רישיונות אופק חדש ויהל חדש, והשותפות לא הצטרפה לפניית המפעילה ברישיונות לממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה בבקשה להארכת תוקפו.

7.24.11 הסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות 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 בחזקות תנין וכריש.

לפרטים נוספים אודות ההסכם כאמור, ראו סעיף 7.24.10 לדוח 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 לפקד' לדוח זה. לפרטים אודות מחלוקות שהתגלעו בין השותפות לאנרג'יאן ראו סעיף 7.5.4 לעיל.

7.24.12 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 לדוח התקופתי לשנת 2021.

7.24.13 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.¹²⁹

לפרטים נוספים אודות ההסכם, ראו סעיף 7.24.12 לדוח התקופתי לשנת 2021. 7.24.14 בהמשך להליך המשפטי המפורט בסעיף 7.25.14 להלן, ביום 29.9.2022 התקשרו השותפות והשותף הכללי עם החברה הבריטית Capricorn Energy Plc (להלן: "קפריקורן") בהסכם מותנה לביצוע עסקה לצירוף העסקים של השותפות ושל קפריקורן, כך שבהשלמת העסקה, כלל בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות (כולל השותף הכללי) היו צפויים להחזיק בכ- 89.7% מהון המניות של החברה המאוחדת, אשר יועדו להירשם למסחר ברשימת ה- Premium בבורסה בלונדון ובריזום מקביל בבורסה בתל-אביב (להלן: "עסקת קפריקורן"). עם זאת, ביום 15.2.2023 הסכימו השותפות וקפריקורן על ביטול העסקה לאלתר, וזאת, בין היתר, לאור ההתפתחויות שאירעו בקפריקורן בתקופה שלאחר חתימת ההסכם כאמור, וביניהן שינוי יסודי בהרכב דירקטוריון קפריקורן והנהלתה הבכירה. לפרטים נוספים אודות עסקת קפריקורן, ההליכים לאישורה וביטולה, ראו דיווחים מידיים של השותפות מהימים 29.9.2022, 15.1.2023, 24.1.2023, 1.2.2023 ו- 15.2.2023 (מס' אסמכתאות: 2022-01-122176, 2023-01-006930, 2023-01-010953, 2023-01-013680 ו- 2023-01-017664, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

7.25 הליכים משפטיים

7.25.1 ביום 18.6.2014 הוגשה בקשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב לאישור תובענה ייצוגית על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר (להלן בסעיף זה: "המבקש" ו- "בקשת האישור", בהתאמה), בקשר עם המחיר בו מוכרים שותפי תמר גז טבעי לחברת החשמל. בבקשת האישור נטען כי מחיר הגז לחברת החשמל הוא מחיר בלתי הוגן המהווה ניצול לרעה של מעמדם של שותפי תמר כבעלי מונופולין בתחום אספקת גז טבעי בישראל, באופן המנוגד לסעיף 29 לחוק התחרות הכלכלית. הסעדים המבוקשים בבקשת האישור הינם פיצוי של כל צרכני החשמל בהפרש שבין המחיר ששילמה חברת החשמל עבור גז טבעי שסופק על-ידי שותפי תמר לבין מחירו ההוגן, שהוערך במועד הגשת בקשת האישור בסך כולל של 2.456 מיליארד ש"ח (100%), וכן צווים הצהרתיים, לפיהם על שותפי תמר להימנע מלמכור את הגז הטבעי מפריקט תמר בסכום העולה על הסכום שנקבע בבקשת האישור, ומכירתו במחיר גבוה יותר מהווה ניצול לרעה של כוחם המונופוליסטי. ביום 8.6.2021 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי הדוחה את בקשת האישור, הן מכיוון שעילת התביעה לא הוכחה, אף לא לכאורה, במובן זה שאין ראיה לכך שמחירו של

¹²⁹ 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.

הגז הטבעי בחוזה חברת החשמל בלתי הוגן, והן מכיוון שבקשת האישור אינה עומדת בדרישת סעיף 8(א)(2) לחוק התובענות הייצוגיות, התשס"ו-2006, במובן זה שהתובענה הייצוגית אינה הדרך היעילה וההוגנת להכרעה במחלוקת בנסיבות העניין, וזאת לאור המעורבות העמוקה של המאסדרים שבחנו שאלות רחבות מתחום הכלכלה, התחרות הכלכלית, ומדיניות החוץ והביטחון של ישראל, אשר באו לידי ביטוי בהכרעת המאסדרים וממשלת ישראל.

ביום 30.9.2021 הגיש המבקש ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון, במסגרתו התבקש בית המשפט העליון לאשר את התובענה כייצוגית ולהורות לבית המשפט המחוזי לדון בתובענה הייצוגית. שותפי תמר הגישו את תשובתם לערעור ביום 1.3.2022 והיועצת המשפטית לממשלה הגישה את תשובתה לערעור ביום 4.5.2022, ובמסגרתה טענה כי יש לדחות את הערעור מכיוון שתובענה ייצוגית היא אינה הדרך היעילה וההוגנת להכרעה במחלוקת, וזאת בעיקר נוכח ההסדרה המקיפה של סוגיית מחיר הגז ב"מתווה הגז". דיון בערעור התקיים ביום 9.1.2023, ובסופו, בהמלצת בית המשפט העליון, חזר בו המבקש מהערעור והוא נדחה על-ידי בית המשפט.

7.25.2 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 מפרויקט תמר, בהתאם למנגנון התחשבנות אשר נועד לשמור על איזון כמויות הגז בפרויקט תמר בין השותפים בו לפי חלקם. סעד ההשבה שנתבעת המדינה לשלם עומד, נכון ליום 31.12.2022, 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 31.12.2022, 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 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. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, קיים קושי להעריך את סיכויי קבלת טענות התובעות בערעור, וזאת בהמשך למתן פסק הדין ומכיוון שטרם הוגשה תשובת הנתבעת לערעור וטרם 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 7.24.9(ג) 5 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- 6.4 מיליון דולר (כולל ריבית והצמדה).

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 ג' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.25.3 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 ייעוץ 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 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. על-פי ההסדר הדינוי שהוסכם בין הצדדים, המבקשים הגישו את סיכומיהם ביום 16.8.2021, והמשיבים הגישו את סיכומיהם ביום 29.6.2022. ביום 29.12.2022 הוגשו סיכומי התגובה מטעם המשיבים.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ- 50%.

7.25.4 ביום 4.2.2019 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) תובענה

יייצוגית 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**"), 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, 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 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 כייצוגית, 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.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

7.25.5 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 ואורסט (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 כגיעה 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, ולכיוו 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: (1) חוות הדעת המשפטית שצורפה לבקשת האישור תימחק, והמבקש יישא בהוצאות המשיבות בבקשה בעניין זה; (2) עד ליום 24.5.2022 תינתן למבקש הזדמנות להגיש בקשה לתיקון בקשת האישור; (3) עד לאותו מועד תינתן לצדדים אפשרות להגיש לבית המשפט רשימת שאלות שיופנו למאסדר הרלוונטי לבקשת האישור; ו- (4) 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 26.2.2023 התקיים דיון קדם משפט אשר בסופו קבע בית המשפט מועדים לדיוני הוכחות בחודשים מרץ-אפריל 2024. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ- 50%.

7.25.6 ביום 6.1.2019 הגיש המפקח מטעם מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) כתב תביעה וכן בקשה דחופה לצו זמני (להלן בסעיף זה: "כתב התביעה" או "תביעת המפקחים" ו- "הבקשה לצו זמני", בהתאמה),

לפי סעיף 65כג(ב) לפקודת השותפויות, נגד השותפות, השותף הכללי, קבוצת דלק, דלק אנרגיה ותומר תמלוגי אנרגיה (קבוצת דלק, דלק אנרגיה ותומר תמלוגי אנרגיה,¹³⁰ להלן יחד בסעיף זה: "בעלות התמלוג").

בכתב התביעה מבקש המפקח מבית המשפט להצהיר כי יש לכלול במסגרת תחשיב "מועד החזר ההשקעה" בפרויקט תמר את התשלומים שעל השותפות לשלם למדינה מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע; להצהיר כי מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר טרם הגיע; לקבוע מהו המועד שממנו זכאיות בעלות התמלוג לקבלת תמלוג העל בשיעור המוגדל (שיעור של 6.5% חלף שיעור של 1.5%); ולהצהיר כי על בעלות התמלוג להשיב לקופת השותפות את התשלומים שקיבלו ביתר בצירוף הפרשי הצמדה וריבית.

ביום 4.4.2019 הגישו בעלות התמלוג כתב הגנה וכן כתב תביעה שכנגד נגד השותפות, השותף הכללי והמפקח (להלן בסעיף זה: "התביעה שכנגד"). במסגרת התביעה שכנגד טוענות בעלות התמלוג, בין היתר, כי בחישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר שערכה השותפות נכללו הוצאות אשר "הועמסו" לתוך התחשיב, ובין היתר הוצאות המימון של השותפות עצמה, הוצאות עתידיות שסכומן אינו ודאי של סילוק ופינוי מתקנים, הוצאות מטה של השותפות, וכל הוצאה שנועדה לשלבי הפרויקט שאחרי "פי הבאר". לטענת בעלות התמלוג, בניטרול ההוצאות כאמור, מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר חל כבר בחודש אוגוסט 2015, או לחילופין בשנת 2016, או לחילופין חילופין, בשנת 2017. בהתאם, מבקשות בעלות התמלוג מבית המשפט להצהיר אילו הוצאות יש לקחת בחשבון בחישוב מועד החזר ההשקעה, להורות כי על השותפות לערוך חישוב מחדש של מועד החזר ההשקעה על בסיס האמור לעיל ושל התמלוגים אותם זכאיות בעלות התמלוג לקבל, ולמסור את החישוב כאמור לבעלות התמלוג.

ביום 2.10.2019 הוגשו כתבי ההגנה מטעם השותפות והשותף הכללי, ובתוך כך הן כתב הגנה ביחס לתביעת המפקחים והן כתב הגנה שכנגד ביחס לתביעה שכנגד אשר הוגשה על-ידי בעלות התמלוג, ובהם נטען כי יש לדחות את שתי התביעות גם יחד.

ביום 5.4.2021 התקיים דיון קדם משפט, במהלכו הוצע לצדדים לפנות להליך גישור ובעקבות כך הסכימו הצדדים לפנות לשופט בית המשפט העליון (בדימ') יורם דנציגר כמגשר. נכון למועד אישור הדוח הליך הגישור טרם מוצה.

יצוין כי, השותפות מעריכה כי כל החלטה אשר תתקבל בנוגע לאופן חישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר תחול, בשינויים המחוייבים, גם על התחייבויות השותפות לתמלוגים בפרויקט לווייתן (זאת לאור כך שהסדרי התמלוגים בפרויקט תמר דומים להסדרי התמלוגים בפרויקט לווייתן).

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של התביעה שכנגד להתקבל נמוכים מ- 50%.

¹³⁰ ביום 13.6.2021 הודיעה דלק תמלוגים (2012) בע"מ על שינוי שמה לתומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ (להלן: "תומר תמלוגי אנרגיה").

7.25.7 בעקבות החלטת הממונה על התחרות (להלן בסעיף זה: "הממונה"), בהתאם לסעיף 7.24.6 לעיל, הגישו לובי 99 בע"מ (חל"צ) והצלחה – לקידום חברה הוגנת (ע"ר) (להלן בסעיף זה: "העוררות") ביום 8.9.2019 ערר לבית המשפט המחוזי בירושלים (בשבתו כבית הדין לתחרות) נגד הממונה (כמשיבה) ונגד EMG ו-EMED (להלן בסעיף זה: "המשיבות"). בתמצית, נטען בערר כי המיזוג יאפשר לשותפות ולשברון לחסום כל אפשרות לייבא או לייצא גז טבעי ממצרים אשר יתחרה בגז המופק מהמאגרים לווייתן ותמר (במועד הגשת הערר השותפות טרם מכרה את זכויותיה במאגר תמר), וכי התנאים שהוטלו במסגרת אישור המיזוג אינם ישימים ואין בהם בכדי לרפא את הפגיעה התחרותית אשר עשויה להיגרם לגישתן מאישור המיזוג. במסגרת הערר התבקש בית הדין לבטל את החלטת הממונה או לשנותה.

ביום 21.12.2022 ניתן פסק-דין בערר, במסגרתו קבע בית הדין כי לא עלה בידי העוררות להראות כי המיזוג מעלה חשש סביר לפגיעה משמעותית בתחרות ולפיכך דחה את הסעד המבקש לבטל את האישור שניתן לעסקת המיזוג. יחד עם זאת, הורה בית הדין לממונה לתת החלטה משלימה בעניין התנאים שהטילה על המיזוג, נוכח קשיים שהעלו תנאים אלה. כן קבע בית הדין כי כל צד יישא בהוצאותיו. משלא הוגש ערעור על פסק הדין, ביום 5.2.2023 הפך פסק הדין לחלוט.

7.25.8 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 (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. בהתאם להחלטת בית המשפט ולהסדר הדיוני בין הצדדים, על המבקש והמשיבים להגיש סיכומים וסיכומי תשובה במהלך שנת 2023 והכל עד ליום 11.7.2023. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה להתקבל נמוכים מ-50%.

7.25.9 ביום 20.7.2020 קיבלה השותפות מכתב דרישה מרשות ניירות ערך להמצאת מידע ומסמכים במסגרת בירור מנהלי שעורכת הרשות בקשר עם תניית ההפחתה בהסכמי הייצוא למצרים, אשר בקשר אליהם הוגשה הבקשה לאישור תובענה ייצוגית, כמפורט בסעיף 7.25.8 לעיל. ביום 10.11.2020 הגישה השותפות מענה למכתב הדרישה האמור, וביום 12.4.2022 קיבלה השותפות הודעה מרשות ניירות ערך אודות סגירת תיק הבירור המנהלי כאמור, על-פי החלטת יו"ר רשות ניירות ערך שלא לפתוח נגד השותפות בהליך אכיפה מנהלי בנושא.

7.25.10 ביום 18.6.2020 הגישו השותפות ושברון אשר החזיקו ברישיון אלון D, כאמור בסעיף 7.7.2 לעיל, עתירה לבית המשפט העליון בשבתו כבג"ץ (להלן בסעיף זה: "**העותרות**") ו- "**העתירה**", בהתאמה). במסגרת העתירה התבקש בית המשפט ליתן צו על תנאי המורה לשר האנרגיה ולממונה על ענייני הנפט ליתן טעם מדוע לא תבטל החלטת השר שדחתה את הערעור, מדוע לא יוארך הרישיון או ינתן לעותרות רישיון חלופי תחתיו, ומדוע לא יתאפשר לעותרות לממש את הזכויות הכלכליות הצומחות להן מהגז הטבעי שבמאגר כריש צפון שחלק ממנו מצוי בשטחי הרישיון. כן התבקשו צו ביניים, שימנע את פקיעת תוקפו של הרישיון או לחילופין יאסור על פתיחת הליך תחרותי למתן רישיון חדש על שטח הרישיון (או חלק ממנו) או על הענקת רישיון כזה לצד שלישי עד להכרעה בעתירה, וצו ארעי עד להכרעה בבקשה למתן צו הביניים. עוד באותו היום ניתנה החלטה המורה לשר האנרגיה ולממונה על ענייני הנפט להגיש את תגובתם לבקשה לצו ביניים עד ליום 28.6.2020. במסגרת ההחלטה דחה בית המשפט את הבקשה לצו ארעי, ובעקבות כך פקע רישיון אלון D ביום 21.6.2020.

בהמשך לכך, ביום 23.6.2020 הכריז משרד האנרגיה על הליך תחרותי להענקת רישיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבוקר 72, אשר על שטחו השתרע הרישיון.

ביום 13.5.2020 הגישה המדינה את תגובתה המקדמית לעתירה, ובמסגרתה טענה, בין היתר, כי יש לדחות את העתירה בשל אי צירוף אנרג'יאן כמשיבה. ביום 19.5.2021 התקיים דיון בעתירה במסגרתו הגיעו הצדדים להסכמה לפיה אנרג'יאן תצורף כמשיבה להליך, תגיש תגובה מטעמה בתוך 60 יום ובאותו המועד הצדדים גם יעדכנו על התקדמות ההליך

התחרותי בבלוק 72, וזאת על בסיס ההנחה כי עד למועד זה ייבחר זוכה בהליך התחרותי, דבר אשר צפוי להשפיע על הטענות בעתירה. בית המשפט אישר את ההסדר הדיוני בין הצדדים, כך שביום 19.8.2021 הגישה אנרג'יאן את תגובתה לעתירה וביום 25.10.2021 הגישו העותרות את תשובתן לתגובת אנרג'יאן. בעקבות חתימת ההסכם הימי, כמפורט בסעיף 7.7.2 לעיל, ביום 8.12.2022 הגישה המדינה הודעת עדכון לפיה לאור חתימת ההסכם הימי יש בהתפתחויות אלה בכדי ליתר את העתירה. ביום 15.12.2022 התקיים דיון בעתירה, ובסיומו הציע בית המשפט לעותרות לחזור בהן מהעתירה וכן איפשר להן להגיש את עמדתן ביחס לכך בכתב. ביום 25.12.2022 הגישו העותרות הודעה לפיה הן מבקשות לעמוד על העתירה. נכון למועד אישור הדוח, הצדדים ממתינים לפסיקת בית המשפט.

בהקשר זה יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, טרם נתקבלה החלטה בהליך התחרותי בבלוק 72.

7.25.11 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 כדין, 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. על הצדדים להשיב לבקשות עד ליום 9.4.2023 ואלו יודונו במסגרת דיון קדם המשפט אשר נקבע ליום 20.4.2023.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סביר יותר כי התביעה העיקרית תידחה מאשר כי תתקבל.

7.25.12 ביום 7.4.2021 הגישה השותפות יחד עם יתר שותפי תמר ושותפי לווייתן עתירה נגד מועצת הגז הטבעי ומשרד האנרגיה (להלן בסעיף זה: "המשיבים"). בעתירה מבוקש להורות על בטלותה של החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי (להלן בסעיף זה: "המועצה") מספר 5/2020 מיום 29.12.2020 – תיקון להחלטת מועצה 8/2019 – אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה (תיקון מספר 2) אשר פורסמה ביום 3.1.2021, המתוארת בסעיף 7.22.5(ג) לעיל (להלן בסעיף זה: "ההחלטה"). בהתאם להחלטה, ספקיות הגז הטבעי יישאו בעלות מחצית "פער מדידה סביר", המוגדר בהחלטה כפער של עד 0.5% בין כמות הגז הנמדדת במונה הכניסה למערכת ההולכה הארצית של גז טבעי לכמות הנמדדת במונה היציאה ממנה. בעתירה נטען כי, החלטה זו ניתנה בהיעדר כל סמכות בדין והיא לוקה בחוסר סבירות קיצוני.

ביום 26.10.2021 הגישה אנרג'יאן, אשר צורפה כמשיבה לעתירה, את תגובתה אשר לפיה העתירה מוצדקת, וביום 27.10.2021 הגישה נתג"ז, אשר צורפה אף היא כמשיבה לעתירה, את תגובתה אשר במסגרתה נטען כי העתירה לוקה בחוסר תום לב ובחוסר ניקיון כפיים בשל הסתרת עובדות מהותיות ואי צירוף גורמים העלולים להיפגע מהעתירה, וכן כי ההחלטה נשוא העתירה התקבלה בסמכות ובסבירות. כמו כן, ביום 5.11.2021 הגישו המשיבים את תגובותיהם לעתירה, לפיהן יש לדחות העתירה על הסף בשל אי צירוף צרכני הגז כמשיבים ואף יש לדחות את העתירה לגופה מכיוון שההחלטה התקבלה בסמכות והינה סבירה לגופה. דיון בעתירה התקיים ביום 9.2.2023, ובסיומו המליץ בית המשפט לעותרות למשוך את העתירה. העותרות עשו כן והעתירה נדחתה ללא צו הוצאות.

7.25.13 ביום 31.5.2022 הגישה השותפות תביעה כספית נגד אנרג'יאן, בסכום כולל של 65.1 מיליון דולר, בתוספת הפרשי הצמדה כדין והפרשי ריבית שנתית מוסכמת של 4.6% (להלן בסעיף זה: "התביעה"). במסגרת התביעה, טוענת השותפות כי על-פי הוראות הסכם מכירת הזכויות בחזקות תנין וכריש לאנרג'יאן, במקרה שאנרג'יאן תשיג את המימון הפיננסי ("Financial Closing") של עלויות השלב הראשון של תוכנית הפיתוח המאושרת בחזקות תנין וכריש בתוספת מלוא (100%) התמורה הכספית עבור הממכר כפי שנקבעה בהסכם המכר (148.5 מיליון דולר), תחול על אנרג'יאן חובת תשלום מיידית של יתרת התמורה (כהגדרתה בסעיף 7.5.4 לעיל). לפיכך, לעמדת השותפות, הודעת אנרג'יאן מיום 30.4.2021 על הנפקת אגרות חוב בסכום כולל של 2.5 מיליארד דולר ועל שחרור כספי ההנפקה לחשבונותיה, מהווה עילה לתשלום מיידית של יתרת התמורה. דיון קדם משפט בהליך נקבע ליום 19.4.2023.

7.25.14 ביום 4.5.2021 הגישו השותף הכללי והשותף המוגבל בקשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב, לפי סעיפים 350 ו-351 לחוק החברות, לאישור כינוס אסיפה כללית של בעלי היחידות לצורך אישור הסדר שעיקרו החלפה של כל יחידות ההשתתפות המונפקות במניות רגילות של חברה חדשה שהתאגדה באנגליה, שמנייתיה יועדו להירשם למסחר מקביל בבורסה בלונדון ובבורסה בתל-אביב. לפרטים בדבר הבקשה, ההליכים לאישור

הבקשה, החלטת בית המשפט המחוזי בבקשה וערעור שהוגש לבית המשפט העליון על החלטת בית המשפט המחוזי, ראו סעיף 7.26.4 לדוח התקופתי לשנת 2021 וכן דיווחים מידיים של השותפות מהימים 4.5.2021, 27.12.2021, 24.2.2022, 4.4.2022, 1.6.2022, 26.7.2022, 17.8.2022, 9.10.2022, 2.11.2022, 27.12.2022 ו-10.2.2023 (מס' אסמכתאות: 2022-01-077190, 2021-01-185460, 2022-01-022645, 2022-01-035619, 2022-01-106695, 2022-01-125206, 2022-01-104887, 2022-01-095101, 068698, 2022-01-156484 ו-2023-01-005442, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

לפרטים בדבר הסכם לצירוף עסקים שהשותפות התקשרה בו בהמשך להליך משפטי זה, אשר בוטל, ראו סעיף 7.24.14 לעיל.

7.26 יעדים ואסטרטגיה עסקית

7.26.1 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 שמטרתן לייעל את פעילות ההפקה והניצול של הגז הטבעי. מימוש האסטרטגיה כאמור מתבצע בעיקר באמצעות מיצוי פוטנציאל ההפקה והמכירות של שלב 1א' וקידום פיתוח שלב 1ב', כמפורט בסעיף 7.2.5 לעיל, טיוב ההפקה והתפעול של מאגר לווייתן, קידום פיתוח מאגר אפרודיטה, וכן קידום אפשרויות לשימוש, בעלות, פיתוח והרחבה של תשתיות להולכת גז טבעי מנכסי הנפט של השותפות לשוק המקומי ולשווקי הייצוא, לרבות כ-LNG.

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, פועלת השותפות למיצוי הפוטנציאל לממצאי גז ו/או נפט נוספים בנכסי הנפט שלה, ו/או ברישיונות חדשים, בישראל ו/או מחוצה לה, אם וככל שתתקשר בעסקאות לרכישת נכסי נפט ו/או שיוענקו לה. בתוך כך, 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, לאור השינויים המתרחשים בענף האנרגיה, המדיניות הממשלתית בישראל ובמדינות המפותחות לעודד מעבר לייצור חשמל מאנרגיות אלטרנטיביות, והרצון לקדם היבטי ESG בפעילות השותפות,¹³¹ בוחנת השותפות אפשרויות השקעה בתחום

¹³¹ דוח האחריות התאגידית פורסם באתר השותפות. לפרטים ראו: http://newmedenergy.com/wp-content/uploads/2022/02/NewMed-Energy_ESG-Report-_2020-2021.pdf.

האנרגיות האלטרנטיביות, ובמסגרת זו התקשרה בהסכם עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.8 לעיל, וכן בוחנת כניסה לתחום המימן הכחול, באופן שיכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה, כמפורט בסעיף 7.1.3 לעיל.

7.26.2 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. הבטחת 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, ירדן והרשות הפלסטינית.
2. קידום פיתוח שלב ב'1 והגדלת יכולת ההפקה המקסימאלית להיקף של כ- 21 BCM בשנה, כמפורט בסעיף 7.2.5(ג) לעיל, במטרה לקבל החלטת השקעה סופית (FID).
3. קידום בחינת גיבוש פרוספקט חיפוש למטרות נפט בחזקות לווייתן, כמפורט בסעיף 7.2.4 לעיל.

(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. כך לדוגמא, בוחנת השותפות, יחד עם שותפיה במאגר אפרודיטה, אפשרות לשימוש בתשתיות קיימות במצרים להולכת גז טבעי לצרכנים במצרים. לפרטים אודות האפשרויות להזרמת הגז למצרים אשר נבחנות על-ידי השותפות, ראו סעיף 7.11.2(ד) לעיל.

(ד) חיפושי נפט וגז

המשך פעילות החיפושים של גז טבעי ונפט בנכסי השותפות, ואיתור הזדמנויות עסקיות בנכסים חדשים, בעיקר במדינות אגן הים התיכון ובסביבתו. במסגרת זו, חתמה השותפות על הסכמים בנוגע לפעילות חיפוש והפקה ברישיון בז'דור במרוקו. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.6 לעיל.

(ה) הגדלת הביקושים לגז טבעי

השותפות פועלת להגדלת הביקושים לגז טבעי, בין היתר, בדרכים הבאות:

1. תחבורה: השותפות פועלת לקידום פרויקטים להגדלת היקף השימוש בגז טבעי לתחבורה, לרבות רכבי תחבורה ציבורית ומשאיות המונעים ב-CNG, וכן הגדלת השימוש בגז טבעי ליצור חשמל לטובת תחבורה המונעת באמצעות חשמל, כגון אוטובוסים, רכבות ורכבים פרטיים המונעים בחשמל במשק התחבורה הישראלי. להערכת השותפות, היקף הסבת התחבורה צפוי לגדול בכ- 2.3 BCM עד לשנת 2030.
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 עד לסוף שנת 2025 לטובת מעבר לגז טבעי בייצור חשמל, צפוי להגדיל את צריכת הגז הטבעי בישראל בכמויות משמעותיות המוערכות בעד כ- 4.3 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.

7.26.3 אנרגיות אלטרנטיביות

(א) אנרגיות מתחדשות

השותפות בוחנת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.8 לעיל.

(ב) ייצור 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. יצוין כי, המימן נחשב כיום כאחד האדנים העיקריים בקיום ושגשוג של כלכלה דלת פחמן, ומהווה דרך מרכזית להתמודדות עם משבר האקלים.

7.26.4 ההיקף והמגוון של פעילות השותפות מחייבים השקעת אמצעים כספיים משמעותיים, בין היתר, לשם ביסוס והעמקת הידע והיכולות המסחריים, הטכניים, הכספיים, המשפטיים, הרגולטוריים, וכו'. לכן, בכוננת השותפות לשקול ולעשות 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 יתמשו, 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 7.28

להלן. עוד יובהר כי, מימוש היעדים והאסטרטגיה המפורטים לעיל כפוף לאישורים של האורגנים המוסמכים בשותפות שטרם התקבלו, לרבות האסיפה הכללית של בעלי היחידות, וכן אישורים מצדדים שלישיים.

7.27 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 וחשיפותיה בארץ ובחו"ל.

חלק מהביטוחים נערכים בפוליסות קבוצתיות הכוללות מספר מבטחים, המכסות את הנכסים והחבויים 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 המבטח בשלב ההפקה, סיכונים לעבודות קבלניות בעת פיתוח הנכסים (לרבות בעת תקופת תחזוקה הנוגעת לפיתוח מאגר לווייתן) וכן חבויים 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.

הביטוחים המפורטים לעיל נערכו בחלקם באופן עצמאי ובחלקם במסגרת מערך הביטוחים של המפעילה. 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 המבטח וסכומי הנזק התוצאתי הנלווה לנזק לרכוש המבטח 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(יג) 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 חבויים 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 7.28.11 להלן.

7.28 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.

7.28.1 מגיפת הקורונה

למשבר הקורונה, אשר החל בשנת 2020, היתה השפעה על על תחום האנרגיה העולמי בשנים האחרונות, כמפורט בסעיף 7.1.4 לעיל. בשנים 2021 ו-2022 מדינות העולם, ובכלל זאת ישראל, המשיכו בהתמודדות עם משבר הקורונה, ובמהלך שנת 2022 חלה ירידה משמעותית בשיעורי התחלואה וחלה התאוששות של המשק. עם זאת, נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן לדעת האם יתגלו זנים נוספים של נגיף הקורונה, ולפיכך, קיים קושי לאמוד האם משבר הקורונה ישוב להשפיע בעתיד על הכלכלה העולמית והמקומית ומה תהיה השפעתו על הביקושים ועל מחירי הגז הטבעי ויתר מוצרי האנרגיה. בנסיבות אלה, משבר הקורונה עשוי להשפיע על השווקים הפיננסיים, מרווחי ריבית, שערי מטבעות ומחירי סחורות בתחום האנרגיה, ועלול לגרום לפגיעה בענפים רבים, לרבות תחום האנרגיה בו פועלת השותפות.

בנוסף, למגבלות ולפעולות בהן עשויות לנקוט ממשלת ישראל ומדינות אחרות לצורך התמודדות עתידית עם משבר הקורונה עלולות להיות השפעה שלילית מהותית על עסקי השותפות ועל תוכניות העבודה שלה. כתוצאה מכך, עשויים להיגרם עיכובים בכניסת מומחים זרים ובאספקת ציוד ייעודי לתוך מדינת ישראל, עקב מגבלות החלות על תנועת אזרחים בין אתרים ומדינות ועקב מגבלות על יצור או שינוע החלות במדינות השונות, דבר שעלול, בין היתר, לשבש את פעילות ההפקה הסדירה, את תוכניות העבודה כאמור ואף להשית עלויות נוספות בלתי צפויות. לאור האמור, על אף צעדי המניעה הננקטים על-ידי השותפים בפרויקט לווייתן, עלול תפעול המאגר להיפגע.

7.28.2 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 הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל ולמדד 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 ההצמדה. עם זאת, אין ודאות כי השותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בהסכמים חדשים שייחתמו על-ידיה בעתיד.

כמו כן, ירידה במחירי הברנט ו/או ירידה בתעריף יצור החשמל ו/או עליה בשער החליפין שקל/דולר (פיחות של השקל מול הדולר), עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים.

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.

7.28.3 שינויים בביקושים ובמחירי מוצרי האנרגיה

הביקושים לגז טבעי של לקוחות השותפות ומחירו 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 מששווקת 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. בהקשר זה יצוין כי, החל מהמחצית השנייה של שנת 2022 החלה ירידה במחירי מוצרי האנרגיה בשווקים הגלובאליים, כמפורט בסעיף 7.14 לעיל.

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 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, עימותים צבאיים

נרחבים בין מדינות ופגעי טבע, 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.

7.28.4 גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים

יכולת השותפות למכור את הגז הטבעי המופק, 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, תלויה, בין היתר, בגורמים 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, 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, שינויי אקלים ומזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית התורמת להיווצרות תנאי מזג אוויר חמים מהצפוי, וכן מלחמות סחר, כדוגמת מלחמת הסחר בין ארצות הברית לסין, שהביאה להאטה בפעילות הכלכלית, פגעי טבע, התפרצות מגיפות, כדוגמת מגיפת הקורונה, עימותים צבאיים נרחבים בין מדינות, 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 2022 פעילות השותפות ותוצאותיה הושפעו מגורמים שונים, ובכלל זאת ממשבר האנרגיה העולמי, אשר נבע, בין היתר, ממשבר הקורונה והמלחמה באוקראינה, 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.

7.28.5 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.

7.28.6 קשיים בקבלת מימון

לצורך קידום שלבי פיתוח נוספים בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן או פיתוחם של מאגרים נוספים בעתיד, כדוגמת מאגר אפרודיטה, 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 ממשגרות האשראי, כמפורט בסעיף 7.19.3 לעיל, עלולים להיתקל בקשיים, בפרט על רקע המשבר הכלכלי העולמי 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.

7.28.7 תחרות באספקת גז

השותפות חשופה לתחרות באספקת הגז הטבעי לשוק המקומי ולשווקי הייצוא, אשר התגברה לאחרונה באופן משמעותי, 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.

בתוך כך, בשנים האחרונות נתגלו בישראל מספר מאגרי גז משמעותיים, בהיקפים העולים באופן משמעותי על הערכות משרד האנרגיה ביחס לביקושים לגז במשק המקומי. במצרים וברדן, אליהן מייצאת השותפות גז טבעי במסגרת הסכמי האספקה לבלו אושן ול-NEPCO, חשופה השותפות לתחרות שעשויה להתגבר בעתיד מצד מאגרים שנתגלו (בישראל ובאזור, כדוגמת שדה הגז הטבעי Zohr במצרים), או מאגרים חדשים שיתגלו בעתיד, וכן מצד ספקים של מוצרי אנרגיה חלופיים.

כמו כן, מאגר תמר והשותפים בו מהווים מתחרים של השותפות בשוק המקומי והאזורי, וחזקת כריש והשותפים בו מהווים מתחרים של השותפות בשוק המקומי.

נכון למועד אישור הדוח, מתבצע שיווק הגז ממאגר לויתן במשותף על-ידי כל שותפי לויתן. 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 להוביל להגברת התחרות.

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 7.13 לעיל.

7.28.8 מגבלות על יצוא

תוצאות פעילות השותפות תלויות במידה רבה באפשרות לייצא גז ממאגר לווייתן ומכירתו בשוק האזורי והבינלאומי. החלטות הממשלה בעניין יצוא, כמפורט בסעיף 7.22.9 לעיל, מגבילות את כמות הגז שניתן לייצא. לפיכך, ככל שתתקבל החלטה בדבר הפחתה נוספת של 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 התיקון להסכם הייצוא למצרים ראו סעיף 7.10.3(ג) לעיל.

בנוסף, האפשרות לייצוא הגז ומכירתו תלויה בגורמים רבים אשר לגביהם קיימת אי ודאות גבוהה, כגון יחסי החוץ של מדינת ישראל ורפובליקת קפריסין עם 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.

7.28.9 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 ובתקינותן של מערכת ההולכה הארצית לאספקת הגז, של רשתות החלוקה האזוריות ושל צנרות הולכה לצרכנים במדינות שכנות (להלן יחד בסעיף זה: "**מערכות ההולכה**"). כל תקלה או הפרעה משמעותית 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, דחיה בישום תוכניות הפיתוח וההרחבה של מערכות הולכת הגז עשויה לפגוע ביכולת השותפות לעמוד בהתחייבויותיה ללקוחותיה ובתחזיותיה בקשר עם מכירות גז טבעי.

7.28.10 סיכוני תפעול

פעילות חיפוש, פיתוח, הפקה ונטישה של נפט וגז טבעי במים עמוקים כרוכה בסיכונים רבים, הכוללים, בין היתר, התפרצות בלתי מבוקרת של נזלים 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 הפקת או אספקת הגז הטבעי או להפסיקה, לפגוע בלוח הזמנים ובתקציב הפעילות, לפגוע באיכות הפחמנים הנמכרים, וכתוצאה מכך להביא להשתת קנסות בגין אי אספקה ואף לביטול הסכמי מכירת הגז הקיימים של השותפות.

כמו כן, קידוח והשלמה במים עמוקים מצריך שימוש בטכנולוגיות וציוד ייעודיים, לרוב נמשך זמן רב יותר ועלויותיו גבוהות יותר משל מקבילו היבשתי, וזאת בשל המורכבות הגדולה של הפעילות כאמור ובשל הצורך לקיים ולתחזק מערכי אספקה ארוכים.

7.28.11 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. 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 בירדן (כמפורט בסעיף 7.11.2(ג) לעיל) ובמצרים (כמפורט בסעיפים 7.11.2(ד) ו-7.24.6 לעיל) 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 יתמשו, 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 הפנייה עבור השותפות והפרויקט בשוק הביטוח ובסיכונים הצפויים.

7.28.12 סיכוני הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים

כיום, אין בישראל קבלנים וספקים שביכולתם לבצע את הפעולות העיקריות המבוצעות בנכסי השותפות, כדוגמת קדיחת קידוחים בים עמוק 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 לתפעול, 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. יצוין כי, מחיר השירותים והעלויות של פעולות חיפוש, פיתוח, הפקה ונטישה נקבע על-פי היצע וביקוש בשווקים המושפעים, בין היתר, ממחירי הסחורות, שינויי רגולציה, היצע של מוצרים חליפיים ורמת הפעילות בענף.

7.28.13 סיכוני פעילות חיפושים והסתמכות על הערכות, אומדנים ונתונים חלקיים ומשוערים

פעילות חיפוש של נפט וגז כרוכה בדרגה גבוהה של סיכון, וזאת בעיקר מכיוון שהאמצעים הגיאולוגיים והגיאופיזיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה, המאפיינים או הגודל של מאגרי נפט וגז, ולפיכך פעולות חיפושים עשויות להסתיים בממצאים שאינם מאפשרים פיתוח והפקה מסחריים.

הערכת כמות המשאבים בנכסי השותפות בכלל, ובפרויקט לוותן 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 עתודות 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 לויתן מבוססים על הנחות שונות שרבות מהן אינן בשליטת 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 לויתן, ראו בדוח המשאבים המצ"ב **כנספח ב'** לפרק זה.

7.28.14 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של היעדר אמצעים

עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפוש, פיתוח, הפעלה ותחזוקה, ולוחות זמנים משוערים לביצוע מבוססים על ניסיון העבר ואומדנים כלליים, ולכן יכולות להיות בהם סטיות ניכרות, לרבות בשל אירועים שאינם בשליטת השותפות. כמו כן, תוכניות פיתוח וחיפוש 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, הפעלה או תחזוקה וכן גורמים אחרים עלולים לגרום לכך שלוח הזמנים יתארך הרבה מעבר למתוכנן וכי בפועל ההוצאה שתידרש לשם השלמת הפעולות תהיה גבוהה בהרבה מהעלויות שתוכננו לפעולות אלה.

7.28.15 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.

7.28.16 תלות בקבלת אישורים רגולטוריים ואחרים

פעולות חיפוש, פיתוח, הפקה ונטישה 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 הביטחון, רשויות הגנת הסביבה, 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.

7.28.17 שינויים רגולטוריים

ככלל, היקף הרגולציה שחלה על תחום הפעילות של השותפות מתאפיין בגידול מתמיד. הכבדת הרגולציה החלה, בין היתר, על פעולות חיפוש, פיתוח והפקה של 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 בדין, 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, יתכן כי השותפות או לקוחותיה לא יהיו מסוגלים לקיים את התחייבויותיהם על-פי הסכמי מכירת הגז הטבעי הקיימים.

לפרטים אודות הרגולציה העיקרית החלה על פעילות השותפות נכון למועד אישור הדוח, ראו סעיפים 7.21.2 ו-7.22 לעיל.

7.28.18 אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי

על השותפות חל צו הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים, המטיל פיקוח על משק הגז ברמה של דיווח על רווחיות ומחירים, כמפורט בסעיף 7.22.2(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.

7.28.19 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 של נפט, גז טבעי או של מזהמים אחרים לסביבת הים, שחרור לים של חומרים מזהמים ופסולת מסוגים שונים (שפכים, שאריות של ציוד קדיחה, בושץ קידוח, 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 אכיפה 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, חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי במים עמוקים כרוכים בסיכונים שונים, 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 מסיכונים 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 חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים, כמפורט בסעיף 7.21.2(ז) 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, ראו סעיפים 7.21.2 ו- 7.21.7 לעיל, בהתאמה.

7.28.20 משבר האקלים

משבר האקלים משפיע על פעילות השותפות באופן ישיר ועקיף. באופן ישיר, התעצמות אירועי קיצון אקלימיים והתגברות תכיפותם, בין אם הם מתרחשים בנכסי השותפות ובין אם הם מתרחשים באזורים בהם שרשרת האספקה לנכסים כאמור עוברת, עשויה, בין היתר, לשבש, לעכב ולייקר את הפעילות בנכסים. באופן עקיף, בשנים האחרונות הולכת וגוברת התערבות רגולטורית שמטרתה להביא להקטנת הפליטה של גזי חממה וקידום השימוש באנרגיות מתחדשות, וזאת במסגרת מדיניות ממשלתית מוצהרת להתמודדות עם משבר האקלים, אשר רווחת בעיקר בקרב המדינות המפותחות. התערבות זו באה לידי ביטוי, בין היתר, בקביעת יעדים להפחתת השימוש בדלקים מאובנים לטובת הגדלת נתח השימוש באנרגיות מתחדשות ונקיות, והיא מיושמת, בין היתר, בדרך של מתן תמריצים חיוביים ליצרנים וצרכנים של מקורות אנרגיה מתחדשת וקביעת תמריצים שליליים ליצרנים וצרכנים של אנרגיה פוסילית (כדוגמת הטלתו של "מס כחמן"). לפרטים

אודות החלטות ותוכניות שפורסמו בנושא זה מטעם ממשלת ישראל ורשויות ממשלתיות, ראו סעיף 7.22.10 לעיל.

להתערבות הרגולטורית בנושא זה, שעשויה לבוא לידי ביטוי, בין היתר, בהסכמים בינלאומיים, חקיקה וצעדים רגולטוריים אחרים, עשויה להיות השפעה שלילית מהותית על עסקי השותפות ועל תוצאותיה הכספיות, והיא עלולה לגרום, בין היתר, לגידול ניכר בהוצאות הנדרשות לצורך עמידה בדרישות החדשות, להגברה מהותית של התחרות מצד ספקים של מקורות אנרגיה מתחדשת, לירידה בביקושים לגז הטבעי שמפיקה השותפות ממאגר לווייתן ואף לירידת ערך נכסי השותפות.

בנוסף, פעילותם של ארגונים ופעילים המתנגדים להפקה ושימוש בדלקים פוסיליים עלולה לפגוע במוניטין של השותפות ולגרום להוצאות משפטיות ואחרות אשר יידרשו לצורך התמודדות עם פעילות זו ותוצאותיה.

לאור האמור, בוחנת השותפות אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט, כמפורט בסעיף 7.8 לעיל.

7.28.21 תלות במזג אוויר ובתנאי ים

פעילות ימית חשופה למגוון סיכונים תפעוליים הייחודיים לסביבה הימית, כגון התהפכות, התנגשויות ונזק או הפסד הנגרמים כתוצאה מתנאי מזג אוויר קשים ותנאי ים. 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 החיפוש (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 ואודות העיכובים בהשלמת המקטע ההמשולב, ראו סעיפים 7.1.3 ו-7.11.2(ה) לעיל, בהתאמה.

7.28.22 סיכוני אבטחת מידע וסייבר

השותפים בנכסי הנפט של השותפות, לרבות השותפות והמפעילה בהם (במישרין ובאמצעות קבלני משנה) (להלן בסעיף זה: "התאגידים"), נסמכים בפעילותם על מערכות מחשוב. כך למשל, במסגרת פעילות ההפקה ממאגר לווייתן, נעשה שימוש במערכות בקרה תעשייתיות, המשמשות לצורך פיקוח, שליטה ואיסוף נתונים בתעשייה (Industrial Control Systems, להלן: "ICS"), המנטרות ושולטות בתהליכים רחבי היקף, הכוללים, בין היתר, ניטור של צנרת הולכת הגז הטבעי והקונדנסט. יצוין כי, מערכות מבוססות ICS חשופות לסיכון של מתקפות סייבר. בנוסף, השותפות והמפעילה תלויות במערכות מחשוב, לרבות מערכות מידע ותשתיות, בכל הקשור לעיבוד ותיעוד נתונים פיננסיים ותפעוליים, התקשרות עם עובדים, יעצים ושותפים עסקיים, ניתוח מידע סייסימי, גיאולוגי והנדסי, אומדן עתודות נפט וגז ולפעילויות אחרות הקשורות לעסקי השותפות. השותפים העסקיים של השותפות, לרבות ספקים, לקוחות ומוסדות פיננסיים, תלויים גם הם במערכות מחשוב, לרבות מערכות מידע ותשתיות, כאשר ככל שהתלות בהן גדלה, כך גם

גדל פוטנציאל החשיפה לאיומי סייבר, מכוונים ולא מכוונים. כמו כן, חל גידול בעוצמת איומי הסייבר בעולם מבחינת תחכום ומורכבותם, וזאת בפרט בתקופה זו בה, בעקבות השינויים שחלו בשווקי העבודה על רקע משבר הקורונה, ארגונים רבים עברו לפעילות שעיקרה באמצעות חיבור מרחוק לרשתות האירגוניות, המהווה חשיפה לחדירת גורמים בלתי מורשים.

תקלות ו/או כשלים ו/או חשיפות אבטחה במערכות מחשוב, לרבות ב- ICS, מערכות מידע, תשתיות ומערכות אבטחת המידע, עלולים לאפשר גישה בלתי מורשית למטרת ניצול בלתי נאות של נכסי השותפות ולפגיעה מכוונת במערכות המחשוב כאמור של התאגידים. גישה בלתי מורשית עלולה לגרום לפגיעה ברשת הניהולית של השותפות ו/או המפעילה, לזליגת מידע לגורמים לא מורשים, לשיבוש המידע במערכות, לפגיעה בשלמות המידע ולפגיעה בתהליכים בקשר עם ICS. פגיעה בתפעול השוטף של המערכות התומכות בפעילות העסקית, במקרה קיצון אף עלולה לגרום לשיבוש או להפסקת אספקת הגז הטבעי, לאובדן מידע, להסבת עלויות מהותיות בגין שיקום מערכות המידע ובכך להשפיע לרעה באופן מהותי על עסקי השותפות, מצבה הכספי, תוצאות פעילותה או יכולותיה.

השותפות פועלת ליישום הנחיות רשות הגנת הפרטיות והמלצות מערך הסייבר הלאומי (תורת ההגנה בסייבר לארגון והמלצות שוטפות) לצורך ניהול אפקטיבי של אבטחת המידע והגנת הסייבר ברשת הארגונית שלה ואילו המפעילה מיישמת את הנחיות מערך הסייבר הלאומי בכל הנוגע לפן התפעולי של פלטפורמת ההפקה של פרויקט לווייתן, כתשתית מדינה קריטית. השותפות עיגנה מדיניות אבטחת מידע והגנת סייבר (להלן: "מדיניות ההגנה"), אשר מאושרת אחת לשנה על-ידי דירקטוריון השותפות, מגדירה את תפישתה בכל הנוגע להיבטי אבטחת מידע והגנת סייבר ופועלת ליישום תפישתה זו, תוך הנחיית כלל העובדים להתנהלות נאותה מול סיכונים סייבר.

במסגרת מדיניות ההגנה, ממופים יעדי ההגנה בשותפות, נבחנים סיכונים סייבר של השותפות, מאופיינות ומיושמות בקורות הגנת סייבר ונקבעים הליכים לבדיקת אפקטיביות בקורות אלה.

כמו כן, השותפות מבצעת מעת לעת סקרי סיכונים לבחינת פערי אבטחת מידע ובדיקת האפקטיביות של מדיניות אבטחת המידע והגנת הסייבר, ופועלת ליישום הממצאים. בנוסף, השותפות פועלת באופן שוטף להעלאת רמת מודעות העובדים להיבטי אבטחת מידע והגנת סייבר, לרבות ניסיונות דיוג (Phishing), הדרכות ייעודיות וכללי עבודה מרחוק. יצוין כי, השותפות מקבלת מצד שלישי שירותי ניטור ובקרה 24/7, 365 ימים בשנה, אשר נועדו להתריע על פעולות חריגות ברשת השותפות.

טל לוי, סמנכ"ל תקציב ובקרה, הכפוף למנכ"ל השותפות, אחראי ליישום מדיניות ההגנה והשותפות אף נעזרת בחברת טכנולוגיות מידע IT ומנהלת אבטחת מידע במיקור חוץ, הפועלים באופן שוטף לחיזוק ושיפור מתמיד של מערך ההגנה של השותפות. בין תחומי האחריות של מנהלת אבטחת המידע בשותפות: (א) עיגון מדיניות ההגנה ונהלים תומכים;

(ב) יישום תוכנית עבודה ובקרה שוטפת על העמידה בדרישות תקנות, במדיניות ההגנה והנהלים; (ג) הנחיה בקשר עם הטמעת אמצעי הגנת הסייבר בשותפות; ו- (ד) הנחיית השותפות וחברת ה-IT כאמור בקשר עם אבטחת המידע והגנת הסייבר בשותפות. כמו כן, השותפות נערכת להתמודדות עם אירוע סייבר, ולצורך כך אימצה נוהל ניהול אירוע סייבר וכן ערכה תרגול ניהול אירוע סייבר להנהלת השותפות ולמנהלת אבטחת המידע. בהקשר זה יצוין כי, במסגרת פוליסת ביטוח הסייבר אשר נערכה לשותפות, ככל שיתרחש אירוע סייבר חברת הביטוח תעמיד לשותפות גורמים נוספים המתמחים בניהול אירועי סייבר מהפן המקצועי והמשפטי וכן בניהול משברים. יצוין כי, במהלך שנת 2022 השותפות הקצתה תקציב ייעודי לניהול סיכוני הסייבר. עוד יצוין כי, לשותפות ולכלל מערכות המחשוב שלה אין גישה למערכות המחשוב של המפעילה ושל יתר שותפיה בנכסי הנפט, ובכלל זאת אין לה שליטה על מערכות ה-ICS המרכזיות המנטרות ושולטות על פעילות ההפקה, אשר נמצאות באחריות ובשליטת המפעילה. למיטב ידיעת השותפות, המפעילה נמצאת תחת פיקוח הדוק של מערך הסייבר הלאומי ומיישמת נהלים ואמצעים נאותים לניהול אפקטיבי של אבטחת המידע והגנת הסייבר ביחס למערכות אלו.

7.28.23 שינויים במגמות השקעה משיקולי ESG

בשנים האחרונות, גוברת המודעות בקרב משקיעים בארץ ובעולם ובקרב בעלי עניין (Stakeholders) נוספים, כדוגמת ספקים, צרכנים, עובדים, נותני אשראי וכו', להשפעות האקלימיות והסביבתיות של פעילויות שונות. 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 לדוגמה, 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 לתאגידים 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, גישות דומות נכללות גם במסמכים של גורמי פיקוח ורגולציה נוספים בעולם ובאירופה בפרט.

השלכות המגמות כאמור 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 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. בכוונת השותפות לפרסם דוח ESG מעודכן לשנת 2022 במהלך הרבעון השני של שנת 2023.

7.28.24 סיכומי מס

סוגיות המס הקשורות בפעילות השותפות, לרבות 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. בהקשר זה יצוין כי, בחודש נובמבר 2021 אושר תיקון לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, לפיו, בין היתר, על-פי החלטת פקיד שומה ניתן לחייב תשלום של 75% מיתרת גובה היטל שהוגש לגבי ערעור. לפרטים אודות תיקון החוק כאמור ואודות המחלוקות עם רשות המסים לגבי שומות היטל לשנים 2016-2021 ראו סעיף 7.20 לעיל.

הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי, לשינויים שינבעו כתוצאה משינויי חקיקה, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות ובעלי יחידותיה. עם זאת, בחודש אוגוסט 2021 אושר תיקון לתקנות מס הכנסה, לפיו, בין היתר, החל משנת המס 2022 נכנס לתוקף שינוי במשטר המס שחל על השותפות, כך שהיא ממוסה כחברה. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.20.1 לעיל.

7.28.25 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 בפריקט לווייתן אשר נוצרו להבטחת הפירעון של אגרות החוב, כמפורט בסעיף 7.19 לעיל.

7.28.26 תלות בלקוחות

נכון למועד אישור הדוח, בלו אושן ו-NEPCO הינם הלקוחות העיקריים של פרויקט לווייתן. בהתאם, השותפות חשופה בגין לקוחות אלה לסיכונים שאינם בשליטתה, ובכלל זאת לשינויים בתנאים הכלכליים והפוליטיים במצרים ובירדן אשר עשויים להשפיע על לקוחות אלה או על יכולתם לקיים את התחייבויותיהם לפי הסכמי אספקת הגז. לפרטים אודות הכנסות השותפות מלקוחות אלה, ראו סעיף 7.10.3 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.

7.28.27 הסתמכות על המפעיל

השותפות מסתמכת במידה רבה על המפעילה בנכסיה, שברון במאגר לווייתן ובבלוק 12 בקפריסין, בהתאם להוראות הסכמי התפעול המשותף. התפטרות המפעיל ו/או העברתו מתפקידו, מכל סיבה שהיא כקבוע בהסכמי התפעול או שינוי במעמדו ו/או בזכויותיו באופן שיחדל מלהיות המפעיל בפריקט, 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 פעילות הפריקטים 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, ברישיונות אופק חדש ויהל חדש אשר פקעו, 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.

7.28.28 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. בהקשר זה יצוין כי, אין ודאות שבכל מקרה של 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. עוד יצוין כי, כאמור, פיתוח והפקה של נכסים במים עמוקים, דוגמת אלו בהם מצויים נכסי השותפות, הינן פעילויות מורכבות ובעלות סיכון גבוה.

7.28.29 ביטול או פקיעה 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 עלול להביא לאובדן הזכויות וכל הכספים שהושקעו בזכויות אלה עלולים לרדת לטמיון. בהקשר זה יצוין כי, במסגרת תוכנית הפיתוח של מאגר אפרודיטה נקבע, בין היתר, כי על השותפים לבצע את קידוח A-3 עד לחודש אוגוסט 2023, כמפורט בסעיף 7.3 לעיל.

7.28.30 גלישה של מאגרים

יתכן שמאגרי נפט או גז טבעי שנתגלו או יתגלו בשטחים בהם לשותפות יש זכויות, "גולשים" (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 7.7.1 לעיל.

7.28.31 סיכונים ביטחוניים

מתקני הולכת הגז של נתגז, 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.¹³²

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 משמעותית בהכנסות השותפות ובעסקיה, לרבות יכולתה להוציא לפועל פעולות המותנות בתיאום מוקדם עם מערכת הביטחון.

7.28.32 תנודתיות 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

¹³² יצוין כי, על-פי פרסומים בתקשורת מחודש אוגוסט 2022, ארגון הטרור הלבנוני חיזבאללה שיגר 3 כלי טייס בלתי מאוישים לעבר אסדת הגז בחזקת כריש של חברת אנרג'יאן אשר יורטו על-ידי כוחות הביטחון הישראליים. כמו כן, מנהיג הארגון התבטא מספר פעמים בכלי תקשורת שונים על כוונת הארגון לפגוע באסדות הימיות במים הכלכליים של ישראל כחלק מעימות צבאי אשר עלול להתפתח.

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.

7.28.33 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, במישורין 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.

7.28.34 מעמדה של השותפות כמונופולין

כאמור בסעיף 7.22.2(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 בפרויקט 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).

7.28.35 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.

7.28.36 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 אזרית 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 הנוכחיים 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 בשטחי 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			מגיפת הקורונה
	X		תנודות ברכיבי הצמדה בנוסחאות מחירי הגז הטבעי בחוזי האספקה
	X		שינויים בביקושים ובמחירי 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 הערכות, אומדנים ונתונים חלקיים ומשוערים
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של היעדר אמצעים
X			חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה וחוסנים הפיננסי של השותפים בנכסי הנפט
	X		תלות בקבלת אישורים רגולטוריים ואחרים
		X	שינויים רגולטוריים
	X		אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי
		X	כפיפות לרגולציה סביבתית
	X		משבר האקלים
X			תלות במזג אוויר 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
	X		תנודתיות בשער הדולר

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה קטנה	השפעה בינונית	השפעה גדולה	
	X		השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה בה
X			מעמדה של השותפות כמונופולין
	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 לווייתן, 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 בלץ הדחיסה. דחיסת הגז מאפשרת את אחסונו ושינועו. ה- CNG משמש בעיקר כדלק לרכבים מונעי גז.

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 מבלי להזדקק לצנרת.

גז טבעי עשיר (Rich Natural Gas) - בהקשר של מערכות ההפקה של הפרויקטים לווייתן 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 החיפוש 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 (topside) של הפלטפורמה.

מימן ירוק (Green Hydrogen) - תוצר של תהליך אלקטרוליזה במסגרתו מולקולות המים מתפרקות למימן ולחמצן באמצעות חשמל המגיע מאנרגיה מתחדשת, לרוב אנרגיה 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 ומקודם 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).

סיפוני תפעול (Topsides) - 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, ולאלו 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 Unclassified 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

BCFD - מיליארד רגל מעוקב ליום, Billion Cubic Feet per Day

BCM - מיליארד מטר מעוקב, Billion Cubic Meter

TCF - טריליון רגל מעוקב, Trillion Cubic Feet

MMCF - מיליון רגל מעוקב, Million Cubic Feet

MMCFD - מיליון רגל מעוקב ליום, Million Cubic Feet per Day

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 מפורט
- 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
- 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, 2020, 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): 145.0 - 100.5
- יורא (Jurassic): 201.3 - 145.0
- טריאס (Triassic): 251.9 - 201.3
- 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 לוויתן

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

("השותפות")

19 במרץ, 2023

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 15.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-006945) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("דוח המשאבים המותנים", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה" או "פרויקט לויתן", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 30.9.2022 ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, ליום 31.12.2022, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן ("דוח המשאבים").¹

בהמשך לאמור בסעיף 3 לדוח הרבעון השלישי של שנת 2022, כפי שפורסם ביום 24.11.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-141286) ("דוח רבעון שלישי"), ובדוח המשאבים הקודם, יכולת אספקת הגז המירבית הנוכחית מפרויקט לויתן הינה כ-1.2 BCF ליום. על מנת להגדיל יכולת זו לכ-1.4 BCF ליום, במסגרת שלב 1א', מקדמים שותפי לויתן פרויקט ששיקרו הנחת צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה ("פרויקט הצינור השלישי"). תקציב פרויקט הצינור השלישי, הכולל גם השקעות במערכות נלוות בפלטפורמה, מוערך בכ-562 מיליון דולר (100%), אשר ייפרסו עד להפעלה הצפויה של הצינור השלישי במחצית שנת 2025. במסגרת קידום פרויקט הצינור השלישי, ביום 20.2.2023 אישרו השותפים בפרויקט לויתן ("השותפים") תקציב מקדמי בסך של כ-45 מיליון דולר (100%) לצורך תכנון הנדסי ושימור מועדי אספקה באמצעות התקשרויות ראשוניות עם ספקים. בנוסף, אישרו השותפים, במסגרת אישור התקציב לשנת 2023, כ-163 מיליון דולר נוספים (100%) לתקצוב פרויקט הצינור השלישי, כך שסך התקציבים שאושרו עד למועד דוח זה הינו כ-208 מיליון דולר (100%), מתוך תקציב של כ-562 מיליון דולר כאמור. יחד עם זאת, יצוין כי אף שטרם התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט הצינור השלישי, היא צפויה להתקבל, להערכת השותפות, במהלך הרבעון השני של שנת 2023, עם השלמת העבודות המקדמיות המתוארות לעיל.

לאור ההתקדמות שחלה בפרויקט הצינור השלישי, סיווג מעריך המשאבים, חברת Netherland, Sewell & Associates Inc ("NSAI" או "המעריך"), חלק מהמשאבים שסווגו בדוח המשאבים הקודם כמותנים, כעתודות, כפי שיפורט להלן.

במהלך שנת 2022 מכרו שותפי לויתן כ-11.4 BCM גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ-2.5 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (100%, חלק השותפות כ-1.14 מיליארד דולר).²

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המובא לעיל לגבי פרויקט הצינור השלישי, לרבות מועד קבלת החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט, עלויות הפרויקט ומועד השלמתו, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך"). מידע זה מבוסס, בין היתר, על מידע שהתקבל מהמפעילה במאגר לויתן, Chevron Mediterranean

¹ מיליון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-194 לדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2021, כפי שפורסם ביום 24.3.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-033988) ("הדוח התקופתי").
² יובהר כי, ההכנסות לשנת 2022 אינן מבוקרות.

Ltd. ("המפעילה" או "שברון"), הערכות והשערות אשר במועד דוח זה אין לגביהן ודאות, בין היתר, מאחר שהתקיימותן תלויה בצדדים שלישיים וכן מותנית בגורמים ותנאים שאינם בשליטת השותפות.

1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן

על-פי דוח המשאבים שקיבלה השותפות מ-NSAI, 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 ממתקני פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות, ליום 31.12.2022, מוצגים בסעיף 1(א)(3) להלן.

- דוח משאבים מותנים, הכולל 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. המשאבים המותנים חולקו לשתי קבוצות, המתייחסות לשלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

(1) שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים המיוחסים לשלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן, כמפורט בסעיף 7.2.5(ד) לדוח התקופתי, ובתוספת פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה, ליום 31.12.2022, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

(2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המיוחסים לשלבי פיתוח מעבר לשלב 1א'.

על-פי נתוני התזרימים המהוונים ליום 31.12.2022, שווי חלקה של השותפות במאגר לווייתן ביחס לעתודות ומשאבים מותנים מסוג 2P+2C, עלה בכ- 9.4%, לכ- 5.1 מיליארד דולר ובכ- 9.9% לכ- 6.3 מיליארד דולר, וביחס לעתודות מסוג 2P עלה בכ- 11.5% לכ- 4.9 מיליארד דולר ובכ- 13.2% לכ- 6 מיליארד דולר, והכל בשיעורי היוון של 10% ו- 7.5%, בהתאמה, וזאת ביחס לתזרים המהוון הקודם. הגידול האמור הינו על אף מכירות גז טבעי של כ- 2.83 BCM (100%) במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2022.

לפרטים נוספים בדבר השינויים בתזרימים המהוונים הנוכחיים לעומת התזרים המהוון הקודם, ראו סעיף 1(א)(3) להלן.

(א) עתודות במאגר לווייתן

(1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ליום 31.12.2022, העתודות בפרויקט לווייתן מוגדרות בשלב בשלות של "בהפקה" (on production). עתודות אלה הינן כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁴ (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות ³
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
10.8	4,931.3	30.4	13,813.0	עתודות מוכחות 1P

³ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
⁴ בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צויין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ- 2,040 BCF ושל כ- 4.5 מיליון חביות קונדנסט משלב 1א'

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁴ (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות ³
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
				(Proved Reserves)
1.4	621.1	3.9	1,756.2	עתודות צפויות (Probable Reserves)
12.2	5,552.4	34.3	15,569.2	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.5	249.1	1.5	704.5	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
12.7	5,801.5	35.8	16,273.7	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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 והסתיוגויות, 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 ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לווייתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים במאגר ומאת המפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, 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

"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 הקבועים בסעיף 7.2.7 לדוח התקופתי. לפרטים בקשר עם חישוב מועד החזר ההשקעה, ראו סעיפים 7.24.7 ו-7.25.6 לדוח התקופתי.

כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר. 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, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה ממאגר לויתן 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 שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לויתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לויתן בשלב 1א' בלבד, לרבות הגדלתו באמצעות פרויקט הצינור השלישי.⁵ 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 ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם חברת Blue Ocean Energy,⁶ כמפורט בסעיף 7.10.3(ד) לדוח התקופתי ("הסכם הייצוא למצרים"), 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 7.10.3(ג) לדוח התקופתי, וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוקי הייצוא האזוריים ובשוק המקומי בישראל, וזאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לויתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לויתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group, "BDO")⁷ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מהמאגרים תמר, כריש, כריש צפון ותנין;⁸ ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלה שהוכנו על-ידי חברות ייעוץ.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחירי הגז הטבעי שיימכר ממאגר לויתן 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 חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל, לשער החליפין ש"ח/דולר⁹ או למחיר הברנט.

⁵ כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות שעשויות להתאפשר כתוצאה משלבי פיתוח נוספים, אשר סווגו בדוח המשאבים כמשאבים מותנים – פיתוחים עתידיים, לרבות מכירות נוספות למשק המקומי ו/או מכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG אחרים ו/או מתקני FLNG (לפרטים ראו סעיפים 7.2.5(ו) ו-7.11.2(ז) לדוח התקופתי, סעיף 8 לדוח רבעון שלישי והדוח המידי של השותפות מיום 21.2.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-016348 ("הדוח המידי מיום 21.2.2023")), אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים.

⁶ ההסכם נחתם עם Dolphinus Holdings Limited, אשר הסבה בחדש יוני 2020 את הסכם הייצוא למצרים ל-Blue Ocean Energy.

⁷ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2023 – כ-13.6; 2024 – כ-15.5; 2025 – כ-17; 2026 – כ-18.4 ו-2027 – כ-19.4. תחזית הביקושים האמורה 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, 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.

⁸ ביום 26.10.2022 דיווחה Energean Oil and Gas Plc על הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש, וביום 28.10.2022 החלה להזרים גז ללקוחותיה. לפרטים ראו סעיף 2(א) לדוח רבעון שלישי.

⁹ שער הדולר בו נעשה שימוש הינו כ-3.5 ש"ח לדולר לאורך כל תקופת התזרים והוא מבוסס על שערי החליפין הנקובים בתחזית BDO כאמור.

תעריף ייצור החשמל מפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל לישראל בע"מ, ובכלל זאת עלות הדלקים שלה, עלויות הון ותפעול המשויות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים. ההנחות בתזרים לגבי השינויים בתעריף ייצור החשמל לאורך שנות התזרים מבוססות על תחזית שהוכנה עבור השותפות על-ידי BDO, שאינה כוללת עלויות בגין מס פחמן.

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הברנט מבוססות על תחזיות ארוכות טווח של צדדים שלישיים, כדלקמן: משרד האנרגיה האמריקאי, הבנק העולמי, IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם, הונח בתזרים כי מחיר הברנט יעמוד על כ-90 דולר בשנת 2023, ירד לכ-83 דולר בשנת 2027, ויעלה לכ-93 דולר החל משנת 2032 ועד לתום תקופת התזרים.

שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים)¹⁰ או שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר, כמפורט לעיל.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט. לפרטים אודות הסכמים לאספקת קונדנסט מפרויקט לויתן, ראו סעיפים 7.10.4 (ב) ו-7.10.4 (ג) לדוח התקופתי, סעיף 9 לדוח הרבעון הראשון של שנת 2022, כפי שפורסם ביום 23.5.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-062278) ("דוח רבעון ראשון"), הדוח המידי של השותפות מיום 1.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-112711), סעיף 9 לדוח רבעון שלישי, והדוח מידי של השותפות מיום 19.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-009273).

(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 לויתן, לרבות השלמת קידוח "לויתן-8" וחיבורו הצפוי למערכת ההפקה הקיימת במהלך הרבעון השני של שנת 2023, הוצאות בגין עבודות הנדסיות לשיפור מערך ההפקה ומערכות נלוות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכה לגז טבעי,¹¹ אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, לרבות הוצאות בקשר עם הצינור השלישי כמפורט לעיל, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. 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 תשתיות, לצידוד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, אשר הינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א לתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן, 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 אטימה ונטישה (Plugging and Abandonment) שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכות יועצים מומחים

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 על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג'י, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. לפרטים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 17.02.2022 ו-1.3.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-019438 ו-2022-01-023718), סעיפים 7.11.2 (ד) ו-7.11.2 (ה) לדוח התקופתי, סעיף 10 לדוח רבעון ראשון, סעיף 8 לדוח הרבעון השני של שנת 2022, כפי שפורסם ביום 18.8.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-104980) ("דוח רבעון שני"), הדוח המידי של השותפות מיום 28.12.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-157144), והדוח המידי של השותפות מיום 27.2.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-018073).

באשר לעלות אטימת ונטישת הבארות, ולעלות נטישת 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, ייתכן כי הפרויקט יסתיים לפני או אחרי שנה זו. בהקשר זה יצוין כי, מועד פקיעת חזקות לווייתן הינו יום 13.2.2044, אולם בהתאם להוראות חוק הנפט, התשי"ב-1952, ניתן להאריכו ב-20 שנים נוספות. עלויות הנטישה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לווייתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

(ו) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הינו 11.26%, והשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים ושלישיים הינו 4.05% לפני מועד החזר ההשקעה ו-8.56% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 7.22.8(ב) לדוח התקופתי.

(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 לווייתן צפון ולווייתן דרום לצרכי החוק ("המיזמים"). 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 המיזמים 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 במיזמים לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: התשלומים המיוחסים למיזמים (עלויות ההפקה, עיקר ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; ולצורך חישוב ההכנסות המיוחסות למיזמים יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי.

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל החל מיום 1.1.2023 ואשר צפויות להמשיך להיות משולמות על-ידי השותפות, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק החל מיום 1.1.2023 ואשר צפוי להמשיך להיות מופק.

(י) הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התשלום בפועל.

השינויים בתזרימים המהווים לעומת התזרים המהוון הקודם:

השינויים בתזרימים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם נובעים בעיקרם מפרויקט הצינור השלישי, וכן מעדכון ההנחות המפורטות לעיל, ואשר עיקרן מפורט להלן:

- א. נלקחה בחשבון לראשונה בתזרים המהוון של העתודות השקעה בפרויקט הצינור השלישי, בסך של כ- 562 מיליון דולר (100%), הכולל, כפי שצוין לעיל, גם השקעות במערכות נלוות בפלטפורמה. בהתאם, הוגדלו כמויות המכירה החל מהמחצית השנייה של שנת 2025. יצוין כי, בתזרים המהוון הקודם, השקעות אלה יוחסו למשאבים מותנים בשנים מאוחרות יותר.
- ב. עודכן תקציב ההשקעות בשנים 2023-2025, בעיקר בקשר עם השלמת קידוח "לוויתן-8" וחיבורו, פרויקט הצינור השלישי, כאמור בס"ק א' לעיל, קו ניצנה, כמפורט בסעיף 8 לדוח רבעון שני ובסעיף 10 לדוח רבעון שלישי, וכן נכללו תקציבים בסך כולל של כ- 96.4 מיליון דולר (100%) לשנת 2023 לביצוע תכנון הנדסי מוקדם במסגרת שלב 1' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לוויתן, הכוללים בדיקות לגבי הרחבת יכולת ההפקה של פרויקט לוויתן לכ- 21 BCM לשנה, והקמת מתקן הנזלה צף לייצוא (FLNG), כמפורט בדוח המיידני מיום 21.2.2023.
- ג. עודכן שיעור התמלוג החזוי ל- 11.26% (חלף 11.5%), השווה לשיעור תשלום המקדמות הקיים בפועל, ובהמשך להנחות המפורטות לאופן חישוב תמלוגי המדינה בחזקות לוויתן. בהתאם לכך, עודכן שיעור התמלוג האפקטיבי שמשלמת השותפות לצדדים שלישיים וקשורים, כמפורט בסעיף (ו) לעיל.

בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, מוצגת להלן הערכת התזרים המהוון, ליום 31.12.2022, באלפי דולר, לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות מהעתודות שבמאגר לוויתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:¹²

¹² שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון מעתדות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2022 (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 חביות) מנכס (הנפט) (BCM) 100%	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט) (BCM) 100%	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
366,447	374,329	382,741	387,166	391,748	401,423	120,766	-	522,189	-	211,491	156,683	-	161,002	1,051,365	10.1	785	31.12.2023
394,801	420,827	449,843	465,626	482,355	518,980	133,427	-	652,406	-	159,592	132,488	-	170,789	1,115,275	10.8	839	31.12.2024
419,194	466,255	521,058	551,882	585,321	661,253	134,033	-	795,286	-	27,453	131,109	-	188,442	1,142,290	11.2	872	31.12.2025
370,313	429,795	502,145	544,220	590,937	700,977	135,967	-	836,945	-	-	122,465	-	237,124	1,196,534	12.0	929	31.12.2026
259,941	314,811	384,524	426,434	474,065	590,459	103,110	125,818	819,388	-	-	136,951	-	236,365	1,192,705	12.0	929	31.12.2027
185,652	234,616	299,596	339,977	386,950	506,053	78,710	251,675	836,438	-	-	137,622	-	240,745	1,214,806	12.0	929	31.12.2028
139,283	183,671	245,202	284,722	331,776	455,592	63,637	306,748	825,977	-	-	158,695	-	243,368	1,228,040	12.0	929	31.12.2029
100,055	137,678	192,156	228,316	272,383	392,735	96,275	371,977	860,987	-	-	138,672	-	247,072	1,246,732	12.0	929	31.12.2030
81,785	117,430	171,346	208,324	254,450	385,223	96,780	423,396	905,399	-	-	132,672	-	256,566	1,294,638	12.0	929	31.12.2031
69,490	104,115	158,822	197,589	247,084	392,774	98,988	432,603	924,365	-	-	133,347	-	261,420	1,319,132	12.0	929	31.12.2032
57,468	89,847	143,287	182,406	233,529	389,788	101,950	432,582	924,321	-	-	133,286	-	261,394	1,319,002	12.0	929	31.12.2033
46,225	75,411	125,731	163,780	214,675	376,234	104,749	423,120	904,103	-	-	153,922	-	261,498	1,319,523	12.0	929	31.12.2034
37,697	64,173	111,858	149,097	200,082	368,192	108,091	418,986	895,270	-	-	110,045	-	248,470	1,253,785	12.0	929	31.12.2035
31,289	55,580	101,283	138,142	189,794	366,724	109,545	418,973	895,242	-	-	110,074	-	248,470	1,253,786	12.0	929	31.12.2036
26,070	48,323	92,062	128,485	180,730	366,670	109,583	418,959	895,211	-	-	110,103	-	248,470	1,253,785	12.0	929	31.12.2037
21,375	41,342	82,342	117,592	169,347	360,753	107,758	412,149	880,660	-	-	110,053	-	244,861	1,235,574	11.8	915	31.12.2038
16,817	33,941	70,674	103,276	152,270	340,594	101,736	389,117	831,447	-	-	130,532	-	237,759	1,199,739	11.4	888	31.12.2039
13,885	29,242	63,657	95,186	143,684	337,458	100,799	385,535	823,792	-	-	109,795	-	230,742	1,164,329	11.1	861	31.12.2040
11,197	24,605	55,998	85,680	132,415	326,541	97,538	373,062	797,141	-	-	109,675	-	224,126	1,130,943	10.8	835	31.12.2041
9,028	20,702	49,257	77,119	122,021	315,955	94,376	360,968	771,298	-	-	109,560	-	217,710	1,098,568	10.4	810	31.12.2042
7,279	17,418	43,326	69,410	112,438	305,699	91,313	349,251	746,263	-	-	109,448	-	211,494	1,067,205	10.1	786	31.12.2043
5,695	14,219	36,978	60,618	100,535	287,002	85,728	327,890	700,620	-	-	129,943	-	205,279	1,035,842	9.8	762	31.12.2044
4,727	12,315	33,481	56,163	95,363	285,849	85,384	326,573	697,806	-	-	109,232	-	199,465	1,006,503	9.5	740	31.12.2045
3,807	10,349	29,416	50,491	87,773	276,255	82,518	315,612	674,385	-	-	109,128	-	193,650	977,163	9.2	717	31.12.2046
3,070	8,708	25,877	45,449	80,890	267,322	79,849	305,406	652,578	-	-	109,032	-	188,237	949,847	9.0	696	31.12.2047
2,473	7,319	22,738	40,866	74,464	258,389	77,181	295,201	630,771	-	-	108,937	-	182,823	922,531	8.7	675	31.12.2048
1,925	5,945	19,308	35,507	66,240	241,345	72,090	275,729	589,164	-	-	129,452	-	177,611	896,226	8.4	655	31.12.2049
1,603	5,166	17,541	33,008	63,044	241,184	72,042	275,544	588,770	-	-	108,754	-	172,398	869,922	8.2	635	31.12.2050
1,292	4,344	15,421	29,694	58,065	233,242	69,670	266,471	569,383	-	-	108,672	-	167,586	845,641	7.9	616	31.12.2051
1,040	3,649	13,542	26,682	53,417	225,300	67,297	257,398	549,996	-	-	108,590	-	162,774	821,360	7.7	597	31.12.2052
837	3,066	11,895	23,982	49,154	217,689	65,024	248,703	531,416	-	-	108,512	-	158,162	798,091	7.5	580	31.12.2053
647	2,473	10,033	20,697	43,433	201,966	60,328	230,740	493,034	-	-	129,047	-	153,751	775,833	7.2	562	31.12.2054
542	2,163	9,172	19,363	41,600	203,118	60,672	232,055	495,845	-	-	108,390	-	149,341	753,575	7.0	545	31.12.2055
437	1,816	8,053	17,395	38,262	196,159	58,593	224,105	478,856	-	-	108,343	-	145,130	732,329	6.8	529	31.12.2056
351	1,524	7,061	15,607	35,147	189,199	56,514	216,153	461,866	-	-	108,298	-	140,920	711,084	6.6	513	31.12.2057
283	1,281	6,205	14,035	32,359	182,900	54,633	208,958	446,491	-	-	108,260	-	137,110	691,861	6.4	498	31.12.2058
216	1,022	5,176	11,980	28,279	167,830	50,131	191,740	409,700	-	-	128,826	-	133,100	671,627	6.2	482	31.12.2059
183	902	4,775	11,308	27,329	170,303	50,870	194,565	415,738	-	-	108,187	-	129,491	653,416	6.0	468	31.12.2060
147	757	4,189	10,151	25,115	164,335	49,087	187,747	401,168	-	-	108,155	-	125,882	635,205	5.9	455	31.12.2061
121	652	3,776	9,362	23,716	162,936	42,734	180,928	386,598	-	-	108,123	-	122,274	616,995	5.7	441	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2022 (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 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										
98	548	3,314	8,408	21,805	157,298	41,050	174,486	372,834	-	-	108,096	-	118,865	599,796	5.5	427	31.12.2063
(32)	(184)	(1,166)	(3,028)	(8,040)	(60,901)	4,282	-	(56,620)	95,105	-	19,227	-	14,264	71,975	0.7	51	31.12.2064
2,694,750	3,372,145	4,533,694	5,482,166	6,906,003	13,128,796	3,474,807	11,230,925	27,834,528	95,105	398,537	4,950,403	-	8,056,003	41,334,576	391	30,389	סה"כ

סה"כ תזרים מהון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

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										
54,305	55,473	56,719	57,375	58,054	59,488	17,769	-	77,257	-	-	5,955	-	15,047	98,259	1.0	75	31.12.2023
47,256	50,372	53,845	55,734	57,736	62,120	18,555	-	80,675	-	-	5,866	-	15,649	102,190	1.0	79	31.12.2024
40,305	44,829	50,099	53,062	56,278	63,578	18,991	-	82,569	-	-	5,937	-	37,182	125,688	1.3	103	31.12.2025
42,297	49,091	57,354	62,160	67,496	80,065	23,915	16,523	120,503	-	-	6,060	-	31,281	157,844	1.7	133	31.12.2026
(830)	(1,005)	(1,227)	(1,361)	(1,513)	(1,884)	(563)	122,635	120,188	-	-	6,059	-	31,203	157,449	1.7	133	31.12.2027
9,392	11,869	15,156	17,199	19,576	25,601	7,647	89,682	122,930	-	-	6,080	-	31,886	160,895	1.7	133	31.12.2028
5,763	7,600	10,146	11,781	13,728	18,851	5,631	100,086	124,568	-	-	6,069	-	32,288	162,925	1.7	133	31.12.2029
7,023	9,663	13,487	16,025	19,118	27,566	8,234	89,002	124,801	-	-	6,062	-	32,344	163,207	1.7	131	31.12.2030
9,972	14,319	20,893	25,402	31,026	46,972	14,031	54,285	115,288	-	-	5,107	-	29,756	150,151	1.5	113	31.12.2031
7,126	10,676	16,286	20,261	25,337	40,276	12,031	46,014	98,321	-	-	5,045	-	25,548	128,914	1.2	95	31.12.2032
4,769	7,456	11,891	15,137	19,380	32,347	9,662	36,956	78,965	-	-	4,928	-	20,735	104,627	1.0	76	31.12.2033
3,041	4,962	8,273	10,776	14,125	24,755	7,394	28,282	60,432	-	-	4,826	-	16,129	81,387	0.8	58	31.12.2034
1,761	2,998	5,225	6,965	9,346	17,199	5,137	19,650	41,986	-	-	2,142	-	10,907	55,035	0.5	40	31.12.2035
847	1,505	2,742	3,739	5,138	9,927	2,965	11,341	24,234	-	-	2,044	-	6,495	32,772	0.3	23	31.12.2036
189	350	668	932	1,310	2,659	794	3,037	6,490	-	-	1,945	-	2,085	10,520	0.1	6	31.12.2037
79	153	305	436	628	1,337	399	1,527	3,263	-	-	1,927	-	1,283	6,473	0.0	3	31.12.2038
294	594	1,237	1,808	2,666	5,963	1,781	6,812	14,556	-	-	1,991	-	4,090	20,637	0.2	14	31.12.2039
436	917	1,997	2,986	4,508	10,587	3,162	12,095	25,845	-	-	2,055	-	6,896	34,795	0.3	25	31.12.2040
499	1,097	2,496	3,819	5,902	14,554	4,347	16,627	35,528	-	-	2,111	-	9,303	46,941	0.4	34	31.12.2041
529	1,213	2,887	4,520	7,152	18,518	5,531	21,156	45,206	-	-	2,167	-	11,709	59,082	0.6	44	31.12.2042
527	1,262	3,140	5,030	8,148	22,152	6,617	25,308	54,077	-	-	2,220	-	13,914	70,211	0.7	52	31.12.2043
518	1,294	3,365	5,516	9,148	26,114	7,800	29,835	63,750	-	-	2,277	-	16,319	82,346	0.8	61	31.12.2044
486	1,267	3,446	5,780	9,815	29,419	8,788	33,611	71,818	-	-	2,326	-	18,325	92,468	0.9	69	31.12.2045
451	1,226	3,484	5,981	10,397	32,722	9,774	37,384	79,881	-	-	2,375	-	20,330	102,585	1.0	77	31.12.2046
410	1,165	3,460	6,078	10,817	35,748	10,678	40,840	87,266	-	-	2,420	-	22,166	111,852	1.1	84	31.12.2047
376	1,113	3,459	6,216	11,326	39,302	11,740	44,901	95,943	-	-	2,469	-	24,323	122,734	1.2	91	31.12.2048
334	1,033	3,356	6,171	11,512	41,944	12,529	47,919	102,391	-	-	2,510	-	25,927	130,828	1.3	97	31.12.2049
296	955	3,243	6,102	11,654	44,585	13,318	50,937	108,839	-	-	2,551	-	27,531	138,922	1.3	103	31.12.2050
260	873	3,101	5,970	11,675	46,896	14,008	53,577	114,481	-	-	2,589	-	28,934	146,004	1.4	109	31.12.2051
227	797	2,958	5,827	11,666	49,207	14,698	56,217	120,121	-	-	2,626	-	30,338	153,086	1.5	114	31.12.2052
198	726	2,815	5,675	11,633	51,517	15,388	58,856	125,762	-	-	2,664	-	31,741	160,168	1.5	120	31.12.2053
171	655	2,658	5,483	11,505	53,500	15,980	61,122	130,602	-	-	2,692	-	32,944	166,238	1.6	124	31.12.2054
148	591	2,506	5,290	11,365	55,491	16,575	63,397	135,463	-	-	2,698	-	34,147	172,308	1.7	129	31.12.2055
127	529	2,346	5,068	11,148	57,152	17,071	65,294	139,518	-	-	2,699	-	35,150	177,367	1.7	133	31.12.2056
110	476	2,207	4,879	10,987	59,143	17,666	67,569	144,379	-	-	2,705	-	36,353	183,437	1.8	138	31.12.2057
93	423	2,052	4,641	10,699	60,474	18,064	69,089	147,626	-	-	2,702	-	37,155	187,484	1.8	141	31.12.2058
80	378	1,916	4,435	10,470	62,135	18,560	70,987	151,682	-	-	2,703	-	38,157	192,542	1.9	145	31.12.2059
68	336	1,780	4,214	10,184	63,465	18,957	72,507	154,929	-	-	2,700	-	38,959	196,589	1.9	148	31.12.2060
58	297	1,643	3,982	9,852	64,466	19,256	73,650	157,371	-	-	2,692	-	39,561	199,624	1.9	150	31.12.2061
49	263	1,525	3,781	9,577	65,797	19,654	75,170	160,620	-	-	2,688	-	40,363	203,671	2.0	153	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (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	234	1,414	3,588	9,305	67,127	20,051	76,690	163,869	-	-	2,685	-	41,165	207,718	2.0	156	31.12.2063
8	46	288	748	1,987	15,052	4,496	-	19,548	-	-	1,197	-	5,127	25,872	0.3	19	31.12.2064
240,093	290,073	386,639	479,211	641,859	1,603,885	479,083	1,850,573	3,933,541	-	-	139,563	-	1,010,741	5,083,845	50	3,864	סה"כ

סה"כ תזרים מהון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלומים 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										
420,752	429,801	439,461	444,541	449,803	460,910	138,535	-	599,446	-	211,491	162,638	-	176,049	1,149,624	11.1	861	31.12.2023
442,058	471,199	503,688	521,360	540,091	581,100	151,982	-	733,082	-	159,592	138,354	-	186,438	1,217,465	11.8	918	31.12.2024
459,498	511,084	571,157	604,945	641,599	724,831	153,024	-	877,855	-	27,453	137,046	-	225,624	1,267,978	12.6	975	31.12.2025
412,610	478,886	559,500	606,380	658,433	781,042	159,883	16,523	957,448	-	-	128,525	-	268,405	1,354,378	13.7	1,062	31.12.2026
259,111	313,806	383,296	425,073	472,553	588,575	102,547	248,453	939,576	-	-	143,010	-	267,568	1,350,154	13.7	1,062	31.12.2027
195,044	246,485	314,752	357,176	406,525	531,654	86,357	341,358	959,368	-	-	143,702	-	272,631	1,375,701	13.7	1,062	31.12.2028
145,046	191,271	255,348	296,503	345,505	474,443	69,268	406,834	950,545	-	-	164,764	-	275,656	1,390,965	13.7	1,062	31.12.2029
107,078	147,342	205,644	244,341	291,501	420,301	104,509	460,979	985,789	-	-	144,734	-	279,416	1,409,938	13.6	1,060	31.12.2030
91,757	131,749	192,239	233,726	285,477	432,195	110,811	477,682	1,020,687	-	-	137,779	-	286,322	1,444,789	13.4	1,043	31.12.2031
76,615	114,791	175,109	217,850	272,421	433,050	111,019	478,617	1,022,686	-	-	138,392	-	286,968	1,448,047	13.2	1,024	31.12.2032
62,237	97,303	155,177	197,544	252,909	422,136	111,613	469,538	1,003,286	-	-	138,214	-	282,129	1,423,629	12.9	1,005	31.12.2033
49,266	80,373	134,004	174,556	228,800	400,989	112,143	451,402	964,535	-	-	158,748	-	277,627	1,400,911	12.7	987	31.12.2034
39,458	67,171	117,083	156,062	209,429	385,392	113,229	438,636	937,256	-	-	112,187	-	259,377	1,308,820	12.5	970	31.12.2035
32,136	57,084	104,025	141,881	194,932	376,651	112,510	430,315	919,476	-	-	112,118	-	254,965	1,286,558	12.3	953	31.12.2036
26,259	48,674	92,730	129,417	182,041	369,329	110,377	421,996	901,702	-	-	112,048	-	250,555	1,264,305	12.0	935	31.12.2037
21,454	41,495	82,648	118,028	169,974	362,090	108,157	413,676	883,923	-	-	111,980	-	246,144	1,242,047	11.8	918	31.12.2038
17,111	34,535	71,911	105,084	154,936	346,557	103,517	395,930	846,004	-	-	132,523	-	241,849	1,220,376	11.6	902	31.12.2039
14,321	30,159	65,654	98,172	148,191	348,045	103,962	397,630	849,636	-	-	111,851	-	237,638	1,199,125	11.4	886	31.12.2040
11,696	25,702	58,494	89,499	138,316	341,095	101,885	389,689	832,669	-	-	111,787	-	233,428	1,177,884	11.2	869	31.12.2041
9,557	21,916	52,144	81,639	129,172	334,473	99,907	382,124	816,504	-	-	111,727	-	229,418	1,157,650	11.0	854	31.12.2042
7,807	18,680	46,465	74,439	120,586	327,851	97,930	374,559	800,340	-	-	111,668	-	225,408	1,137,416	10.8	838	31.12.2043
6,213	15,513	40,343	66,134	109,682	313,117	93,528	357,725	764,370	-	-	132,220	-	221,598	1,118,188	10.6	824	31.12.2044
5,213	13,582	36,927	61,943	105,177	315,269	94,171	360,184	769,624	-	-	111,558	-	217,790	1,098,971	10.4	809	31.12.2045
4,258	11,575	32,900	56,471	98,170	308,977	92,292	352,996	754,266	-	-	111,502	-	213,980	1,079,748	10.2	794	31.12.2046
3,480	9,873	29,337	51,527	91,707	303,069	90,527	346,247	739,844	-	-	111,452	-	210,403	1,061,699	10.0	780	31.12.2047
2,849	8,433	26,197	47,081	85,790	297,691	88,921	340,102	726,713	-	-	111,405	-	207,146	1,045,265	9.9	766	31.12.2048
2,259	6,978	22,663	41,678	77,752	283,289	84,619	323,648	691,555	-	-	131,962	-	203,537	1,027,054	9.7	752	31.12.2049
1,899	6,121	20,783	39,109	74,698	285,769	85,359	326,481	697,610	-	-	111,305	-	199,929	1,008,843	9.5	738	31.12.2050
1,551	5,218	18,522	35,664	69,739	280,138	83,678	320,048	683,863	-	-	111,261	-	196,520	991,644	9.3	725	31.12.2051
1,267	4,446	16,499	32,509	65,083	274,507	81,996	313,615	670,117	-	-	111,217	-	193,112	974,445	9.2	712	31.12.2052
1,035	3,791	14,710	29,657	60,787	269,206	80,412	307,559	657,177	-	-	111,177	-	189,904	958,258	9.0	699	31.12.2053
819	3,129	12,690	26,180	54,938	255,466	76,308	291,861	623,636	-	-	131,739	-	186,696	942,071	8.8	687	31.12.2054
691	2,754	11,678	24,653	52,965	258,609	77,247	295,452	631,308	-	-	111,087	-	183,488	925,883	8.7	674	31.12.2055
564	2,346	10,399	22,463	49,410	253,311	75,664	289,399	618,373	-	-	111,043	-	180,280	909,696	8.5	662	31.12.2056
461	2,000	9,268	20,486	46,134	248,342	74,180	283,723	606,245	-	-	111,003	-	177,272	894,520	8.4	650	31.12.2057
376	1,704	8,257	18,676	43,058	243,374	72,696	278,047	594,117	-	-	110,963	-	174,265	879,345	8.2	639	31.12.2058
296	1,400	7,093	16,415	38,748	229,965	68,691	262,727	561,382	-	-	131,529	-	171,258	864,169	8.1	627	31.12.2059
251	1,238	6,555	15,523	37,513	233,768	69,827	267,072	570,668	-	-	110,887	-	168,451	850,005	7.9	616	31.12.2060
205	1,053	5,832	14,133	34,968	228,800	68,343	261,397	558,540	-	-	110,847	-	165,443	834,830	7.8	604	31.12.2061
170	916	5,300	13,143	33,293	228,732	62,388	256,098	547,218	-	-	110,811	-	162,636	820,666	7.6	594	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
139	781	4,728	11,996	31,110	224,425	61,101	251,177	536,703	-	-	110,781	-	160,030	807,513	7.5	583	31.12.2063
(24)	(139)	(878)	(2,280)	(6,053)	(45,849)	8,778	-	(37,072)	95,105	-	20,424	-	19,391	97,848	0.9	71	31.12.2064
2,934,843	3,662,217	4,920,333	5,961,378	7,547,862	14,732,682	3,953,890	13,081,498	31,768,069	95,105	398,537	5,089,966	-	9,066,745	46,418,422	441	34,253	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (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 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										
33,619	34,342	35,114	35,520	35,941	36,828	11,001	-	47,829	-	-	5,134	-	9,577	62,539	0.6	44	31.12.2023
9,850	10,499	11,223	11,617	12,034	12,948	3,868	-	16,816	-	-	4,563	-	3,866	25,245	0.1	8	31.12.2024
9,799	10,899	12,180	12,900	13,682	15,457	4,617	-	20,074	-	-	4,595	-	11,902	36,570	0.2	18	31.12.2025
(8,776)	(10,186)	(11,901)	(12,898)	(14,005)	(16,613)	(4,962)	34,354	12,778	-	-	4,490	-	4,268	21,537	-	-	31.12.2026
(303)	(367)	(448)	(497)	(553)	(689)	(206)	13,408	12,514	-	-	4,482	-	4,201	21,197	-	-	31.12.2027
(411)	(519)	(663)	(752)	(856)	(1,120)	(334)	13,237	11,783	-	-	4,484	-	4,021	20,288	-	-	31.12.2028
(516)	(681)	(909)	(1,056)	(1,230)	(1,689)	(504)	13,674	11,480	-	-	4,464	-	3,941	19,885	-	-	31.12.2029
1,299	1,787	2,494	2,963	3,535	5,097	1,523	6,520	13,140	-	-	4,468	-	4,352	21,960	0.0	2	31.12.2030
1,237	1,776	2,592	3,151	3,849	5,827	1,740	6,657	14,224	-	-	1,263	-	3,828	19,315	0.1	11	31.12.2031
1,199	1,797	2,741	3,410	4,264	6,779	2,025	7,744	16,548	-	-	1,275	-	4,405	22,228	0.2	14	31.12.2032
1,194	1,867	2,978	3,791	4,854	8,102	2,420	9,256	19,778	-	-	1,289	-	5,207	26,273	0.2	17	31.12.2033
1,118	1,824	3,042	3,962	5,194	9,103	2,719	10,399	22,221	-	-	1,302	-	5,814	29,337	0.3	19	31.12.2034
963	1,640	2,858	3,810	5,112	9,408	2,810	10,748	22,966	-	-	1,674	-	6,090	30,730	0.3	23	31.12.2035
887	1,576	2,872	3,916	5,381	10,397	3,106	11,878	25,381	-	-	1,688	-	6,690	33,760	0.3	25	31.12.2036
810	1,501	2,860	3,991	5,614	11,390	3,402	13,013	27,805	-	-	1,702	-	7,293	36,801	0.4	27	31.12.2037
734	1,419	2,826	4,036	5,812	12,381	3,698	14,145	30,225	-	-	1,717	-	7,895	39,836	0.4	30	31.12.2038
660	1,333	2,775	4,055	5,978	13,372	3,994	15,277	32,644	-	-	1,731	-	8,496	42,871	0.4	32	31.12.2039
591	1,244	2,709	4,051	6,115	14,361	4,290	16,407	35,058	-	-	1,746	-	9,096	45,900	0.4	34	31.12.2040
526	1,157	2,633	4,029	6,226	15,354	4,586	17,542	37,482	-	-	1,760	-	9,699	48,941	0.5	37	31.12.2041
467	1,071	2,548	3,990	6,312	16,345	4,882	18,674	39,901	-	-	1,775	-	10,300	51,976	0.5	39	31.12.2042
405	969	2,410	3,861	6,255	17,005	5,080	19,428	41,513	-	-	1,785	-	10,701	54,000	0.5	40	31.12.2043
350	875	2,276	3,731	6,187	17,664	5,276	20,180	43,120	-	-	1,796	-	11,101	56,017	0.5	42	31.12.2044
308	804	2,185	3,666	6,224	18,656	5,573	21,314	45,543	-	-	1,811	-	11,704	59,058	0.6	44	31.12.2045
266	724	2,057	3,530	6,137	19,317	5,770	22,069	47,155	-	-	1,822	-	12,105	61,082	0.6	46	31.12.2046
230	653	1,939	3,406	6,063	20,035	5,985	22,890	48,909	-	-	1,833	-	12,541	63,284	0.6	47	31.12.2047
204	604	1,878	3,375	6,150	21,339	6,374	24,379	52,092	-	-	1,848	-	13,331	67,271	0.6	49	31.12.2048
175	542	1,760	3,237	6,038	21,999	6,571	25,133	53,703	-	-	1,859	-	13,732	69,294	0.7	51	31.12.2049
153	492	1,672	3,146	6,009	22,989	6,867	26,264	56,121	-	-	1,875	-	14,334	72,329	0.7	53	31.12.2050
131	440	1,564	3,011	5,887	23,649	7,064	27,018	57,732	-	-	1,886	-	14,735	74,353	0.7	54	31.12.2051
112	394	1,461	2,879	5,763	24,309	7,261	27,772	59,342	-	-	1,898	-	15,136	76,376	0.7	56	31.12.2052
95	347	1,346	2,714	5,563	24,639	7,360	28,149	60,147	-	-	1,905	-	15,336	77,388	0.7	57	31.12.2053
80	306	1,240	2,559	5,369	24,968	7,458	28,525	60,951	-	-	1,911	-	15,537	78,400	0.7	57	31.12.2054
68	273	1,157	2,443	5,249	25,628	7,655	29,279	62,562	-	-	1,923	-	15,938	80,423	0.8	59	31.12.2055
59	243	1,079	2,331	5,128	26,288	7,852	30,033	64,173	-	-	1,935	-	16,339	82,446	0.8	61	31.12.2056
49	214	993	2,196	4,945	26,617	7,951	30,409	64,977	-	-	1,942	-	16,539	83,458	0.8	61	31.12.2057
42	189	914	2,068	4,767	26,947	8,049	30,786	65,781	-	-	1,949	-	16,740	84,470	0.8	62	31.12.2058
35	166	841	1,947	4,596	27,276	8,147	31,162	66,585	-	-	1,956	-	16,940	85,482	0.8	63	31.12.2059
30	146	774	1,833	4,430	27,605	8,246	31,538	67,389	-	-	1,963	-	17,141	86,493	0.8	64	31.12.2060
25	130	720	1,746	4,320	28,265	8,443	32,292	68,999	-	-	1,976	-	17,542	88,517	0.8	65	31.12.2061
21	114	663	1,643	4,162	28,594	8,541	32,668	69,803	-	-	1,983	-	17,742	89,528	0.9	66	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
18	100	602	1,528	3,964	28,593	8,541	32,667	69,800	-	-	1,986	-	17,742	89,528	0.9	66	31.12.2063
3	19	117	305	809	6,130	1,831	-	7,961	-	-	479	-	2,086	10,527	0.1	8	31.12.2064
57,808	72,724	110,174	151,144	227,275	691,550	206,567	806,888	1,705,005	-	-	95,923	-	445,985	2,246,913	20	1,550	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
454,371	464,144	474,575	480,062	485,743	497,739	149,536	-	647,274	-	211,491	167,772	-	185,626	1,212,163	11.6	904	31.12.2023
451,907	481,698	514,911	532,977	552,125	594,048	155,850	-	749,897	-	159,592	142,917	-	190,304	1,242,710	11.9	926	31.12.2024
469,297	521,983	583,336	617,845	655,281	740,288	157,641	-	897,929	-	27,453	141,640	-	237,526	1,304,548	12.8	993	31.12.2025
403,834	468,699	547,599	593,482	644,428	764,429	154,920	50,877	970,226	-	-	133,016	-	272,673	1,375,915	13.7	1,062	31.12.2026
258,808	313,439	382,848	424,576	472,000	587,887	102,342	261,861	952,089	-	-	147,492	-	271,769	1,371,351	13.7	1,062	31.12.2027
194,633	245,966	314,090	356,424	405,669	530,534	86,023	354,595	971,152	-	-	148,186	-	276,652	1,395,989	13.7	1,062	31.12.2028
144,530	190,590	254,439	295,448	344,275	472,754	68,764	420,508	962,026	-	-	169,228	-	279,597	1,410,850	13.7	1,062	31.12.2029
108,377	149,129	208,138	247,305	295,037	425,398	106,032	467,499	998,929	-	-	149,201	-	283,768	1,431,898	13.7	1,062	31.12.2030
92,994	133,525	194,831	236,877	289,325	438,022	112,551	484,338	1,034,911	-	-	139,042	-	290,150	1,464,104	13.6	1,054	31.12.2031
77,815	116,588	177,850	221,260	276,685	439,829	113,044	486,362	1,039,234	-	-	139,667	-	291,373	1,470,275	13.4	1,038	31.12.2032
63,432	99,170	158,156	201,335	257,763	430,237	114,033	478,794	1,023,064	-	-	139,502	-	287,336	1,449,902	13.2	1,022	31.12.2033
50,384	82,197	137,046	178,519	233,994	410,092	114,862	461,802	986,756	-	-	160,051	-	283,441	1,430,248	13.0	1,007	31.12.2034
40,421	68,810	119,941	159,871	214,541	394,800	116,039	449,384	960,223	-	-	113,861	-	265,467	1,339,551	12.8	992	31.12.2035
33,023	58,660	106,896	145,798	200,313	387,048	115,616	442,193	944,857	-	-	113,806	-	261,655	1,320,318	12.6	977	31.12.2036
27,069	50,175	95,590	133,408	187,655	380,719	113,779	435,009	929,507	-	-	113,751	-	257,848	1,301,106	12.4	963	31.12.2037
22,188	42,914	85,474	122,064	175,786	374,471	111,855	427,821	914,148	-	-	113,697	-	254,038	1,281,883	12.2	948	31.12.2038
17,772	35,868	74,686	109,138	160,914	359,929	107,511	411,207	878,648	-	-	134,254	-	250,345	1,263,247	12.0	934	31.12.2039
14,912	31,404	68,363	102,223	154,306	362,406	108,251	414,037	884,695	-	-	113,596	-	246,734	1,245,025	11.8	920	31.12.2040
12,222	26,859	61,127	93,528	144,542	356,449	106,472	407,231	870,151	-	-	113,547	-	243,127	1,226,825	11.7	906	31.12.2041
10,024	22,987	54,692	85,628	135,485	350,818	104,790	400,798	856,405	-	-	113,502	-	239,719	1,209,626	11.5	893	31.12.2042
8,212	19,649	48,875	78,301	126,840	344,856	103,009	393,987	841,852	-	-	113,453	-	236,110	1,191,416	11.3	879	31.12.2043
6,564	16,388	42,618	69,865	115,870	330,780	98,805	377,905	807,490	-	-	134,016	-	232,699	1,174,205	11.1	866	31.12.2044
5,522	14,386	39,112	65,608	111,401	333,925	99,744	381,498	815,167	-	-	113,369	-	229,494	1,158,029	11.0	853	31.12.2045
4,524	12,299	34,957	60,002	104,307	328,294	98,062	375,065	801,421	-	-	113,324	-	226,085	1,140,830	10.8	840	31.12.2046
3,710	10,526	31,277	54,933	97,770	323,105	96,512	369,136	788,753	-	-	113,285	-	222,945	1,124,983	10.7	827	31.12.2047
3,053	9,037	28,075	50,456	91,940	319,030	95,295	364,481	778,805	-	-	113,253	-	220,478	1,112,536	10.5	815	31.12.2048
2,434	7,520	24,423	44,914	83,790	305,288	91,190	348,781	745,258	-	-	133,820	-	217,270	1,096,348	10.3	803	31.12.2049
2,052	6,613	22,455	42,256	80,707	308,758	92,226	352,746	753,730	-	-	113,180	-	214,262	1,081,173	10.2	791	31.12.2050
1,682	5,658	20,085	38,675	75,627	303,787	90,742	347,066	741,595	-	-	113,147	-	211,255	1,065,997	10.0	779	31.12.2051
1,379	4,840	17,961	35,388	70,847	298,816	89,257	341,387	729,460	-	-	113,114	-	208,248	1,050,822	9.9	768	31.12.2052
1,130	4,138	16,056	32,371	66,350	293,845	87,772	335,708	717,324	-	-	113,082	-	205,240	1,035,646	9.7	756	31.12.2053
899	3,434	13,930	28,739	60,307	280,434	83,766	320,387	684,587	-	-	133,651	-	202,233	1,020,470	9.6	744	31.12.2054
759	3,027	12,836	27,096	58,214	284,237	84,902	324,731	693,870	-	-	113,011	-	199,426	1,006,306	9.4	733	31.12.2055
622	2,589	11,478	24,794	54,537	279,598	83,516	319,432	682,546	-	-	112,977	-	196,619	992,142	9.3	723	31.12.2056
510	2,214	10,262	22,682	51,078	274,959	82,131	314,132	671,222	-	-	112,944	-	193,812	977,978	9.2	712	31.12.2057
418	1,893	9,171	20,743	47,825	270,321	80,745	308,832	659,898	-	-	112,911	-	191,005	963,815	9.0	701	31.12.2058
331	1,566	7,934	18,362	43,344	257,241	76,838	293,889	627,967	-	-	133,485	-	188,198	949,651	8.9	690	31.12.2059
281	1,384	7,329	17,356	41,943	261,373	78,073	298,610	638,057	-	-	112,850	-	185,592	936,498	8.8	680	31.12.2060
230	1,184	6,553	15,879	39,288	257,065	76,786	293,688	627,539	-	-	112,822	-	182,985	923,346	8.6	670	31.12.2061
192	1,030	5,963	14,786	37,455	257,326	70,929	288,766	617,021	-	-	112,794	-	180,379	910,194	8.5	660	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
157	881	5,330	13,524	35,074	253,018	69,642	283,843	606,503	-	-	112,767	-	177,772	897,042	8.4	650	31.12.2063
(21)	(120)	(761)	(1,975)	(5,244)	(39,719)	10,609	-	(29,110)	95,105	-	20,903	-	21,477	108,375	1.0	78	31.12.2064
2,992,651	3,734,941	5,030,507	6,112,522	7,775,137	15,424,232	4,160,457	13,888,386	33,473,074	95,105	398,537	5,185,889	-	9,512,730	48,665,335	461	35,802	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 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 הנ"ל, 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 31.12.2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על-

ידי השותפות¹³

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 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
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 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	11,825,750	4,130,486	3,071,427	2,449,200	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	2,936,109	3,669,248	4,934,585	14,436,863
2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,433,992	347,147	262,073	218,070	2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	252,982	308,411	415,982	1,762,705
3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,259,742	4,477,633	3,333,500	2,667,270	3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,189,091	3,977,659	5,350,567	16,199,568
4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	628,004	105,506	71,553	57,744	4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	68,927	86,261	128,660	772,098
5P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	13,887,746	4,583,140	3,405,053	2,725,014	5P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,258,018	4,063,920	5,479,227	16,971,665
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	11,175,022	3,924,848	2,916,349	2,321,523	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	3,054,662	3,816,146	5,134,223	15,093,930
2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,355,965	334,310	254,491	212,907	2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	260,854	318,740	431,338	1,840,668
3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,530,987	4,259,158	3,170,840	2,534,431	3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,315,516	4,134,886	5,565,561	16,934,599
4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	584,871	94,562	63,444	51,118	4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	71,661	89,853	134,320	807,788
5P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	13,115,858	4,353,720	3,234,284	2,585,548	5P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,387,177	4,224,739	5,699,881	17,742,387

¹³ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,190,259	2,757,352	3,715,144	10,521,760	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,171,255	3,960,990	5,331,780	15,749,330	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
206,354	245,510	320,029	1,275,885	עתודות צפויות (Probable Reserves)	274,974	336,312	455,115	1,930,083	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,396,613	3,002,862	4,035,173	11,797,644	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,446,229	4,297,302	5,786,895	17,679,414	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
48,834	60,394	89,546	549,993	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	66,610	84,623	129,909	830,007	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,445,447	3,063,256	4,124,719	12,347,637	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,512,839	4,381,925	5,916,804	18,509,421	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
2,444,112	3,064,981	4,121,579	11,795,912	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,939,077	3,666,485	4,895,613	12,687,401	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
221,658	266,280	352,024	1,438,717	עתודות צפויות (Probable Reserves)	253,371	308,765	414,801	1,611,590	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,665,771	3,331,262	4,473,603	13,234,628	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,192,448	3,975,250	5,310,414	14,298,991	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
53,794	66,834	99,800	618,566	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	69,039	86,610	129,842	775,519	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,719,564	3,398,096	4,573,403	13,853,194	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	3,261,487	4,061,860	5,440,255	15,074,510	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
2,313,755	2,906,534	3,911,343	11,130,188	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,058,250	3,809,166	5,066,608	12,498,333	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)
212,339	253,750	333,226	1,350,896	עתודות צפויות (Probable Reserves)	261,594	319,851	431,679	1,649,505	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,526,094	3,160,284	4,244,569	12,481,085	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,319,843	4,129,017	5,498,288	14,147,838	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
54,811	67,768	99,585	590,295	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	71,790	90,251	135,186	763,420	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,580,904	3,228,052	4,344,154	13,071,379	סה"כ עתודות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,391,633	4,219,268	5,633,474	14,911,258	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% ¹⁴				
2,182,198	2,747,121	3,700,715	10,467,726	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,174,741	3,947,752	5,230,095	12,340,841	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
203,071	241,428	314,771	1,263,195	עתודות צפויות (Probable Reserves)	269,235	330,415	447,788	1,663,351	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,385,268	2,988,549	4,015,486	11,730,920	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	3,443,976	4,278,167	5,677,883	14,004,192	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
52,161	64,267	93,982	553,928	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	73,726	93,064	139,640	753,211	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,437,430	3,052,816	4,109,469	12,284,848	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	3,517,702	4,371,231	5,817,523	14,757,403	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)

¹⁴ יצוין כי, בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(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), ושיעור המשאבים הינו כמפורט להלן:

גז טבעי ¹⁵						
BCF						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁶			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
745.6	-	745.6	2,101.2	-	2,101.2	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
2,229.3	1,269.2	960.1	6,296.8	3,588.9	2,707.9	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
3,723.3	2,720.5	1,002.8	10,520.9	7,692.5	2,828.4	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

קונדנסט ¹⁷						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁸			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
1.6	-	1.6	4.6	-	4.6	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
4.9	2.8	2.1	13.9	7.9	6.0	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
8.2	6.0	2.2	23.1	16.9	6.2	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 אודות השווקים הפוטנציאליים למשאבים כאמור ובחינת האפשרויות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.11 לדוח התקופתי. כמו כן, לפרטים אודות התקשרויות לייצוא גז ובחינת האפשרות לייצוא גז נוסף, ראו סעיפים 7.10.3(ג), 7.10.3(ד) ו- 7.11.2 לדוח התקופתי, סעיף 8 לדוח רבעון שני וסעיף 10 לדוח רבעון שלישי וכן הדוח המידי מיום 21.2.2023 אודות קידום הקמה עתידית של מתקן הנזלה צף (FLNG), בבעלות שותפי לויתן לצורך מכירת גז טבעי נזלי לשווקים גלובאליים.

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג מחדש של המשאבים המותנים בפרויקט לויתן בקטגוריית שלב א' כעתודות, מותנה בחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, בקבלת החלטות לביצוע קידוחים נוספים, ובקבלת החלטות השקעה נוספות עבור המשאבים המותנים בקטגוריית פיתוחים עתידיים. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל, המשאבים המותנים, חלקם או כולם, עשויים להיות מסווגים כעתודות.

¹⁵ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
¹⁶ ראו הערת שוליים 4 לעיל.
¹⁷ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
¹⁸ ראו הערת שוליים 4 לעיל.

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 לוותן, 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 בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, 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 הנ"ל 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 31.12.2022. באלפי דולר לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות, מהמשאבים המותנים שבמאגר לוותן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל: ¹⁹

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירות קונדינסט (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%
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2025	23	0.3	23,480	4,930	-	113	-	-	18,436	-	4,240	14,196	12,566	11,848	10,010	8,999
31.12.2026	89	1.2	91,039	18,042	-	449	-	-	72,547	-	16,686	55,862	47,092	43,369	34,251	29,511
31.12.2027	111	1.4	113,172	22,428	-	561	88,643	-	1,540	14,992	20,570	34,022	27,315	24,571	18,139	14,978
31.12.2028	111	1.4	116,846	23,156	-	571	-	-	93,119	42,850	9,523	40,746	31,156	27,374	18,891	14,948
31.12.2029	111	1.4	118,893	23,562	-	577	-	-	94,755	55,921	6,893	31,941	23,261	19,962	12,877	9,765
31.12.2030	111	1.4	121,680	24,114	-	585	-	-	96,981	64,124	5,518	27,339	18,961	15,893	9,584	6,965
31.12.2031	111	1.4	139,845	27,714	-	623	-	-	111,508	52,516	11,529	47,462	31,350	25,667	14,468	10,076
31.12.2032	111	1.4	144,674	28,671	-	635	-	-	115,368	53,992	12,078	49,298	31,012	24,800	13,068	8,722
31.12.2033	111	1.4	144,674	28,671	-	638	-	-	115,366	53,991	12,077	49,297	29,535	23,069	11,363	7,268
31.12.2034	111	1.4	144,674	28,671	-	640	200,730	-	(85,367)	(39,952)	31,375	(76,790)	(43,816)	(33,428)	(15,392)	(9,435)
31.12.2035	111	1.4	144,674	28,671	-	642	-	-	115,361	53,989	7,460	53,912	29,297	21,831	9,396	5,520
31.12.2036	111	1.4	144,674	28,671	-	645	-	-	115,359	53,988	7,460	53,911	27,901	20,308	8,171	4,600
31.12.2037	111	1.4	144,674	28,671	-	647	-	-	115,356	53,987	8,479	52,891	26,070	18,533	6,970	3,761
31.12.2038	125	1.6	162,885	32,280	-	732	-	-	129,874	60,781	11,275	57,818	27,141	18,847	6,626	3,426
31.12.2039	152	2.0	198,295	39,297	-	894	-	-	158,103	73,992	14,729	69,382	31,019	21,038	6,914	3,426
31.12.2040	179	2.3	233,705	46,315	-	1,058	112,087	-	74,244	34,746	28,959	10,539	4,487	2,973	913	434
31.12.2041	205	2.6	267,091	52,931	-	1,215	-	-	212,945	99,658	18,861	94,426	38,290	24,776	7,115	3,238
31.12.2042	230	3.0	299,466	59,347	-	1,368	200,730	-	38,020	17,793	41,317	(21,090)	(8,145)	(5,148)	(1,382)	(603)
31.12.2043	254	3.3	330,829	65,562	-	1,518	-	-	263,748	123,434	20,461	119,853	44,083	27,213	6,829	2,854
31.12.2044	278	3.6	362,192	71,778	-	1,670	-	-	288,744	135,132	25,828	127,784	44,762	26,990	6,331	2,536
31.12.2045	301	3.9	391,531	77,592	-	1,813	200,730	-	111,395	52,133	50,295	8,967	2,992	1,762	386	148
31.12.2046	323	4.2	420,871	83,406	-	1,959	-	-	335,506	157,017	29,241	149,248	47,420	27,278	5,591	2,057
31.12.2047	344	4.4	448,187	88,820	-	2,096	200,730	-	156,541	73,261	51,202	32,077	9,706	5,454	1,045	368
31.12.2048	365	4.7	475,503	94,233	-	2,234	-	-	379,035	177,389	29,950	171,696	49,481	27,155	4,864	1,643
31.12.2049	385	5.0	501,808	99,446	-	2,370	189,008	-	210,983	98,740	50,686	61,557	16,895	9,056	1,516	491
31.12.2050	352	4.5	458,304	90,825	-	2,176	-	-	365,303	170,962	25,212	169,129	44,209	23,147	3,623	1,124

¹⁹ 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 31.12.2022 (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 חביות) מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	עוד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
736	2,474	8,782	16,909	33,065	132,821	16,041	130,953	279,815	-	-	1,676	-	69,572	351,063	3.5	270	31.12.2051
462	1,622	6,018	11,857	23,738	100,120	9,271	96,231	205,621	-	-	1,238	-	51,127	257,986	2.6	198	31.12.2052
272	996	3,864	7,791	15,969	70,724	3,488	65,284	139,495	-	-	845	-	34,686	175,026	1.7	134	31.12.2053
151	579	2,348	4,844	10,166	47,273	(3,517)	38,492	82,249	-	-	495	-	20,451	103,194	1.0	79	31.12.2054
65	257	1,091	2,304	4,950	24,167	(7,421)	14,732	31,478	-	-	159	-	7,819	39,457	0.4	30	31.12.2055
9	37	164	355	781	4,002	(10,446)	(5,669)	(12,113)	-	-	(55)	-	(3,007)	(15,176)	(0.1)	(12)	31.12.2056
(26)	(112)	(517)	(1,143)	(2,574)	(13,854)	(12,782)	(23,431)	(50,067)	-	-	(228)	-	(12,431)	(62,726)	(0.6)	(48)	31.12.2057
(46)	(210)	(1,020)	(2,306)	(5,318)	(30,056)	(14,623)	(39,304)	(83,984)	-	-	(382)	-	(20,852)	(105,218)	(1.0)	(81)	31.12.2058
(56)	(267)	(1,351)	(3,127)	(7,381)	(43,807)	(15,908)	(52,532)	(112,247)	-	-	(511)	-	(27,869)	(140,628)	(1.4)	(108)	31.12.2059
(60)	(298)	(1,577)	(3,734)	(9,024)	(56,236)	(16,798)	(64,247)	(137,281)	-	-	(625)	-	(34,084)	(171,990)	(1.7)	(132)	31.12.2060
(59)	(301)	(1,668)	(4,041)	(9,999)	(65,428)	(19,544)	(74,750)	(159,722)	-	-	(2,462)	-	(40,085)	(202,269)	(2.0)	(152)	31.12.2061
(50)	(269)	(1,559)	(3,865)	(9,790)	(67,261)	(27,946)	(83,753)	(178,960)	-	-	(4,318)	-	(45,298)	(228,576)	(2.2)	(169)	31.12.2062
(46)	(257)	(1,554)	(3,942)	(10,222)	(73,743)	(29,882)	(91,159)	(194,784)	-	-	(5,937)	-	(49,609)	(250,330)	(2.4)	(183)	31.12.2063
(56)	(327)	(2,070)	(5,375)	(14,271)	(108,096)	(4,282)	-	(112,378)	78,892	-	(1,970)	-	(8,763)	(44,219)	(0.4)	(32)	31.12.2064
108,158	169,813	301,061	421,723	609,498	1,338,057	411,976	1,651,863	3,401,895	78,892	1,192,660	16,353	-	1,159,460	5,849,261	60	4,623	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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 תביות) 100% מנכס הנפט (BCM)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי תביות) 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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
5,623	6,255	6,990	7,403	7,852	8,870	2,650	-	11,520	-	70	-	2,983	14,574	0.2	14	31.12.2025	
(44)	(52)	(60)	(65)	(71)	(84)	(25)	109	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026	
(434)	(526)	(642)	(712)	(791)	(986)	(294)	1,280	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027	
(346)	(437)	(558)	(633)	(721)	(943)	(282)	1,224	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028	
(17,129)	(22,587)	(30,154)	(35,014)	(40,801)	(56,027)	8,418	(41,034)	(88,643)	-	88,643	-	-	-	-	-	31.12.2029	
967	1,330	1,856	2,206	2,631	3,794	(1,515)	(245)	2,035	-	12	-	506	2,553	0.0	2	31.12.2030	
2,128	3,056	4,459	5,421	6,621	10,024	347	9,123	19,494	-	109	-	4,845	24,448	0.3	19	31.12.2031	
3,226	4,833	7,373	9,172	11,470	18,233	2,798	18,501	39,532	-	218	-	9,824	49,574	0.5	38	31.12.2032	
3,857	6,031	9,618	12,244	15,675	26,164	5,167	27,562	58,893	-	325	-	14,636	73,855	0.7	57	31.12.2033	
4,148	6,768	11,283	14,698	19,265	33,764	7,438	36,245	77,447	-	430	-	19,248	97,124	1.0	75	31.12.2034	
4,235	7,209	12,567	16,750	22,478	41,364	9,708	44,928	96,000	-	534	-	23,859	120,393	1.2	92	31.12.2035	
(1,858)	(3,300)	(6,013)	(8,202)	(11,268)	(21,773)	22,655	776	1,658	-	112,087	636	28,270	142,651	1.4	110	31.12.2036	
4,158	7,707	14,683	20,492	28,825	58,480	11,472	61,537	131,490	-	738	-	32,681	164,909	1.6	127	31.12.2037	
3,896	7,535	15,007	21,432	30,864	65,749	13,643	69,841	149,234	-	841	-	37,092	187,166	1.9	144	31.12.2038	
789	1,593	3,317	4,848	7,147	15,987	25,257	36,282	77,527	-	88,643	940	41,302	208,412	2.1	160	31.12.2039	
3,276	6,900	15,020	22,459	33,902	79,624	17,788	85,693	183,105	-	1,040	-	45,513	229,658	2.3	176	31.12.2040	
2,968	6,522	14,844	22,713	35,101	86,561	19,860	93,618	200,039	-	1,141	-	49,723	250,904	2.5	193	31.12.2041	
2,662	6,105	14,525	22,740	35,981	93,167	21,833	101,166	216,166	-	-	1,239	53,733	271,138	2.7	208	31.12.2042	
(627)	(1,499)	(3,729)	(5,975)	(9,678)	(26,314)	43,105	14,771	31,562	-	200,730	1,337	57,743	291,372	2.9	224	31.12.2043	
2,196	5,483	14,258	23,374	38,765	110,665	21,064	115,882	247,610	-	-	1,432	61,552	310,595	3.1	239	31.12.2044	
1,934	5,038	13,697	22,976	39,012	116,939	22,938	123,050	262,928	-	-	1,528	65,362	329,817	3.3	253	31.12.2045	
1,680	4,568	12,983	22,284	38,738	121,924	26,101	130,218	278,244	-	-	1,624	69,171	349,040	3.5	268	31.12.2046	
(79)	(224)	(665)	(1,168)	(2,079)	(6,871)	49,591	37,581	80,300	-	212,452	1,717	72,780	367,250	3.6	282	31.12.2047	
1,315	3,892	12,092	21,732	39,599	137,408	26,054	143,798	307,261	-	-	1,811	76,389	385,461	3.8	296	31.12.2048	
130	400	1,300	2,390	4,459	16,245	48,147	56,645	121,037	-	200,730	1,906	79,998	403,672	4.0	310	31.12.2049	
1,009	3,253	11,045	20,785	39,698	151,871	27,026	157,376	336,273	-	-	2,003	83,607	421,883	4.2	324	31.12.2050	
215	722	2,563	4,934	9,649	38,758	46,874	75,330	160,962	-	189,008	2,096	87,015	439,082	4.3	337	31.12.2051	
468	1,643	6,096	12,011	24,047	101,423	34,792	119,829	256,045	-	100,365	2,146	88,619	447,175	4.4	343	31.12.2052	
578	2,116	8,210	16,553	33,929	150,259	20,899	150,568	321,726	-	-	1,948	79,998	403,672	4.0	310	31.12.2053	
422	1,614	6,545	13,503	28,335	131,762	18,372	132,073	282,207	-	-	1,717	70,174	354,098	3.5	272	31.12.2054	
311	1,241	5,264	11,112	23,874	116,565	13,833	114,711	245,109	-	-	1,499	60,951	307,559	3.0	236	31.12.2055	
228	948	4,202	9,077	19,966	102,361	9,590	98,483	210,433	-	-	1,294	52,330	264,056	2.6	203	31.12.2056	
161	698	3,236	7,152	16,107	86,704	8,086	83,387	178,177	-	-	1,101	44,310	223,588	2.2	172	31.12.2057	
111	502	2,433	5,503	12,687	71,709	6,780	69,047	147,535	-	-	916	36,691	185,143	1.8	142	31.12.2058	
74	352	1,784	4,129	9,746	57,840	5,635	55,839	119,314	-	-	745	29,673	149,733	1.5	115	31.12.2059	
48	235	1,242	2,942	7,109	44,302	4,589	43,010	91,901	-	-	577	22,857	115,335	1.1	89	31.12.2060	

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-10%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	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										
29	147	813	1,970	4,874	31,890	3,705	31,313	66,908	-	-	422	-	16,641	83,972	0.8	64	31.12.2061
19	100	580	1,438	3,644	25,034	(1,876)	20,372	43,529	-	-	276	-	10,827	54,632	0.5	42	31.12.2062
9	52	315	800	2,074	14,964	(3,385)	10,185	21,764	-	-	139	-	5,413	27,316	0.3	21	31.12.2063
(37)	(219)	(1,385)	(3,597)	(9,551)	(72,341)	(5,898)	-	(78,240)	78,892	-	48	-	173	872	0.0	1	31.12.2064
32,316	76,003	196,992	331,875	579,163	1,985,065	592,942	2,330,074	4,908,081	78,892	1,192,660	36,557	-	1,536,490	7,752,679	77	5,957	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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 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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(11,075)	(15,902)	(23,204)	(28,211)	(34,457)	(52,167)	9,572	(37,471)	(80,066)	-	88,643	48	-	2,132	10,757	0.1	9	31.12.2031
2,173	3,256	4,967	6,180	7,727	12,284	1,021	11,705	25,010	-	-	138	-	6,215	31,363	0.3	24	31.12.2032
2,785	4,355	6,945	8,841	11,319	18,893	2,996	19,256	41,144	-	-	227	-	10,225	51,597	0.5	40	31.12.2033
3,133	5,112	8,522	11,102	14,551	25,502	4,970	26,806	57,278	-	-	318	-	14,235	71,831	0.7	55	31.12.2034
3,254	5,539	9,655	12,869	17,270	31,781	6,845	33,979	72,605	-	-	404	-	18,045	91,054	0.9	70	31.12.2035
3,247	5,768	10,511	14,336	19,697	38,059	8,720	41,152	87,931	-	-	491	-	21,854	110,276	1.1	85	31.12.2036
(1,854)	(3,436)	(6,546)	(9,135)	(12,850)	(26,070)	21,372	(4,133)	(8,831)	-	112,087	579	-	25,664	129,499	1.3	99	31.12.2037
3,152	6,096	12,141	17,339	24,970	53,192	9,893	55,496	118,580	-	-	668	-	29,473	148,721	1.5	114	31.12.2038
2,920	5,893	12,271	17,932	26,439	59,139	11,669	62,289	133,097	-	-	753	-	33,082	166,932	1.7	128	31.12.2039
2,678	5,640	12,277	18,358	27,712	65,085	13,445	69,083	147,613	-	-	839	-	36,691	185,143	1.8	142	31.12.2040
491	1,080	2,458	3,760	5,812	14,332	24,763	34,391	73,486	-	88,643	925	-	40,300	203,353	2.0	156	31.12.2041
2,190	5,022	11,949	18,708	29,601	76,647	16,899	82,292	175,837	-	-	1,008	-	43,708	220,553	2.2	169	31.12.2042
290	694	1,727	2,767	4,482	12,185	29,451	36,627	78,263	-	112,087	1,096	-	47,317	238,763	2.4	183	31.12.2043
1,801	4,498	11,697	19,175	31,801	90,785	17,774	95,499	204,057	-	-	1,180	-	50,726	255,962	2.5	197	31.12.2044
1,589	4,139	11,252	18,875	32,050	96,068	19,352	101,535	216,956	-	-	1,261	-	53,934	272,150	2.7	209	31.12.2045
(336)	(914)	(2,599)	(4,460)	(7,754)	(24,404)	40,327	14,007	29,930	-	200,730	1,347	-	57,342	289,349	2.9	222	31.12.2046
1,267	3,593	10,677	18,752	33,374	110,293	19,279	113,985	243,557	-	-	1,429	-	60,550	305,536	3.0	235	31.12.2047
1,094	3,237	10,057	18,075	32,936	114,287	22,146	120,020	256,454	-	-	1,512	-	63,758	321,723	3.2	247	31.12.2048
(52)	(161)	(521)	(959)	(1,789)	(6,517)	43,022	32,114	68,619	-	200,730	1,596	-	66,966	337,911	3.3	259	31.12.2049
858	2,766	9,392	17,673	33,756	129,138	20,586	131,712	281,437	-	-	1,676	-	69,973	353,086	3.5	271	31.12.2050
737	2,479	8,798	16,941	33,127	133,070	23,085	137,369	293,524	-	-	1,758	-	72,981	368,262	3.6	283	31.12.2051
50	177	656	1,293	2,588	10,915	44,881	49,083	104,879	-	200,730	1,840	-	75,988	383,438	3.8	294	31.12.2052
559	2,046	7,938	16,005	32,804	145,280	23,734	148,681	317,694	-	-	1,924	-	78,996	398,613	3.9	306	31.12.2053
97	370	1,501	3,097	6,498	30,217	44,673	65,881	140,771	-	189,008	2,007	-	82,003	413,789	4.1	318	31.12.2054
422	1,682	7,131	15,053	32,341	157,908	23,534	159,615	341,057	-	-	2,086	-	84,810	427,953	4.2	329	31.12.2055
336	1,398	6,198	13,388	29,448	150,972	24,460	154,327	329,759	-	-	2,027	-	82,003	413,789	4.1	318	31.12.2056
252	1,093	5,067	11,201	25,223	135,779	22,920	139,607	298,305	-	-	1,843	-	74,184	374,332	3.7	287	31.12.2057
190	863	4,181	9,456	21,801	123,225	19,170	125,265	267,660	-	-	1,663	-	66,565	335,887	3.3	258	31.12.2058
141	666	3,373	7,806	18,426	109,354	18,025	112,055	239,435	-	-	1,495	-	59,547	300,477	3.0	231	31.12.2059
102	506	2,677	6,340	15,323	95,485	16,880	98,847	211,211	-	-	1,326	-	52,530	265,068	2.6	204	31.12.2060

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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										
76	391	2,165	5,245	12,978	84,915	13,723	86,771	185,408	-	-	1,171	-	46,114	232,693	2.3	179	31.12.2061
58	314	1,817	4,506	11,414	78,415	6,924	75,073	160,413	-	-	1,018	-	39,899	201,330	2.0	155	31.12.2062
41	232	1,402	3,556	9,222	66,529	6,372	64,131	137,031	-	-	875	-	34,084	171,990	1.7	132	31.12.2063
(31)	(180)	(1,140)	(2,961)	(7,862)	(59,550)	(4,900)	-	(64,450)	78,892	-	909	-	3,794	19,144	0.2	15	31.12.2064
22,637	58,310	165,394	292,902	539,978	2,101,025	627,579	2,457,048	5,185,652	78,892	1,192,660	39,435	-	1,605,686	8,102,325	80	6,222	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 הנ"ל, 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.

Phase I – First Stage ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב

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.²⁰

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) 1P+1C ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות קונדיטט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים	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%
31.12.2023	785	10.1	1,051,365	161,002	-	156,683	211,491	-	522,189	-	120,766	401,423	391,748	387,166	382,741	374,329	366,447
31.12.2024	839	10.8	1,115,275	170,789	-	132,488	159,592	-	652,406	-	133,427	518,980	482,355	465,626	449,843	420,827	394,801
31.12.2025	895	11.5	1,165,770	193,373	-	131,222	27,453	-	813,722	-	138,273	675,449	597,887	563,730	532,244	476,264	428,193
31.12.2026	1,019	13.1	1,287,573	255,166	-	122,915	-	-	909,492	-	152,653	756,839	638,029	587,589	542,162	464,046	399,824
31.12.2027	1,040	13.4	1,305,877	258,793	-	137,512	88,643	-	820,928	146,389	118,102	556,438	446,750	401,863	362,368	296,672	244,963
31.12.2028	1,040	13.4	1,331,651	263,901	-	138,193	-	-	929,557	294,525	88,233	546,799	418,106	367,351	323,719	253,507	200,600
31.12.2029	1,040	13.4	1,346,934	266,930	-	159,272	-	-	920,732	362,669	70,530	487,533	355,037	304,684	262,393	196,548	149,048
31.12.2030	1,040	13.4	1,368,411	271,186	-	139,257	-	-	957,968	436,101	101,794	420,074	291,344	244,209	205,532	147,262	107,020
31.12.2031	1,040	13.4	1,434,483	284,280	-	133,295	-	-	1,016,907	475,913	108,310	432,685	285,801	233,992	192,457	131,899	91,861
31.12.2032	1,040	13.4	1,463,807	290,091	-	133,982	-	-	1,039,733	486,595	111,066	442,072	278,096	222,389	178,757	117,183	78,212
31.12.2033	1,040	13.4	1,463,676	290,065	-	133,924	-	-	1,039,687	486,573	114,028	439,086	263,064	205,476	161,408	101,210	64,736
31.12.2034	1,040	13.4	1,464,198	290,169	-	154,562	200,730	-	818,737	383,169	136,124	299,444	170,859	130,352	100,069	60,019	36,790
31.12.2035	1,040	13.4	1,398,459	277,141	-	110,687	-	-	1,010,631	472,975	115,551	422,104	229,379	170,928	128,236	73,569	43,217
31.12.2036	1,040	13.4	1,398,461	277,141	-	110,718	-	-	1,010,601	472,961	117,005	420,635	217,696	158,450	116,173	63,751	35,889
31.12.2037	1,040	13.4	1,398,459	277,141	-	110,751	-	-	1,010,568	472,946	118,061	419,561	206,800	147,019	105,342	55,294	29,831
31.12.2038	1,040	13.4	1,398,459	277,141	-	110,785	-	-	1,010,533	472,930	119,032	418,572	196,488	136,439	95,540	47,968	24,801
31.12.2039	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	131,426	-	-	989,551	463,110	116,465	409,976	183,289	124,314	85,071	40,855	20,243
31.12.2040	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	110,854	112,087	-	898,036	420,281	129,758	347,997	148,171	98,158	65,645	30,155	14,319
31.12.2041	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	110,890	-	-	1,010,087	472,721	116,399	420,967	170,705	110,456	72,191	31,720	14,434
31.12.2042	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	110,928	200,730	-	809,319	378,761	135,693	294,865	113,876	71,971	45,969	19,320	8,425
31.12.2043	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	110,966	-	-	1,010,011	472,685	111,773	425,552	156,521	96,623	60,312	24,246	10,133
31.12.2044	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	131,612	-	-	989,365	463,023	111,555	414,787	145,296	87,608	53,442	20,550	8,231
31.12.2045	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	111,045	200,730	-	809,201	378,706	135,679	294,816	98,354	57,924	34,532	12,701	4,875
31.12.2046	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	111,086	-	-	1,009,891	472,629	111,759	425,503	135,193	77,769	45,308	15,941	5,863
31.12.2047	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	111,128	200,730	-	809,118	378,667	131,052	299,399	90,597	50,903	28,982	9,753	3,438
31.12.2048	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	111,171	-	-	1,009,806	472,589	107,131	430,085	123,945	68,020	37,848	12,183	4,116
31.12.2049	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	131,822	189,008	-	800,147	374,469	122,776	302,902	83,135	44,563	24,232	7,461	2,415
31.12.2050	987	12.7	1,328,226	263,222	-	110,930	-	-	954,074	446,506	97,254	410,313	107,253	56,154	29,841	8,789	2,727
31.12.2051	886	11.4	1,196,704	237,158	-	110,348	-	-	849,198	397,425	85,710	366,063	91,130	46,603	24,203	6,818	2,027

²⁰ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותגים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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										
1,502	5,271	19,560	38,538	77,154	325,420	76,568	353,629	755,617	-	-	109,828	-	213,900	1,079,346	10.2	796	31.12.2052
1,109	4,062	15,759	31,773	65,124	288,413	68,512	313,986	670,911	-	-	109,357	-	192,848	973,116	9.2	714	31.12.2053
799	3,052	12,381	25,542	53,599	249,240	56,811	269,232	575,283	-	-	129,542	-	174,202	879,027	8.3	642	31.12.2054
607	2,420	10,264	21,667	46,550	227,285	53,251	246,787	527,323	-	-	108,549	-	157,160	793,032	7.4	576	31.12.2055
445	1,854	8,217	17,750	39,042	200,161	48,147	218,436	466,743	-	-	108,288	-	142,123	717,154	6.7	517	31.12.2056
325	1,412	6,544	14,464	32,573	175,345	43,732	192,722	411,799	-	-	108,070	-	128,489	648,358	6.0	465	31.12.2057
236	1,070	5,186	11,729	27,041	152,845	40,009	169,653	362,507	-	-	107,878	-	116,259	586,643	5.4	417	31.12.2058
160	755	3,825	8,853	20,897	124,022	34,223	139,208	297,453	-	-	128,315	-	105,231	530,999	4.8	374	31.12.2059
122	604	3,198	7,574	18,305	114,067	34,072	130,318	278,457	-	-	107,561	-	95,407	481,426	4.3	336	31.12.2060
88	455	2,521	6,109	15,116	98,906	29,543	112,997	241,447	-	-	105,693	-	85,798	432,937	3.9	302	31.12.2061
71	383	2,217	5,497	13,926	95,675	14,788	97,175	207,638	-	-	103,806	-	76,975	388,419	3.5	271	31.12.2062
52	291	1,760	4,466	11,583	83,555	11,168	83,328	178,050	-	-	102,160	-	69,256	349,466	3.1	244	31.12.2063
(87)	(512)	(3,237)	(8,403)	(22,311)	(168,998)	-	-	(168,998)	173,996	-	17,257	-	5,501	27,756	0.2	19	31.12.2064
2,802,908	3,541,958	4,834,756	5,903,890	7,515,502	14,466,853	3,886,783	12,882,787	31,236,424	173,996	1,591,197	4,966,756	-	9,215,464	47,183,837	451	35,012	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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 גז (BCM) 100%	כמות מכירות 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										
420,752	429,801	439,461	444,541	449,803	460,910	138,535	-	599,446	-	211,491	162,638	-	176,049	1,149,624	11.1	861	31.12.2023
442,058	471,199	503,688	521,360	540,091	581,100	151,982	-	733,082	-	159,592	138,354	-	186,438	1,217,465	11.8	918	31.12.2024
465,122	517,339	578,146	612,348	649,451	733,702	155,673	-	889,375	-	27,453	137,116	-	228,607	1,282,552	12.7	989	31.12.2025
412,566	478,834	559,439	606,314	658,362	780,958	159,858	16,632	957,448	-	-	128,525	-	268,405	1,354,378	13.7	1,062	31.12.2026
258,677	313,281	382,655	424,361	471,761	587,589	102,253	249,733	939,576	-	-	143,010	-	267,568	1,350,154	13.7	1,062	31.12.2027
194,698	246,048	314,194	356,543	405,805	530,711	86,075	342,582	959,368	-	-	143,702	-	272,631	1,375,701	13.7	1,062	31.12.2028
127,918	168,683	225,193	261,489	304,704	418,416	77,687	365,800	861,902	-	88,643	164,764	-	275,656	1,390,965	13.7	1,062	31.12.2029
108,045	148,672	207,500	246,547	294,133	424,095	102,995	460,734	987,823	-	-	144,746	-	279,922	1,412,491	13.7	1,062	31.12.2030
93,885	134,805	196,698	239,147	292,098	442,219	111,157	486,805	1,040,181	-	-	137,888	-	291,168	1,469,237	13.7	1,062	31.12.2031
79,841	119,624	182,481	227,022	283,890	451,283	113,817	497,118	1,062,218	-	-	138,610	-	296,792	1,497,620	13.7	1,062	31.12.2032
66,094	103,333	164,795	209,787	268,584	448,299	116,780	497,100	1,062,179	-	-	138,539	-	296,765	1,497,484	13.7	1,062	31.12.2033
53,414	87,140	145,287	189,254	248,065	434,753	119,581	487,648	1,041,982	-	-	159,178	-	296,874	1,498,035	13.7	1,062	31.12.2034
43,693	74,380	129,650	172,812	231,907	426,756	122,937	483,564	1,033,256	-	-	112,721	-	283,236	1,429,213	13.7	1,062	31.12.2035
30,278	53,785	98,012	133,679	183,664	354,878	135,165	431,091	921,134	-	112,087	112,753	-	283,235	1,429,209	13.7	1,062	31.12.2036
30,417	56,381	107,413	149,909	210,865	427,809	121,849	483,534	1,033,192	-	-	112,786	-	283,236	1,429,213	13.7	1,062	31.12.2037
25,350	49,030	97,655	139,460	200,838	427,839	121,800	483,517	1,033,157	-	-	112,821	-	283,236	1,429,213	13.7	1,062	31.12.2038
17,901	36,128	75,228	109,931	162,083	362,544	128,774	432,212	923,530	-	88,643	133,463	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2039
17,597	37,059	80,674	120,631	182,094	427,669	121,749	483,323	1,032,741	-	-	112,891	-	283,150	1,428,782	13.7	1,062	31.12.2040
14,664	32,224	73,338	112,212	173,417	427,656	121,745	483,308	1,032,708	-	-	112,928	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2041
12,219	28,020	66,669	104,379	165,153	427,640	121,741	483,290	1,032,670	-	-	112,966	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2042
7,180	17,180	42,736	68,465	110,907	301,537	141,034	389,330	831,901	-	200,730	113,005	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2043
8,409	20,996	54,601	89,508	148,447	423,781	114,592	473,607	1,011,980	-	-	133,652	-	283,150	1,428,782	13.7	1,062	31.12.2044
7,147	18,620	50,624	84,918	144,189	432,208	117,109	483,234	1,032,551	-	-	113,085	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2045
5,938	16,143	45,883	78,755	136,908	430,902	118,393	483,214	1,032,510	-	-	113,127	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2046
3,401	9,649	28,672	50,359	89,628	296,198	140,118	383,827	820,144	-	212,452	113,170	-	283,183	1,428,949	13.7	1,062	31.12.2047
4,164	12,325	38,289	68,813	125,389	435,099	114,975	483,900	1,033,974	-	-	113,217	-	283,536	1,430,726	13.7	1,062	31.12.2048
2,389	7,378	23,963	44,068	82,211	299,533	132,766	380,293	812,592	-	200,730	133,868	-	283,536	1,430,726	13.7	1,062	31.12.2049
2,908	9,374	31,829	59,894	114,396	437,639	112,386	483,857	1,033,882	-	-	113,308	-	283,536	1,430,726	13.7	1,062	31.12.2050
1,766	5,940	21,084	40,598	79,388	318,896	130,551	395,378	844,825	-	189,008	113,357	-	283,536	1,430,726	13.7	1,062	31.12.2051
1,735	6,089	22,596	44,520	89,130	375,930	116,788	433,444	926,162	-	100,365	113,363	-	281,731	1,421,621	13.6	1,055	31.12.2052
1,613	5,908	22,920	46,210	94,716	419,465	101,311	458,127	978,903	-	-	113,125	-	269,902	1,361,930	13.0	1,009	31.12.2053
1,241	4,742	19,235	39,683	83,273	387,228	94,680	423,934	905,843	-	-	133,457	-	256,870	1,296,169	12.3	959	31.12.2054
1,002	3,995	16,942	35,765	76,839	375,174	91,080	410,163	876,417	-	-	112,587	-	244,439	1,233,443	11.7	911	31.12.2055
792	3,294	14,601	31,540	69,376	355,671	85,254	387,881	828,806	-	-	112,336	-	232,609	1,173,752	11.1	865	31.12.2056
621	2,698	12,504	27,638	62,241	335,046	82,266	367,110	784,422	-	-	112,104	-	221,582	1,118,108	10.6	822	31.12.2057
487	2,206	10,690	24,178	55,745	315,083	79,476	347,093	741,653	-	-	111,879	-	210,956	1,064,487	10.1	781	31.12.2058
371	1,752	8,877	20,544	48,494	287,805	74,326	318,566	680,697	-	-	132,274	-	200,931	1,013,902	9.6	742	31.12.2059
298	1,472	7,797	18,464	44,623	278,070	74,416	310,082	662,569	-	-	111,464	-	191,307	965,340	9.1	705	31.12.2060

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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										
233	1,200	6,645	16,103	39,842	260,690	72,048	292,710	625,448	-	-	111,269	-	182,084	918,801	8.6	669	31.12.2061
189	1,016	5,881	14,581	36,937	253,766	60,511	276,470	590,747	-	-	111,088	-	173,463	875,298	8.2	636	31.12.2062
149	833	5,043	12,796	33,185	239,389	57,716	261,362	558,467	-	-	110,920	-	165,443	834,830	7.8	604	31.12.2063
(61)	(358)	(2,264)	(5,877)	(15,604)	(118,191)	2,879	-	(115,311)	173,996	-	20,471	-	19,564	98,720	0.9	71	31.12.2064
2,967,159	3,738,221	5,117,325	6,293,253	8,127,026	16,717,747	4,546,831	15,411,572	36,676,150	173,996	1,591,197	5,126,523	-	10,603,235	54,171,101	518	40,210	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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 תביות) 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										
454,371	464,144	474,575	480,062	485,743	497,739	149,536	-	647,274	-	211,491	167,772	-	185,626	1,212,163	11.6	904	31.12.2023
451,907	481,698	514,911	532,977	552,125	594,048	155,850	-	749,897	-	159,592	142,917	-	190,304	1,242,710	11.9	926	31.12.2024
469,297	521,983	583,336	617,845	655,281	740,288	157,641	-	897,929	-	27,453	141,640	-	237,526	1,304,548	12.8	993	31.12.2025
403,834	468,699	547,599	593,482	644,428	764,429	154,920	50,877	970,226	-	-	133,016	-	272,673	1,375,915	13.7	1,062	31.12.2026
258,808	313,439	382,848	424,576	472,000	587,887	102,342	261,861	952,089	-	-	147,492	-	271,769	1,371,351	13.7	1,062	31.12.2027
194,633	245,966	314,090	356,424	405,669	530,534	86,023	354,595	971,152	-	-	148,186	-	276,652	1,395,989	13.7	1,062	31.12.2028
144,530	190,590	254,439	295,448	344,275	472,754	68,764	420,508	962,026	-	-	169,228	-	279,597	1,410,850	13.7	1,062	31.12.2029
108,377	149,129	208,138	247,305	295,037	425,398	106,032	467,499	998,929	-	-	149,201	-	283,768	1,431,898	13.7	1,062	31.12.2030
81,919	117,623	171,627	208,666	254,868	385,855	122,123	446,868	954,846	-	88,643	139,090	-	292,282	1,474,861	13.7	1,062	31.12.2031
79,988	119,844	182,817	227,440	284,412	452,113	114,065	498,066	1,064,244	-	-	139,805	-	297,589	1,501,638	13.7	1,062	31.12.2032
66,217	103,525	165,101	210,176	269,082	449,131	117,028	498,050	1,064,208	-	-	139,730	-	297,561	1,501,499	13.7	1,062	31.12.2033
53,518	87,309	145,568	189,620	248,545	435,594	119,832	488,608	1,044,035	-	-	160,369	-	297,676	1,502,079	13.7	1,062	31.12.2034
43,675	74,349	129,596	172,741	231,811	426,580	122,884	483,363	1,032,828	-	-	114,265	-	283,511	1,430,604	13.7	1,062	31.12.2035
36,270	64,428	117,408	160,134	220,010	425,107	124,336	483,344	1,032,787	-	-	114,297	-	283,509	1,430,594	13.7	1,062	31.12.2036
25,216	46,739	89,044	124,273	174,805	354,649	135,151	430,876	920,676	-	112,087	114,330	-	283,511	1,430,604	13.7	1,062	31.12.2037
25,339	49,010	97,615	139,403	200,756	427,663	121,748	483,317	1,032,728	-	-	114,365	-	283,511	1,430,604	13.7	1,062	31.12.2038
20,692	41,761	86,957	127,071	187,353	419,068	119,180	473,497	1,011,745	-	-	135,007	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2039
17,590	37,044	80,641	120,581	182,018	427,491	121,696	483,120	1,032,308	-	-	114,435	-	283,425	1,430,167	13.7	1,062	31.12.2040
12,713	27,939	63,585	97,288	150,354	370,780	131,235	441,622	943,637	-	88,643	114,472	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2041
12,214	28,009	66,641	104,336	165,085	427,464	121,688	483,089	1,032,242	-	-	114,510	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2042
8,502	20,343	50,602	81,067	131,322	357,042	132,460	430,614	920,116	-	112,087	114,549	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2043
8,365	20,886	54,315	89,039	147,671	421,565	116,578	473,404	1,011,547	-	-	135,196	-	283,425	1,430,167	13.7	1,062	31.12.2044
7,110	18,525	50,365	84,483	143,451	429,993	119,096	483,033	1,032,122	-	-	114,629	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2045
4,188	11,385	32,358	55,541	96,553	303,890	138,389	389,072	831,350	-	200,730	114,671	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2046
4,977	14,119	41,953	73,685	131,144	433,398	115,791	483,121	1,032,310	-	-	114,714	-	283,494	1,430,519	13.7	1,062	31.12.2047
4,147	12,275	38,132	68,531	124,876	433,317	117,441	484,501	1,035,259	-	-	114,765	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2048
2,383	7,359	23,902	43,956	82,001	298,771	134,212	380,894	813,877	-	200,730	135,416	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2049
2,910	9,380	31,847	59,929	114,463	437,896	112,813	484,458	1,035,167	-	-	114,857	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2050
2,419	8,137	28,883	55,616	108,754	436,857	113,826	484,435	1,035,118	-	-	114,905	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2051
1,429	5,016	18,617	36,680	73,434	309,730	134,138	390,470	834,338	-	200,730	114,955	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2052
1,689	6,184	23,994	48,376	99,155	439,124	111,505	484,388	1,035,018	-	-	115,005	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2053
996	3,804	15,431	31,835	66,805	310,652	128,439	386,267	825,358	-	189,008	135,657	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2054
1,181	4,709	19,967	42,149	90,555	442,145	108,436	484,346	1,034,927	-	-	115,096	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2055
958	3,987	17,676	38,182	83,985	430,570	107,976	473,759	1,012,305	-	-	115,005	-	278,622	1,405,931	13.4	1,040	31.12.2056
762	3,307	15,329	33,882	76,302	410,738	105,051	453,739	969,527	-	-	114,788	-	267,996	1,352,311	12.9	999	31.12.2057
608	2,756	13,352	30,199	69,627	393,546	99,915	434,097	927,558	-	-	114,574	-	257,570	1,299,702	12.3	959	31.12.2058
472	2,232	11,307	26,168	61,770	366,595	94,863	405,944	867,402	-	-	134,981	-	247,745	1,250,128	11.9	921	31.12.2059
383	1,889	10,006	23,696	57,266	356,858	94,952	397,457	849,268	-	-	114,177	-	238,122	1,201,566	11.4	883	31.12.2060

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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 גז (BCM) 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										
306	1,574	8,717	21,124	52,265	341,980	90,508	380,459	812,947	-	-	113,993	-	229,099	1,156,039	10.9	848	31.12.2061
250	1,344	7,780	19,292	48,868	335,742	77,853	363,839	777,434	-	-	113,813	-	220,277	1,111,524	10.5	814	31.12.2062
198	1,112	6,732	17,080	44,296	319,547	76,013	347,974	743,534	-	-	113,641	-	211,857	1,069,032	10.1	782	31.12.2063
(51)	(301)	(1,901)	(4,936)	(13,106)	(99,269)	5,708	-	(93,561)	173,996	-	21,812	-	25,271	127,519	1.2	93	31.12.2064
3,015,288	3,793,251	5,195,901	6,405,424	8,315,115	17,525,257	4,788,036	16,345,434	38,658,727	173,996	1,591,197	5,225,324	-	11,118,416	56,767,660	541	42,025	סה"כ

(ד) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2022
 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות²¹

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 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)				
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הגבוה (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הגבוה (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)				
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)				
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הגבוה (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הגבוה (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)				
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)				
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הגבוה (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הגבוה (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)				

²¹ 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%				
2,270,460	2,881,918	3,934,365	11,481,398	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,303,084	4,171,314	5,709,228	17,456,615	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,416,520	3,054,004	4,174,996	13,285,373	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,482,643	4,388,500	6,029,750	20,145,561	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,459,864	3,103,110	4,242,924	13,931,788	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,543,905	4,459,002	6,129,853	21,128,436	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%				
2,538,359	3,212,174	4,381,533	12,942,381	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,058,341	3,852,463	5,215,725	13,831,551	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,687,948	3,390,064	4,636,022	14,957,924	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,230,118	4,061,873	5,528,712	16,259,037	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,737,886	3,446,799	4,714,405	15,689,122	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,288,434	4,129,276	5,625,344	17,156,416	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%				
2,398,836	3,039,520	4,146,884	12,173,604	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,182,547	4,002,063	5,395,109	13,670,404	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,548,996	3,217,339	4,397,846	14,085,231	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,360,229	4,220,856	5,726,681	16,109,308	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,597,141	3,272,057	4,473,112	14,775,117	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,420,641	4,290,796	5,826,443	16,954,060	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%²²				
2,261,970	2,870,928	3,918,427	11,419,471	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,303,762	4,146,942	5,565,747	13,525,264	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,404,849	3,039,064	4,153,913	13,207,057	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,487,244	4,375,598	5,917,631	16,001,493	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,451,647	3,092,226	4,226,553	13,856,941	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,548,932	4,447,462	6,020,827	16,825,401	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

²² לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייתכן 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 מפרויקט הצינור השלישי וכן מעדכון מודל הזרימה במאגר, שבגינם סווגו מחדש חלק מהמשאבים המותנים כעתודות, כך שכמות העתודות מסוג 1P עלתה בכ- 1,879 BCF, כמות העתודות מסוג 2P עלתה בכ- 2,489 BCF, וכמות העתודות מסוג 3P עלתה בכ- 2,386 BCF, כל זאת על חשבון כמויות המשאבים המותנים בקטגוריות 1C, 2C ו-3C בהתאמה, ותוך התחשבות בכך שהופקו כ- 101 BCF גז טבעי במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2022.

3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי בשנת 2022 בפרויקט לווייתן: ^{24,23}

רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 254	
43,527.37	44,782.92	48,509.26	45,366.07	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי)
5.67	6.50	6.56	6.35	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.61	0.68	0.81	0.66	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)
0.15	0.16	0.19	0.17	המדינה
0.07	0.08	0.09	0.08	צדדים שלישיים
0.07	0.08	0.09	0.08	בעלי עניין
0.76	0.81	0.59	0.76	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF) ^{27,26}
4.08	4.77	4.88	4.68	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.712	0.733	0.794	0.765	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט

4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת א'** דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, ליום 31.12.2022, וכן מצורפת **כנספת א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

²³ 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.

²⁴ הואיל וסך העלויות הכרוכות בהפקת הקונדנסט במהלך שנת 2022 עלה על סך ההכנסות שהתקבלו בגינו, והואיל והקונדנסט הינו תוצר לוואי של הפקת הגז הטבעי, לא הוצגו בטבלה לעיל נתונים נפרדים בקשר עם הפקת הקונדנסט, וכל העלויות וההוצאות בקשר עם הפקת הקונדנסט יוחסו להפקת הגז הטבעי.

²⁵ יובהר כי, נתוני ההפקה לרבעון הרביעי של שנת 2022 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

²⁶ הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

²⁷ יצוין כי, עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה כוללות עלויות בגין הולכת גז טבעי באמצעות מערכת ההולכה של נתג'יז אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון וכן אל נקודת המסירה בעקבה בירדן, לצורך אספקת הגז למצרים בסך של כ- 25.1 מיליון דולר ברבעון הראשון של שנת 2022, בסך של כ- 31.8 מיליון דולר ברבעון השני של שנת 2022, בסך של כ- 19.7 מיליון דולר ברבעון השלישי של שנת 2022, ובסך של כ- 31.4 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2022 (100%).

5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 19 במרץ, 2023;
- (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;
- (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 וטיטוט התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- (2018) Petroleum Resources Management System 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

March 19, 2023

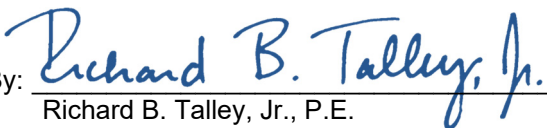
Mr. Yossi Abu
NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Dear Mr. Abu:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) to use our report dated March 19, 2023, 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, 2022, to the NewMed interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The March 19 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2022, to the NewMed interest in these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chief Executive Officer

RBT: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, 2022

BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS
specified by
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP

NSAI
**NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.**
WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

March 19, 2023

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, 2022, 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, 2022, 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 March 16, 2023, exchange rate was 3.67 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, 2022, to be:

March 19, 2023
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	13,813.0	6,262.8	30.4	13.8
Probable	1,756.2	796.3	3.9	1.8
Proved + Probable (2P)	15,569.2	7,059.1	34.3	15.5
Possible	704.5	319.4	1.5	0.7
Proved + Probable + Possible (3P)	16,273.7	7,378.5	35.8	16.2

Totals may not add because of rounding.

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, 2022, 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)	13,128.8	6,906.0	4,533.7	3,372.1	2,694.7
Probable	1,603.9	641.9	386.6	290.1	240.1
Proved + Probable (2P)	14,732.7	7,547.9	4,920.3	3,662.2	2,934.8
Possible	691.6	227.3	110.2	72.7	57.8
Proved + Probable + Possible (3P)	15,424.2	7,775.1	5,030.5	3,734.9	2,992.7

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, 2022, 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

March 19, 2023
Page 3 of 6

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 during this development phase without significant upgrades to the production system. The Future Development contingent resources may require upgrades to the production system and additional drilling beyond 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 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, 2022, 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	2,101.2	2,707.9	2,828.4	4.6	6.0	6.2
Future Development	0.0	3,588.9	7,692.5	0.0	7.9	16.9
Total	2,101.2	6,296.8	10,520.9	4.6	13.9	23.1

We estimate the NewMed working interest contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2022, 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	952.7	1,227.8	1,282.4	2.1	2.7	2.8
Future Development	0.0	1,627.2	3,487.8	0.0	3.6	7.7
Total	952.7	2,855.0	4,770.2	2.1	6.3	10.5

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, 2022, 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)	1,338.1	609.5	301.1	169.8	108.2
Best Estimate (2C)	1,985.1	579.2	197.0	76.0	32.3
High Estimate (3C)	2,101.0	540.0	165.4	58.3	22.6

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 prices specified by NewMed. Gas prices are based on NewMed's estimates of expected approved and future sales contracts. These contract prices are derived from various formulae that include indexation mainly 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 Brent Crude prices.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of NewMed. Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Chevron Mediterranean Limited is the operator of the properties. 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 gas and condensate export facility upgrades, a third gathering line, 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.

March 19, 2023
Page 5 of 6

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.

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, 2022, 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, 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.

March 19, 2023
Page 6 of 6

QUALIFICATIONS

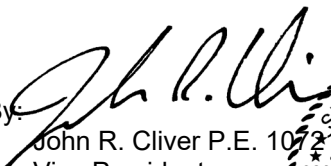
NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any 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.

This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver and Mr. Long are Vice Presidents 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,

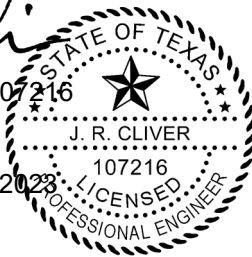
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

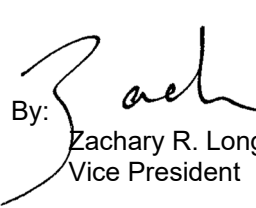
By: 
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Executive Chairman

By: 
John R. Cliver P.E. 107216
Vice President

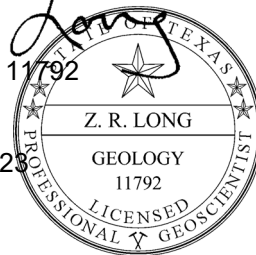
Date Signed: March 19, 2023

JRC:MDK



By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President

Date Signed: March 19, 2023



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.

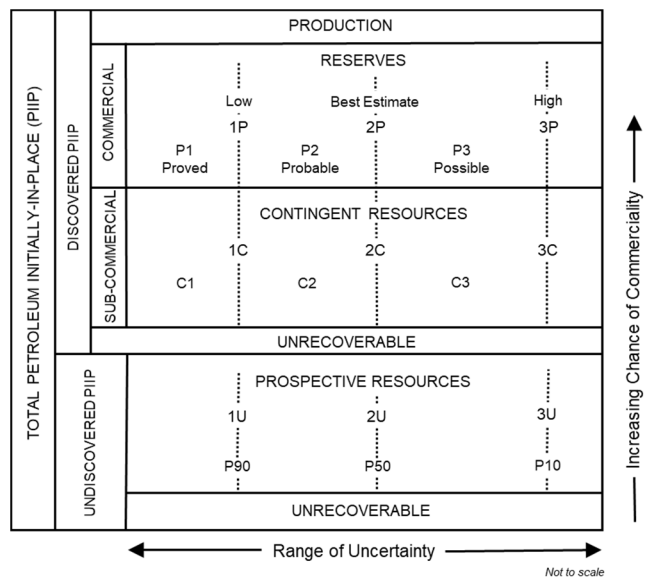


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

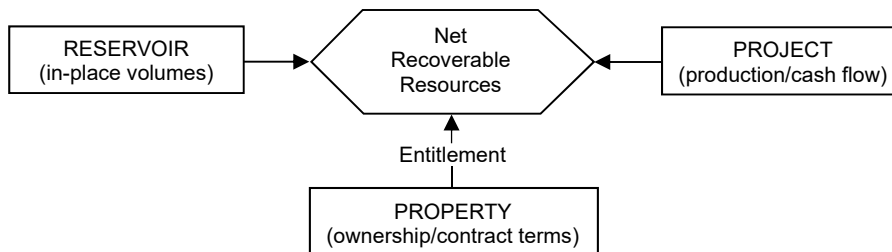


Figure 1.2—Resources evaluation

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, 2022

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)				
12-31-2023	1,051.4	118.4	14.2	28.4	161.0	211.5	0.0	156.7	522.2
12-31-2024	1,115.3	125.6	15.1	30.1	170.8	159.6	0.0	132.5	652.4
12-31-2025	1,142.3	128.6	29.0	30.9	188.4	27.5	0.0	131.1	795.3
12-31-2026	1,196.5	134.7	70.1	32.3	237.1	0.0	0.0	122.5	836.9
12-31-2027	1,192.7	134.3	69.8	32.2	236.4	0.0	0.0	137.0	819.4
12-31-2028	1,214.8	136.8	71.1	32.8	240.7	0.0	0.0	137.6	836.4
12-31-2029	1,228.0	138.3	71.9	33.2	243.4	0.0	0.0	158.7	826.0
12-31-2030	1,246.7	140.4	73.0	33.7	247.1	0.0	0.0	138.7	861.0
12-31-2031	1,294.6	145.8	75.8	35.0	256.6	0.0	0.0	132.7	905.4
12-31-2032	1,319.1	148.5	77.2	35.6	261.4	0.0	0.0	133.3	924.4
12-31-2033	1,319.0	148.5	77.2	35.6	261.4	0.0	0.0	133.3	924.3
12-31-2034	1,319.5	148.6	77.3	35.7	261.5	0.0	0.0	153.9	904.1
12-31-2035	1,253.8	141.2	73.4	33.9	248.5	0.0	0.0	110.0	895.3
12-31-2036	1,253.8	141.2	73.4	33.9	248.5	0.0	0.0	110.1	895.2
12-31-2037	1,253.8	141.2	73.4	33.9	248.5	0.0	0.0	110.1	895.2
Subtotal	18,401.4	2,072.0	941.9	497.3	3,511.2	398.5	0.0	1,998.1	12,493.5
Remaining	22,933.2	2,582.3	1,342.8	619.7	4,544.8	0.0	0.0	2,952.3	15,341.0
Total	41,334.6	4,654.3	2,284.7	1,117.0	8,056.0	398.5	95.1	4,950.4	27,834.5

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)
12-31-2023	0.0	0.0	522.2	23.0	120.8	401.4	391.7	382.7	374.3	366.4
12-31-2024	0.0	0.0	652.4	23.0	133.4	519.0	482.4	449.8	420.8	394.8
12-31-2025	0.0	0.0	795.3	23.0	134.0	661.3	585.3	521.1	466.3	419.2
12-31-2026	0.0	0.0	836.9	23.0	136.0	701.0	590.9	502.1	429.8	370.3
12-31-2027	15.4	125.8	693.6	23.0	103.1	590.5	474.1	384.5	314.8	259.9
12-31-2028	30.1	251.7	584.8	23.0	78.7	506.1	386.9	299.6	234.6	185.7
12-31-2029	37.1	306.7	519.2	23.0	63.6	455.6	331.8	245.2	183.7	139.3
12-31-2030	43.2	372.0	489.0	23.0	96.3	392.7	272.4	192.2	137.7	100.1
12-31-2031	46.8	423.4	482.0	23.0	96.8	385.2	254.5	171.3	117.4	81.8
12-31-2032	46.8	432.6	491.8	23.0	99.0	392.8	247.1	158.8	104.1	69.5
12-31-2033	46.8	432.6	491.7	23.0	102.0	389.8	233.5	143.3	89.8	57.5
12-31-2034	46.8	423.1	481.0	23.0	104.7	376.2	214.7	125.7	75.4	46.2
12-31-2035	46.8	419.0	476.3	23.0	108.1	368.2	200.1	111.9	64.2	37.7
12-31-2036	46.8	419.0	476.3	23.0	109.5	366.7	189.8	101.3	55.6	31.3
12-31-2037	46.8	419.0	476.3	23.0	109.6	366.7	180.7	92.1	48.3	26.1
Subtotal		4,024.8	8,468.7		1,595.6	6,873.1	5,035.9	3,881.7	3,116.9	2,585.7
Remaining		7,206.1	8,134.9		1,879.2	6,255.7	1,870.1	652.0	255.3	109.0
Total		11,230.9	16,603.6		3,474.8	13,128.8	6,906.0	4,533.7	3,372.1	2,694.7

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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, 2022

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)				
12-31-2023	98.3	11.1	1.3	2.7	15.0	0.0	0.0	6.0	77.3
12-31-2024	102.2	11.5	1.4	2.8	15.6	0.0	0.0	5.9	80.7
12-31-2025	125.7	14.2	19.6	3.4	37.2	0.0	0.0	5.9	82.6
12-31-2026	157.8	17.8	9.2	4.3	31.3	0.0	0.0	6.1	120.5
12-31-2027	157.4	17.7	9.2	4.3	31.2	0.0	0.0	6.1	120.2
12-31-2028	160.9	18.1	9.4	4.3	31.9	0.0	0.0	6.1	122.9
12-31-2029	162.9	18.3	9.5	4.4	32.3	0.0	0.0	6.1	124.6
12-31-2030	163.2	18.4	9.6	4.4	32.3	0.0	0.0	6.1	124.8
12-31-2031	150.2	16.9	8.8	4.1	29.8	0.0	0.0	5.1	115.3
12-31-2032	128.9	14.5	7.5	3.5	25.5	0.0	0.0	5.0	98.3
12-31-2033	104.6	11.8	6.1	2.8	20.7	0.0	0.0	4.9	79.0
12-31-2034	81.4	9.2	4.8	2.2	16.1	0.0	0.0	4.8	60.4
12-31-2035	55.0	6.2	3.2	1.5	10.9	0.0	0.0	2.1	42.0
12-31-2036	32.8	3.7	1.9	0.9	6.5	0.0	0.0	2.0	24.2
12-31-2037	10.5	1.2	0.6	0.3	2.1	0.0	0.0	1.9	6.5
Subtotal	1,691.9	190.5	102.3	45.7	338.5	0.0	0.0	74.1	1,279.2
Remaining	3,392.0	381.9	198.6	91.7	672.2	0.0	0.0	65.4	2,654.3
Total	5,083.8	572.4	300.9	137.4	1,010.7	0.0	0.0	139.6	3,933.5

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)
12-31-2023	0.0	0.0	77.3	23.0	17.8	59.5	58.1	56.7	55.5	54.3
12-31-2024	0.0	0.0	80.7	23.0	18.6	62.1	57.7	53.8	50.4	47.3
12-31-2025	0.0	0.0	82.6	23.0	19.0	63.6	56.3	50.1	44.8	40.3
12-31-2026	1.7	16.5	104.0	23.0	23.9	80.1	67.5	57.4	49.1	42.3
12-31-2027	26.4	122.6	-2.4	23.0	-0.6	-1.9	-1.5	-1.2	-1.0	-0.8
12-31-2028	35.6	89.7	33.2	23.0	7.6	25.6	19.6	15.2	11.9	9.4
12-31-2029	42.8	100.1	24.5	23.0	5.6	18.9	13.7	10.1	7.6	5.8
12-31-2030	46.8	89.0	35.8	23.0	8.2	27.6	19.1	13.5	9.7	7.0
12-31-2031	46.8	54.3	61.0	23.0	14.0	47.0	31.0	20.9	14.3	10.0
12-31-2032	46.8	46.0	52.3	23.0	12.0	40.3	25.3	16.3	10.7	7.1
12-31-2033	46.8	37.0	42.0	23.0	9.7	32.3	19.4	11.9	7.5	4.8
12-31-2034	46.8	28.3	32.1	23.0	7.4	24.8	14.1	8.3	5.0	3.0
12-31-2035	46.8	19.6	22.3	23.0	5.1	17.2	9.3	5.2	3.0	1.8
12-31-2036	46.8	11.3	12.9	23.0	3.0	9.9	5.1	2.7	1.5	0.8
12-31-2037	46.8	3.0	3.5	23.0	0.8	2.7	1.3	0.7	0.4	0.2
Subtotal		617.5	661.7		152.2	509.5	396.1	321.6	270.2	233.2
Remaining		1,233.1	1,421.3		326.9	1,094.4	245.7	65.1	19.9	6.9
Total		1,850.6	2,083.0		479.1	1,603.9	641.9	386.6	290.1	240.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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, 2022

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)				
12-31-2023	1,149.6	129.4	15.5	31.1	176.0	211.5	0.0	162.6	599.4
12-31-2024	1,217.5	137.1	16.5	32.9	186.4	159.6	0.0	138.4	733.1
12-31-2025	1,268.0	142.8	48.6	34.3	225.6	27.5	0.0	137.0	877.9
12-31-2026	1,354.4	152.5	79.3	36.6	268.4	0.0	0.0	128.5	957.4
12-31-2027	1,350.2	152.0	79.1	36.5	267.6	0.0	0.0	143.0	939.6
12-31-2028	1,375.7	154.9	80.6	37.2	272.6	0.0	0.0	143.7	959.4
12-31-2029	1,391.0	156.6	81.4	37.6	275.7	0.0	0.0	164.8	950.5
12-31-2030	1,409.9	158.8	82.6	38.1	279.4	0.0	0.0	144.7	985.8
12-31-2031	1,444.8	162.7	84.6	39.0	286.3	0.0	0.0	137.8	1,020.7
12-31-2032	1,448.0	163.1	84.8	39.1	287.0	0.0	0.0	138.4	1,022.7
12-31-2033	1,423.6	160.3	83.4	38.5	282.1	0.0	0.0	138.2	1,003.3
12-31-2034	1,400.9	157.7	82.0	37.9	277.6	0.0	0.0	158.7	964.5
12-31-2035	1,308.8	147.4	76.6	35.4	259.4	0.0	0.0	112.2	937.3
12-31-2036	1,286.6	144.9	75.3	34.8	255.0	0.0	0.0	112.1	919.5
12-31-2037	1,264.3	142.4	74.0	34.2	250.6	0.0	0.0	112.0	901.7
Subtotal	20,093.3	2,262.5	1,044.2	543.0	3,849.7	398.5	0.0	2,072.3	13,772.7
Remaining	26,325.2	2,964.2	1,541.4	711.4	5,217.0	0.0	0.0	3,017.7	17,995.3
Total	46,418.4	5,226.7	2,585.6	1,254.4	9,066.7	398.5	95.1	5,090.0	31,768.1

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)
12-31-2023	0.0	0.0	599.4	23.0	138.5	460.9	449.8	439.5	429.8	420.8
12-31-2024	0.0	0.0	733.1	23.0	152.0	581.1	540.1	503.7	471.2	442.1
12-31-2025	0.0	0.0	877.9	23.0	153.0	724.8	641.6	571.2	511.1	459.5
12-31-2026	1.7	16.5	940.9	23.0	159.9	781.0	658.4	559.5	478.9	412.6
12-31-2027	26.4	248.5	691.1	23.0	102.5	588.6	472.6	383.3	313.8	259.1
12-31-2028	35.6	341.4	618.0	23.0	86.4	531.7	406.5	314.8	246.5	195.0
12-31-2029	42.8	406.8	543.7	23.0	69.3	474.4	345.5	255.3	191.3	145.0
12-31-2030	46.8	461.0	524.8	23.0	104.5	420.3	291.5	205.6	147.3	107.1
12-31-2031	46.8	477.7	543.0	23.0	110.8	432.2	285.5	192.2	131.7	91.8
12-31-2032	46.8	478.6	544.1	23.0	111.0	433.1	272.4	175.1	114.8	76.6
12-31-2033	46.8	469.5	533.7	23.0	111.6	422.1	252.9	155.2	97.3	62.2
12-31-2034	46.8	451.4	513.1	23.0	112.1	401.0	228.8	134.0	80.4	49.3
12-31-2035	46.8	438.6	498.6	23.0	113.2	385.4	209.4	117.1	67.2	39.5
12-31-2036	46.8	430.3	489.2	23.0	112.5	376.7	194.9	104.0	57.1	32.1
12-31-2037	46.8	422.0	479.7	23.0	110.4	369.3	182.0	92.7	48.7	26.3
Subtotal		4,642.3	9,130.4		1,747.8	7,382.6	5,432.0	4,203.2	3,387.0	2,818.9
Remaining		8,439.2	9,556.2		2,206.1	7,350.1	2,115.8	717.1	275.2	115.9
Total		13,081.5	18,686.6		3,953.9	14,732.7	7,547.9	4,920.3	3,662.2	2,934.8

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
(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, 2022

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)				
12-31-2023	62.5	7.0	0.8	1.7	9.6	0.0	0.0	5.1	47.8
12-31-2024	25.2	2.8	0.3	0.7	3.9	0.0	0.0	4.6	16.8
12-31-2025	36.6	4.1	6.8	1.0	11.9	0.0	0.0	4.6	20.1
12-31-2026	21.5	2.4	1.3	0.6	4.3	0.0	0.0	4.5	12.8
12-31-2027	21.2	2.4	1.2	0.6	4.2	0.0	0.0	4.5	12.5
12-31-2028	20.3	2.3	1.2	0.5	4.0	0.0	0.0	4.5	11.8
12-31-2029	19.9	2.2	1.2	0.5	3.9	0.0	0.0	4.5	11.5
12-31-2030	22.0	2.5	1.3	0.6	4.4	0.0	0.0	4.5	13.1
12-31-2031	19.3	2.2	1.1	0.5	3.8	0.0	0.0	1.3	14.2
12-31-2032	22.2	2.5	1.3	0.6	4.4	0.0	0.0	1.3	16.5
12-31-2033	26.3	3.0	1.5	0.7	5.2	0.0	0.0	1.3	19.8
12-31-2034	29.3	3.3	1.7	0.8	5.8	0.0	0.0	1.3	22.2
12-31-2035	30.7	3.5	1.8	0.8	6.1	0.0	0.0	1.7	23.0
12-31-2036	33.8	3.8	2.0	0.9	6.7	0.0	0.0	1.7	25.4
12-31-2037	36.8	4.1	2.2	1.0	7.3	0.0	0.0	1.7	27.8
Subtotal	427.7	48.2	25.7	11.6	85.5	0.0	0.0	46.9	295.3
Remaining	1,819.2	204.8	106.5	49.2	360.5	0.0	0.0	49.0	1,409.7
Total	2,246.9	253.0	132.3	60.7	446.0	0.0	0.0	95.9	1,705.0

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)
12-31-2023	0.0	0.0	47.8	23.0	11.0	36.8	35.9	35.1	34.3	33.6
12-31-2024	0.0	0.0	16.8	23.0	3.9	12.9	12.0	11.2	10.5	9.8
12-31-2025	0.0	0.0	20.1	23.0	4.6	15.5	13.7	12.2	10.9	9.8
12-31-2026	5.2	34.4	-21.6	23.0	-5.0	-16.6	-14.0	-11.9	-10.2	-8.8
12-31-2027	27.5	13.4	-0.9	23.0	-0.2	-0.7	-0.6	-0.4	-0.4	-0.3
12-31-2028	36.5	13.2	-1.5	23.0	-0.3	-1.1	-0.9	-0.7	-0.5	-0.4
12-31-2029	43.7	13.7	-2.2	23.0	-0.5	-1.7	-1.2	-0.9	-0.7	-0.5
12-31-2030	46.8	6.5	6.6	23.0	1.5	5.1	3.5	2.5	1.8	1.3
12-31-2031	46.8	6.7	7.6	23.0	1.7	5.8	3.8	2.6	1.8	1.2
12-31-2032	46.8	7.7	8.8	23.0	2.0	6.8	4.3	2.7	1.8	1.2
12-31-2033	46.8	9.3	10.5	23.0	2.4	8.1	4.9	3.0	1.9	1.2
12-31-2034	46.8	10.4	11.8	23.0	2.7	9.1	5.2	3.0	1.8	1.1
12-31-2035	46.8	10.7	12.2	23.0	2.8	9.4	5.1	2.9	1.6	1.0
12-31-2036	46.8	11.9	13.5	23.0	3.1	10.4	5.4	2.9	1.6	0.9
12-31-2037	46.8	13.0	14.8	23.0	3.4	11.4	5.6	2.9	1.5	0.8
Subtotal		150.9	144.4		33.2	111.2	82.8	67.0	57.8	52.0
Remaining		656.0	753.7		173.3	580.3	144.5	43.1	15.0	5.8
Total		806.9	898.1		206.6	691.6	227.3	110.2	72.7	57.8

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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, 2022

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)				
12-31-2023	1,212.2	136.5	16.4	32.8	185.6	211.5	0.0	167.8	647.3
12-31-2024	1,242.7	139.9	16.8	33.6	190.3	159.6	0.0	142.9	749.9
12-31-2025	1,304.5	146.9	55.4	35.3	237.5	27.5	0.0	141.6	897.9
12-31-2026	1,375.9	154.9	80.6	37.2	272.7	0.0	0.0	133.0	970.2
12-31-2027	1,371.4	154.4	80.3	37.1	271.8	0.0	0.0	147.5	952.1
12-31-2028	1,396.0	157.2	81.7	37.7	276.7	0.0	0.0	148.2	971.2
12-31-2029	1,410.9	158.9	82.6	38.1	279.6	0.0	0.0	169.2	962.0
12-31-2030	1,431.9	161.2	83.8	38.7	283.8	0.0	0.0	149.2	998.9
12-31-2031	1,464.1	164.9	85.7	39.6	290.2	0.0	0.0	139.0	1,034.9
12-31-2032	1,470.3	165.6	86.1	39.7	291.4	0.0	0.0	139.7	1,039.2
12-31-2033	1,449.9	163.3	84.9	39.2	287.3	0.0	0.0	139.5	1,023.1
12-31-2034	1,430.2	161.0	83.7	38.7	283.4	0.0	0.0	160.1	986.8
12-31-2035	1,339.6	150.8	78.4	36.2	265.5	0.0	0.0	113.9	960.2
12-31-2036	1,320.3	148.7	77.3	35.7	261.7	0.0	0.0	113.8	944.9
12-31-2037	1,301.1	146.5	76.2	35.2	257.8	0.0	0.0	113.8	929.5
Subtotal	20,520.9	2,310.7	1,070.0	554.6	3,935.2	398.5	0.0	2,119.1	14,068.1
Remaining	28,144.4	3,169.1	1,647.9	760.6	5,577.5	0.0	95.1	3,066.8	19,405.0
Total	48,665.3	5,479.7	2,717.9	1,315.1	9,512.7	398.5	95.1	5,185.9	33,473.1

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)
12-31-2023	0.0	0.0	647.3	23.0	149.5	497.7	485.7	474.6	464.1	454.4
12-31-2024	0.0	0.0	749.9	23.0	155.8	594.0	552.1	514.9	481.7	451.9
12-31-2025	0.0	0.0	897.9	23.0	157.6	740.3	655.3	583.3	522.0	469.3
12-31-2026	5.2	50.9	919.3	23.0	154.9	764.4	644.4	547.6	468.7	403.8
12-31-2027	27.5	261.9	690.2	23.0	102.3	587.9	472.0	382.8	313.4	258.8
12-31-2028	36.5	354.6	616.6	23.0	86.0	530.5	405.7	314.1	246.0	194.6
12-31-2029	43.7	420.5	541.5	23.0	68.8	472.8	344.3	254.4	190.6	144.5
12-31-2030	46.8	467.5	531.4	23.0	106.0	425.4	295.0	208.1	149.1	108.4
12-31-2031	46.8	484.3	550.6	23.0	112.6	438.0	289.3	194.8	133.5	93.0
12-31-2032	46.8	486.4	552.9	23.0	113.0	439.8	276.7	177.8	116.6	77.8
12-31-2033	46.8	478.8	544.3	23.0	114.0	430.2	257.8	158.2	99.2	63.4
12-31-2034	46.8	461.8	525.0	23.0	114.9	410.1	234.0	137.0	82.2	50.4
12-31-2035	46.8	449.4	510.8	23.0	116.0	394.8	214.5	119.9	68.8	40.4
12-31-2036	46.8	442.2	502.7	23.0	115.6	387.0	200.3	106.9	58.7	33.0
12-31-2037	46.8	435.0	494.5	23.0	113.8	380.7	187.7	95.6	50.2	27.1
Subtotal		4,793.2	9,274.9		1,781.0	7,493.8	5,514.8	4,270.2	3,444.8	2,870.9
Remaining		9,095.2	10,309.8		2,379.4	7,930.4	2,260.3	760.3	290.2	121.8
Total		13,888.4	19,584.7		4,160.5	15,424.2	7,775.1	5,030.5	3,734.9	2,992.7

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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, 2022

Year	NewMed Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2022 ⁽²⁾	182.2	6.28	0.94	0.73	4.61	3.0
2021	171.5	5.14	0.75	0.68	3.71	2.8
2020	116.2	5.06	0.74	0.76	3.56	1.9

Note: Values in this table have been provided by NewMed; these values are based on historical data since January 2020.

(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 2022 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, 2022

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)				
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2025	23.5	2.6	1.7	0.6	4.9	0.0	0.1	18.4	
12-31-2026	91.0	10.3	5.3	2.5	18.0	0.0	0.4	72.5	
12-31-2027	113.2	12.7	6.6	3.1	22.4	88.6	0.6	1.5	
12-31-2028	116.8	13.2	6.8	3.2	23.2	0.0	0.6	93.1	
12-31-2029	118.9	13.4	7.0	3.2	23.6	0.0	0.6	94.8	
12-31-2030	121.7	13.7	7.1	3.3	24.1	0.0	0.6	97.0	
12-31-2031	139.8	15.7	8.2	3.8	27.7	0.0	0.6	111.5	
12-31-2032	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
12-31-2033	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
12-31-2034	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	200.7	0.6	-85.4	
12-31-2035	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
12-31-2036	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
12-31-2037	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
Subtotal	1,593.0	179.4	93.6	43.0	316.0	289.4	7.3	980.3	
Remaining	4,256.3	479.3	249.2	115.0	843.5	903.3	9.0	2,421.6	
Total	5,849.3	658.6	342.8	158.1	1,159.5	1,192.7	16.4	3,401.9	

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)
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	18.4	23.0	4.2	14.2	12.6	11.2	10.0	9.0
12-31-2026	0.0	0.0	72.5	23.0	16.7	55.9	47.1	40.0	34.3	29.5
12-31-2027	17.8	20.6	-19.0	23.0	15.0	-34.0	-27.3	-22.2	-18.1	-15.0
12-31-2028	31.7	42.8	50.3	23.0	9.5	40.7	31.2	24.1	18.9	14.9
12-31-2029	39.4	55.9	38.8	23.0	6.9	31.9	23.3	17.2	12.9	9.8
12-31-2030	45.5	64.1	32.9	23.0	5.5	27.3	19.0	13.4	9.6	7.0
12-31-2031	46.8	52.5	59.0	23.0	11.5	47.5	31.4	21.1	14.5	10.1
12-31-2032	46.8	54.0	61.4	23.0	12.1	49.3	31.0	19.9	13.1	8.7
12-31-2033	46.8	54.0	61.4	23.0	12.1	49.3	29.5	18.1	11.4	7.3
12-31-2034	46.8	-40.0	-45.4	23.0	31.4	-76.8	-43.8	-25.7	-15.4	-9.4
12-31-2035	46.8	54.0	61.4	23.0	7.5	53.9	29.3	16.4	9.4	5.5
12-31-2036	46.8	54.0	61.4	23.0	7.5	53.9	27.9	14.9	8.2	4.6
12-31-2037	46.8	54.0	61.4	23.0	8.5	52.9	26.1	13.3	7.0	3.8
Subtotal		466.0	514.4		148.3	366.0	237.1	161.8	115.5	85.7
Remaining		1,185.9	1,235.7		263.7	972.0	372.4	139.3	54.3	22.4
Total		1,651.9	1,750.0		412.0	1,338.1	609.5	301.1	169.8	108.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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, 2022

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)				
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2025	14.6	1.6	0.9	0.4	3.0	0.0	0.0	11.5	
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	88.6	0.0	-88.6	
12-31-2030	2.6	0.3	0.1	0.1	0.5	0.0	0.0	2.0	
12-31-2031	24.4	2.8	1.4	0.7	4.8	0.0	0.0	19.5	
12-31-2032	49.6	5.6	2.9	1.3	9.8	0.0	0.2	39.5	
12-31-2033	73.9	8.3	4.3	2.0	14.6	0.0	0.3	58.9	
12-31-2034	97.1	10.9	5.7	2.6	19.2	0.0	0.4	77.4	
12-31-2035	120.4	13.6	7.0	3.3	23.9	0.0	0.5	96.0	
12-31-2036	142.7	16.1	8.4	3.9	28.3	112.1	0.6	1.7	
12-31-2037	164.9	18.6	9.7	4.5	32.7	0.0	0.7	131.5	
Subtotal	690.1	77.7	40.5	18.6	136.9	200.7	3.1	349.4	
Remaining	7,062.6	795.2	413.5	190.9	1,399.6	991.9	78.9	4,558.7	
Total	7,752.7	873.0	454.0	209.5	1,536.5	1,192.7	36.6	4,908.1	

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)
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	11.5	23.0	2.6	8.9	7.9	7.0	6.3	5.6
12-31-2026	1.7	0.1	-0.1	23.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0
12-31-2027	26.6	1.3	-1.3	23.0	-0.3	-1.0	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4
12-31-2028	35.7	1.2	-1.2	23.0	-0.3	-0.9	-0.7	-0.6	-0.4	-0.3
12-31-2029	42.4	-41.0	-47.6	23.0	8.4	-56.0	-40.8	-30.2	-22.6	-17.1
12-31-2030	46.6	-0.2	2.3	23.0	-1.5	3.8	2.6	1.9	1.3	1.0
12-31-2031	46.8	9.1	10.4	23.0	0.3	10.0	6.6	4.5	3.1	2.1
12-31-2032	46.8	18.5	21.0	23.0	2.8	18.2	11.5	7.4	4.8	3.2
12-31-2033	46.8	27.6	31.3	23.0	5.2	26.2	15.7	9.6	6.0	3.9
12-31-2034	46.8	36.2	41.2	23.0	7.4	33.8	19.3	11.3	6.8	4.1
12-31-2035	46.8	44.9	51.1	23.0	9.7	41.4	22.5	12.6	7.2	4.2
12-31-2036	46.8	0.8	0.9	23.0	22.7	-21.8	-11.3	-6.0	-3.3	-1.9
12-31-2037	46.8	61.5	70.0	23.0	11.5	58.5	28.8	14.7	7.7	4.2
Subtotal		160.0	189.4		68.5	120.9	61.2	31.4	16.3	8.5
Remaining		2,170.1	2,388.6		524.4	1,864.2	518.0	165.6	59.7	23.8
Total		2,330.1	2,578.0		592.9	1,985.1	579.2	197.0	76.0	32.3

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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, 2022

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)				
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
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	10.8	1.2	0.6	0.3	2.1	88.6	0.0	-80.1	
12-31-2032	31.4	3.5	1.8	0.8	6.2	0.0	0.0	25.0	
12-31-2033	51.6	5.8	3.0	1.4	10.2	0.0	0.0	41.1	
12-31-2034	71.8	8.1	4.2	1.9	14.2	0.0	0.0	57.3	
12-31-2035	91.1	10.3	5.3	2.5	18.0	0.0	0.0	72.6	
12-31-2036	110.3	12.4	6.5	3.0	21.9	0.0	0.0	87.9	
12-31-2037	129.5	14.6	7.6	3.5	25.7	112.1	0.0	-8.8	
Subtotal	496.4	55.9	29.1	13.4	98.4	200.7	0.0	195.1	
Remaining	7,605.9	856.4	445.3	205.5	1,507.3	991.9	78.9	4,990.6	
Total	8,102.3	912.3	474.4	219.0	1,605.7	1,192.7	78.9	5,185.7	

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)
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
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	5.2	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	27.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	36.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	43.7	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	-37.5	-42.6	23.0	9.6	-52.2	-34.5	-23.2	-15.9	-11.1
12-31-2032	46.8	11.7	13.3	23.0	1.0	12.3	7.7	5.0	3.3	2.2
12-31-2033	46.8	19.3	21.9	23.0	3.0	18.9	11.3	6.9	4.4	2.8
12-31-2034	46.8	26.8	30.5	23.0	5.0	25.5	14.6	8.5	5.1	3.1
12-31-2035	46.8	34.0	38.6	23.0	6.8	31.8	17.3	9.7	5.5	3.3
12-31-2036	46.8	41.2	46.8	23.0	8.7	38.1	19.7	10.5	5.8	3.2
12-31-2037	46.8	-4.1	-4.7	23.0	21.4	-26.1	-12.8	-6.5	-3.4	-1.9
Subtotal		91.3	103.8		55.5	48.3	23.3	10.9	4.7	1.7
Remaining		2,365.8	2,624.8		572.1	2,052.7	516.7	154.5	53.6	21.0
Total		2,457.0	2,728.6		627.6	2,101.0	540.0	165.4	58.3	22.6

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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, 2022

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	10,739,300	11,378,816	11,448,680	82,537	83,800	84,167	130	136	136	0.71	0.81	0.87
B Sand	4,656,174	5,192,194	5,268,631	41,177	48,371	49,071	113	107	107	0.30	0.34	0.39
C Sand	1,915,488	2,315,922	2,451,782	19,413	24,373	25,789	99	95	95	0.66	0.73	0.74

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	0.23	0.23	0.23	0.73	0.75	0.79	374	374	374	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.24	0.23	0.22	0.69	0.70	0.72	374	374	374	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.23	0.22	0.22	0.74	0.76	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 and C Sands results in a lower average gross thickness in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

⁽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 (1P) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

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)				
12-31-2023	1,051.4	118.4	14.2	28.4	161.0	211.5	0.0	156.7	522.2
12-31-2024	1,115.3	125.6	15.1	30.1	170.8	159.6	0.0	132.5	652.4
12-31-2025	1,165.8	131.3	30.6	31.5	193.4	27.5	0.0	131.2	813.7
12-31-2026	1,287.6	145.0	75.4	34.8	255.2	0.0	0.0	122.9	909.5
12-31-2027	1,305.9	147.0	76.5	35.3	258.8	88.6	0.0	137.5	820.9
12-31-2028	1,331.7	149.9	78.0	36.0	263.9	0.0	0.0	138.2	929.6
12-31-2029	1,346.9	151.7	78.9	36.4	266.9	0.0	0.0	159.3	920.7
12-31-2030	1,368.4	154.1	80.1	37.0	271.2	0.0	0.0	139.3	958.0
12-31-2031	1,434.5	161.5	84.0	38.8	284.3	0.0	0.0	133.3	1,016.9
12-31-2032	1,463.8	164.8	85.7	39.6	290.1	0.0	0.0	134.0	1,039.7
12-31-2033	1,463.7	164.8	85.7	39.6	290.1	0.0	0.0	133.9	1,039.7
12-31-2034	1,464.2	164.9	85.7	39.6	290.2	200.7	0.0	154.6	818.7
12-31-2035	1,398.5	157.5	81.9	37.8	277.1	0.0	0.0	110.7	1,010.6
12-31-2036	1,398.5	157.5	81.9	37.8	277.1	0.0	0.0	110.7	1,010.6
12-31-2037	1,398.5	157.5	81.9	37.8	277.1	0.0	0.0	110.8	1,010.6
Subtotal	19,994.4	2,251.4	1,035.5	540.3	3,827.2	687.9	0.0	2,005.5	13,473.9
Remaining	27,189.4	3,061.5	1,592.0	734.8	5,388.3	903.3	174.0	2,961.3	17,762.6
Total	47,183.8	5,312.9	2,627.5	1,275.1	9,215.5	1,591.2	174.0	4,966.8	31,236.4

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)
12-31-2023	0.0	0.0	522.2	23.0	120.8	401.4	391.7	382.7	374.3	366.4
12-31-2024	0.0	0.0	652.4	23.0	133.4	519.0	482.4	449.8	420.8	394.8
12-31-2025	0.0	0.0	813.7	23.0	138.3	675.4	597.9	532.2	476.3	428.2
12-31-2026	0.0	0.0	909.5	23.0	152.7	756.8	638.0	542.2	464.0	399.8
12-31-2027	17.8	146.4	674.5	23.0	118.1	556.4	446.8	362.4	296.7	245.0
12-31-2028	31.7	294.5	635.0	23.0	88.2	546.8	418.1	323.7	253.5	200.6
12-31-2029	39.4	362.7	558.1	23.0	70.5	487.5	355.0	262.4	196.5	149.0
12-31-2030	45.5	436.1	521.9	23.0	101.8	420.1	291.3	205.5	147.3	107.0
12-31-2031	46.8	475.9	541.0	23.0	108.3	432.7	285.8	192.5	131.9	91.9
12-31-2032	46.8	486.6	553.1	23.0	111.1	442.1	278.1	178.8	117.2	78.2
12-31-2033	46.8	486.6	553.1	23.0	114.0	439.1	263.1	161.4	101.2	64.7
12-31-2034	46.8	383.2	435.6	23.0	136.1	299.4	170.9	100.1	60.0	36.8
12-31-2035	46.8	473.0	537.7	23.0	115.6	422.1	229.4	128.2	73.6	43.2
12-31-2036	46.8	473.0	537.6	23.0	117.0	420.6	217.7	116.2	63.8	35.9
12-31-2037	46.8	472.9	537.6	23.0	118.1	419.6	206.8	105.3	55.3	29.8
Subtotal		4,490.8	8,983.0		1,743.9	7,239.1	5,273.0	4,043.4	3,232.4	2,671.4
Remaining		8,392.0	9,370.6		2,142.9	7,227.7	2,242.6	791.3	309.6	131.5
Total		12,882.8	18,353.6		3,886.8	14,466.9	7,515.5	4,834.8	3,542.0	2,802.9

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, 2037, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

- ⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- ⁽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, 2022

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)				
12-31-2023	1,149.6	129.4	15.5	31.1	176.0	211.5	0.0	162.6	599.4
12-31-2024	1,217.5	137.1	16.5	32.9	186.4	159.6	0.0	138.4	733.1
12-31-2025	1,282.6	144.4	49.5	34.7	228.6	27.5	0.0	137.1	889.4
12-31-2026	1,354.4	152.5	79.3	36.6	268.4	0.0	0.0	128.5	957.4
12-31-2027	1,350.2	152.0	79.1	36.5	267.6	0.0	0.0	143.0	939.6
12-31-2028	1,375.7	154.9	80.6	37.2	272.6	0.0	0.0	143.7	959.4
12-31-2029	1,391.0	156.6	81.4	37.6	275.7	88.6	0.0	164.8	861.9
12-31-2030	1,412.5	159.0	82.7	38.2	279.9	0.0	0.0	144.7	987.8
12-31-2031	1,469.2	165.4	86.0	39.7	291.2	0.0	0.0	137.9	1,040.2
12-31-2032	1,497.6	168.6	87.7	40.5	296.8	0.0	0.0	138.6	1,062.2
12-31-2033	1,497.5	168.6	87.7	40.5	296.8	0.0	0.0	138.5	1,062.2
12-31-2034	1,498.0	168.7	87.7	40.5	296.9	0.0	0.0	159.2	1,042.0
12-31-2035	1,429.2	160.9	83.7	38.6	283.2	0.0	0.0	112.7	1,033.3
12-31-2036	1,429.2	160.9	83.7	38.6	283.2	112.1	0.0	112.8	921.1
12-31-2037	1,429.2	160.9	83.7	38.6	283.2	0.0	0.0	112.8	1,033.2
Subtotal	20,783.3	2,340.2	1,084.7	561.6	3,986.6	599.3	0.0	2,075.3	14,122.2
Remaining	33,387.8	3,759.5	1,954.9	902.3	6,616.7	991.9	174.0	3,051.2	22,554.0
Total	54,171.1	6,099.7	3,039.6	1,463.9	10,603.2	1,591.2	174.0	5,126.5	36,676.1

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)
12-31-2023	0.0	0.0	599.4	23.0	138.5	460.9	449.8	439.5	429.8	420.8
12-31-2024	0.0	0.0	733.1	23.0	152.0	581.1	540.1	503.7	471.2	442.1
12-31-2025	0.0	0.0	889.4	23.0	155.7	733.7	649.5	578.1	517.3	465.1
12-31-2026	1.7	16.6	940.8	23.0	159.9	781.0	658.4	559.4	478.8	412.6
12-31-2027	26.6	249.7	689.8	23.0	102.3	587.6	471.8	382.7	313.3	258.7
12-31-2028	35.7	342.6	616.8	23.0	86.1	530.7	405.8	314.2	246.0	194.7
12-31-2029	42.4	365.8	496.1	23.0	77.7	418.4	304.7	225.2	168.7	127.9
12-31-2030	46.6	460.7	527.1	23.0	103.0	424.1	294.1	207.5	148.7	108.0
12-31-2031	46.8	486.8	553.4	23.0	111.2	442.2	292.1	196.7	134.8	93.9
12-31-2032	46.8	497.1	565.1	23.0	113.8	451.3	283.9	182.5	119.6	79.8
12-31-2033	46.8	497.1	565.1	23.0	116.8	448.3	268.6	164.8	103.3	66.1
12-31-2034	46.8	487.6	554.3	23.0	119.6	434.8	248.1	145.3	87.1	53.4
12-31-2035	46.8	483.6	549.7	23.0	122.9	426.8	231.9	129.6	74.4	43.7
12-31-2036	46.8	431.1	490.0	23.0	135.2	354.9	183.7	98.0	53.8	30.3
12-31-2037	46.8	483.5	549.7	23.0	121.8	427.8	210.9	107.4	56.4	30.4
Subtotal		4,802.3	9,319.8		1,816.3	7,503.5	5,493.2	4,234.6	3,403.3	2,827.5
Remaining		10,609.2	11,944.8		2,730.5	9,214.3	2,633.8	882.7	334.9	139.7
Total		15,411.6	21,264.6		4,546.8	16,717.7	8,127.0	5,117.3	3,738.2	2,967.2

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, 2037, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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, 2022

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)				
12-31-2023	1,212.2	136.5	16.4	32.8	185.6	211.5	0.0	167.8	647.3
12-31-2024	1,242.7	139.9	16.8	33.6	190.3	159.6	0.0	142.9	749.9
12-31-2025	1,304.5	146.9	55.4	35.3	237.5	27.5	0.0	141.6	897.9
12-31-2026	1,375.9	154.9	80.6	37.2	272.7	0.0	0.0	133.0	970.2
12-31-2027	1,371.4	154.4	80.3	37.1	271.8	0.0	0.0	147.5	952.1
12-31-2028	1,396.0	157.2	81.7	37.7	276.7	0.0	0.0	148.2	971.2
12-31-2029	1,410.9	158.9	82.6	38.1	279.6	0.0	0.0	169.2	962.0
12-31-2030	1,431.9	161.2	83.8	38.7	283.8	0.0	0.0	149.2	998.9
12-31-2031	1,474.9	166.1	86.4	39.9	292.3	88.6	0.0	139.1	954.8
12-31-2032	1,501.6	169.1	87.9	40.6	297.6	0.0	0.0	139.8	1,064.2
12-31-2033	1,501.5	169.1	87.9	40.6	297.6	0.0	0.0	139.7	1,064.2
12-31-2034	1,502.1	169.1	87.9	40.6	297.7	0.0	0.0	160.4	1,044.0
12-31-2035	1,430.6	161.1	83.8	38.7	283.5	0.0	0.0	114.3	1,032.8
12-31-2036	1,430.6	161.1	83.8	38.7	283.5	0.0	0.0	114.3	1,032.8
12-31-2037	1,430.6	161.1	83.8	38.7	283.5	112.1	0.0	114.3	920.7
Subtotal	21,017.3	2,366.5	1,099.0	568.0	4,033.6	599.3	0.0	2,121.3	14,263.1
Remaining	35,750.4	4,025.5	2,093.3	966.1	7,084.9	991.9	174.0	3,104.0	24,395.6
Total	56,767.7	6,392.0	3,192.3	1,534.1	11,118.4	1,591.2	174.0	5,225.3	38,658.7

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)
12-31-2023	0.0	0.0	647.3	23.0	149.5	497.7	485.7	474.6	464.1	454.4
12-31-2024	0.0	0.0	749.9	23.0	155.8	594.0	552.1	514.9	481.7	451.9
12-31-2025	0.0	0.0	897.9	23.0	157.6	740.3	655.3	583.3	522.0	469.3
12-31-2026	5.2	50.9	919.3	23.0	154.9	764.4	644.4	547.6	468.7	403.8
12-31-2027	27.5	261.9	690.2	23.0	102.3	587.9	472.0	382.8	313.4	258.8
12-31-2028	36.5	354.6	616.6	23.0	86.0	530.5	405.7	314.1	246.0	194.6
12-31-2029	43.7	420.5	541.5	23.0	68.8	472.8	344.3	254.4	190.6	144.5
12-31-2030	46.8	467.5	531.4	23.0	106.0	425.4	295.0	208.1	149.1	108.4
12-31-2031	46.8	446.9	508.0	23.0	122.1	385.9	254.9	171.6	117.6	81.9
12-31-2032	46.8	498.1	566.2	23.0	114.1	452.1	284.4	182.8	119.8	80.0
12-31-2033	46.8	498.0	566.2	23.0	117.0	449.1	269.1	165.1	103.5	66.2
12-31-2034	46.8	488.6	555.4	23.0	119.8	435.6	248.5	145.6	87.3	53.5
12-31-2035	46.8	483.4	549.5	23.0	122.9	426.6	231.8	129.6	74.3	43.7
12-31-2036	46.8	483.3	549.4	23.0	124.3	425.1	220.0	117.4	64.4	36.3
12-31-2037	46.8	430.9	489.8	23.0	135.2	354.6	174.8	89.0	46.7	25.2
Subtotal		4,884.5	9,378.6		1,836.5	7,542.1	5,538.1	4,281.1	3,449.5	2,872.6
Remaining		11,460.9	12,934.7		2,951.5	9,983.2	2,777.0	914.8	343.8	142.7
Total		16,345.4	22,313.3		4,788.0	17,525.3	8,315.1	5,195.9	3,793.3	3,015.3

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, 2037, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽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'

הסכמת NSAI להכללה ומכתב
NSAI בדבר היעדר שינויים מהותיים

March 28, 2023

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 issued to NewMed and Delek Drilling Limited Partnership (Delek) in the 2022 Annual Report of NewMed to be published in March 2023 and in public reports to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange (including by way of reference):

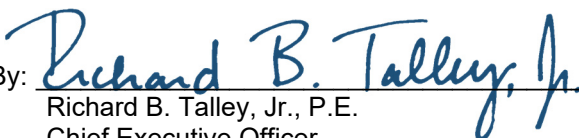
- The report dated March 19, 2023, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2022, to the NewMed interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The March 19 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2022, to the NewMed interest in these properties.
- The report dated March 14, 2021, which sets forth our estimates of the unrisksed contingent and prospective resources, as of December 31, 2020, to the Delek working interest in discoveries and prospects located in the Aphrodite Field Area, Block 12, offshore Cyprus.
- The report dated January 21, 2020, which sets forth our estimates of the unrisksed prospective resources, as of December 31, 2019, to the Delek working interest in two Leviathan Deep prospects located in Leases I/14 and I/15, offshore Israel.

Since our March 19 report, we have received daily well production data for Leviathan Field through March 26, 2023. 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 proved, proved plus probable, and proved plus probable plus possible reserves referenced in our March 19 report.

It is our understanding that Delek Drilling Limited Partnership changed its name to NewMed Energy Limited Partnership on February 21, 2022. As of the date hereof, nothing has come to our attention regarding the Aphrodite Field Area and Leviathan Deep prospects that could cause us to make any revisions in our March 14 and January 21 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 unrisksed contingent and prospective resources referenced in our March 14 report and the unrisksed prospective resources referenced in our January 21 report.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chief Executive Officer

RBT:MDK



חלק ב'

דו"ח דירקטוריון

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

דוח הדירקטוריון של השותף הכללי

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022

דירקטוריון ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ, (להלן: "השותף הכללי") מתכבד להגיש בזה את דוח הדירקטוריון לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022 (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 א' לדוח זה (תיאור עסקי השותפות).

יצויין כי, 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, שהן שתי חברות אנרגיה בינלאומיות (להלן ביחד: "הקונסורציום"), בנוגע לעסקה אפשרית במסגרתה ירכוש הקונסורציום במזומן את כל היחידות ההשתתפות של השותפות (להלן: "היחידות") המוחזקות בידי הציבור ומקצת היחידות המוחזקות על ידי קבוצת דלק בע"מ, בעלת השליטה בשותפות (להלן: "קבוצת דלק"), בכפוף לתנאים מסוימים (להלן: "העסקה").

להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההצעה:

- א. במסגרת העסקה ירכוש הקונסורציום 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.
- ב. הצעת הקונסורציום, שכאמור אינה מחייבת וכפופה לתנאים, היא לתשלום סך של 12.05 ש"ח לכל יחידה נרכשת. מחיר זה משקף פרמיה של כ- 72% ביחס למחיר הנעילה של היחידות בבורסה ביום 26.3.2023 (6.996 ש"ח) או פרמיה של כ- 76% וכ- 60% ביחס למחיר הנעילה הממוצע של היחידות בבורסה ב- 30 ו- 90 ימי המסחר הקודמים למועד ההצעה, בהתאמה.
- ג. במסגרת ההצעה פורטו תנאים אשר הקונסורציום מבקש להסדיר מול קבוצת דלק בקשר לשליטה המשותפת בשותפות לאחר השלמת העסקה, וכן תנאים נוספים לעסקה, ובכלל זאת השלמת בדיקות נאותות, השגת הסכמות מפורטות עם קבוצת דלק בכל הסוגיות הרלוונטיות וקבלת כל יתר ההסכמות והאישורים הנדרשים.
- ד. הקונסורציום רשאי למשוך ולבטל את ההצעה בכל עת ומכל סיבה.

לפרטים נוספים בדבר העסקה ראו סעיף: 1.8 לתיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה).

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - המידע המובא בדוח זה בנוגע לעסקה האפשרית מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, תשכ"ח-1968. יש להדגיש כי בשלב זה, אין כל בטחון לגבי השלמת העסקה וביצועה, הואילו ואלו תלויים בתנאים שאינם בשליטת השותפות.

א. כללי

נכון למועד אישור הדוח, פועלת השותפות בתחום האנרגיה ועוסקת בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל ובקפריסין, ובקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי שמפיקה השותפות. במקביל לכך, השותפות בוחנת הזדמנויות עסקיות בתחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה והשיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט במדינות נוספות, וכן בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט")¹, ואפשרויות לכניסה לתחום המימן, לרבות למימן כחול, המופק מגז טבעי ואשר יכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה.

הרווח מפעילות נמשכת של השותפות לפני מס בשנת הדוח הסתכם לסך של כ- 595 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 316 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. העלייה ברווח נבעה בעיקר מגידול בהכנסות נטו ממכירת גז טבעי ממאגר לוויטן ומירידה בהוצאות המימון נטו, כפי שיפורט להלן.

הרווח מפעילות נמשכת של השותפות לפני מס ברבעון הרביעי של שנת 2022 הסתכם לסך של כ- 150 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 31 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה ברווח נבעה בעיקר מגידול בהכנסות נטו ממאגר לוויטן, מירידה בהוצאות פחת אזילה והפחתות וכן מירידה בהוצאות המימון, נטו, כפי שיפורט להלן.

הרווח הנקי של השותפות בשנת הדוח לאחר רישום של הוצאות מיסים על הכנסה (מיסים שוטפים ועדכון מיסים נדחים), הסתכם לסך של כ- 470 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 405 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד אשר נבע בעיקר מהעלייה ברווח לפני מס מפעילות נמשכת ומירידה בהוצאות המס הנדחה עקב רישום לראשונה של מיסים נדחים אשתקד, אשר קוזזה על ידי ירידה ברווח מפעילות מופסקת, כמפורט להלן.

הרווח הנקי של השותפות ברבעון הרביעי של שנת 2022 הסתכם לסך של כ- 142 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 218 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. הירידה ברווח נבעה בעיקר מרישום אשתקד של רווח מפעילות מופסקת וכן מרווח ממכירת נכסי נפט וגז בסך של כ- 179 מיליון דולר, בעקבות מכירת זכויות השותפות בחזקות תמר ודלית.

¹ לפרטים אודות עסקת אנלייט, ראו סעיף 7.8 לפרק תיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה).

ב. ניתוח דוחות על הרווח הכולל

להלן נתונים עיקריים לגבי הדוחות על הרווח הכולל של השותפות, במיליוני דולר:

2021	10-12/2021	2022	10-12/22	7-9/22	4-6/22	1-3/22	
							הכנסות
882.5	201.3	1,143.9	288.3	318.0	290.8	246.8	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
(128.7)	(27.1)	(172.0)	(41.2)	(53.1)	(41.7)	(36.0)	בניכוי תמלוגים
753.8	174.2	971.9	247.1	264.9	249.1	210.8	הכנסות, נטו
							הוצאות ועלויות:
(118.4)	(35.0)	(134.1)	(34.5)	(29.1)	(36.9)	(33.6)	עלות הפקת גז טבעי והקונדנסט
(113.1)	(44.4)	(131.0)	(26.6)	(44.7)	(22.0)	(37.7)	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
(4.2)	(1.7)	(5.2)	(2.0)	(1.5)	(0.7)	(1.0)	הוצאות ישירות אחרות
(17.3)	(5.3)	(19.7)	(7.8)	(4.0)	(4.8)	(3.1)	הוצאות הנהלה וכלליות
(253.0)	(86.4)	(290.0)	(70.9)	(79.3)	(64.4)	(75.4)	סה"כ הוצאות ועלויות
(4.5)	(0.8)	(3.1)	0.3	(1.2)	(1.1)	(1.1)	חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברה כלולה
496.4	87.0	678.8	176.5	184.4	183.6	134.3	רווח תפעולי
(211.3)	(58.0)	(155.3)	(42.7)	(36.4)	(37.9)	(38.3)	הוצאות מימון
31.4	1.9	71.1	15.8	21.8	13.6	19.9	הכנסות מימון
(179.9)	(56.1)	(84.2)	(26.9)	(14.6)	(24.3)	(18.4)	הוצאות מימון, נטו
316.4	30.9	594.6	149.6	169.8	159.3	115.9	רווח לפני מסים על ההכנסה
(207.8)	8.4	(116.0)	(5.7)	(43.4)	(35.3)	(31.6)	מסים על ההכנסה
108.6	39.3	478.6	143.9	126.4	124.0	84.3	רווח מפעילויות נמשכות
151.7	34.2	(13.2)	(2.4)	(7.7)	(3.1)	-	רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
144.6	144.6	4.3	-	4.3	-	-	רווח ממכירת נכסי נפט וגז טבעי
296.3	178.8	(8.9)	(2.4)	(3.4)	(3.1)	-	סה"כ רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
404.9	218.1	469.7	141.5	123.0	120.9	84.3	רווח נקי
							רווח כולל אחר מפעילות מופסקת:
							סכומים שלא יסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
							רווח מהשקעה במכשירים הוניים שיועדו למדידה
13.6	-	-	-	-	-	-	בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר
418.5	218.1	469.7	141.5	123.0	120.9	84.3	סה"כ רווח כולל

הכנסות, נטו הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 972 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 754 מיליון דולר אשתקד, עלייה של כ- 29%. העלייה נובעת בעיקר מהעלייה בכמויות הגז הטבעי אשר נמכרו ממאגר לווייתן, מכמות של כ- BCM 10.7 (100%) אשתקד לכמות של כ- BCM 11.4 (100%) בשנת הדוח וכן מעלייה במחיר הממוצע ליחידת חום (MMBTU) מכ- 5.08 דולר אשתקד לכ- 6.17 דולר בשנת הדוח, ובעיקר בכמויות אשר נמכרו לשוק האזורי, שמחירן הממוצע גבוה ביחס לשוק המקומי וכן מהעלייה במחיר הגז ליצוא אשר מוצמד בחלקו למחיר חבית נפט מסוג ברנט (BRENT).

הכנסות נטו ברבעון הרביעי של שנת 2022 הסתכמו לסך של כ- 247 מיליון דולר לעומת סך של כ- 174 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד, עלייה של כ- 42%. העלייה נובעת בעיקר מהעלייה בכמויות הגז הטבעי אשר נמכרו ממאגר לווייתן, מכמות של כ- BCM 2.4 ברבעון הרביעי של שנת 2021 לכמות של כ- BCM 2.9 ברבעון הרביעי של שנת 2022 וכן מעלייה במחיר הממוצע ליחידת חום (MMBTU) מכ- 5.16 דולר ברבעון הרביעי של שנת 2021 לכ- 6.21 דולר ברבעון הרביעי של שנת 2022.

בשנת הדוח סך הכמויות שנמכרו ממאגר לווייתן עמד על כ- BCM 11.4 לעומת כ- BCM 10.65 (במסגרת תזרים העתודות מסוג 2P) על פי תחזית השותפות לשנת 2022 כפי שנכללה בתזרים המהוון שנכלל בדוח העתודות ליום 31.12.2021 כפי שפורסם ביום 20.2.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-020062). הפער נובע ממכירות גז טבעי למצרים שהיו גבוהות משמעותית לעומת מה שנצפה בתחזית.

להלן טבלה המפרטת את כמויות הגז (100%) אשר נמכרו ממאגר לווייתן בשנת הדוח ובשנת 2021 לפי מיקומם הגיאוגרפי של הלקוחות:

* (BCM) - 2022						
	<u>מחיר ממוצע**</u>	<u>סה"כ</u>	<u>מצרים</u>	<u>ירדן</u>	<u>ישראל</u>	
רבעון 1	5.78 דולר	2.7	1.1	0.7	0.9	
רבעון 2	6.39 דולר	2.8	1.4	0.6	0.8	
רבעון 3	6.44 דולר	3.0	1.1	0.7	1.2	
רבעון 4	6.21 דולר	2.9	1.3	0.7	0.9	
סה"כ / ממוצע	6.17 דולר	11.4	4.9	2.7	3.8	

* (BCM) - 2021						
	<u>מחיר ממוצע**</u>	<u>סה"כ</u>	<u>מצרים</u>	<u>ירדן</u>	<u>ישראל</u>	
רבעון 1	4.92 דולר	2.7	0.8	0.7	1.2	
רבעון 2	4.94 דולר	2.8	0.8	0.6	1.4	
רבעון 3	5.30 דולר	2.8	0.9	0.8	1.1	
רבעון 4	5.16 דולר	2.4	0.9	0.6	0.9	
סה"כ	5.08 דולר	10.7	3.4	2.7	4.6	

*הנתונים מעוגלים לעשירית ה-BCM

** מחיר MMBTU בדולר מעוגל ל-2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית

עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט כוללת בעיקרה הוצאות ניהול ותפעול של פרויקט לווייתן הכוללות, בין היתר, הוצאות שינוע והובלה, שכר עבודה, יעוץ, תחזוקה, איכות סביבה, ביטוח ועלות הולכת גז טבעי למצרים. עלות הפקת הגז והקונדנסט הסתכמה בשנת 2022 לסך של כ- 134 מיליון דולר לעומת סך של כ- 118 מיליון דולר אשתקד, עלייה של כ- 13%. העלייה בשנת הדוח נובעת בעיקר מגידול בהוצאות ההובלה והשינוע ועלויות הולכת גז למצרים הנובעות, בין היתר, מהגידול בכמות הגז שנמכרה למצרים, אשר קוזזה בחלקה בעיקר על ידי ירידה בעלויות האחזקה בתקופה.

עלות הפקת הגז והקונדנסט ברבעון הרביעי של שנת 2022, הסתכמה לסך של כ-35 מיליון דולר, בדומה לרבעון המקביל אשתקד.

הוצאות פחת אזילה והפחתות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ-131 מיליון דולר לעומת סך של כ-113 מיליון דולר אשתקד, עלייה של כ-16%. העלייה נובעת בעיקר מהפחתת פרויקט "אופק חדש" לדוח על הרווח הכולל וכן מגידול בכמויות הגז הטבעי שנמכרו.

הוצאות פחת והפחתות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2022 לסך של כ-27 מיליון דולר לעומת סך של כ-44 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הירידה נובעת בעיקר מעדכון ההתחייבות לנטישת נכסי ים תטיס ברבעון המקביל אשתקד.

הוצאות ישירות אחרות הסתכמו בשנת 2022 לסך של כ-5 מיליון דולר לעומת סך של כ-4 מיליון דולר אשתקד. ההוצאות כוללות, בין היתר, הוצאות גיאולוגים, מהנדסים וייעוץ וכן הוצאות הנהלה וכלליות של פרויקטים שונים, שאינם נמצאים בשלב הפקה.

הוצאות ישירות אחרות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2022 לסך של כ-2 מיליון דולר בדומה לתקופה המקבילה אשתקד.

הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ-20 מיליון דולר לעומת סך של כ-17 מיליון דולר אשתקד וכוללות, בין היתר, הוצאות שכר, שירותים מקצועיים וביטוח נושאי משרה ודירקטורים. הגידול נובע, בין היתר, מהוצאות השותפות בגין פעילותה במסגרת עסקת קפריקורן². יציין כי, בתקופה המקבילה אשתקד הוצאות הנהלה וכלליות כללו הוצאות שנרשמו כנגד קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבין בעל שליטה בו אשר נבעו בעיקר מעלויות אשר מומנו על-ידי השותף הכללי בהתאם להסכם השותפות. ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של השותפות תיקון להסכם השותפות לפיו נושאת השותפות בכל הוצאות הניהול של השותפות החל מיום 1.1.2022, ומשכך נרשמו בשנת הדוח הוצאות בגין החזר עלויות לשותף הכללי בעבור הוצאות הניהול שנשא בהם בשנת הדוח. העלייה בשנת הדוח נבעה בעיקר מעלייה בהוצאות שכר ונלוות וכן מגידול בעלות תשלום מבוסס מניות למנכ"ל השותפות.

הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2022 לסך של כ-8 מיליון דולר, לעומת סך של כ-5 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה ברבעון הרביעי של שנת 2022 לעומת הרבעון המקביל אשתקד, נובעת בעיקר מהסיבות האמורות לעיל.

חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברה כלולה הסתכם בשנת הדוח להפסד בסך של כ-3 מיליון דולר לעומת הפסד בסך של כ-4 מיליון דולר אשתקד. ההפסד בתקופה נבע מהחברה הכלולה EMED PIPELINE B.V. (להלן: "EMED") המחזיקה ב-39% ממניות חברת Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (להלן: "EMG").

חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברה כלולה הסתכם ברבעון הרביעי של שנת 2022 לרווח בסך של כ-0.3 מיליון דולר לעומת הפסד בסך של כ-0.8 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד.

הוצאות המימון הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ-155 מיליון דולר לעומת סך של כ-211 מיליון דולר אשתקד. הוצאות המימון בשנת הדוח נבעו בעיקר מריבית בגין אגרות חוב לווייתן בונד בסך של כ-146 מיליון דולר לעומת סך של כ-207 מיליון דולר אשתקד בגין אגרות חוב לווייתן בונד, תמר בונד וסדרה א'. הירידה בהוצאות המימון בתקופה לעומת התקופה המקבילה אשתקד נבעה מפירעון מלא בחודש דצמבר 2021 של אגרות החוב, שהונפקו על-ידי דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ, חברה בת בבעלות מלאה של השותפות בעקבות מכירת החזקות השותפות בפרויקט תמר (ראו להלן רווח (הפסד) מפעילות מופסקת) ומפירעון סופי של אגרות החוב סדרה א' אף הוא בחודש דצמבר 2021.

² לפרטים בדבר עסקת קפריקורן ראו סעיף 7.24.14 לפרק תיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה).

הוצאות המימון הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2022 לסך של כ- 43 מיליון דולר לעומת סך של כ- 58 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הוצאות המימון ברבעון הרביעי של שנת 2022 נבעו, בעיקרן, מריבית בגין אגרות חוב לווייתן בונד בסך של כ- 36 מיליון דולר ביחס לכ-56 מיליון דולר בגין אגרות חוב לווייתן בונד, תמר בונד וסדרה א' ברבעון המקביל אשתקד. הירידה בהוצאות המימון לעומת הרבעון המקביל אשתקד נבעה בעיקר מהסיבות האמורות לעיל.

הכנסות המימון בשנת הדוח הסתכמו לסך של כ- 71 מיליון דולר לעומת סך של כ- 31 מיליון דולר אשתקד. העלייה בהכנסות המימון נובעת בעיקר משערוך תמלוגים וחוב לקבל בגין חזקות כריש ותנין בסך של כ- 63 מיליון דולר, לעומת שערוך של כ- 26 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. לפרטים נוספים ראה ביאור 8 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

הכנסות המימון הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2022 לסך של כ- 16 מיליון דולר, ונבעו בעיקר מהכנסות בגין עדכון תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין בסך של כ- 10 מיליון דולר, לעומת הכנסות בסך של כ- 2 מיליון דולר אשתקד. העלייה בהכנסות המימון לעומת הרבעון המקביל אשתקד נבעה, בעיקרה, מהאמור לעיל.

מסים על ההכנסה בשנת הדוח הסתכמו לסך של כ- 116 מיליון דולר (מיסים נדחים בסך של כ- 63 מיליון דולר וכן מיסים שוטפים), לעומת סך של כ- 208 מיליון דולר (מיסים נדחים) אשתקד. הירידה נובעת מהכרה לראשונה בהתחייבות מיסים נדחים אשתקד בעקבות תיקון תקנות מס הכנסה "כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השותפות בשותפות לחיפוש נפט", לפיו החל משנת 2022 משטר המס החל על השותפות הינו זהה לזה החל על חברות.

מסים על הכנסה ברבעון הרביעי של שנת 2022 הסתכמו להוצאה בסך של כ- 6 מיליון דולר, לעומת הכנסה בסך של כ- 8 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. ההכנסה ברבעון המקביל אשתקד נבעה מעדכון מיסים נדחים עקב ירידת שער החליפין דולר / ש"ח ברבעון אשר קוזזה בחלקה על ידי גידול בהפרשים זמניים בין בסיס המס של נכסי הנפט והגז לערכם החשבונאי. הוצאות המיסים ברבעון רביעי של שנת 2022 כוללות מיסים שוטפים אשר קוזזו על ידי עדכון מיסים נדחים בעיקר כתוצאה משינוי אומדן בבסיס המס בגין נכסים אחרים לזמן ארוך כתוצאה משינוי בצפי להשבת ערכו של נכס פיננסי.

רווח (הפסד) מפעילות מופסקת הסתכם בשנת הדוח להפסד בסך של כ- 13 מיליון דולר, לעומת רווח בסך של כ- 152 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד אשר נבע מהחזקות השותפות בכריקט תמר אשר נמכרו בחודש דצמבר 2021 (להלן: "עסקת תמר"). ההפסד בשנת הדוח נבע בעיקר ממחיקת נכס בגין תמלוגים לקבל מהמדינה ורישום תמלוגי על נוספים בשל דחיית תביעה שהגישו השותפות ושברון (להלן: "התובעות") לבית המשפט המחוזי להשבת תמלוגים. לפרטים נוספים ראו ביאור 12 לב1 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) וסעיף 7.25.2 לפרק תיאור עסקי השותפות (פרק א' לדוח זה).

רווח (הפסד) מפעילות מופסקת הסתכם ברבעון הרביעי של שנת 2022 להפסד בסך של כ- 2 מיליון דולר לעומת רווח בסך של כ- 34 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. ההפסד ברבעון לעומת הרווח ברבעון המקביל אשתקד נובע מהסיבות האמורות לעיל.

לפרטים נוספים ראו ביאור 17 לב1 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

רווח ממכירת נכסי נפט וגז טבעי הסתכם בשנת הדוח לסך של כ- 4.3 מיליון דולר אשר נבע מהתחשבנות בגין החזר הוצאות היטל תמר לשנת 2021, לעומת רווח מעסקת תמר בסך של כ- 145 מיליון דולר אשתקד אשר נבע מתמורה בסך של כ- 965 מיליון דולר בניכוי עלות הנכסים וההתחייבויות אשר הועברו לרוכש וכן עלויות עסקה בסך כולל של כ- 820 מיליון דולר.

א. מצב כספי

להלן פירוט השינויים העיקריים בסעיפי הדוח על המצב הכספי ליום 31.12.2022 לעומת הדוח על המצב הכספי ליום 31.12.2021:

סך המאזן ליום 31.12.2022 הסתכם לסך של כ- 3,939 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 3,850 מיליון דולר ליום 31.12.2021.

הנכסים השוטפים ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 771 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 581 מיליון דולר ליום 31.12.2021. השינוי נבע בעיקר מהגורמים המפורטים להלן:

(1) **מזומנים ושווי מזומנים** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 22 מיליון דולר לעומת סך של כ- 220 מיליון דולר ליום 31.12.2021. הירידה נבעה בעיקרה, מתשלומים שבוצעו בשנת הדוח בגין שנת 2021, ביניהם, תשלום מס רווחי הון בקשר עם עסקת תמר בסך של כ- 154 מיליון דולר, תשלום איזון ומס למחזיקי יחידות ההשתתפות בסך של כ- 86 מיליון דולר וכן תשלומים בשנת הדוח, ביניהם, חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות בסך של כ- 100 מיליון דולר, תשלום מקדמות מס בסך של כ- 74 מיליון דולר והשקעות ותשלומים בגין פרויקטים שונים. מנגד, נבעו לשותפות תקבולים ממכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן, תקבולים נוספים מעסקת תמר, החזר הלוואה מחברת אנרג'יאן והחזר מס בגין שנים קודמות.

(2) **השקעות ופקדונות לזמן קצר** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 396 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 121 מיליון דולר ליום 31.12.2021, וכוללים בעיקר פקדונות המשמשים ככרית בטחון לאגרות החוב לווייתן בונד בסך של כ- 384 מיליון דולר. הגידול נבע בעיקר ממיון לרכוש השוטף של פקדון המשמש ככרית לסדרת אגרות החוב לווייתן בונד העומדת לפירעון בשנת 2023 (להלן: "סדרה 2023") וכן מצבירת כרית בטחון נוספת של כ- 150 מיליון דולר (בהתאם לתנאי שטר החוב של לווייתן בונד) המיועדת לפירעון סדרה 2023.

(3) **הלקוחות** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 199 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 153 מיליון דולר ליום 31.12.2021. הגידול נבע בעיקר מעלייה בהכנסות השותפות מגז טבעי מפרויקט לווייתן.

(4) **חייבים ויתרות חובה** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 134 מיליון דולר לעומת סך של כ- 87 מיליון דולר ליום 31.12.2021. הגידול נבע בעיקר מעלייה ביתרות חובה של המפעיל במסגרת העסקאות המשותפות וכן ממיון של חלק מהתמלוגים לקבל ממכירת נכסי כריש ותנין לרכוש השוטף. לפרטים נוספים, ראו ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

(5) **מיסים שוטפים לקבל** ליום 31.12.2022 עמדו על כ- 20 מיליון דולר. היתרה מורכבת ממיסים לקבל בגין שנת 2021, בעקבות הגשת דוח המס של השותפות, לפרטים ראו ביאור 9 בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), וכן ממקדמות מס ששולמו בגין שנת 2022 בניכוי הפרשה למיסים שוטפים בשנת הדוח.

נכסים לא שוטפים ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 3,168 מיליון דולר לעומת סך של כ- 3,269 מיליון דולר ביום 31.12.2021, כמפורט להלן:

(1) **השקעות בנכסי נפט וגז** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 2,547 מיליון דולר לעומת סך של כ- 2,570 מיליון דולר ליום 31.12.2021. התנועה בשנת הדוח נבעה בעיקר מהוצאות פחת אזילה והפחתות בפרויקט לווייתן בסך של כ- 76 מיליון דולר, קיטון בעלות סילוק נכסי לווייתן בסך של כ- 25 מיליון דולר וכן הפחתה של הפרויקטים "אופק חדש" ו-"יהל חדש" בסך של כ- 13 מיליון דולר לדוח על הרווח הכולל. מנגד, רשמה השותפות בעיקר השקעות בפרויקט לווייתן בסך של כ- 81 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו ביאור 7 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

(2) **השקעה בחברה כלולה** ליום 31.12.2022 הסתכמה לסך של כ- 60 מיליון דולר לעומת סך של כ- 63 מיליון דולר ליום 31.12.2021 והינה בגין ההשקעה במניות EMED. הירידה נבעה מרישום הפסד בגין השקעה בחברה כלולה בשנת הדוח שנבע ברובו מהפחתת עודף עלות רכישה. לפרטים ראו ביאור 6 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

(3) **פקדונות בבנקים לזמן ארוך** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 1 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 101 מיליון דולר ליום 31.12.2021, הירידה נובעת ממיון לרכוש השוטף פקדון לזמן ארוך בסך של כ- 100 מיליון דולר המשמש כרית בטחון לפירעון סדרה 2023.

(4) **נכסים אחרים לזמן ארוך** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 560 מיליון דולר לעומת סך של כ- 535 מיליון דולר ליום 31.12.2021. העלייה נבעה בעיקר משערוך תמלוגים וחוב לקבל בגין חזקות כריש ותנין לפרטים נוספים ראה ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

התחייבויות השוטפות ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 582 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 385 מיליון דולר ליום 31.12.2021, כמפורט להלן:

(1) **אגרות חוב** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 425 מיליון דולר והן כוללות את סדרה 2023, בניכוי הוצאות הנפקה וכן בקיזוז אגרות חוב אשר נרכשו במסגרת תוכנית רכישה עצמית (לפרטים נוספים ראו סעיף ו' וחלק רביעי להלן).

(2) **הכרזה לתשלומי איזון ומס** ליום 31.12.2021 הסתכמה לסך של כ- 86 מיליון דולר והיא כללה תשלומי איזון ומס בגין שנת 2021, אשר שולמו בחודש ינואר 2022.

(3) **רווחים לחלוקה שהוכרזו** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 50 מיליון דולר אשר חולקו בחודש ינואר 2023.

(4) **זכאים ויתרות זכות** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 97 מיליון דולר, וזאת לעומת סך של כ- 271 מיליון דולר ליום 31.12.2021. הירידה נבעה בעיקר מתשלום מס רווח הון מעסקת תמר בסך של כ- 154 מיליון דולר בחודש ינואר 2022 ובגין העברת תשלומי איזון ומס בגין השנים 2015 ו-2016 בסך של כ- 13 מיליון דולר לנאמן בחודש ספטמבר 2022.

(5) **התחייבויות אחרות לזמן קצר** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 10 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 28 מיליון דולר ליום 31.12.2021 והן נובעות מההתחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקט ים תטיס. הירידה ביתרת ההתחייבות נבעה מהתקדמות פעולות הנטישה במהלך שנת 2022.

התחייבויות לא שוטפות ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 2,070 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 2,527 מיליון דולר ליום 31.12.2021, כמפורט להלן:

(1) **אגרות חוב** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 1,731 מיליון דולר והן כוללות את אגרות החוב לווייתן בונד (בניכוי הוצאות הנפקה) (לפרטים ראו חלק רביעי להלן) לעומת סך של כ- 2,225 מיליון דולר ליום 31.12.2021. הירידה נבעה בעיקר ממיון סדרה 2023 להתחייבויות השוטפות.

(2) **התחייבות מסים נדחים** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 270 מיליון דולר לעומת סך של כ- 208 מיליון דולר ליום 31.12.2021. ההתחייבות למיסים נדחים נובעת בעיקרה מהפרשים בין פחת והפחתות חשבונאיות לבין פחת והפחתות לצרכי מס בגין נכסי נפט וגז (לרבות סילוק נכסי נפט וגז). הגידול בסעיף נבע בעיקר מעליית שער החליפין והשפעתו על ההפרשים הזמניים בין בסיס המדידה המדווח לצרכי מס (ש"ח) לבין בסיס המדידה המדווח בדוחות הכספיים (דולר) בגין נכסי נפט וגז ונכסים אחרים לזמן ארוך, מנגד, נרשם קיטון במיסים נדחים בגין שינוי אומדן בסיס המס כאמור בהסבר לסעיף מיסים על הכנסה לעיל.

(3) התחייבויות אחרות לזמן ארוך ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 69 מיליון דולר לעומת סך של כ- 94 מיליון דולר ליום 31.12.2021. הירידה נבעה בעיקרה מעדכון התחייבויות לסילוק נכסי הפרויקטים לווייתן וים תטיס עקב עליית הריבית להיוון ההתחייבויות.

הון השותפות המוגבלת ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 1,287 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 939 מיליון דולר ליום 31.12.2021. השינוי בהון נובע בעיקרו מרווח כולל שנרשם בשנת הדוח בסך של כ- 470 מיליון דולר, מעדכון חבות המס של בעלי יחידות ההשתתפות ותשלומי איזון בסך של כ- 29 מיליון דולר בגין שנת 2021 אשר קוזזו על-ידי רווחים שהוכרזו ורווחים שחולקו בסך כולל של כ- 150 מיליון דולר.

ג. תזרים מזומנים

- (1) תזרימי המזומנים שנבעו לשותפות מפעילות שוטפת הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 505 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 454 מיליון דולר אשתקד. העלייה נבעה בעיקר מהעלייה ברווח לפני מס לתקופה.
 - (2) תזרימי המזומנים ששימשו לפעילות השקעה הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 274 מיליון דולר לעומת תזרימי מזומנים שנבעו מפעילות השקעה בסך של כ- 982 מיליון דולר אשתקד. בשנת הדוח השקיעה השותפות בנכסי נפט וגז סך של כ- 98 מיליון דולר (בעיקר בפרויקט לווייתן), וכן כ- 28 מיליון דולר בנכסים אחרים לזמן ארוך (בעיקר בקשר עם הרחבת תשתיות ההולכה למצרים), וכן רשמה עלייה בסעיף השקעות ופקדונות לזמן קצר בעיקר בקשר עם הגדלת כריות הבטחון לצורך פירעון סדרה 2023.
 - (3) תזרימי המזומנים ששימשו לפעילות מימון הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 429 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 1,286 מיליון דולר אשתקד הירידה נבעה בעיקר מפירעון אגרות החוב תמר בונד וסדרה א' אשתקד. תזרימי המזומנים ששימשו לפעילות המימון בשנת הדוח שימשו בעיקרן לחלוקת רווחים ולתשלומי איזון ומס וכן לרכישה עצמית של אגרות חוב לווייתן בונד כאמור בסעיף ה' להלן.
- יטרת המזומנים ושווי המזומנים ליום 31.12.2022 הסתכמה לסך של כ- 22 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 220 מיליון דולר ליום 31.12.2021.

ג. מימון

ביום 5.2.2023 חתמה השותפות על מסמכי מסגרות אשראי בנקאי עם בנק ישראלי, המיועדות לשמש את השותפות בפעילותה השוטפת. בהתאם לתנאי מסגרות האשראי, תוכל השותפות, במשך תקופה אשר תחל ביום 6.2.2023 ותסתיים ביום 6.2.2024 למשוך מעת לעת הלוואות דולריות עד לסך כולל של 150 מיליון דולר (בחלוקה לשתי מסגרות, "מסגרת א" עד לסכום כולל של 100 מיליון דולר ו- "מסגרת ב" עד לסכום כולל של 50 מיליון דולר).

על החלק הבלתי מנוצל של כל אחת ממסגרות האשראי תשלם השותפות עמלת אי ניצול רבעונית לפי שיעור שנתי של 0.65%, עד למשיכתה על ידי השותפות או עד ליום 6.2.2024, לפי המוקדם.

כל הלוואה שתימשך מתוך "מסגרת א" תעמוד לפרעון עד ליום 30.5.2025 ותישא ריבית SOFR בתוספת מרווח של 2.7% לשנה.

כל הלוואה שתימשך מתוך מסגרת ב' תעמוד לפרעון ב-4 תשלומים רבעוניים בשנת 2024 ותישא ריבית SOFR בתוספת מרווח של 3% לשנה.

נכון למועד פרסום הדוחות השותפות לא משכה כל סכום מתוך מסגרות האשראי האמורות. לפרטים נוספים ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ד. חלוקת רווחים, תשלומי מס ותשלומי איזון

- (1) ביום 20.1.2022 ביצעה השותפות תשלום הכולל תשלומי מס למחזיקים זכאים יחידים ותשלומי איזון למחזיקים זכאים, שאינם יחידים בסך של כ- 268 מיליון ש"ח (0.2283281 ש"ח ליחידת השתתפות) (כ- 86 מיליון דולר) אשר אושר על-ידי דירקטוריון השותף הכללי ביום 23.12.2021.
- (2) ביום 23.3.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה מזערית לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ- 0.3 מיליון דולר), אשר יועדה לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.
- (3) ביום 22.5.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 50 מיליון דולר (0.0426 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה היה 30.5.2022. חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 16.6.2022.

- (4) ביום 17.8.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 50 מיליון דולר (0.0426 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה היה 25.8.2022. חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 22.9.2022.
- (5) ביום 23.11.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 50 מיליון דולר (0.0426 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה היה 26.12.2022. חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 19.1.2023.
- (6) ביום 1.3.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה מזערית לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ- 0.3 מיליון דולר), אשר יועדה לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.
- (7) ביום 27.3.2023 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 9.4.2023. חלוקת הרווחים כאמור תבוצע ביום 20.4.2023.

ה. תוכנית רכישה עצמית של אגרות החוב לוויתן בונד:

- ביום 22.5.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי לאמץ תוכנית לרכישת אגרות החוב לוויתן בונד, הרשומות למסחר במערכת רצף מוסדיים בבורסה, לפיה השותפות ו/או לוויתן בונד יוכלו, מעת לעת, בהתאם לשיקול דעתה של הנהלת השותפות ובהתאם לפרטי תוכנית הרכישה, 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 (להלן: "תוכנית הרכישה"). תוכנית הרכישה נכנסה לתוקפה ביום 24.5.2022 לתקופה של שנתיים ונכון למועד אישור הדוחות הכספיים ביצעה השותפות רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה בסך של כ- 100 מיליון דולר.
- בהמשך לכך ביום 22.1.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לאמץ תוכנית נוספת לרכישת אגרות החוב, לפיה השותפות ו/או לוויתן 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 ("תוכנית הרכישה הנוספת"). תוכנית הרכישה הנוספת נכנסה לתוקפה ביום 23.1.2023 ותסתיים בתום שנתיים, קרי ביום 23.1.2025. יצוין כי, מקורות המימון לביצוע הרכישות לפי תוכנית הרכישה יהיו מקורותיהן העצמיים של השותפות ושל לוויתן בונד, וכי להערכת השותפות, רווח כתוצאה מרכישת אגרות החוב עשוי ליצור חבות מס.
- יובהר כי, אין בהחלטות כאמור בדבר אימוץ תוכנית הרכישה כדי לחייב את השותפות ו/או את לוויתן בונד לבצע את 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.
- הדירקטוריון אישר את תוכניות הרכישה מהנימוקים העיקריים המפורטים להלן:
1. במצב השוק הנוכחי, רכישה עצמית של אגרות חוב של השותפות מהווה הזדמנות עסקית וכלכלית ראויה לשותפות.
 2. התוכנית תאפשר את הקטנת היקף החוב של השותפות.
 3. התוכנית לא צפויה להשפיע על תחזית תזרים המזומנים ויכולת חלוקת הרווחים של השותפות.
 4. התוכנית לא צפויה להשפיע לרעה על עמידה באמות המידה הפיננסיות שהשותפות התחייבה בהן.
 5. התוכנית עומדת בהוראות שטר הנאמנות שעל בסיסו הונפקו אג"ח לוויתן בונד של השותפות ואין באישור התוכנית כדי להוות הפרה של התחייבויות השותפות כלפי מחזיקי אג"ח לוויתן בונד של השותפות.
 6. התוכנית עומדת בתנאים שנקבעו בנוהל רכישה עצמית שאימצה השותפות, וכן בהנחיית נמל מבטחים.
 7. אישור התוכנית בהתאם להנחית נמל מבטחים, יקטין את הסיכון כי החלטות ופעולות על-פיה יתפרשו כהפרה של הוראות הדין, ובכלל זה לעניין איסור השימוש במידע פנים.
- נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, רכשה השותפות 100 מיליון דולר ע.ג. של אגרות חוב לוויתן בונד מסדרה 2023 במסגרת תוכנית הרכישה וכ- 9 מיליון דולר ע.ג. של אגרות חוב לוויתן בונד מסדרה 2023 במסגרת תוכנית הרכישה הנוספת.
- לפרטים נוספים ראו חלק חמישי להלן.

מגפת הקורונה והשפעתה על עסקי השותפות:

במהלך הרבעון הראשון של שנת 2020 החלה התפשטות נגיף הקורונה (Covid-19) בעולם, ובכלל זאת בישראל, אשר הוגדר על-ידי ארגון הבריאות העולמי כמגיפה עולמית (להלן: "משבר הקורונה"). בשנים 2021 ו-2022 המשיכו מדינות העולם, ובכלל זאת ישראל, בהתמודדות עם משבר הקורונה. במהלך שנת 2022 חלה ירידה משמעותית בשיעורי התחלואה וחלה התאוששות של המשק, אולם נכון למועד אישור הדוח, אין לדעת האם יתגלו ווריאנטים נוספים של נגיף הקורונה ועל כן, קיים קושי לאמוד האם משבר הקורונה ישוב להשפיע בעתיד על הכלכלה העולמית והמקומית ומה תהיה השפעתו על הביקושים ועל מחירי הגז הטבעי ויתר מוצרי האנרגיה.

מלחמה בין רוסיה לאוקראינה והשפעתו האפשרית על עסקי השותפות:

ביום 24.2.2022, פלש צבא רוסיה לאוקראינה במסגרת מבצע יזום שכלל הזרמת כוחות צבאיים יבשתיים במקביל להפצצות אוויריות וארטילריות. בעקבות כך, יזמו ארצות הברית ומדינות האיחוד האירופי שורה של צעדי ענישה כלכליים כנגד רוסיה, במסגרתם, בין היתר, הוטלו עיצומים על המסחר עם רוסיה ועם בכירים רוסים, הוחלט להשהות את השלמת פרויקט "נורדסטרים 2" שנועד להכפיל את היקף הגז המיוצא מרוסיה לגרמניה, הופסקו חלק משיתופי הפעולה של חברות בינלאומיות, לרבות חברות משמעותיות בתחומי ההפקה של גז טבעי ונפט עם גופים רוסים, ועוד. בהמשך לכך, צומצמה משמעותית מכירת גז טבעי מרוסיה לשוק האירופאי ונוצר מחסור משמעותי בגז טבעי בקרב מדינות שצרכו כמויות משמעותיות של גז טבעי מרוסיה. בנוסף, נרשמה ירידה חדה בהיקף מכירות הנפט מרוסיה למדינות המערב.

לאור זאת, המלחמה באוקראינה הביאה לעלייה חדה וחריגה במחירי הנפט והגז הטבעי העולמיים, כאשר בסוף חודש מרץ 2022 מחיר חבית נפט מסוג ברנט האמיר עד לכ- 120 דולר לחבית, מחיר הגבוה משמעותית מסביבת המחירים אליה הורגל העולם בשנים האחרונות.

ההפחתה באספקת גז טבעי בצנרת מרוסיה לאירופה אילצה את מדינות אירופה בשנת 2022 לייבא יותר LNG מאשר בשנת 2021. יבוא LNG לאירופה גדל מכ- 90 BCM בשנת 2021 לכ- 150 BCM בשנת 2022, עלייה של כ- 70%. הזינוק בביקוש האירופי ל-LNG כאמור, הוביל לתחרות מחירים קיצונית בשווקי ה-LNG של אסיה, כאשר אסיה הינה הצרכן העיקרי בעולם של LNG. בתוך כך, סין, יפן, דרום קוריאה וטיוואן היוו בין 50% ל- 60% מהייבוא העולמי של LNG בשנת 2021.

במהלך המחצית השנייה של שנת 2022, לצד קיומו של מאמץ מרכזי לאתר חלופות שיבטיחו אספקה סדירה של גז טבעי, מרבית מדינות אירופה פעלו בכדי להקטין את צריכת החשמל ובמקביל הגבירו את השימוש במקורות אנרגיה מתחדשת, וכן החלו להשמיש תחנות כוח גרעיניות (המהוות חלופה לייצור חשמל באמצעות גז טבעי). כמו כן, בתקופה זו החלה בשווקים הגלובאליים מגמת ירידה במחירי מוצרי האנרגיה אשר נמשכה גם במהלך הרבעון הראשון של שנת 2023. נכון למועד אישור הדוח, מחיר חבית מסוג ברנט עומד על כ- 75 דולר, מחיר הנמוך מסביבת המחירים בתקופה המקבילה אשתקד.

במקביל, נרשמה בשווקים הגלובאליים ירידה דומה גם במחיר הגז הטבעי. להערכת השותפות, ניתן לייחס את הירידה הנמשכת במחירי האנרגיה בשווקים הגלובאליים החל ממחצית שנת 2022 לסימני האטה בכלכלה הגלובאלית ולחשש מהעמקת המיתון, וזאת, בין היתר, על רקע עליה מהירה בקצב האינפלציה, אשר הביאה להעלאת הריבית הבסיסית, כמפורט להלן, וכן להשפעת מזג האוויר, שהיה מתון יחסית, בחודשי החורף באירופה.

על רקע זה, בתקופה האחרונה מדינות אירופאיות רבות מבקשות לגוון את מקורות הגז הטבעי שלהן, במטרה להפחית את התלות בגז הטבעי מרוסיה, דבר אשר הוביל לעליה משמעותית בביקושים לגז טבעי, בפרט באזורים שאליהם ניתן לחבר צנרת הולכת גז טבעי לאירופה, וכן לעלייה בביקושים ל-LNG. השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקטים לווייתן ואפרודיטה, בוחנת את השפעת הגורמים כאמור על אפשרויות הפיתוח ו/או ההרחבה של נכסיה.

ח. אינפלציה ועליית הריבית והשפעתם האפשרית על עסקי השותפות והגילוי והדיווח הכספי:

בעקבות התפתחויות מאקרו כלכליות ברחבי העולם, וביניהן משבר הקורונה והמלחמה בין רוסיה ואוקראינה כאמור, 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 וכן הכריזו על תוכניתם להעלאת נוספות של שיעורי הריבית בעתיד.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מושפעת השותפות מעליית המחירים כאמור ובפרט מעליית מחירי הסחורות, דבר המתבטא בעיקר בגידול בהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט שנבע מעליית מחירי חבית ברנט אשר אליה מוצמדים, באופן חלקי, הסכמי יצוא הגז למצרים ולירדן. כמו כן, משפיעה עליית המחירים כאמור גם על עלות הפקת הגז ועל עלות הקמת פרויקטים וביצוע קידוחי פיתוח, הערכה וחיפוש, אולם באופן שאינו מהותי. בנוסף, עליית המחירים כאמור עשויה להשפיע גם על עלויות פרויקטים וקידוחים עתידיים בהם תהיה שותפה השותפות. השפעת עליית שיעורי הריבית כאמור על מצבה הכספי של השותפות ניכרת בעיקר בנכסים והתחייבויות 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 ביגין אינן מושפעות מהשינויים בשערי 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 נגיף הקורונה, המלחמה בין רוסיה ואוקראינה 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 התמציתיים ביניים ומתבסס על הפרסומים בארץ ובעולם בנושא זה והנחיות הרשויות הרלוונטיות ואשר התממשותם אינה וודאית, כולה או חלקה אינה בשליטת השותפות.

ט. עסקת קפריקורן:

ביום 29.9.2022 התקשרו השותפות והשותף הכללי עם החברה הבריטית Capricorn Energy Plc (להלן: "קפריקורן") בהסכם מותנה לביצוע עסקה לצירוף העסקים של השותפות ושל קפריקורן, כך שבהשלמת העסקה, כלל בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות (כולל השותף הכללי) היו צפויים להחזיק בכ- 89.7% מהון המניות של החברה המאוחדת, אשר יועדו להירשם למסחר ברשימת ה-Premium בבורסת לונדון וברישום מקביל בבורסת תל אביב. ברם, ביום 15.2.2023 הסכימו השותפות וקפריקורן על ביטול העסקה לאלתר, וזאת בין היתר, לאור ההתפתחויות שאירעו בקפריקורן בתקופה שלאחר חתימת ההסכם, ובהן שינוי יסודי בהרכב דירקטוריון קפריקורן והנהלתה הבכירה.

חלק שני - חשיפה לסיכונים שוק ודרכי ניהולם

דיווח בדבר חשיפה לסיכונים שוק ודרכי ניהולם

1. האחראי על ניהול סיכונים שוק בשותפות

האחראי על ניהול סיכונים שוק בשותפות הינו סמנכ"ל הכספים, מר צח חבושה.

2. תיאור סיכונים 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, 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.

ב. 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 ייצור החשמל, לשער החליפין שקל/דולר, למדד התע"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל ולמדד 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 ההצמדה. עם זאת, אין ודאות כי השותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בהסכמים חדשים שייחתמו על-ידיה בעתיד. כמו כן, ירידה במחירי הברנט ואו ירידה בתעריף ייצור החשמל ואו עלייה בשער החליפין שקל/דולר (פיחות של השקל מול הדולר), עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים.

יצוין כי, השינויים המתודולוגיים 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 ומחירו 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 הבינלאומיים, 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.

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 האטה כלכלית, מיתון, אינפלציה, תנודתיות בלתי שגרתית בשערי מט"ח, מלחמות סחר, כגיעה בתפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה (supply chains) העולמיות בכלל, ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז בפרט, כמו גם תנאי מזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, התפרצות מגיפות, כדוגמת נגיף הקורונה, עימותים צבאיים נרחבים בין מדינות ופגעי טבע, 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, כמו גם על קבלת החלטות השקעה בפרויקטים חדשים של גז טבעי ו/או הרחבה של פרויקטים קיימים.

ג. סיכון ריבית

בהמשך לאמור בסעיף 2 לעיל בדבר התקשרות השותפות עם בנק ישראלי 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 מזומנים 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 בפקדונות דולריים. יצוין כי, שינויים בשערי הריבית עלולים להשפיע על התשואה השוטפת של הפקדונות.

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 חיפושם 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 ככול 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 ויידוא יישום אופן השקעת המזומנים הפנויים של השותפות, בהתאם למדיניות ההשקעות הקבועה בסעיף 9.4 להסכם השותפות מיום 17.1993 (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 ועדת השקעות, נכון למועד אישור הדוח, הינם: ה"ה אפרים צדקה (יו"ר ועדת ההשקעות, דירקטור חיצוני), יעקב זק (דירקטור חיצוני) ועמוס ירון (דירקטור חיצוני).

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 ומידיים, התש"ל - 1970), ביצעה השותפות מבחני רגישות לשינויים בגורמי סיכון המשפיעים על השווי ההוגן של "מכשירים רגישים".

תיאור הפרמטרים, ההנחות והמודלים פרמטרים:

פרמטר	מקור/אופן הטיפול
שע"ח שקל/דולר	שער יציג ליום 31.12.2022
ריבית דולרית	ריבית היוון / ריבית SOFR

א. לפרטים בדבר ניתוח רגישות שווי תמלוגים והלוואה לחברת אנרג'יאן ממכירת חזקות כריש ותנין לשינויים בשיעור ההיוון ראו ביאור 2022 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ב. לפרטים בדבר ניתוח רגישות שווי תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין לשינויים במחיר הגז הטבעי והקונדנסט ראו ביאור 4022 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

ג. לפרטים בדבר ניתוח רגישות מכשירים פיננסיים בריבית משתנה ראו ביאור 2022 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	
	5%	10%		5%	10%
מזומנים ושווי מזומנים	(0.3)	(0.1)	3.519	3.167	3.343
פקדונות בבנקים	-	-	0.2	-	-
זכאים ויתרות זכות	0.1	0.1	(1.7)	(0.1)	(0.1)
סה"כ	(0.2)	-	1.1	0.2	-

7. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2022:

סה"כ	יתרות שאינן פיננסיות	בשקלים לא צמודים	יתרות פיננסיות	
			בדולר או בהצמדה לדולר	
				רכוש
22.4	-	2.6	19.8	מזומנים ושווי מזומנים
395.9	-	0.2	395.7	השקעות לזמן קצר
199.0	-	-	199.0	לקוחות
134.1	4.1	-	130.0	חייבים ויתרות חובה
19.9	19.9	-	-	מיסים שוטפים לקבל
2,547.2	2,547.2	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
59.7	59.7	-	-	השקעה בחברה כלולה
0.5	-	-	0.5	פקדונות לזמן ארוך
560.3	239.3	-	321.0	נכסים אחרים לזמן ארוך
3,939.0	2,870.2	2.8	1,066.0	סה"כ רכוש התחייבויות
50.0	-	-	50.0	רווחים לחלוקה שהוכרזו
9.9	9.9	-	-	התחייבויות אחרות לזמן קצר
96.9	33.9	1.1	61.9	זכאים ויתרות זכות
2,155.8	-	-	2,155.8	אגרות חוב
269.8	269.8	-	-	מסים נדחים
69.2	69.2	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
2,651.6	382.8	1.1	2,267.7	סה"כ התחייבויות
1,287.4	2,487.4	1.7	(1,201.7)	סה"כ היתרה המאזנית, נטו

8. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2021:

סה"כ	יתרות פיננסיות			רכוש
	יתרות שאינן פיננסיות	בשקלים לא צמודים	בדולר או בהצמדה לדולר	
220.2	-	6.1	214.1	מזומנים ושווי מזומנים
120.6	-	0.2	120.4	השקעות לזמן קצר
152.5	-	-	152.5	לקוחות
87.4	14.0	-	73.4	חייבים ויתרות חובה
2,570.5	2,570.5	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
62.8	62.8	-	-	השקעה בחברה כלולה
100.7	-	-	100.7	פקדונות לזמן ארוך
535.4	230.1	-	305.3	נכסים אחרים לזמן ארוך
3,850.1	2,877.3	6.3	966.5	סה"כ רכוש התחייבויות
270.7	265.3	0.4	5.0	זכאים ויתרות זכות
27.6	27.6	-	-	התחייבויות אחרות לזמן קצר
86.2	86.2	-	-	הפרשה לתשלומי איזון ומס
2,224.8	-	-	2,224.8	אגרות חוב
207.8	207.8	-	-	התחייבות מסים נדחים
94.4	94.4	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
2,911.6	681.3	0.4	2,229.8	סה"כ התחייבויות
938.5	2,196.0	5.9	(1,263.4)	סה"כ היתרה המאזנית, נטו

חלק שלישי - היבטי ממשל תאגידי

1. מדיניות השותפות בנושא מתן תרומות

בחודש ספטמבר 2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות תיקון להסכם השותפות בנושא תרומות וסיוע לקהילה. נכון למועד אישור הדוח, מגבשת השותפות תוכנית תרומות וסיוע לקהילה, לפיה תהיה השותפות רשאית להעניק תרומות וסיוע כספי במגוון תחומים, לצד פעילות התנדבותית אישית או קבוצתית של מנהלי ועובדי השותפות והשותף הכללי.

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 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 הכספית של השותפות ולעריכת הדוחות הכספיים ואישורם. לנימוקים הנ"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 הכספית 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 3 דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית (ה"ה"אפרים צדקה, תמיר פוליקר ויעקב זק). לפרטים בדבר השכלתם, ניסיונם וכישוריהם של דירקטורים אלו, ראו תקנה 26 לפקדון 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 3 דירקטורים חיצוניים. לפרטים בדבר אי תלות הדירקטורים, ראו תקנה 26 לפקדון 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.
- (2) תאריך תחילת כהונה: 1.2.2016.
- (3) 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 הכספית 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 חשבון 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. זהות 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 לסטות ממנה, בכפוף לאישורה של ועדת הביקורת. עסקאות כאמור בסעיפים 65מז' - 65נא' לפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975, אשר בוצעו בשנת הדוח, נבחנות על-ידי המבקר הפנימי, כולל הליכי אישור, כחלק מתוכנית העבודה השנתית שלו.

יצוין כי בנוסף לעבודת המבקר הפנימי ובהתאם להסכם התפעול המשותף (JOA), מבצעת השותפות באמצעות חברות חיצוניות, ביקורת משותפת עם שותפיה בפרויקטים לוויתן ובלוק 12 בקפריסין, על עבודת המפעיל בפרויקטים כאמור. מנהל הבקרה וההשקעות בשותפות משתתף בישיבות ההכנה, המעקב והפיקוח של הביקורת כאמור והמבקר הפנימי מדווח לוועדת הביקורת ולדירקטוריון השותף הכללי על ממצאיה ותוצאותיה. בשנת 2022 בוצעה באמצעות יועץ חיצוני בינלאומי, המומחה בביצוע ביקורות בענף הנפט והגז, ביקורת תקופתית בספרי מפעילת העסקה המשותפת של פרויקט לוויתן בגין השנים 2020-2021, בתקציב מאושר של כ- 780 שעות. כמו כן נערכה בשנת 2022 באמצעות צוות משותף לשותפות ולחברת SHELL ביקורת בספרי מפעילת העסקה המשותפת בלוק 12 בקפריסין בגין השנים 2018-2021. הביקורת נערכה. יצוין כי, הביקורות כאמור נערכו בשיתוף של כלל השותפים בפרויקטים, שאינם המפעיל, בהתאם לכללים המצוינים בהסכמי התפעול המשותף החלים על הפרויקטים.

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: 14.8.2022 ו-15.3.2023.

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 מטרת הביקורת הפנימית.

י. תגמול

בגין שירותי הביקורת הפנימית, רשמה השותפות בשנת 2022 הוצאה בסך שנתי כולל של 132 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 2021		שנת 2022	
בגין שרותי ביקורת,	בגין שרותי ביקורת,	בגין שרותי ביקורת,	בגין שרותי ביקורת,
קשורים	קשורים	קשורים	קשורים
לביקורת	לביקורת	לביקורת	לביקורת
שירותים	שירותים	שירותים	שירותים
אחרים*	אחרים*	אחרים*	אחרים*
אחרים*	אחרים*	אחרים*	אחרים*
אלפי ש"ח			
2,435	2,009	1,271	1,805

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.

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- "תקנות 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 מתנאיה 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, תיחשבה 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 בדין מאז אומצה תוכנית האכיפה הקודמת, וכן בהתאם לתוצאות הסקר האמור. השותפות מעדכנת באופן שוטף את תוכנית האכיפה, בהתאם להתפתחויות בעסקיה ולשינויים בדין (ככל שישנם).
- ב. השותפות אימצה נוהל מעקב ובקרה על פעילות המפעיל בנושאי סביבה, בטיחות וגיהות (להלן: "נוהל סב"ג"), אשר נועד לוודא כי המפעיל פועל בהלימה להוראות הדין 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, ובהתאם רשמה מאגרי מידע. 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, ובפרט לנושאי סביבה, חברה וממשל תאגידי ("ESG"), קיבל דירקטוריון השותף הכללי בחודש פברואר 2022, החלטה בדבר עדכון היעדים והאסטרטגיה של השותפות בתחום, וזאת, בין היתר, מתוך רצון לקדם ולהבליט היבטי אחריות סביבתית, חברתית וממשלית בפעילות השותפות. לאור האמור, דירקטוריון השותף הכללי הסמיך את ועדת הביקורת כגורם האחראי על הטיפול בנושא האחריות התאגידית בשותפות. בהתאם, ועדת הביקורת מינתה ממונה על תחום האחריות התאגידית בשותפות ובחודש פברואר 2022 פורסם באתר האינטרנט של השותפות דוח האחריות התאגידית הראשון של השותפות לשנים 2020-2021, שבמסגרתו הוצבו יעדים ראשוניים לתחומים שהוגדרו כמהותיים על-ידי השותפות ובהתאם לתקני GRI (Global Reporting Initiatives). כוונת השותפות לפרסם דוח ESG מעודכן לשנת 2022, במהלך הרבעון השני של שנת 2023.

חלק רביעי – גילוי בקשר עם הדיווח הפיננסי של השותפות

אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי

ראו ביאור 23 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

חלק חמישי - פרטים בדבר אגרות חוב שהונפקו על ידי לווייתן בונד בע"מ

2030	2027	2025	2023	לווייתן בונד סדרת אגרות החוב
550	600	600	500	ערך נקוב במועד ההנפקה
18/08/2020	18/08/2020	18/08/2020	18/08/2020	מועד ההנפקה
550	600	600	500	ערך נקוב ליום 31/12/22
550	600	600	500	ערך נקוב צמוד ליום 31/12/22
541.2	593.6	596.2	424.8	ערך בספרי השותפות ליום 31/12/22 ³
519.6	584.0	587.2	424.6	שווי בורסה ליום 31/12/22 ⁴
6.750%	6.500%	6.125%	5.750%	שיעור הריבית הקבועה לשנה
30/06/2030	30/06/2027	30/06/2025	30/06/2023	מועד תשלום הקרן ⁴
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	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2023	מועדי תשלום הריבית
אין				בסיס הצמדה מדד בסיס ⁵
אין				זכות המרה
זכות לפירעון מוקדם				זכות לפירעון מוקדם או המרה כפויה ⁶
ראו ביאור 10 לזכויות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).				ערבות לתשלום ההתחייבות
HSBC BANK USA, NATIONAL ASSOCIATION				שם הנאמן
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				כתובת הנאמן ודוא"ל
Fitch Rating: BB stable Moody's: Ba3 Stable S&P: BB- Stable Standard & Poor's Maalot: iIA+ stable				דירוג למועד ההנפקה ⁷

³ ראו סעיף 11 לעיל בדבר תוכנית לרכישה עצמית של אגרות החוב אשר אומצה על ידי דירקטוריון.

⁴ אגרות החוב נסחרות בישראל במערכת "רצף המוסדיים" בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ.

⁵ קרן וריבית אגרות החוב הינן דולריות.

⁶ 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 מהזכויות בפרויקט לווייתן כולן או חלקן.

⁷ לדוחות דירוג מעודכנים ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 8.2.2022, 13.11.2022, 16.3.2022 ו- 16.3.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-016279, 2022-01-135988, 2023-01-027774 ו- 2023-01-027771 בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

2030	2027	2025	2023	לוויתן בונד סדרת אגרות החוב
				דירוג למועד הדוח ⁸
				Fitch Rating: BB stable Moody's: Ba3 Stable S&P: BB- Stable Standard & Poor's Maalot: iIA+ stable
	כן			האם עד ליום 31/12/22 ובמהלך שנת הדיווח, עמדה החברה בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות
	כן			האם סדרת אגרות החוב מהותית ⁹
	לא			האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת איגרות החוב לפירעון מידי
				שעבודים להבטחת אגרות החוב
				ראו ביאור 10ב לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

⁸ לדוחות דירוג מעודכנים ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 29.7.2021, 1.8.2021 ו-10.8.2021 (מס' אסמכתאות: 2021-01-125100, 2021-01-125451 ו-2021-01-130161, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.
⁹ 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 מביע 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)

	31.12.2022	31.12.2021
	Audited	Audited
Assets:		
Current Assets:		
Short term Bank deposits	253,279	5
Loans to shareholders	499,603	-
Related parties	**	**
	<u>752,882</u>	<u>5</u>
Noncurrent Assets:		
Loans to shareholders	1,749,625	2,248,082
Long term bank deposits	-	100,160
	<u>1,749,625</u>	<u>2,348,242</u>
	<u>2,502,507</u>	<u>2,348,247</u>
Liabilities and Equity:		
Current Liabilities:		
Bonds	500,000	-
Related parties	153,279	165
	<u>653,279</u>	<u>165</u>
Noncurrent Liabilities:		
Bonds	1,750,000	2,250,000
Loans from shareholders	100,000	100,000
	<u>1,850,000</u>	<u>2,350,000</u>
Equity (Deficit)	<u>(772)</u>	<u>(1,918)</u>
	<u>2,502,507</u>	<u>2,348,247</u>

**** Less than \$1,000**

Statements of Comprehensive Income (Expressed in US\$ Thousands)

	For the year Ended 31.12.2022	For the year Ended 31.12.2021
	Audited	Audited
Financial expenses	146,252	141,872
Financial income	<u>(147,398)</u>	<u>(142,343)</u>
Total comprehensive expenses (income)	<u>(1,146)</u>	<u>(471)</u>

SPONSOR FINANCIAL DATA REPORT¹⁰

		YEAR ENDED
		31.12.2022
ITEM		QUANTITY/ACTUAL AMOUNT (IN USD\$,000)
A.	Total Offtake (BCM)	11.4 ¹¹
B.	Leviathan Revenues (100%)	2,524,741 ¹²
C.	Loss Proceeds, if any, paid to Revenue Account	-
D.	Sponsor Deposits, if any, into Revenue Account	-
E.	Gross Revenues (before Royalties)	1,103,503
F.	Overriding Royalties	
	(a) Statutory Royalties	(126,827)
	(b) Third Party Royalties	(50,304)
G.	Net Revenues	926,372
H.	<u>Costs and Expenses:</u>	
	(a) Fees Under the Financing Documents (Interest Income)	1,439
	(b) Taxes	-
	(c) Operation and Maintenance Expenses	(126,548)
	(d) Capital Expenditures	(122,573)
	(e) Insurance (income)	(9,149)
I.	Total Costs and Expenses (sum of Items H(a), (b), (c), (d) and (e))	(256,831)
J.	Total Cash Flows Available for Debt Service (Item G <i>minus</i> Item H)	669,541
K.	Total Cash Flow from operation (Item G minus Items H(c) and H(e))	790,675
L.	Total Debt Service	(217,025) ¹³
M.	Total Distribution to the Sponsor	272,000

¹⁰ 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.

¹¹ Gas sales from January 1st 2022 until December 31st 2022 for 100% of the Leviathan partners on an accrual basis.

¹² Gas sales from January 1st 2022 until December 31st 2022 for 100% of the Leviathan partners on an accrual basis.

¹³ Including buyback of bonds by the sponsor of approximately 75 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 2022. לא רלוונטי.	עיתוי ההערכה: שווי נושא ההערכה סמוך לפני מועד ההערכה אילו כללי החשבונאות מקובלים, לרבות כחת והפחתות, לא היו מחייבים את שינוי ערכו בהתאם להערכת השווי:
סך של כ-320.8 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 זו לשיכופי לא תחול אם ייקבע כי מעריך השווי פעל בקשר עם ביצוע העבודה בזדון או ברשלנות.</p>	זיהוי המעריך ואפיוניו, לרבות השכלה, ניסיון בביצוע הערכות שווי לצרכים חשבונאיים בתאגידים מדווחים ובהיקפים דומים לאלה של ההערכה המדווחת או העולים על היקפים אלה ותלות במזמין ההערכה, ולרבות התייחסות להסכמי שיכופי עם מעריך השווי:
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 הפקת מחזקת כריש: 1.10.2022 עד 31.12.2042; 2. קצב הפקת שנתית ממוצע של גז טבעי מחזקת כריש: כ-3.68 BCM; /קצב הפקת שנתית ממוצע של קונדנסט מחזקת כריש: כ-4.56 מיליון חביות; 3. תקופת הפקת הגז ממאגר תנין: 1.1.2030 עד 31.12.2041; 4. קצב הפקת שנתית ממוצע של גז טבעי מחזקת תנין: כ-2.17 BCM; /קצב הפקת שנתית ממוצע של קונדנסט מחזקת תנין: כ-0.37 מיליון חביות; 5. שיעור היוון רכיב התמלוגים: 10.5%; 6. שיעור התמלוגים האפקטיבי אשר ישולם למדינה בגין הגז והקונדנסט: 	ההנחות שלפיהן ביצע מעריך השווי את ההערכה, בהתאם למודל ההערכות:

<p>11.25%;</p> <p>7. נוסחת מחיר הגז: מחיר הבסיס בחוזים על-פיהם בוצעה הערכת השווי נאמד באמצעות הנוסחה המפורטת במנגנון המחירים בין אנרג'יאן לבין כ"ל ובז"ן לבין אנרג'יאן לבין OPC ושקלול מחיר הגז בחוזה של רמת חובב;</p> <p>8. מחיר הקונדנסט: תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס תחזית השותפות למחירי הברנט לאורך שנת התחזית;</p> <p>9. ביום 23.3.2023 פרסמה אנרג'יאן דוח משאבים מעודכן של D&M (להלן: "הדוח המעודכן"), מעריך עתודות ומשאבים מוסמך, לחזקות כריש ותנין. על-פי הדוח המעודכן, כמות הגז במאגר כריש הינה כ- 39.3 BCM וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ- 54.2 MMBBL; במאגר כריש צפון כמות הגז הינה כ- 34.2 BCM וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ- 36.9 MMBBL; ובחזקת תנין כמות הגז הינה כ- 26.1 BCM וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ- 4.5 MMBBL;</p> <p>10. היטל רווחי נפט: בהתאם לחוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011;</p> <p>11. שיעור מס חברות: 23%.</p>	
---	--



NEWMEDENERGY



פרק ג'

דוחות כספיים



תאריך: 27 במרץ, 2023

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 27 במרץ, 2023 על הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 דצמבר 2022 ו-2021 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022.
2. דוח רואי החשבון המבקרים מיום 27 במרץ, 2023 על ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2022.

זיו האפט

רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר

רואי חשבון

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2022
במיליוני דולר של ארה"ב

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2022
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
	דוחות כספיים:
4	דוחות על המצב הכספי
5	דוחות על הרווח הכולל
6	דוחות על השינויים בהון השותפות
7-8	דוחות על תזרימי המזומנים
9-94	ביאורים לדוחות הכספיים



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 ומיידיים), התש"ל-1970

ביקרנו רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") ליום 31 בדצמבר 2022. רכיבי בקרה אלה נקבעו כמוסבר בפיסקה להלן. 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 ולבצעה במטרה לזהות את רכיבי הבקרה המבוקרים ולהשיג מידה סבירה של ביטחון אם רכיבי בקרה אלה קויימו 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 2022. ביקרנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2022 ו-2021 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022 והדוח שלנו מיום 27 במרץ, 2023, כלל חוות דעת בלתי מסוייגת על אותם דוחות כספיים.

תל אביב, 27 במרץ 2023

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 המצב הכספי המצורפים של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לימים 31 בדצמבר 2022 ו-2021 ואת הדוחות על הרווח הכולל, הדוחות על השינויים בהון והדוחות על תזרימי המזומנים לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022. 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 שישומו 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 הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של השותפות לימים 31 בדצמבר 2022 ו-2021 ואת תוצאות פעולותיה, השינויים בהונה ותזרימי המזומנים שלה לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022 בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) 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 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 לגביהם 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 בכללותם ואין אנו נותנים באמצעות חוות דעת נפרדת על עניינים אלה או על הסעיפים או הגילויים שאליהם הם מתייחסים.

הערכת עתודות הגז והקונדנסט

בהתאם למתואר בביאור 7 בדוחות הכספיים של השותפות, יתרת השקעות בנכסי נפט וגז ליום 31 בדצמבר, 2022 הינה בסך 2,547.2 מיליון דולר והוצאות האזילה בגין ההשקעות בנכסי נפט וגז לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022 מסתכמות לסך 75.6 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 הנהלה, 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, 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-2' 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 בקרות 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 2022 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 2022, והדוח שלנו מיום 27 במרץ, 2023 כלל חוות דעת בלתי מסויגת על קיומם של אותם רכיבים באופן אפקטיבי.

תל אביב, 27 במרץ 2023

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

זיו האפט
רואי חשבון

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות על המצב הכספי (במליוני דולר)

31.12.2021	31.12.2022	ביאור	
			נכסים:
			נכסים שוטפים:
220.2	22.4	3	מזומנים ושווי מזומנים
120.7	395.9	4	השקעות ופקדונות לזמן קצר
152.5	199.0	22	לקוחות
87.3	134.1	5	חייבים ויתרות חובה
-	19.9	20	מסים שוטפים לקבל
<u>580.7</u>	<u>771.3</u>		
			נכסים לא שוטפים:
2570.4	2,547.2	7	השקעות בנכסי נפט וגז
62.8	59.7	6	השקעה בחברה כלולה
100.7	0.5	4	פקדונות לזמן ארוך
535.4	560.3	8	נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>3,269.3</u>	<u>3,167.7</u>		
<u><u>3,850.0</u></u>	<u><u>3,939.0</u></u>		
			התחייבויות והון:
			התחייבויות שוטפות:
-	424.8	10	חלויות שוטפות בגין אגרות חוב
86.2	-	13	הפרשה לתשלומי איזון ומס
-	50.0	13	רווחים לחלוקה שהוכרזו
270.7	96.9	9	זכאים ויתרות זכות
27.6	9.9	11	התחייבויות אחרות לזמן קצר
<u>384.5</u>	<u>581.6</u>		
			התחייבויות לא שוטפות:
2,224.8	1,731.0	10	אגרות חוב
207.8	269.8	20	מסים נדחים
94.4	69.2	11	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
<u>2,527.0</u>	<u>2,070.0</u>		
		13	הון:
154.8	154.8		הון השותפות
(30.7)	(29.9)		קרנות הון
814.4	1,162.5		יתרת רווחים
<u>938.5</u>	<u>1,287.4</u>		
<u><u>3,850.0</u></u>	<u><u>3,939.0</u></u>		

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

צחי חבושה סמנכ"ל כספים	יוסי אבו מנכ"ל	גבי לסט יו"ר הדירקטוריון	27 במרץ, 2023 תאריך אישור הדוחות הכספיים
---------------------------	-------------------	-----------------------------	--

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות על הרווח הכולל (במיליוני דולר)

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	ביאור
			הכנסות:
587.1	882.5	1,143.9	14 ממכירת גז טבעי וקונדנסט
86.3	128.7	172.0	15 בניכוי תמלוגים
<u>500.8</u>	<u>753.8</u>	<u>971.9</u>	
			הכנסות, נטו
			הוצאות ועלויות:
89.7	118.4	134.1	16 עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
79.4	113.1	131.0	7 הוצאות פחת, אזילה והפחתות
3.4	4.2	5.2	17 הוצאות ישירות אחרות
14.6	17.3	19.7	18 הוצאות הנהלה וכלליות
<u>187.1</u>	<u>253.0</u>	<u>290.0</u>	
(7.7)	(4.5)	(3.1)	6 סך הכל הוצאות ועלויות חלק השותפות בהפסדי חברה כלולה
<u>306.0</u>	<u>496.3</u>	<u>678.8</u>	
(231.8)	(211.3)	(155.3)	19 רווח תפעולי הוצאות מימון
88.0	31.4	71.1	19 הכנסות מימון
<u>(143.8)</u>	<u>(179.9)</u>	<u>(84.2)</u>	
<u>162.2</u>	<u>316.4</u>	<u>594.6</u>	
-	(207.8)	(116.0)	20 רווח לפני מסים על ההכנסה מסים על ההכנסה
<u>162.2</u>	<u>108.6</u>	<u>478.6</u>	
203.1	151.7	(13.2)	רווח מפעילויות נמשכות
-	144.6	4.3	רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
<u>203.1</u>	<u>296.3</u>	<u>(8.9)</u>	117 רווח ממכירת נכסי נפט וגז טבעי סה"כ רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
<u>365.3</u>	<u>404.9</u>	<u>469.7</u>	
			רווח נקי
			רווח כולל אחר מפעילויות נמשכות:
(4.7)	-	-	סכומים שיתכן ויסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
7.4	-	-	הפסד מעסקאות גידור תזרים מזומנים
2.7	-	-	העברה לרווח או הפסד בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים
<u>164.9</u>	<u>108.6</u>	<u>478.6</u>	
			רווח כולל מפעילויות נמשכות
			רווח (הפסד) כולל אחר מפעילות מופסקת:
(29.3)	13.6	-	סכומים שלא יסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
<u>173.8</u>	<u>309.9</u>	<u>(8.9)</u>	רווח (הפסד) מהשקעה במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר
<u>338.7</u>	<u>418.5</u>	<u>469.7</u>	
			רווח (הפסד) כולל מפעילות מופסקת
			סה"כ רווח כולל
			רווח (הפסד) בסיסי ומדולל ליחידת השתתפות (בדולר):
0.138	0.093	0.408	מפעילויות נמשכות
0.173	0.252	(0.008)	מפעילות מופסקת
0.311	0.345	0.400	רווח ליחידת השתתפות
<u>1,173,815</u>	<u>1,173,815</u>	<u>1,173,815</u>	מספר יחידות השתתפות המשוקלל לצורך החישוב הנ"ל (באלפים)

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
דוחות על השינויים בהון השותפות (במיליוני דולר)

סך-הכל	יתרת רווחים	קרנות הון אחרות	קרן הון בגין עסקאות גידור תזרימי מזמנים	קרן הון בגין מכשירים פיננסיים הוניים בשווי הוגן כנגד רווח כולל אחר	הון השותפות	
813.5	683.6	19.1	(2.7)	(41.3)	154.8	יתרה ליום 31 בדצמבר 2019 שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020:
365.3	365.3	-	-	-	-	רווח נקי
(26.6)	-	-	2.7	(29.3)	-	רווח (הפסד) כולל אחר
338.7	365.3	-	2.7	(29.3)	-	סך הכל רווח (הפסד) כולל רווחים שחולקו (ביאור 13)
(65.7)	(65.7)	-	-	-	-	תשלומי מס ותשלומי איזון שהוכרזו (ביאור 13)
(36.5)	(36.5)	-	-	-	-	מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות (ביאור 13)
(55.2)	(55.2)	-	-	-	-	קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה (ביאור 13)
2.9	-	2.9	-	-	-	
997.7	891.5	22.0	-	(70.6)	154.8	יתרה ליום 31 בדצמבר 2020 שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2021:
404.9	404.9	-	-	-	-	רווח נקי
13.6	-	-	-	13.6	-	רווח כולל אחר
418.5	404.9	-	-	13.6	-	סה"כ רווח כולל רווחים שחולקו (ביאור 13)
(200.2)	(200.2)	-	-	-	-	תשלומי מס ותשלומי איזון שהוכרזו (ביאור 13)
(85.1)	(85.1)	-	-	-	-	מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות (ביאור 13)
(227.9)	(227.9)	-	-	-	-	תקבולי מס בגין שנים קודמות
31.2	31.2	-	-	-	-	קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה (ביאור 13)
4.3	-	4.3	-	-	-	
938.5	814.4	26.3	-	(57.0)	154.8	יתרה ליום 31 בדצמבר 2021 שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022:
469.7	469.7	-	-	-	-	רווח כולל
(100.3)	(100.3)	-	-	-	-	רווחים שחולקו (ביאור 13)
(50.0)	(50.0)	-	-	-	-	רווחים לחלוקה שהוכרזו (ביאור 13)
2.1	2.1	-	-	-	-	תשלומי איזון בגין שנים קודמות (ביאור 20א5)
26.6	26.6	-	-	-	-	מקדמות מס לקבל בגין שנים קודמות (ביאור 13)
0.8	-	0.8	-	-	-	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13)
1,287.4	1,162.5	27.1	-	(57.0)	154.8	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

ניו-מד אנרג'י שותפות מוגבלת
דוחות על תזרימי המזומנים (במיליוני דולר)

31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
			תזרימי מזומנים - פעילות שוטפת:
365.3	404.9	469.7	רווח נקי
			התאמות בגין:
140.3	133.1	137.6	פחת אזילה והפחתות
(2.9)	-	-	שינוי בשווי הוגן של נגזרים פיננסיים, נטו
-	207.8	59.5	מסים על הכנסה
(0.6)	(46.4)	(34.3)	עדכון התחייבויות בגין סילוק נכסים
2.4	-	(0.2)	שערוך פקדונות והשקעות לזמן קצר ולזמן ארוך
-	-	1.0	שערוך התחייבות בגין תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13ח)
2.9	4.3	-	הטבה מבעל שליטה שנכללה בהוצאות כנגד קרן הון
(84.8)	(43.0)	(66.4)	שערוך נכסים אחרים לזמן ארוך
7.7	4.5	3.1	חלק השותפות בהפסדי חברה כלולה, נטו
-	(144.6)	(4.3)	רווח ממכירת נכסי נפט וגז (נספח ג)
			שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:
(98.9)	(8.0)	(46.5)	עלייה בלקוחות
23.3	(15.3)	(4.6)	ירידה (עלייה) בחייבים ויתרות חובה (כולל מפעיל עסקאות משותפות)
(5.7)	(6.8)	1.1	ירידה (עלייה) בנכסים אחרים לזמן ארוך
(21.1)	(44.6)	(5.2)	ירידה בזכאים ויתרות זכות (כולל מפעיל עסקאות משותפות)
(1.4)	8.5	(5.8)	עלייה (ירידה) בהתחייבות להיטל רווחי נפט וגז
2.2	(0.7)	-	עלייה (ירידה) בהתחייבות אחרות לזמן ארוך
(36.3)	48.8	35.0	
328.7	453.7	504.7	מזומנים, נטו שנבעו מפעילות שוטפת
			תזרימי מזומנים - פעילות השקעה:
(165.1)	(30.4)	(98.5)	השקעה בנכסי נפט וגז
-	954.9	14.9	תמורה ממכירת נכסי נפט וגז (נספח ג)
-	-	(0.4)	השקעה ברכוש קבוע
(14.6)	(34.4)	(28.4)	השקעה בנכסים אחרים לזמן ארוך
-	30.6	-	תמורה ממימוש נכס פיננסי
14.8	14.3	12.5	פרעון הלוואות שניתנו
(105.9)	48.6	(175.0)	ירידה (עלייה) בהשקעות ופיקדונות לזמן קצר, נטו
(100.0)	-	-	הפקדה בפקדונות בבנקים לזמן ארוך
100.0	-	-	פרעון פקדונות בבנקים לזמן ארוך
28.9	(1.6)	1.4	ירידה (עלייה) בחייבים - בגין מפעיל עסקאות משותפות
(241.9)	982.0	(273.5)	מזומנים, נטו שנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות) השקעה
			תזרימי מזומנים - פעילות מימון:
2,217.3	-	-	הנפקת אגרות חוב (בניכוי עלויות הנפקה)
103.8	-	-	קבלת הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים (בניכוי עלויות גיוס)
(2,050.0)	-	-	פירעון הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים
-	-	(100.3)	רווחים שחולקו
(99.1)	(236.6)	(99.1)	רווחים, תשלומי איזון ומס שחולקו בגין התקופה עד וכולל 2021
			תשלומים ע"ח המס בו חייבים מחזיקי יחידות
(35.0)	(16.8)	(170.2)	השתתפות בגין התקופה עד וכולל 2021
-	3.2	15.1	החזרים שנתקבלו ממס הכנסה בגין שנים קודמות
(4.9)	(19.9)	(74.6)	פדיון מוקדם של אגרות חוב אשר הונפקו
(320.0)	(1,015.4)	-	פרעון אגרות חוב
(187.9)	(1,285.5)	(429.1)	מזומנים, נטו שנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות) מימון
(101.1)	150.2	(197.8)	עלייה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים
171.1	70.0	220.2	יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה
70.0	220.2	22.4	יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה
42.3	37.5	3.6	נספח א' - פעילות מימון והשקעה שאינה כרוכה בתזרים מזומנים:
-	-	5.3	השקעות בנכסי נפט וגז כנגד התחייבויות, נטו
36.4	86.2	50.0	השקעות בנכסים אחרים לזמן ארוך כנגד התחייבויות, נטו
			רווחים לחלוקה, תשלומי איזון ומס שהוכרזו
257.0	193.5	143.3	נספח ב' - מידע נוסף על תזרימי מזומנים:
			ריבית ששולמה (כולל ריבית שהוונה)
1.7	4.2	7.3	ריבית שהתקבלה
-	10.5	-	תמורה שטרם התקבלה מהמכירה (ראה נספח ג וביאור 17ג)
-	-	81.6	מסים והיטל ששולמו

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

- א. ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת¹ (להלן: "השותפות") נוסדה על-פי הסכם שותפות שנחתם ביום 1.7.1993 בין ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ² כשותף כללי מצד אחד (להלן: "השותף הכללי"), לבין ניו-מד אנרג'י נאמנויות בע"מ³ 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"). בין השותף המוגבל לבין המפקח נחתם ביום 1.7.1993 הסכם נאמנות, כפי 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, פועלת השותפות בתחום האנרגיה ועוסקת בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל ובקפריסין, 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 (לפרטים נוספים אודות רישיון חיפוש במרוקו ראה ביאור 5ג להלן), וכן בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט") (ראה ביאור 12ד להלן), וכן בוחנת אפשרויות לכניסה לתחום המימן, לרבות למימן כחול, המופק מגז טבעי ואשר יכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה.
- ג. נכס הנפט העיקרי של השותפות במועד אישור הדוחות הכספיים הוא החזקה בשיעור של 45.34% (מתוך 100%) במאגר לווייתן, אשר הזרמת הגז ממנו החלה בחודש דצמבר 2019. מאגר לווייתן מספק כיום גז טבעי למספר לקוחות במשק הישראלי והאזורי. בנוסף, מחזיקה השותפות בזכויות במאגר אפרודיטה שהתגלה בשטח בלוק 12 בקפריסין (להלן: "אפרודיטה" או "בלוק 12") ובנכסי נפט נוספים, כמפורט בביאור 7 להלן.
- ד. 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 - i. BP Exploration Operating Company, 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"). הצעת הקונסורציום, שכאמור אינה מחייבת וכפופה לתנאים, היא לתשלום סך של 12.05 ש"ח לכל יחידה נרכשת. מחיר זה משקף פרמיה של כ-72% ביחס למחיר הנעילה של היחידות בבורסה ביום 26.3.2023 (6.996 ש"ח) או פרמיה של כ-76% וכ-60% ביחס למחיר הנעילה הממוצע של היחידות בבורסה ב-30 ו-90 ימי המסחר הקודמים למועד ההצעה, בהתאמה. במסגרת ההצעה פורטו תנאים אשר הקונסורציום מבקש להסדיר מול קבוצת דלק בקשר לשליטה המשותפת בשותפות לאחר השלמת העסקה, וכן תנאים נוספים לעסקה, ובכלל זאת השלמת בדיקות נאותות, השגת הסכמות מפורטות עם קבוצת דלק בכל הסוגיות הרלוונטיות וקבלת כל יתר ההסכמות והאישורים הנדרשים. יובהר כי, הקונסורציום רשאי למשוך ולבטל את ההצעה בכל עת ומכל סיבה.
- ביום 27.3.2023 קיים דירקטוריון השותף הכללי דיון בנוגע להצעת הקונסורציום, ונכח העניין האישי של קבוצת דלק בעסקה ומהותיות העסקה, החליט למנות את ועדת הביקורת, שהרכבה כולל שלושה דירקטורים חיצוניים בלבד (להלן: "הוועדה"), לבחון ולהחליט בכל סוגיה הנוגעת לרכישת יחידות הציבור בעסקה המוצעת ולנקוט בכל הפעולות הנדרשות לצורך מימוש סמכויות הוועדה. כמו כן, הוועדה הוסמכה להחליט גם שלא לבצע את העסקה או להתנות את אישורה בתנאים או לבקש לקבל ולבחון הצעות חלופיות, והכל כפי שתמצא לנכון.

¹ שמה הקודם של השותפות היה דלק קידוחים - שותפות מוגבלת, ביום 21.2.2022 שונה שם השותפות לשמה הנוכחי.

² שמו הקודם של השותף הכללי היה דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ, ביום 24.2.2022 שונה שמו השותף הכללי לשמו הנוכחי.

³ שמו הקודם של השותף המוגבל היה דלק נאמנויות קידוחים בע"מ, ביום 24.2.2022 שונה שמו של השותף המוגבל לשמו הנוכחי.

ד. (המשך):

יצוין כי, אם יושגו ההסכמות הנדרשות עם קבוצת דלק וכן תתקבל המלצת הוועדה לאשר את העסקה, אזי אישור העסקה בדרך של הסדר לפי סעיף 350 לחוק החברות והשלמת העסקה וביצועה, יהיו כפופים לקבלת אישור בית המשפט אשר יפקח על ההסדר, אישור ההסדר באסיפת מחזיקי היחידות ברוב של 75% מבין כלל המחזיקים (כולל קבוצת דלק וצדדים קשורים שלה) ואישור ברוב רגיל של מחזיקי היחידות מקרב הציבור (ללא קבוצת דלק וצדדים קשורים שלה), וכן קבלת האישורים הרגולטוריים הנוספים והסכמות מצדדים שלישיים הנדרשים להשלמת עסקה מסוג זה. מודגש כי, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, אין כל ודאות שניתן יהיה לקבל את כל ההסכמות והאישורים האמורים, וממילא אין כל ודאות לגבי סיכויי השלמת העסקה.

ה. בהתאם להוראות מתווה הגז אשר, בין היתר, חייבו את השותפות למכור את מלוא החזקותיה בחזקות תמר ודלית (להלן בסעיף זה: "פרויקט תמר"), ביום 2.9.2021 התקשרה השותפות בהסכם למכירת יתרת זכויותיה בשיעור של 22% בפרויקט תמר ל- Tamar Investment 1 RSC Limited ו-Tamar Investment 2 RSC Limited (להלן בסעיף זה: "הרוכשות" ו-"ההסכם", לפי העניין). ביום 9.12.2021 הושלמה העסקה, ותמורת הממכר התקבלה בידי השותפות בסך של כ-955 מיליון דולר. בדוחות הכספיים סווגו התוצאות כפעילות שהופסקה (ראה גם ביאור 1ג).

ו. הנתונים הכספיים של העסקאות המשותפות המשמשים את השותפות בעריכת דוחותיה הכספיים, מבוססים, בין היתר, על מסמכים ונתונים חשבונאיים, שהומצאו על ידי מפעילות העסקאות המשותפות בישראל, Chevron Mediterranean Ltd (להלן "שברון" או "המפעילה") ו-S.O.A. Energy Israel Ltd (להלן: "SOA") ומפעילת העסקה המשותפת בקפריסין Chevron Cyprus Ltd (להלן: "שברון קפריסין").

ז. ביום 24.2.2022 פלש צבא רוסיה לאוקראינה במסגרת מבצע יזום שכלל הזרמת כוחות צבאיים יבשתיים במקביל להפצצות אוויריות וארטילריות. בעקבות כך, יזמו ארצות הברית ומדינות האיחוד האירופי שורה של צעדי ענישה כלכליים נגד רוסיה, במסגרתם, בין היתר, הוטלו עיצומים על המסחר עם רוסיה ועם בכירים רוסיים, הוחלט להשהות את השלמת פרויקט "נורדסטרים 2" שנועד להכפיל את היקף הגז המיוצא מרוסיה לגרמניה, הופסקו חלק משיתופי הפעולה של חברות בינלאומיות, לרבות חברות משמעותיות בתחומי ההפקה של גז טבעי ונפט עם גופים רוסיים, ועוד. בהמשך לכך, צומצמה משמעותית מכירת גז טבעי מרוסיה לשוק האירופי ונוצר מחסור משמעותי בגז טבעי בקרב מדינות שצרכו כמויות משמעותיות של גז טבעי מרוסיה. בנוסף, נרשמה ירידה חדה בהיקף מכירות הנפט מרוסיה למדינות המערב.

⁴ 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.

⁵ נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הושלמה ההתחשבות בגין תמורת הממכר והועברו סך של כ-14.8 מיליון דולר נוספים על ידי הרוכשות, כך שסך התמורה שהתקבלה בגין הממכר הינה 969 מיליון דולר.

המדיניות החשבונאית המפורטת להלן יושמה בדוחותיה הכספיים של השותפות בעקביות, בכל תקופות המוצגות, למעט אם נאמר אחרת.

א. הצהרה על ציות לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS):

הדוחות הכספיים מציינים להוראות תקני הדיווח הכספי הבינלאומיים (להלן: "IFRS").

ב. עקרונות עריכת הדוחות הכספיים:

הדוחות הכספיים השנתיים כוללים את הגילוי הנוסף הנדרש לפי תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע - 2010.

הדוחות הכספיים נערכו תוך יישום עקרון העלות, למעט לגבי נכסים והתחייבויות פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן. השותפות בחרה להציג את פריטי הרווח או ההפסד לפי שיטת מאפיין הפעילות.

ג. מטבע הפעילות ומטבע ההצגה:

1) 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. ראה סעיף ד להלן.

2) מטבע ההצגה: הדוחות הכספיים של השותפות מוצגים במטבע הדולר של ארה"ב.

ד. עסקאות במטבע חוץ:

עסקה הנקובה במטבע חוץ נרשמה, בעת ההכרה לראשונה, במטבע הפעילות, תוך שימוש בשער החליפין המידי בין מטבע הפעילות לבין מטבע החוץ במועד העסקה. בסוף כל תקופת דיווח:

- פריטים כספיים במטבע חוץ תורגמו תוך שימוש בשער החליפין לסוף תקופת הדיווח;
- פריטים לא כספיים, שנמדדים בעלות היסטורית במטבע חוץ, תורגמו תוך שימוש בשער החליפין במועד העסקה;
- הפרשי שער, למעט אלה המהווים לנכסים כשירים או נזקפים להון בעסקאות גידור, נזקפים לרווח או הפסד;
- הפרשי שער הנובעים מסילוק של פריטים כספיים, או הנובעים מתרגום של פריטים כספיים לפי שער חליפין שונים מאלה ששימשו לתרגום בעת ההכרה לראשונה במהלך התקופה, או מאלה ששימשו לתרגום בדוחות כספיים קודמים, יוכרו ברווח או הפסד בתקופה בה נבעו.

ה. תקופת המחזור התפעולי:

תקופת המחזור התפעולי של השותפות הינה שנה.

ו. עסקאות משותפות וחברות יעודיות SPC:

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 המשותפים. 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.

1. עסקאות משותפות וחברות יעודיות SPC (המשך):

(1) (המשך):

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.

(4) הדוחות הכספיים של השותפות כוללים את הנכסים וההתחייבויות שנוצרו בעקבות גיוסי כספים שבוצעו באמצעות חברות יעודיות (SPC) - Special Purpose Company - ואשר הוקמו לצורך גיוס הכספים.

2. מזומנים ושווי מזומנים:

שווי מזומנים נחשבים השקעות שנזילותן גבוהה, הכוללות פיקדונות בתאגידים בנקאיים לזמן קצר אשר אינם מוגבלים בשעבוד, שתקופתם המקורית אינה עולה על שלושה חודשים ממועד ההשקעה או שעולה על שלושה חודשים אך הם ניתנים למשיכה מיידית ללא קנס, ומהווים חלק מניהול המזומנים של השותפות.

ח. פקדונות לזמן קצר:

פקדונות בתאגידים בנקאיים שתקופתם המקורית עולה על שלושה חודשים אך קצרה משנה במועד ההשקעה ושאין עונים להגדרת שווי מזומנים. הפקדונות מוצגים בהתאם לתנאי הפקדתם.

ט. פקדונות לזמן ארוך

פקדונות בתאגידים בנקאיים שתקופתם המקורית עולה על שנים עשר חודשים במועד ההשקעה ושאין עונים להגדרת שווי מזומנים. הפקדונות מוצגים בהתאם לתנאי הפקדתם.

י. מכשירים פיננסיים:

(1) נכסים פיננסיים:

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, לגבי 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 בעלות מופחתת כאשר:

המודל העסקי של השותפות הינו החזקת הנכסים הפיננסיים על מנת לגבות תזרימי מזומנים חוזיים; וכן התנאים החוזיים של הנכס הפיננסי מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם רק תשלומי קרן וריבית בגין סכום הקרן שטרם נפרעה.

לאחר ההכרה הראשונית, מכשירים בקבוצה זו יוצגו על פי תנאיהם לפי העלות בתוספת עלויות עסקה ישירות, תוך שימוש בשיטת העלות המופחתת.

כמו כן, במועד ההכרה לראשונה השותפות יכולה לייעד, ללא אפשרות לשינוי יעוד זה, מכשיר חוב כנמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד אם יעוד שכזה מבטל או מקטין משמעותית חוסר עקביות במדידה או בהכרה, לדוגמה במקרה בו ההתחייבויות הפיננסיות המתייחסות נמדדות אף הן בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

השותפות מודדת מכשירי חוב בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר כאשר:

המודל העסקי של השותפות הינו הן החזקת הנכסים הפיננסיים על מנת לגבות תזרימי מזומנים חוזיים והן מכירת הנכסים הפיננסיים; וכן התנאים החוזיים של הנכס הפיננסי מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם רק תשלומי קרן וריבית בגין סכום הקרן שטרם נפרעה. לאחר ההכרה הראשונית, מכשירים בקבוצה זו נמדדים לפי השווי ההוגן. רווחים או הפסדים כתוצאה מהתאמות שווי הוגן, למעט ריבית, הפרשי שער וירידת ערך מוכרים ברווח כולל אחר.

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.

מכשירים הוניים:

נכסים פיננסיים המהווים השקעות במכשירים הוניים אינם עומדים בקריטריונים האמורים לעיל ועל כן נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

בקשר עם מכשירים הוניים שאינם מוחזקים למסחר, במועד ההכרה לראשונה, השותפות רשאית לבצע בחירה שאינה ניתנת לשינוי, להציג ברווח כולל אחר שינויים עוקבים בשווי ההוגן אשר אילולא כן היו מוכרים דרך רווח או הפסד. שינויים אלה בשווי הוגן לא ייזקפו לרווח או הפסד בעתיד גם לא בעת גריעת ההשקעה. הכנסות מדיבידנד מהשקעות במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר מוכרות במועד הקובע לזכאות לדיבידנד בדוח על הרווח או הפסד.

(2) **ירידת ערך נכסים פיננסיים:**

השותפות בוחנת בכל מועד דיווח את ההפרשה להפסד בגין מכשירי חוב פיננסיים אשר אינם נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

השותפות מבחינה בין שני מצבים של הכרה בהפרשה להפסד -

א. מכשירי חוב אשר לא חלה הידרדרות משמעותית באיכות האשראי שלהם מאז מועד ההכרה לראשונה, או מקרים בהם סיכון האשראי נמוך – ההפרשה להפסד שתוכר בגין מכשיר חוב זה תביא בחשבון הפסדי אשראי חזיים בתקופה של 12 חודשים לאחר מועד הדיווח, או

ב. מכשירי חוב אשר חלה הידרדרות משמעותית באיכות האשראי שלהם מאז מועד ההכרה לראשונה בהם ואשר סיכון האשראי בגינם אינו נמוך, ההפרשה להפסד שתוכר תביא בחשבון הפסדי אשראי החזיים - לאורך יתרת תקופת חיי המכשיר.

השותפות מיישמת את ההקלה שנקבעה בתקן דיווח כספי בינלאומי 9 (להלן: "IFRS 9") לפיה היא מניחה שסיכון האשראי של מכשיר חוב לא עלה באופן משמעותי ממועד ההכרה לראשונה אם נקבע במועד הדיווח כי המכשיר הינו בעל סיכון אשראי נמוך, למשל כאשר המכשיר הינו בעל דירוג חיצוני של "דרגת השקעה". ובאשר ללקוחות וחייבים, השותפות מיישמת את הגישה המקלה בבחינת הפרשה בהתאם לאורך יתרת תקופת חיי הנכס.

ירידת הערך בגין מכשירי חוב הנמדדים לפי עלות מופחתת תיזקף לרווח או הפסד כנגד הפרשה ואילו ירידת הערך בגין מכשירי חוב הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר תיזקף לרווח או הפסד כנגד רווח כולל אחר ולא תקטין את הערך בספרים של הנכס הפיננסי בדוח על המצב הכספי.

(3) **גריעת נכסים פיננסיים:**

השותפות גורעת נכס פיננסי כאשר ורק כאשר:

(א) פקעו הזכויות החוזיות לתזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי, או

(ב) השותפות מעבירה באופן מהותי את כל הסיכונים וההטבות הנובעים מהזכויות החוזיות לקבלת תזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי או כאשר חלק מהסיכונים וההטבות בעת העברת הנכס הפיננסי נותרים בידי השותפות אך ניתן לומר כי העבירה את השליטה על הנכס, או

(ג) השותפות מותירה בידיה את הזכויות החוזיות לקבלת תזרימי המזומנים הנובעים מהנכס הפיננסי, אך נוטלת על עצמה מחויבות חוזית לשלם תזרימי מזומנים אלה במלואם לצד שלישי, ללא עיכוב מהותי.

4) 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.

5) גריעת התחייבויות פיננסיות:

השותפות גורעת התחייבות פיננסית כאשר ורק כאשר, היא מסולקת – דהיינו, כאשר המחויבות שהוגדרה בחוזה נפרעת או מבוטלת או פוקעת.

התחייבות פיננסית מסולקת כאשר החייב פורע את ההתחייבות על ידי תשלום במזומן, בנכסים פיננסיים אחרים או משוחרר משפטית מההתחייבות.

במקרה של שינוי תנאים בגין התחייבות פיננסית קיימת, השותפות בוחנת האם תנאי ההתחייבות שונים מהותית מהתנאים הקיימים.

כאשר נעשה שינוי מהותי בתנאי התחייבות פיננסית קיימת או החלפה של התחייבות פיננסית בהתחייבות אחרת בעלת תנאים השונים באופן מהותי, בין השותפות לבין אותו מלווה, השינוי מטופל כגריעה של ההתחייבות הפיננסית המקורית והכרה של התחייבות פיננסית חדשה. ההפרש בין היתרה של שתי ההתחייבויות הנ"ל בדוחות הכספיים נזקף לרווח או הפסד.

במקרה בו השינוי אינו מהותי או החלפה של התחייבות פיננסית בהתחייבות פיננסית אחרת בעלי תנאים שאינם שונים באופן מהותי, בין השותפות לבין אותו מלווה, השותפות נדרשת לעדכן את סכום ההתחייבות הפיננסית, קרי להוון את תזרימי המזומנים החדשים בשיעור הריבית האפקטיבית המקורית, כאשר ההפרשים ייזקפו לרווח או הפסד.

בעת הבחינה האם מדובר בשינוי מהותי בתנאי התחייבות קיימת, מביאה השותפות בחשבון שיקולים איכותיים וכמותיים.

6) קיזוז מכשירים פיננסיים:

נכסים פיננסיים והתחייבויות פיננסיות מקוזזים והסכום נטו מוצג בדוח על המצב הכספי אם קיימת זכות שניתנת לאכיפה משפטית לקזז את הסכומים שהוכרו, וכן קיימת כוונה לסלק את הנכס ואת ההתחייבות על בסיס נטו או לממש את הנכס ולסלק את ההתחייבות במקביל. הזכות לקזז חייבת להיות ניתנת לאכיפה משפטית לא רק במהלך העסקים הרגיל של הצדדים לחוזה אלא גם במקרה של פשיטת רגל או חדלות פירעון של אחד הצדדים. על מנת שהזכות לקזז תהיה קיימת באופן מידי, אסור שהיא תהיה תלויה באירוע עתידי או שיהיו פרקי זמן שבהם היא לא תחול, או שיהיו אירועים שיגרמו לפקיעתה.

7) נגזרים משובצים:

נגזרים המשובצים בנכסים פיננסיים, לא מופרדים מחוזה מארח. חוזים מעורבים אלה יימדדו בכללותם בעלות מופחתת או בשווי הוגן, בהתאם לקריטריונים של המודל העסקי ותזרימי המזומנים החוזיים.

כאשר חוזה מארח אינו מקיים את ההגדרה של נכס פיננסי, נגזר משובץ מופרד מהחוזה המארח ומטופל כנגזר כאשר המאפיינים והסיכונים הכלכליים של הנגזר המשובץ אינם קשורים באופן הדוק למאפיינים ולסיכונים הכלכליים של החוזה המארח, הנגזר המשובץ מקיים את ההגדרה של נגזר וכן המכשיר המעורב אינו נמדד בשווי הוגן כאשר השינויים נזקפים לרווח או הפסד.

הערכה מחדש של הצורך בהפרדת נגזר משובץ נעשית רק כאשר יש שינוי בהתקשרות המשפיע באופן משמעותי על תזרימי המזומנים מההתקשרות.

8) מכשירים פיננסיים נגזרים לצורכי גידור (הגנה):

השותפות מבצעת לעתים התקשרויות במכשירים פיננסיים נגזרים כגון חוזי אקדמה (FORWARD) בגין מטבע חוץ ועסקאות החלפה של שיעורי ריבית (IRS) כדי להגן על עצמה מפני הסיכונים הכרוכים בתנודות בשערי החליפין של מטבע חוץ ובשיעורי הריבית.

רווחים או הפסדים הנובעים משינויים בשווי ההוגן של נגזרים שאינם משמשים למטרות גידור נזקפים מיידית לרווח או הפסד. עסקאות גידור כשירות לחשבונאות גידור בין היתר כאשר במועד יצירת הגידור קיים ייעוד ותיעוד פורמלי של יחסי הגידור ועל מטרות ניהול הסיכונים והאסטרטגיה של השותפות לבצע גידור. הגידור נבחן על בסיס מתמשך ונקבע בפועל שהוא בעל אפקטיביות גבוהה במהלך תקופת הדיווח הכספי שאליהן יועד הגידור.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

1. מכשירים פיננסיים (המשך):

8) מכשירים פיננסיים נגזרים לצורכי גידור (הגנה) (המשך):

עסקאות גידור (הגנה) מטופלות כדלקמן:

גידור תזרימי מזומנים:

החלק האפקטיבי של השינויים בשווי ההוגן של המכשיר המוגדר מוכר ברווח או הפסד כולל אחר בעוד שהחלק הלא אפקטיבי מוכר מיידית לרווח או הפסד. רווח או הפסד כולל אחר מסווג לרווח או הפסד כאשר תוצאות הפריט המוגדר נזקפות לרווח או הפסד, לדוגמה, בתקופות שהכנסת ריבית או הוצאת ריבית מוכרות או כאשר מכירה חזויה מתרחשת. כאשר הפריט המוגדר הוא נכס או התחייבות לא פיננסיים, עלותם כוללת גם את סכום הרווח (הפסד) בגין המכשיר המגדר אשר הוכר קודם לכן ברווח כולל אחר. השותפות מפסיקה ליישם חשבונאות גידור מכאן ולהבא רק כאשר יחסי הגידור או חלקם, מפסיקים לקיים את הקריטריונים המזכים (לאחר הבאה בחשבון של איזון מחדש כלשהו של יחסי הגידור, אם רלוונטי), כולל מקרים בהם המכשיר המגדר פוקע, נמכר, מבוטל או ממומש. כאשר השותפות מפסיקה ליישם חשבונאות גידור, הסכום שהצטבר בקרן הגידור ישאר בקרן הגידור עד שתזרים המזומנים יתרחש או יסווג לרווח או הפסד אם תזרימי המזומנים העתידיים המגודרים אינם חזויים עוד להתרחש.

יא. 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 לפרשנות 21 IFRIC, לפיה ההתחייבות לתשלום היטל תוכר רק בעת קרות האירוע היוצר את המחויבות לתשלום (ראה סעיף כב להלן).

מחויבות לסילוק נכסים:

בספרי השותפות נרשמה מחויבות לסילוק נכסים, ראה סעיף יב2 להלן בדבר עלויות בגין מחויבויות לסילוק נכסים.

חוזים מכבידים

הפרשה לחוזים מכבידים מוכרת כאשר ההטבות הצפויות להתקבל מהחוזים על ידי השותפות נמוכות ביחס לעלויות הבלתי נמנעות כתוצאה מעמידה במחויבויות החוזיות. ההפרשה נמדדת על פי הנמוך מבין הערך הנוכחי של העלות החזויה לביטול החוזה והערך הנוכחי של העלות החזויה נטו להמשך קיום החוזה.

יב. הוצאות חיפושי נפט וגז, פיתוח מאגרים מוכחים והשקעה בנכסי נפט וגז:

1. המדיניות החשבונאית של השותפות לגבי הטיפול בהשקעות בחיפושי נפט וגז הינה שיטת ה"מאמצים המוצלחים", לפיה:

א) 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.

ב) השקעות במאגרים, שטרם הוכח כי הם בלתי מסחריים, סווגו כ"נכסי חיפוש והערכה", ומוצגים לפי העלות (ראה ביאור 7 להלן).

ג) השקעות במאגרים, שהוכחו כיבשים וננטשו או שנקבעו כבלתי מסחריים, מופחתות במלואן מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" להוצאות בדוח על הרווח הכולל.

יב. הוצאות חיפוש נפט וגז, פיתוח מאגרים מוכחים והשקעה בנכסי נפט וגז (המשך):

1. (המשך):

ד) 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 ועלויות סילוק נכסים (ראה גם פסקה 2 להלן), מופחתות לדוח על הרווח הכולל. כמפורט בפסקה ה להלן.

ה) השקעות בנכסי נפט וגז, אשר החלו בהפקה מסחרית, מופחתות בהתאם לשיטת יחידת הייצור ובהתבסס על עתודות מוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves להלן: "2P"). להערכת השותפות, הפחתת נכסי הגז והנפט בהתאם לבסיסי העתודות המוכחות והצפויות (2P) משקפת בצורה נאותה את דפוס השימוש החזוי בנכס, מגבירה את השוואתיות בין תוצאות השותפות לתוצאות חברות דומות בארץ ובעולם (לרבות חברות השוואה של השותפות), מייצגת בצורה נאותה את הערכות ההנהלה בקשר עם השימוש בנכס, עקבית עם המידע שמספקת השותפות למשקיעים השונים וכן עקבית עם הטיפול החשבונאי בעסקאות נוספות הקשורות לנכסי הגז והנפט כגון הערכות שווי, בחינות ירידת ערך והנחיות ייעודיות לתעשיית הגז והנפט.

בהתאם להפחתה בהתבסס על בסיס עתודות מוכחות וצפויות, מתווסף לערך בספרים (לצרכי חישוב שיעור הוצאות הפחת בלבד), אומדן סכום ההשקעות העתידיות (בערכים לא מהוונים) הדרוש להפקת העתודות כאמור. הסכומים הנ"ל מוכפלים בכמות הגז שהופקה במהלך התקופה ביחס לאומדן העתודות לפי 2P.

ו) בחינת ירידת ערך בנכסי חיפוש והערכה ובנכסי נפט וגז, מתבצעת כאשר עובדות ונסיבות מצביעות על כך שיתכן שהערך בספרים של נכס חיפוש והערכה ונכסי נפט וגז עולה על הסכום בר השבה שלו בהתאם לתקני חשבונאות בינלאומיים IAS36 ו-IFRS6 (ראה סעיף טז להלן).

2. 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 בערכו הנוכחי של ההתחייבות והוא מופחת לרווח או הפסד כאמור בפסקה 1 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 על הרווח הכולל. בסעיפי הדוח על המצב הכספי רשומות יתרת התחייבות (בסעיפים "התחייבויות אחרות לזמן קצר" ו-"התחייבויות אחרות לזמן ארוך") ביאור 11 להלן, ויתרת נכס לאחר הפחתה (בסעיף "השקעות בנכסי נפט וגז"). ביאור 7 להלן.

יג. עלויות אשראי:

השותפות מהוונת עלויות אשראי הקשורות לרכישה, הקמה או ייצור של נכסים כשירים אשר נדרשת תקופת זמן משמעותית להכנתם, לשימושם המיועד או מכירתם. היוון עלויות האשראי מתחיל במועד שבו הוצאו עלויות בגין הנכס עצמו, התחילו הפעולות להכנת הנכס ונגרמו עלויות אשראי, ומסתיים כאשר הושלמו מהותית כל הפעולות להכנת הנכס הכשיר לשימוש המיועד או למכירתו.

יד. נכס או קבוצת נכסים לא שוטפים המוחזקים למכירה ופעילויות שהופסקו:

נכס או קבוצת נכסים לא שוטפים מסווגים כמוחזקים למכירה, כאשר יישובם ייעשה בעיקר באמצעות עסקת מכירה ולא באמצעות שימוש מתמשך. האמור מתקיים כאשר הנכסים זמינים למכירה מיידית במצבם הנוכחי, קיימת מחויבות של השותפות למכירה, קיימת תוכנית לאיתור קונה והמימוש צפוי ברמה גבוהה (PROBABLE HIGHLY) להסתיים בתוך שנה ממועד הסיווג. נכסים אלה אינם מופחתים ממועד סיווגם כך לראשונה ומוצגים כנכסים שוטפים בנפרד, לפי הנמוך מבין ערכם בדוחות הכספיים ושוויים ההוגן בניכוי עלויות למכירה. רווח (הפסד) כולל אחר בגין נכס או קבוצת נכסים לא שוטפים המסווגים כמוחזקים למכירה מוצגים בנפרד בהון.

יד. נכס או קבוצת נכסים לא שוטפים המוחזקים למכירה ופעילויות שהופסקו (המשך):

כאשר השותפות משנה את תכנון המכירה כך שההשבה של הנכס לא תתבצע באמצעות עסקת מכירה, היא מפסיקה לסווג את הנכס כמוחזק למכירה ומודדת אותו לפי הנמוך מבין ערכו בספרים אילו לא היה מסווג כמוחזק למכירה או לפי סכום בר ההשבה של הנכס במועד בו התקבלה ההחלטה לסגת מכוונת המכירה. פעילות שהופסקה הינה רכיב של השותפות המהווה פעילות שמומשה או שמסווגת כמוחזקת למכירה. תוצאות הפעילות המתייחסות לפעילות שהופסקה (לרבות מספרי השוואה) מוצגות בנפרד ברווח או הפסד (ראה ביאור 17 להלן).

טו. הכרה בהכנסה:

הכנסות מחוזים עם לקוחות, מוכרות ברווח או הפסד כאשר השליטה בנכס או בשירות מועברות ללקוח. הכנסה נמדדת ומוכרת לפי שווי הוגן של התמורה שהישות צופה להיות זכאית לה, בניכוי התמלוגים שנגבו לטובת המדינה, לטובת צדדים קשורים ולטובת צדדים שלישיים. הכנסה מוכרת ברווח או הפסד עד למידה שצפוי שההטבות הכלכליות יזרמו לשותפות, וכן ההכנסה והעלויות, אם רלוונטי, ניתנות למדידה מהימנה.

עלויות השגת חוזה

עבור השגת חלק מהחוזים של השותפות עם לקוחותיה היא נושאת בעלויות תוספתיות להשגת החוזה. עלויות אשר התהוו על מנת להשיג את החוזה עם הלקוח ושלא היו מתהוות לה אם החוזה לא היה מושג ושהשותפות מצפה להשיבן, מוכרות כנכס ומופחתות על בסיס שיטתי שהוא עקבי עם מתן השירותים שסופקו במסגרת החוזה הספציפי. השותפות מכירה בהפסד מירידת ערך של נכס עלויות לקיום חוזה ברווח או הפסד כאשר הערך הפנקסני של הנכס הינו גבוה מההפרש הנובע בין יתרת התמורה אותה צפויה השותפות לקבל בגין הסחורות או השירותים אשר אליהם מתייחס הנכס, לבין העלויות המיוחסות להספקת הסחורות או השירותים אשר טרם הוכרו כהוצאות.

טז. ירידת ערך נכסים לא פיננסיים:

השותפות בוחנת בהתאם לכללים שנקבעו ב- IAS36 ו-IFRS 6 את הצורך להכיר בירידת ערך נכסים לא פיננסיים כאשר ישנם סממנים כתוצאה מאירועים או שינויים בנסיבות המצביעים על כך שהיתרה בדוחות הכספיים אינה ברת-השבה. במקרים בהם היתרה בדוחות הכספיים של הנכסים הלא פיננסיים עולה על סכום בר-ההשבה שלהם, מופחתים הנכסים לסכום בר-ההשבה שלהם. סכום בר-ההשבה הינו הגבוה מבין שווי הוגן בניכוי עלויות למכירה ושווי שימוש. בהערכת שווי השימוש מהוונים תזרימי המזומנים הצפויים לפי שיעור ניכיון לפני מס המשקף את הסיכונים הספציפיים לכל נכס. בגין נכס שאינו מייצר תזרימי מזומנים עצמאיים נקבע סכום בר-ההשבה עבור היחידה מניבת המזומנים שאליה שייך הנכס.

לצורך בחינת ירידת ערך, יחידה מניבת מזומנים הינה מלוא השקעות השותפות במאגר הבודד למעט במקרים בהם שני מאגרים או יותר מקובצים ליחידה מניבת מזומנים אחת וזאת, בין היתר, לאור קיומה של תלות בתזרימי המזומנים החיוביים הנובעים מהמאגרים והשימוש המשותף בתשתיות. הפסדים מירידת ערך נזקפים לרווח או הפסד. הפסד מירידת ערך של נכס, מבוטל רק כאשר חלו שינויים באומדנים ששימשו בקביעת סכום בר-ההשבה של הנכס מהמועד בו הוכר לאחרונה ההפסד מירידת הערך. ביטול ההפסד כאמור מוגבל לנמוך מבין סכום ירידת הערך של הנכס שהוכר בעבר (בניכוי פחת או הפחתה) ובין סך עליית הערך.

סכום ערך בר ההשבה 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 ההשבה 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 היטל רווחי נפט, 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.

יז. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים:

עריכת הדוחות הכספיים של השותפות בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים, דורשת מהנהלת השותף הכללי בשותפות לערוך אומדנים ולהניח הנחות המשפיעים על הסכומים המוצגים בדוחות 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 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 ירידת ערך אפשרית. הפחתת השקעות הקשורות לגילוי והפקה של עתודות הגז המוכחות והצפויות נעשית בהתאם לשיטת האזילה כאמור בסעיף יב1ה לעיל.

כמות הגז המוערכת במאגרים המוכחים 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, חוות דעת של מומחים חיצוניים בלתי תלויים ונבחנים 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 המהווים 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 ותנדודתיות, עשויים להשפיע על השווי ההוגן של נכסים אלו.

היטל רווחי נפט - בהתאם לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "ההיטל" או "חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע") השותפות הכירה החל משנת 2020 בהוצאה בגין היטל רווחי נפט בגין פרויקט תמר. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, קיימות מספר מחלוקות פרשניות מול רשות המסים (ראה גם ביאור 20 להלן). בהתאם לאומדנים שערכה השותפות, נכון ליום 31.12.2022, 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.

אומדן ירידת ערך נכסי נפט וגז - בחינת ירידת ערך נכסי נפט וגז כרוכה באומדנים, הבחינה מחייבת את השותפות לבצע אומדן של תזרימי המזומנים העתידיים הצפויים לנבוע משימוש מתמשך ביחידה מניבת המזומנים של השותפות מעתודות מסוג 2P (Proved Reserves + Probable Reserves).

מסים נדחים - מסים נדחים מחושבים בגין הפרשים זמניים בין הסכומים הנכללים בדוחות הכספיים לבין הסכומים המובאים בחשבון לצורכי מס. בחישוב התחייבות מסים נדחים נדרש אומדן של ההנהלה על מנת לקבוע את סכום התחייבות המסים הנדחים שניתן להכיר בו בהתבסס על העיתוי, סכום ההכנסה החייבת במס הצפויה, מקורה ואסטרטגיית תכנון המס. בהתאם לשינויים בהנחות אלו, החברה 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 לנכס 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; או בהיעדר שוק עיקרי, בשוק הכדאי (advantageous) ביותר עבור הנכס או 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.

יט. רווח ליחידת השתתפות:

רווח ליחידת השתתפות חושב בהתאם להוראות תקן חשבונאות בינלאומי 33, הקובע, בין היתר, כי השותפות תחשב את סכומי הרווח הבסיסי ליחידת השתתפות לגבי רווח או הפסד, המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות וכן תחשב את סכומי הרווח הבסיסי ליחידת השתתפות לגבי רווח או הפסד מפעולות נמשכות, המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות, במידה שמוצג רווח כזה.

כ. התחייבות בשל הטבות לעובדים:

1. הטבות לעובדים לטווח קצר:

הטבות לעובדים לטווח קצר אשר כוללות משכורות, דמי הבראה, ימי חופשה, ימי מחלה והפקדות מעסיק לביטוח לאומי מוכרות כהוצאות עם מתן השירותים. כאשר לשותפות קמה מחויבות משפטית או משתמעת שניתנת לאמידה מהימנה למתן מענקים לעובדים, השותפות מכירה בהתחייבות זו במועד בו קמה המחויבות.

השותפות מסווגת הטבה כהטבת עובד לטווח הקצר כאשר ההטבה חזויה להיות מסולקת במלואה לפני 12 חודשים מתום תקופת הדיווח השנתית בה העובדים מספקים את השירות המתייחס.

2. הטבות לעובדים לאחר סיום העסקה:

בהתאם לחוקי העבודה ולהסכמי העבודה בישראל ובהתאם לנוהג של השותפות, השותפות חייבת בתשלום פיצויים לעובדים שיפוטר, ובתנאים מסוימים לעובדים שיתפטרו או יפרשו מעבודתם. חישוב התחייבות השותפות בשל הטבות לעובדים מתבצע על פי הסכם העסקה בתוקף ומבוסס על משכורת העובד ותקופת העסקתו אשר יוצרים את הזכות לקבלת הפיצויים.

התחייבויות השותפות לתשלום פיצויים לעובדי השותפות בהתאם לסעיף 14 לחוק פיצויי פיטורין (השותפות משלמת תשלומים קבועים מבלי שתהיה לה מחויבות משפטית או משתמעת לשלם תשלומים נוספים, אף אם לא הצטברו סכומים מספקים בתכנית כדי לשלם את כל ההטבות לעובדים המתייחסות לעבודת העובד בתקופה השוטפת ובתקופות הקודמות), מטופלות כתכנית להפקדה מוגדרת. השותפות מכירה כהוצאה, למעט חריגים, ככל שישנם, את הסכום שיש להפקיד במקביל לקבלת שירותי העבודה מהעובד.

כא. 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.

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"). ההוצאה המצטברת המוכרת בגין עסקאות המסולקות במכשירים הוניים בתום כל מועד דיווח עד למועד ההבשלה משקפת את מידת חלוף תקופת ההבשלה ואת האומדן הטוב ביותר של השותפות לגבי מספר המכשירים הוניים שיבשילו בסופו של דבר. הוצאה בגין הענקות שאינן מבשילות בסופו של דבר אינה מוכרת, למעט הענקות שההבשלה שלהן תלויה בתנאי שוק אשר מטופלות כהענקות שהבשילו ללא קשר לקיום תנאי השוק, בהנחה שכל שאר תנאי ההבשלה (שירות ו/או ביצוע) התקיימו. כאשר השותפות מבצעת שינויים בתנאים של הענקה המסולקת במכשירים הוניים, מוכרת הוצאה נוספת מעבר להוצאה המקורית שחושבה בגין כל שינוי המגדיל את השווי ההוגן הכולל של התגמול המוענק או שמיטיב עם העובד לפי השווי ההוגן במועד השינוי. ביטול הענקה המסולקת במכשיר הוני, מטופלת כאילו הבשילה לתאריך הביטול וההוצאה שטרם הוכרה בגין ההענקה מוכרת מיידית. עם זאת, אם ההענקה שבוטלה מוחלפת בהענקה חדשה ומיועדת כהענקה תחליפית לתאריך בו הוענקה, ההענקה המבוטלת וההענקה החדשה תטופלנה שתיהן כשינוי של ההענקה המקורית כמתואר לעיל.

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 נמדדת מחדש בכל תקופת דיווח לפי השווי ההוגן עד לסילוקה, כאשר שינויים בשווי ההוגן נזקפים לרווח או הפסד.

כב. הטבה מבעלי שליטה:

השותפות זוקפת הוצאות בדוחות על הרווח הכולל כנגד קרן הון בגין הטבות שמתקבלות מבעל השליטה, לפרטים נוספים ראו ביאור 13 להלן.

כג. מסים על ההכנסה:

הדוחות הכספיים 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. בעקבות תיקון תקנות מס הכנסה שפורסם במהלך שנת 2021, החל משנת המס 2022 חל שינוי במשטר המס שחל על השותפות כך שהיא ממוסה כחברה. ראה ביאור 20 להלן. לאור זאת, השותפות הכירה ליום 31.12.2021 בהתחייבות מסים נדחים בגין הפרשים זמנים אשר יתהפכו לאחר 1.1.2022. כמו כן, החל מיום 1.1.2022 הכירה השותפות בהוצאות מסים שוטפים בדוח על הרווח הכולל.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):
כג. מסים על ההכנסה (המשך):

מסים שוטפים

חבות בגין מסים שוטפים נקבעת תוך שימוש בשיעורי המס וחוקי המס שחוקקו או אשר חקיקתם הושלמה למעשה, עד לתאריך הדיווח, וכן התאמות נדרשות בקשר לחבות המס לתשלום בגין שנים קודמות.

מסים נדחים

מסים נדחים מחושבים בגין הפרשים זמניים בין הסכומים הנכללים בדוחות הכספיים לבין הסכומים המובאים בחשבון לצורכי מס. יתרות המסים הנדחים מחושבות לפי שיעור המס הצפוי לחול כאשר הנכס ימומש או ההתחייבות תסולק, בהתבסס על חוקי המס שחוקקו או אשר חקיקתם הושלמה למעשה עד לתאריך הדיווח.

בכל תאריך דיווח מסים נדחים נבחנים בהתאם לצפי ניצולם. הפסדים מועברים והפרשים זמניים ניתנים לניכוי בגינם לא הוכרו נכסי מסים נדחים נבחנים בכל תאריך דיווח ומוכר בגינם נכס מס נדחה מתאים אם צפוי שינוצלו. לצורך קביעת סכום המסים הנדחים נדרש אומדן של ההנהלה המבוסס על העיתוי, סכום ההכנסה החייבת במס הצפויה, מקורה של ההכנסה החייבת ואסטרטגיית תכנון המס. בהתאם לשינויים בהנחות אלו, החברה תיצור או תבטל הכרה במסים נדחים.

בחישוב המסים הנדחים לא מובאים בחשבון המסים שהיו חלים במקרה של מימוש ההשקעות בחברות מוחזקות, כל עוד מכירת ההשקעות בחברות מוחזקות אינה צפויה בעתיד הנראה לעין. כמו כן, לא הובאו בחשבון מסים נדחים בגין חלוקת רווחים על ידי חברות מוחזקות כדיבידנדים, מאחר שחלוקת הדיבידנד אינה כרוכה בחבות מס נוספת, או בשל מדיניות החברה שלא ליזום חלוקת דיבידנד על ידי חברה מאוחדת הגוררת חבות מס נוספת.

מסים על הכנסה המתייחסים לחלוקות בעלים של מכשיר הוני ולעלויות עסקה של עסקה הונית מטופלים לפי IAS 12.

כד. היטל רווחי נפט וגז:

השותפות כוללת בדוחות הכספיים הוצאות בגין חבותה בתשלום היטל על פי חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע. ההיטל מחושב לכל פרויקט בנפרד.

ההיטל מטופל בהתאם לפרשנות מספר 21 של הוועדה לפרשנויות של דיווח כספי בינלאומי - "היטלים" (להלן: "IFRIC 21"). לפיכך, הלכה למעשה, הישויות המדווחות יכירו בהוצאה בגין ההיטל בהתאם לגישת "האירוע המחייב", דהיינו רק במועד בו קמה המחויבות לתשלום (קרי רק החל ממועד תחילת תשלומם בפועל).

כה. חכירות:

השותפות מטפלת בחוזה כחוזה חכירה כאשר בהתאם לתנאי החוזה מועברת זכות לשלוט בנכס מזוהה לתקופת זמן בעבור תמורה.

השותפות כחוכר:

עבור העסקאות בהן השותפות מהווה חוכר היא מכירה במועד התחילה בחכירה בנכס זכות שימוש כנגד התחייבות בגין חכירה וזאת למעט עסקאות חכירה לתקופה של עד 12 חודשים ועסקאות חכירה בהן נכס הבסיס בעל ערך נמוך, בהן בחרה השותפות להכיר. בתשלומי החכירה כהוצאה ברווח או הפסד בקו ישר על פני תקופת החכירה. במסגרת מדידת ההתחייבות בגין חכירה בחרה השותפות ליישם את ההקלה הניתנת בתקן דיווח כספי בינלאומי 16 (IFRS 16) ולא ביצעה הפרדה בין רכיבי חכירה לרכיבים שאינם חכירה כגון: שירותי ניהול, שירותי אחזקה ועוד, הכלולים באותה עסקה.

במועד התחילה התחייבות בגין חכירה כוללת את כל תשלומי החכירה שטרם שולמו מהוונים בשיעור הריבית הגלומה בחכירה כאשר היא ניתנת לקביעה בנקל או בשיעור הריבית התוספתי של השותפות. לאחר מועד התחילה מודדת השותפות את ההתחייבות בגין חכירה בשיטת הריבית האפקטיבית.

נכס זכות השימוש במועד התחילה מוכר בגובה ההתחייבות בגין חכירה בתוספת תשלומי חכירה ששולמו במועד התחילה או לפניו ובתוספת של עלויות עסקה שהתהוו. נכס זכות השימוש נמדד במודל העלות ומופחת לאורך החיים השימושיים שלו, או תקופת החכירה לפי הקצר שבהם.

כאשר מתקיימים סימנים לירידת ערך, בוחנת השותפות ירידת ערך לנכס זכות השימוש בהתאם להוראות IAS 36. כאשר לחוזים בהם מתקשרת המפעילה במסגרת העסקאות המשותפות, השותפות הגיעה למסקנה כי לאור אופי התקשרות המפעילה עם משכירים והסכם התפעול המשותף שנחתם בקשר עם החזקות (להלן: "JOA"), החוזים כאמור אינם עונים להגדרת חכירה בהתאם להנחיות התקן בשותפות.

כו. השקעה מטופלת לפי שיטת השווי המאזני:

השקעת השותפות בחברה הכלולה מטופלת לפי שיטת השווי המאזני. לפי שיטת השווי המאזני, ההשקעה בחברה כלולה מוצגת לפי עלות בתוספת שינויים שלאחר הרכישה בחלק השותפות בנכסים נטו, לרבות רווח כולל אחר של החברה הכלולה. רווחים והפסדים הנובעים מעסקאות בין השותפות לבין החברה הכלולה מבוטלים בהתאם לשיעור ההחזקה. הדוחות הכספיים של השותפות והחברה הכלולה ערוכים לתאריכים ולתקופות זהים. המדיניות החשבונאית בדוחות הכספיים של החברה הכלולה יושמה באופן אחיד ועקבי עם זו שיושמה בדוחות הכספיים של השותפות. שיטת השווי המאזני מיושמת עד למועד איבוד השפעה המהותית בחברה הכלולה או סיווגה כהשקעה המוחזקת למכירה. השותפות בוחנת סכום בר ההשבה מחברה כלולה, ביחד עם נכסים אחרים של השותפות אשר תזרימי המזומנים מהם תלויים באותם גורמים בהם תלויים תזרימי המזומנים מהחברה הכלולה. במועד איבוד השפעה מהותית בחברה הכלולה, מכירה השותפות ברווח או הפסד, בהתאם להפרש שבין יתרת ההשקעה בחברה הכלולה בספרי השותפות והשווי ההוגן שלה.

כז. גילוי לתקני IFRS חדשים בתקופה שלפני יישומם:

1. תיקון ל-IAS 1 הצגת דוחות כספיים

בחודש ינואר 2020 פרסם ה- IASB תיקון ל- IAS 1 בדבר הדרישות לסיווג התחייבויות כשוטפות או כלא שוטפות (להלן: "התיקון המקורי"). בחודש אוקטובר 2022 פרסם ה- IASB תיקון עוקב לתיקון האמור לעיל (להלן: "התיקון העוקב").

התיקון העוקב קבע כי:

- א. רק אמות מידה פיננסיות אשר ישות חייבת לעמוד בהן בסוף תקופת הדיווח או לפני כן, משפיעות על סיווגה של אותה ההתחייבות כהתחייבות שוטפת או התחייבות לא שוטפת. עבור התחייבויות אשר הבדיקה של עמידה באמות המידה הפיננסיות נבחנת בתוך 12 חודשים העוקבים של תאריך הדיווח יש לתת גילוי באופן שיאפשר למשתמשים בדוחות הכספיים להעריך את הסיכונים בגין אותה ההתחייבות. קרי, התיקון העוקב קובע כי יש לתת גילוי לערך בספרים של ההתחייבות, מידע על אמות המידה הפיננסיות וכן, עובדות ונסיבות לסוף תקופת הדיווח אשר עשויות להביא למסקנה כי לישות יהיה קושי בעמידה באמות המידה פיננסיות.
 - ב. התיקון המקורי קבע כי זכות המרה של התחייבות תשפיע על סיווג ההתחייבות כולה כהתחייבות שוטפת או לא שוטפת, למעט במקרים בהם רכיב ההמרה הינו הוני.
- התיקון המקורי והתיקון העוקב ייושמו לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 לינואר 2024 או לאחריו. יישום מוקדם אפשרי. התיקונים ייושמו בדרך של יישום למפרע. להערכת השותפות, לתיקון הנ"ל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

2. תיקון ל-IAS 8 - מדיניות חשבונאית, שינויים באומדנים חשבונאיים וטעויות

בחודש פברואר 2021, פרסם ה- IASB תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 8: מדיניות חשבונאית, שינויים באומדנים חשבונאיים וטעויות (להלן - התיקון). מטרת התיקון הינה להציג הגדרה חדשה של המונח "אומדנים חשבונאיים". אומדנים חשבונאיים מוגדרים כ"סכומים כספיים בדוחות הכספיים הכפופים לאי ודאות במדידה". התיקון מבהיר מהם שינויים באומדנים חשבונאיים וכיצד הם נבדלים משינויים במדיניות החשבונאית ומתיקוני טעויות. התיקון ייושם באופן פרוספקטיבי לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2023 והוא חל על שינויים במדיניות חשבונאית ובאומדנים חשבונאיים המתרחשים בתחילת אותה תקופה או אחריה. להערכת השותפות, לתיקון הנ"ל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

3. תיקון ל-IAS 12 - מסים על הכנסה

במאי 2021 פרסם ה- IASB תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 12, מסים על ההכנסה (להלן בסעיף זה: "IAS 12" או "התקן") אשר מצמצם את תחולת 'חריג ההכרה לראשונה' במסים נדחים המובא בסעיפים 15 ו- 24 ל IAS 12 (להלן: "התיקון"). במסגרת הנחיות ההכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים, מחריג IAS 12 הכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים בגין הפרשים זמניים מסוימים הנובעים מההכרה לראשונה בנכסים והתחייבויות בעסקאות מסוימות. חריג זה מכונה 'חריג ההכרה לראשונה'. התיקון מצמצם את תחולת 'חריג ההכרה לראשונה' ומבהיר כי הוא אינו חל על הכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים הנובעים מעסקה אשר אינה צירוף עסקים ואשר בגינה נוצרים הפרשים זמניים שווים בחובה ובזכות גם אם הם עומדים ביתר תנאי החריג. התיקון ייושם לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2023 או לאחריו. יישום מוקדם אפשרי. בנוגע לעסקאות חכירה והכרה בהתחייבות בגין פירוק ושיקום - התיקון ייושם החל מתחילת תקופת הדיווח המוקדמת ביותר המוצגת בדוחות הכספיים בהם התיקון יושם לראשונה, תוך זקיפת השפעה המצטברת של היישום לראשונה ליתרת הפתיחה של העודפים (או רכיב אחר בהון, ככל שרלוונטי) למועד זה. להערכת השותפות, לתיקון האמורים לעיל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

4. תיקון ל-IAS 1, גילוי למדיניות החשבונאית

בחודש פברואר 2021, פרסם ה- IASB תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 1: הצגת דוחות כספיים (להלן: "התיקון"). בהתאם לתיקון, חברות ידרשו לספק גילוי למדיניות החשבונאית שלהן חלף הדרישה כיום לספק גילוי למדיניות החשבונאית המשמעותית שלהן. אחת מהסיבות העיקריות לתיקון זה נובעת מכך שלמונח "משמעותי" לא קיימת הגדרה ב- IFRS בעוד שלמונח "מהותי" קיימת הגדרה בתקנים שונים ובפרט ב- IAS 1. התיקון ייושם לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2023 או לאחריו. יישום מוקדם אפשרי. להערכת השותפות, לתיקון האמורים לעיל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
 ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
 ביאור 3 - מזומנים ושווי מזומנים:
 הרכב:

		שיעור הריבית ליום		
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2022		
		%		
				בדולרים:
194.1	19.8			מזומנים בבנקים
20.0	-			פקדונות בבנקים
<u>214.1</u>	<u>19.8</u>			
				בשקלים:
0.2	0.2			מזומנים בבנקים
5.9	2.4	1.5		פקדונות בבנקים
<u>6.1</u>	<u>2.6</u>			
<u>220.2</u>	<u>22.4</u>			סך הכל

ביאור 4 – השקעות ופיקדונות לזמן קצר ולזמן ארוך:⁶
 הרכב:

		שיעור הריבית ליום		
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2022		
		%		
				במסגרת נכסים שוטפים:
20.0	-			קרנות סל
				פקדונות בבנקים:
100.5	395.7	4.1-4.3		בדולרים
0.2	0.2			בשקלים
<u>120.7</u>	<u>395.9</u>			
				במסגרת נכסים לא שוטפים:
				פקדונות:
100.7	0.5			בדולרים

⁶ לעניין שעבודים וערבויות, ראה ביאור 12.יא.

ניו-מד אנרג' - שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
ביאור 5 - חייבים ויתרות חובה:
הרכב:

31.12.2021	31.12.2022	
22.4	46.5	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות
0.7	1.3	סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאור 422 להלן)
10.5	-	סכומים לקבל בקשר עם מכירת נכסי נפט וגז (ראה ביאור 17 להלן)
13.6	12.9	הלוואה שניתנה (ראה ביאור 8 להלן)
24.4	66.4	תמלוגים לקבל (ראה ביאור 8 להלן)
15.7	7.0	הוצאות מראש ויתרות חובה ⁷
87.3	134.1	סך-הכל

ביאור 6 - השקעה בחברה כלולה EMED Pipeline B.V. (להלן: "EMED" או "החברה הכלולה"):
ההרכב:

31.12.2021	31.12.2022	
62.8	59.7	השקעה ב-EMED

- א. EMED הוקמה בחודש יולי 2018 ופעילותה החלה בחודש ספטמבר 2019.
- ב. נכון ליום 31.12.2022 מחזיקה השותפות ב-25% (31.12.2021: זהה) מההון המונפק והנפרע של חברת EMED.
- ג. להלן מידע פיננסי תמציתי בדבר השקעת השותפות בחברה הכלולה, המטופלת לפי שיטת השווי המאזני:

31.12.2021	31.12.2022	
75.0	75.0	עלות השקעה
(12.2)	(15.3)	הפסדים שנצברו
62.8	59.7	סך הכל

ד. להלן נתונים תמציתיים מהדוחות הכספיים של החברה הכלולה (100%) כולל עודפי עלות:

31.12.2021	31.12.2022	
541.0	555.4	נכסים
289.8	316.7	התחייבויות

לשנה שנסתיימה ביום			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
(30.7)	(17.9)	(12.3)	הפסד לפני מס
(30.8)	(18.0)	(12.4)	הפסד כולל

⁷ בתקופת הדוח הפחיתה השותפות הוצאות מראש, שהתהוו בקשר עם שינוי המבני, לדוח על הרווח הכולל.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
 ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
 ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז:
 א. הרכב:
 1. הרכב לפי נכסי נפט וגז ונכסי חיפוש והערכה:

סך הכל	נכסי נפט וגז ⁸	נכסי חיפוש והערכה	
			עלות
<u>4,079.2</u>	<u>3,953.8</u>	<u>125.4</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2020
41.7	35.8	5.9	שינויים במהלך שנת 2021: השקעות
(1,118.1)	(1,118.1)	-	מימושים (ראה סעיף ג' להלן)
<u>3,002.8</u>	<u>2,871.5</u>	<u>131.3</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2021
65.2	56.4	8.8	שינויים במהלך שנת 2022: השקעות
(12.8)	(0.3)	(12.5)	גריעות
<u>3,055.2</u>	<u>2,927.6</u>	<u>127.6</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022
			פחת נצבר⁹
<u>639.3</u>	<u>639.3</u>	<u>-</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2020
81.3	81.3	-	שינויים במהלך שנת 2021: פחת והפחתות ¹⁰
(288.2)	(288.2)	-	מימושים (ראה סעיף ג' להלן)
<u>432.4</u>	<u>432.4</u>	<u>-</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2021
75.6	75.6	-	שינויים במהלך שנת 2022: פחת והפחתות ⁸
<u>508.0</u>	<u>508.0</u>	<u>-</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022
<u>2,570.4</u>	<u>2,439.1</u>	<u>131.3</u>	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2021
<u>2,547.2</u>	<u>2,419.6</u>	<u>127.6</u>	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2022

⁸ כולל יתרת עלות מופחתת של סילוק נכסים לתאריך הדוח על המצב הכספי בסך כ-57.6 מיליון דולר (31.12.2021: כ-81 מיליון דולר).
⁹ שיעור ההפחתה בפריקט לויתן בשנת 2022 כ-3% (שיעור ההפחתה של פריקט לויתן ופריקט תמר בשנת 2021 כ-2.8% וכ-0.6% בהתאמה).
¹⁰ בשנת 2022 הסכום אינו כולל עדכון בקשר עם התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפריקט ים תטיס בסך של כ-30.1 מיליון דולר (2021 בסך של כ-27.1 מיליון דולר) אשר נרשמו ישירות בדוח על הרווח הכולל.
¹¹ בשנת 2021 היתרה כוללת פחת בפריקט תמר עד ליום 31.03.2021 עד למועד סיווגו כפעילות מופסקת כאמור בביאור 2.ג.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):
א. הרכב (המשך):
2. הרכב לפי עסקאות משותפות:

31.12.2021	31.12.2022	
		נכסי נפט וגז :
2,439.1	2,419.6	עסקה משותפת "רציו ים" (סעיף ג2)
		נכסי חיפוש והערכה :
121.8	127.6	בלוק 12 קפריסין (סעיף ג3)
9.0	-	אופק חדש (סעיף ג7)
0.5	-	יהל חדש (סעיף ג7)
<u>131.3</u>	<u>127.6</u>	
2,570.4	2,547.2	סך-הכל

ב. פרטים לגבי זכויות השותפות בנכסי נפט וגז ונכסי חיפוש והערכה (נכון ליום 31.12.2022):
תוקפן של זכויות הנפט מוארך מדי פעם והוא מותנה במילוי התחייבויות מסוימות במועדים הקבועים בתנאי הנפט. במקרה של אי מילוי התנאים, ניתן לבטל את זכות הנפט. למידע נוסף ראה סעיף ג10 להלן ולעניין שעבודים שנרשמו על חלק מנכסי נפט וגז ראה ביאור 10.

חלקה של השותפות	הזכות בתוקף עד	שם הזכות	סוג הזכות	
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	זיכיון	בלוק 12 בקפריסין
12.941% ¹²	21.6.2020	אלון D /367	רישיון	אלון D

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז:

1. עסקה משותפת "מיכל מתן" (פעילות שהופסקה):

א) עסקה משותפת "מיכל מתן" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות תמר I/12 ודלית I/13 (להלן בסעיף זה: "פרויקט תמר" ו/או "חזקות תמר ודלית").

ב) בהתאם להוראות מתווה הגז אשר, בין היתר, חייבו את השותפות למכור את מלוא החזקותיה בחזקות תמר ודלית (להלן בסעיף זה: "החזקות"), ביום 2.9.2021 התקשרה השותפות בהסכם למכירת יתרת זכויות השותפות בשיעור של 22% בכריקט תמר ל- Tamar Investment 1 RSC Limited ו-Tamar Investment 2 RSC Limited¹³ (להלן בסעיף זה: "הרוכשות" ו- "ההסכם", לפי העניין). ביום 9.12.2021 הושלמה העסקה, ותמורת הממכר התקבלה בידי השותפות בסך של כ- 955¹⁴ מיליון דולר (לפרטים בדבר פירעון אגרות חוב תמר בונד ואגרות חוב סדרה א' אשר נפרעו באמצעות תמורת הממכר ראה ביאור 10 וביאור 10 להלן).

¹² ראה סעיף ג6 להלן.

¹³ 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.

¹⁴ ראה ה"ש 5 לעיל.

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 התשס"ב-2002), 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 שיוותרו באחריות השותפות גם לאחר השלמת העסקה, כמתואר 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 מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "היטל רווחי נפט") בגין כמיות 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.
- 6) 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 18 חודשים ממועד השלמת העסקה (או 36 חודשים ביחס למצגים היסודיים כאמור ועד לתום תקופת ההתיישנות הרלוונטית ביחס למצגים הנוגעים לחבויות במס).
- 7) 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.
- 8) 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.

א) ביום 27.4.2021 התקשרה השותפות בהסכם עם צד שלישי למכירה מחוץ לבורסה של מלוא החזקותיה (22.6%) בתמר פטרוליום, בתמורה לסך כולל של כ- 100 מיליון ש"ח במזומן (כ- 30.6 מיליון דולר), המשקף מחיר למניה של 500.035 אגורות. ביום 5.5.2021 הושלמה העסקה כאמור ובתוך כך, הועברו המניות כנגד תשלום התמורה. בחודש מאי 2021 שילמה השותפות את יתרת מס רווח הון בסך של כ- 15 מיליון דולר, שנדחה ממועד מכירת זכויות השותפות (9.25%) בפריקט תמר לתמר פטרוליום, עד למועד מכירת המניות כאמור.

ד) פעילות מופסקת פרויקט תמר -

להלן נתונים על תוצאות הפעולות המתייחסים לפעילות שהופסקה:

לשנה שנסתיימה ביום			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
			הכנסות:
332.0	289.8	-	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
(67.9)	(57.1)	¹⁸ (15.3)	בניכוי תמלוגים
264.1	232.7	(15.3)	הכנסות (הוצאות), נטו
			הוצאות ועלויות:
(24.3)	(29.7)	0.4	עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
(32.4)	(7.2)	-	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
(0.2)	(0.2)	-	הוצאות ישירות אחרות
(56.9)	(37.1)	0.4	סך הכל הוצאות ועלויות
207.2	195.6	(14.9)	רווח (הפסד) תפעולי לפני היטל רווחי נפט וגז
(3.8)	(43.9)	(2.1)	היטל רווחי נפט וגז
203.4	151.7	(17.0)	רווח (הפסד) תפעולי
(0.6)	(0.4)	-	הוצאות מימון
0.3	0.4	-	הכנסות מימון
(0.3)	-	-	הוצאות מימון, נטו
203.1	151.7	(17.0)	רווח (הפסד) לפני מסים על ההכנסה
-	-	3.8	מסים על ההכנסה
203.1	151.7	(13.2)	רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
-	144.6	4.3	הכנסות ממכירת נכסי נפט וגז
203.1	296.3	(8.9)	סה"כ רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
			רווח (הפסד) כולל אחר מפעילות מופסקת
			סכומים שלא יסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
(29.3)	13.6	-	רווח (הפסד) מהשקעה במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי
			הוגן דרך רווח כולל אחר
173.8	309.9	(8.9)	סה"כ רווח (הפסד) כולל מפעילות מופסקת

¹⁸ 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 12:11 להלן, הופחת נכס בגין התשלומים כאמור לדוח על הרווח כולל.

להלן נתונים על תזרימי המזומנים נטו המתייחסים לפעילות שהופסקה ושנבעו מפעילות (שימשו לפעילות):

לשנה שנסתיימה ביום			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
253.9	175.2	4.0	שוטפת
(18.7)	841.9	15.8	השקעה
-	-	-	מימון

2. עסקה משותפת "רציו ים":

א. עסקה משותפת "רציו ים" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות לווייתן צפון 1/15 ולווייתן דרום 1/14 (להלן: "החזקות" ו/או "חזקות לווייתן"), אשר המשתתפים בה נכון למועד אישור הדוחות הכספיים הינם השותפות, שברון ורציו אנרגיות - שותפות מוגבלת (להלן: "רציו אנרגיות" וביחד "שותפי לווייתן").

ב. תכנית הפיתוח של מאגר לווייתן:

ביום 2.6.2016 אושרה תכנית הפיתוח על ידי הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה (להלן: "הממונה") כפי שהוגשה על ידי שברון. ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לווייתן החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision - FID) לפיתוח שלב 1א, בקיבולת של כ-12 BCM לשנה. העלות הכוללת שהושקעה בפיתוח שלב 1א' הסתכמה לתאריך הדוחות הכספיים לסך של כ-3.8 מיליארד דולר (100%, חלק השותפות כ-1.7 מיליארד דולר). לאחר תקופת הרצה ראשונית, ביום 31.12.2019 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן.

ג. ביום 12.7.2021 הודיעו שותפי לווייתן כי קיבלו החלטה בדבר ביצוע קידוח פיתוח והפקה לווייתן 8 בשטח חזקת 1/14 לווייתן דרום (להלן: "הקידוח"), בתקציב של כ-248 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-112 מיליון דולר) (כולל השלמה וחיבור למערך ההפקה הקיים של מאגר לווייתן). ביצוע הקידוח כאמור הסתיים בחודש יוני 2022, בהתאם ללוחות הזמנים ומתחת לתקציב המתוכנן. עלות הקידוח למועד תאריך הדוחות הכספיים הסתכמה לסך של כ-140.1 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ-63.5 מיליון דולר). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מתבצעות בקידוח פעולות השלמה (completion) בהתאם לתוכנית העבודה, וחיבורו של הקידוח למערכת ההפקה התת ימית הקיימת של פרויקט לווייתן צפוי להיות מושלם במהלך הרבעון השני של שנת 2023.

ד. בחינת חלופות שונות להגדלת היקף ההפקה ממאגר לווייתן:

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, ובהתאם לתוכנית הפיתוח, עומדת יכולת אספקת הגז מפרויקט לווייתן למערכת ההולכה של נתג"ז על כ-1.2 BCF ליום בהפקה מקסימאלית. על מנת להגדיל יכולת זו לכ-1.4 BCF ליום, מקדמים שותפי לווייתן פרויקט במסגרתו יונח צינור הולכה תת ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה (להלן: "הצינור השלישי"). ההשקעות בגין הנחת הצינור השלישי יחד עם ההשקעות במערכות הנלוות של הפלטפורמה מוערכות בכ-562 מיליון דולר (100%, חלק השותפות בסך של כ-255 מיליון דולר), אשר יפרסו החל מהרבעון הראשון של שנת 2023 ועד להפעלה הצפויה של הצינור השלישי במחצית שנת 2025. בהתאם, אישור שותפי לווייתן למפעילה בפרויקט הוצאה ראשונית של כ-45 מיליון דולר (100%, חלק השותפות בסך של כ-20 מיליון דולר) לצורך תכנון הנדסי ושימור מועדי אספקה על-ידי התקשרויות ראשוניות עם ספקים, בכדי לאפשר את ביצוע הפרויקט בלוחות זמנים מואצים ולהבשילו לקראת קבלת החלטת השקעה סופית כחלק מהתקציב הכולל. בנוסף, במסגרת אישור תקציב לשנת 2023, אישור שותפי לווייתן, כ-163 מיליון דולר נוספים (100%, חלק השותפות בסך של כ-74 מיליון דולר) לתקצוב פרויקט הצינור השלישי. סך התקציבים שאושרו עד למועד אישור הדוחות הכספיים הינו כ-208 מיליון דולר (100%, חלק השותפות בסך של כ-94 מיליון דולר) מתוך תקציב של כ-562 מיליון דולר, כאמור לעיל. יובהר כי, טרם התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט הצינור השלישי. להערכת השותפות, החלטה כאמור צפויה להתקבל על-ידי שותפי לווייתן במהלך הרבעון השני של שנת 2023, לאחר השלמת העבודות המקדמיות הנזכרות לעיל.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

2. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ד) בחינת חלופות שונות להגדלת היקף ההפקה ממאגר לווייתן (המשך):

כמו כן, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנים שותפי לווייתן קידום אפשרויות שונות לפיתוח שלב 1' והגדלת קצב ההפקה להיקף כולל של כ- 21 BCM בשנה, במטרה לקבל החלטת השקעה סופית (FID). אפשרויות פיתוח אלה עשויות לכלול פיתוח והרחבה של תשתיות הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן לצרכנים נוספים בשווקי היעד, ובראשם לשוק המצרי, אספקה למתקני ההנזלה הקיימים במצרים, וקידום האפשרות להנזלת הגז הטבעי באמצעות מתקן הנזלה צף (Floating Liquefied Natural Gas, להלן: "FLNG") לצורך שיווקו לשווקים הגלובאליים. לפיכך, תוכנית הפיתוח לשלב 1', כפי שאושרה כאמור בחודש יוני 2016 על-ידי הממונה על ענייני הנפט, עשויה להתעדכן בהתאם לאפשרות הפיתוח הנבחרת ובמקרה כאמור ייתכן ויידרש אישור רגולטורי נוסף לשינוי בתוכנית. לצורך בחינת חלופות ההרחבה השונות, ביום 20.2.2023 אישרו שותפי לווייתן תקציבים לשנת 2023, בהתאם להסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement) החל על מאגר לווייתן, בסך כולל של כ- 96.4 מיליון דולר (100%, חלק השותפות בסך של כ-44 מיליון דולר), לביצוע קדם תכנון, (Pre-FEED (Front End Engineering and Design, לשלב 1' (להלן בסעיף זה: "התקציבים"). במסגרת התכנון כאמור, ובהמשך לבחינת קודמות, מקדמים שותפי לווייתן הקמה עתידית של מתקן הנזלה FLNG, בבעלותם, ביכולת הפקה שנתית של כ- 4.6 מיליון טון LNG, לצורך מכירתו לשווקים גלובאליים, ובכך תתאפשר אף הגדלה של הכמויות המסופקות למשק המקומי. התקציבים כוללים סך של 44.9 מיליון דולר (100%, חלק השותפות 20 מיליון דולר), בין היתר, לביצוע קדם תכנון (Pre-FEED) וכן לתחילת ביצוע תכנון (FEED), להרחבת מערך ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות תכנון של תשתיות תת-ימיות ושל שינויים נדרשים על אסדת ההפקה, וכן סך של 51.5 מיליון דולר (100%, חלק השותפות 23.3 מיליון דולר), בין היתר, לביצוע קדם תכנון (Pre-FEED) עבור מתקן FLNG, כאמור לעיל, בהליך תחרותי בין שתי קבוצות בינלאומיות אשר מתמחות בתחום התכנון וההקמה של מתקני FLNG. יצייון כי, ביום 30.12.2013 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות אשר בה הוחלט, בין היתר, לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך השקעתם בפיתוח מאגר לווייתן, בהתאם לתוכנית העבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על חזקות לווייתן.

ה) הערכת עתודות ומשאבים מותנים בחזקות לווייתן:

בחודש מרץ 2023 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 31.12.2022. על פי הדוח, כמות המשאבים הכוללת של גז טבעי וקונדנסט מוערכת בכ- 619.2 BCM ו- 48.2 Million Barrels, בהתאמה, ומחולקת לקטגוריות של משאבים המסווגים כעתודות ומשאבים המסווגים כמותנים.

כמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), הינן כ- 391.1 BCM וכמות העתודות המסווגות כמוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves) הינן כ- 440.9 BCM.

בנוסף, עתודות הקונדנסט המוכחות (Proved Reserves) הינן כ- 30.4 Million Barrels וכמות העתודות המסווגות כמוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves) הינה כ- 34.3 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, חולקה המשאבים המותנים כאמור לשתי קטגוריות, המתייחסות לכל אחד משלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

שלב 1א (Phase I - First Stage) - משאבים המיוחסים לשלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן בתוספת פרויקט הצינור השלישי.

פיתוחים עתידיים (Future Development) - משאבים המיוחסים לשלבי פיתוח מעבר לשלב 1א'.

בהתאם, כמות המשאבים המותנים של הגז הטבעי נעות בין כ- 297.9 BCM (האומדן הגבוה) לבין כ- 59.5 BCM (האומדן הנמוך). כמות המשאבים המותנים של הקונדנסט נעות בין כ- 23.1 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין

כ- 4.6 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה סעיף 9 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

2. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ו) מטרות עמוקות:

במהלך שנת 2019 בוצע ניתוח של עיבוד מחדש של סקרים סייסימים, 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) (להלן יחד: "המטרות החדשות").

בחודש ינואר 2020 התקבל מחברת NSAI דוח הערכת משאבים מנובאים בחזקות, מעודכן ליום 31.12.2019. על פי הדוח, האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) במבנה הקרבונטי לגז ונפט מוערכת בכ-4.5 BCM ובכ-155.3 מיליון חביות, בהתאמה, והאומדן הטוב ביותר (Best Estimate) בתעלה הקלסטית לגז ולנפט מוערכת בכ-6.5 BCM ובכ-223.9 מיליון חביות, בהתאמה. נכון ליום 31.12.2022, לא חל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח האמור. ראו ביאור 9ג7 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ככוננת השותפות לבחון את האפשרות, לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות בשטח החזקה.

3. בלוק 12 בקפריסין:

א) לשותפות קיים הסכם זיכיון, לפיו מחזיקה השותפות ב-30% מהזכויות במאגר אפרודיטה בבלוק 12, שבשטח המים הכלכליים של קפריסין.

ב) בחודש יוני 2015, הודיעה השותפות, ביחד עם שותפיה במאגר אפרודיטה לממשלת קפריסין, על הכרזת מסחריות ומתווה מוצע לפיתוח מאגר אפרודיטה.

ג) ביום 7.11.2019 נחתם בין בעלות הזכויות בהסכם הזיכיון (להלן: "השותפים") לבין ממשלת קפריסין תיקון להסכם הזיכיון (להלן: "התיקון להסכם הזיכיון"), במסגרתו שונה, בין היתר, מנגנון החלוקה של תפוקת הגז הטבעי מהמאגר בין השותפים לבין רפובליקת קפריסין. במקביל לכך, הוענק לשותפים רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) (להלן: "רישיון ההפקה") ואושרה תוכנית פיתוח והפקה למאגר (להלן: "תוכנית הפיתוח").

בהמשך לאמור לעיל, השותפים במאגר אפרודיטה פנו לממשלת קפריסין לאשר שינויים בתוכנית העבודה שנקבעה במסגרת תוכנית הפיתוח מיום 7.11.2019, שעיקרם בקשה לדחות לפרק זמן של 12 חודשים את מחויבותם לביצוע קידוח ההערכה A-3 עד לחודש נובמבר 2022. ביום 9.11.2022 נחתם תיקון נוסף להסכם הזיכיון (להלן: "התיקון הנוסף להסכם הזיכיון").

במסגרת הסכם הזיכיון התחייבו השותפים, בין היתר, לעמוד באבני הדרך העיקריות לקידום פיתוח המאגר, כדלקמן:

1) ביצוע קידוח הערכה/פיתוח בשטח הרישיון בהתאם לתוכנית הפיתוח והשלמתו בתוך 24 חודשים ממועד קבלת רישיון ההפקה, קרי, עד לחודש נובמבר 2021. בהתאם לתיקון הנוסף להסכם הזיכיון הוארכה מחויבות השותפים לביצוע הקידוח כאמור עד לחודש אוגוסט 2023.

2) השלמת התכנון ההנדסי המפורט (Front End Engineering Design - FEED) (להלן: "FEED"), העברת התוצרים בהתאם לתוכנית הפיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח המאגר, תוך 48 חודשים מיום קבלת רישיון ההפקה (קרי, עד לחודש נובמבר 2023).

3) בהסכם הזיכיון נקבעו תנאים מסוימים אשר בהתקיימם יהיו השותפים ברישיון זכאים לקבלת אורכה לצורך עמידה באבני הדרך כאמור, כאשר המועד האחרון לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) יהא בתום 6 שנים מיום קבלת רישיון ההפקה. יצוין כי אי-עמידה באבני הדרך שהוגדרו בהסכם הזיכיון תהווה עילה לביטול הזיכיון, אלא אם אז נבעה מ"כוח עליון" (כהגדרתו בהסכם הזיכיון).

ד) עוד יצוין כי, במסגרת התיקון נערכו בהסכם הזיכיון 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, וכו'.

ה) תוכנית הפיתוח, אשר אושרה על-ידי ממשלת קפריסין ביום 7.11.2019, כפופה לעדכונים הנובעים, בין היתר, מתנאים טכניים, מסחריים ופיננסיים. התוכנית המאושרת כוללת הקמת מתקן טיפול והפקה צף בשטח הרישיון, בעל יכולת הפקה מקסימלית של כ- 800 MMCF ליום, באמצעות 5 בארות הפקה ראשונות ומערך הולכה תת-ימי לשוק המצרי. גיבוש תוכנית הפיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לעדכון ואישור תוכנית הפיתוח, להשלמת FEED, לביצוע הסדרים מסחריים לפיתוח המערכות ליצוא, לחתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי ולהתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, לקבלת אישורים רגולטוריים וכן לביצוע הסדרים מימוניים. ככל שיתקיימו התנאים המתלים המפורטים לעיל, תחילת אספקת הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה עשויה לחול לכל המוקדם בשנת 2027.

במסגרת זו, קיבלו השותפים במאגר אפרודיטה החלטה בדבר התקשרות עם אוניית קידוח לצורך ביצוע קידוח 3-A, אשר ישמש בהמשך כקידוח הפקה, וביום 15.9.2022 קיבלו השותפים במאגר אפרודיטה החלטה בדבר אישור תקציב לביצוע הקידוח כאמור, בסך של כ- 130 מיליון דולר (100%, חלק השותפות בסך של כ-39 מיליון דולר). יצוין כי, במסגרת אישור תקציב קידוח ההערכה 3-A, אישור השותפים סך נוסף של כ- 62 מיליון דולר (100%, חלק השותפות בסך של כ-19 מיליון דולר) לביצוע עבודות Pre-FEED לצורך קידום פיתוח המאגר.

ו) נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנים השותפים במאגר אפרודיטה חלופות פיתוח נוספות, בעלויות נמוכות מאלו של תוכנית הפיתוח המאושרת כמפורט לעיל, המשלבות מתקנים קיימים ו/או תוכנית פיתוח של נכסים סמוכים במצרים, קפריסין ו/או ישראל. חלק מהחלופות כאמור כוללות 3 בארות הפקה ראשונות אשר יחברו באמצעות צינור תת ימי באורך של 260-390 ק"מ, לתשתית תת ימית קיימת בקרבת החוף המצרי, ביכולת הפקה מקסימלית של כ-600 MMSCFD. חלופות אלה מתייחסות לחיבור של מערכת ההפקה התת ימית כאמור לאחת מהמערכות הקיימות הקשורות בתשתיות הנכסים WDDM ו-Temsah, אשר אינן בבעלות השותפים בבלוק 12, הממוקמות בים התיכון בקרבה לקו החוף המצרי. יצוין כי, המשך קידום חלופה לתוכנית הפיתוח המאושרת כפוף לאישור השותפים בבלוק 12 ולאישור ממשלת קפריסין.

ז) בהתאם להערכה עדכנית של המפעילה, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות היתכנות טכניות-כלכליות, לרבות ביצוע ה- FEED, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח המאושרת, לרבות עלות התקנת הצינורות אל שווקי היעד, מוערכת בכ- 3.6 מיליארד דולר (100%).

ח) נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מתוך התקציבים כאמור, אושר על-ידי השותפים בבלוק 12 תקציב לשנת 2023 בסך של כ- 169 מיליון דולר (100%, חלק השותפות בסך של כ-51 מיליון דולר), אשר לגביו טרם התקבל אישור ממשלת קפריסין. יצוין כי, תקציב זה כולל את עלות ביצוע קידוח 3-A, עלויות ביצוע סקרים ועבודות תכנון.

ט) יצוין כי, ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות הימנעות מחלוקת רווחים לצורך השקעה בבלוק 12.

י) לפרטים אודות ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום שהמציאה קבוצת דלק לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכוח הסכם הזיכיון ראה ביאור 21ד.

יא) על פי דוח שהוכן בחודש מרץ 2021 על ידי NSAI בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), כמות המשאבים המותנים של גז טבעי המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), במאגר אפרודיטה, נכון ליום 31.12.2020, נעה בין כ-128.7 BCM (האומדן הגבוה) לבין כ-56.8 BCM (האומדן הנמוך). על פי הדוח האמור, עתודות הקונדנסט במאגר אפרודיטה המסווגות בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) נכון ליום 31.12.2020 נעה בין כ-10.9 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ-3.9 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה ביאור 9ג7 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

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 פניות הן מהשותפים ברישיון ישי והן ממשרד האנרגיה של מדינת ישראל לגבי הצורך בהסדרת זכויות הצדדים כאמור טרם קבלת החלטה על פיתוח מאגר אפרודיטה. עמדת השותפים במאגר אפרודיטה היא כי העניין נתון לסמכות הממשלות וכי הם יפעלו בהתאם למנגנון להסדרת זכויות הצדדים ככל שייקבע על-ידי הממשלות ובהתאם לדין הבינלאומי.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

3. בלוק 12 בקפריסין (המשך):

יא (המשך):

כמו כן, בהמשך למגעים שהתקיימו בין ממשלות ישראל וקפריסין להסדרת זכויות הצדדים במאגר אפרודיטה, ביום 9.3.2021 חתמו הממשלות כאמור על מכתב עקרונות המנחה את השותפים במאגר אפרודיטה ואת בעלי הזכויות ברשיון ישי לנהל משא ומתן ישיר להסדרת סוגיית גלישת מאגר אפרודיטה, הכולל עקרונות ולוחות זמנים לניהול המשא ומתן. היות שהצדדים לא הצליחו להגיע להסכמות והמועד שקבעה שרת האנרגיה דאז של מדינת ישראל לחתימת הסכם חלף, ממשלות ישראל וקפריסין החלו במשא ומתן לחלוקת הרווחים בין הצדדים ובין המדינות.

4. עסקה משותפת "ים תטיס":

עסקה משותפת "ים תטיס" נמצאת בשטחי החזקות "אשקלון" ו-"נועה". ההפקה ממאגר ים תטיס החלה בחודש מרץ 2004 והופסקה בחודש מאי 2019 בעקבות מיצוי (Depletion) המאגרים. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, 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 (ראה סעיף ב' להלן). 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 ההסכם למכירת גז בפרויקט ים תטיס (להלן: "ההסכם ים תטיס") והן על-ידי שותף נוסף בלווייתן (קרי: רציו אנרגיות) שאינה שותפה בפרויקט ים תטיס (ואשר אינה מחויבת מכוח ההסכם ים תטיס כאמור). התמורה שנקבעה בהסכם הינה המחיר הממוצע החודשי של פרויקט לווייתן ממכירות למשק המקומי. התמורה התחלקה באופן שבו התמורה לרציו אנרגיות משקפת מחיר גז טבעי השווה למחיר הממוצע החודשי של גז טבעי (הנוכחי) שסופק למשק המקומי במהלך אותו חודש מכח ההסכמים אשר נחתמו בין שותפי לווייתן ללקוחותיהם, והיתרה הכספית שנותרה 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.

א) הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס:

בין השותפות ביחד עם יתר שותפי ים תטיס לבין שותפי תמר נחתם 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: "ההסכם השימוש").

תקופת ההסכם 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; (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 בחזקות תמר ודלית המחתה השותפות לרוכשות את זכויותיה בהסכם השימוש כשותפות בפרויקט תמר (ראה ביאור 7 לגב לעיל).

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 ההסכם השימוש.

ב) נטישת בארות:

המפעילה החלה בפירוק ונטישה (Decommissioning) של מתקני הפרויקט, למעט הפלטפורמה, ולרבות בארות ההפקה והציוד התת ימי, בהתאם לתוכנית פירוק ולהוראות הממונה על ענייני הנפט, כפי שמתעדכנות מעת לעת. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, כל בארות הפרויקט נאטמו וננטשו (Plugged and abandoned) בהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט.

במקביל, מתקיים דיון אודות שימושים עתידיים אפשריים ו/או פירוק ונטישה של פלטפורמת ים תטיס וזאת בשים לב לזיקה המתקיימת בין מתקני פרויקט ים תטיס לבין ההפקה מפרויקט תמר. תקציב נטישת הקידוחים והציוד התת ימי אשר אושר על-ידי שותפי פרויקט ים תטיס, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הוא בסך של כ- 276 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-134 מיליון דולר).

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

4. עסקה משותפת "ים תטיס" (המשך):

ב) נטישת בארות (המשך):

נכון למועד הדוחות הכספיים השקיעו שותפי ים תטיס סך של כ-257 מיליון דולר בגין הוצאות הנטישה כאמור (100%, חלק השותפות הינו בסך של כ-125 מיליון דולר). תקציב זה אינו כולל תקציב לנטישת פלטפורמת ים תטיס ומתקן הקבלה, אשר צפויה להתבצע בתום תקופת ההפקה מפרויקט תמר.

5. רישיון בוז'דור במרוקו:

ביום 6.12.2022 חתמה השותפות ביחד עם חברת Adarco Energy Limited¹⁹ (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")²⁰, 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 המקובלת במרוקו. ביום 29.2.2023 חתמה Delek Energy Ltd, חברה בת אשר התאגדה באנגליה בבעלות מלאה של השותפות (להלן: "ניו-מד מרוקו"), על ההסכמים חלק 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. יציין כי, השותפות תשמש כמפעילה ברישיון.

במהלך תקופת החיפוש, השותפות ואדרקו יישאו, בנוסף לחלקם היחסי בעלויות, גם בעלויות בגין חלקה של ONHYM, בהתאם לאסדרה 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. לעניין ערבות שהועמדה על ידי השותפות ראה ביאור 12.א. 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 3.5%. חובת תשלום התמלוג חלה ביחס לכמויות שעולות על 500,000 טון נפט או 0.5 BCM גז טבעי.

עוד יציין 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).

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.

יציין כי, הרישיון נמצא מול חופי סהרה המערבית, אזור אשר ריבונותו במחלוקת. בחודש דצמבר 2020 נחתם הסכם נורמליזציה בין ישראל ומרוקו אשר במסגרתו, בין היתר, הכירו ישראל וארצות הברית בריבונות מרוקו בסהרה המערבית. המחלוקת על ריבונות מרוקו בשטחי סהרה המערבית כאמור עשויה להשפיע על קבלת אישורים רגולטורים בקשר עם פעילות השותפות ברישיון בוז'דור, הפעלת הרישיון וכן קידום פעולות נוספות באזור זה. יציין כי, ביום 2.1.2023 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות אשר בה הוחלט, 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.

¹⁹ כפי שנמסר לשותפות על-ידי אדרקו, אדרקו הינה חברה פרטית שכל מניותיה מוחזקות (בשרשור) עבור מר יריב אלבז (משקיע מרוקאי) ובני משפחתו.

²⁰ יציין כי, הרישיון כולל 17 שטחי רישיונות שונים.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

6. רישיון אלון D (להלן בסעיף זה: "הרישיון"):

ביום 21.6.2020 פקע הרישיון לאחר שבקשות להארכתו נדחו על ידי הממונה על ענייני הנפט. על רקע פקיעת הרישיון, השותפות ושברון, שהיו השותפות ברישיון, הגישו הצעה במסגרת ההליך תחרותי עליו הכריז משרד האנרגיה ביום 23.6.2020, להענקת רישיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבלוק 72, אשר על שטחו השתרע הרישיון (להלן: "בלוק 72"). בעקבות האמור, ביום 21.10.2020 התקבלה במשרדי השותפות דרישה מרשות התחרות להמצאת מידע ומסמכים בקשר עם בלוק 72.

ביום 30.9.2020 פנה הממונה לוועדת הריכוזיות לצורך קיום היוועצות בנוגע להחלטה על הזכים בהליך התחרותי האמור. ביום 10.1.2021 פרסמה ועדת הריכוזיות את המלצתה שלא לאפשר לשותפות לזכות בהליך התחרותי ללא קשר לעמידתה בתנאי ההליך. ביום 14.1.2021 העבירה השותפות פניה לממונה, ולפיה עליו להתעלם מהמלצת ועדת הריכוזיות באשר הינה חסרה, מתעלמת מעובדות מהותיות ולא מדויקת.

יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, עוד באותו היום העביר הממונה לוועדת הריכוזיות בקשה לקיום היוועצות חוזרת בנושא. כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, הצעתה (ביחד עם שברון) הינה עדיפה ביחס להצעות אחרות שהוגשו בהליך בשים לב לתנאים שהוגדרו בו מראש. לכן סבורה השותפות כי עומדת לה הזכות המלאה לזכות ברישיון. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם הוכרז הזוכה בהליך התחרותי לגבי בלוק 72 ולאור החלטת ממשלה מס' 1906, כמפורט להלן, להערכת השותפות, קיימת אפשרות שהליך זה יבוטל מבלי שיוכרז בו זוכה.

ביום 27.10.2022 פורסמה החלטת ממשלה מס' 1906 המאשרת את ההסכם לאסדרת הגבול הימי בין ישראל ללבנון (להלן: "ההסכם הימי"), ובאותו מועד נחתם ההסכם הימי על-ידי ראש ממשלת ישראל ונשיא לבנון. ההסכם הימי קובע, בין היתר, את הגבול הימי בין המדינות, וכן כי הסטטוס קוו בקרבת החוף, לרבות לאורך קו המצופים הנוכחים, יישמר כפי שהוא. עוד קובע ההסכם הימי, כי ככל שיתגלה מאגר גז טבעי אשר חוצה את קו הגבול כפי שנקבע, יבוצעו הפיתוח וההפקה ממנו על-ידי בעלות הזכויות בבלוק 9 בלבנון אשר גובל בבלוק 72. בהמשך לכך, ביום 14.11.2022 נחתם מסמך עקרונות בין מדינת ישראל לבין חברת האנרגיה הצרפתית Total Energies וחברת האנרגיה האיטלקית ENI (הקונסורציום המחזיק ברישיון לפיתוח בלוק 9 בלבנון אשר גובל בבלוק 72). על פי הודעת משרד האנרגיה, מטרתו של מסמך העקרונות הינה להבטיח כי המאגר הפוטנציאלי שבין המדינות לא יפותח ללא שמירת הזכויות הכלכליות של ישראל. יצוין כי, המסמך אינו קובע את התמורה הכלכלית שישראל תהיה זכאית לקבל מהמאגר. עוד יצוין כי, שטח המאגר הפוטנציאלי נכלל בחלקו בשטח רישיון אלון D שהוחזק בעבר על ידי השותפות ושברון, אשר הגישו בקשר עם פקיעת הזכויות בו עתירה לבג"צ.

לפרטים בדבר עתירה לבית המשפט העליון בשבתו כבג"צ בקשר לאי-הארכת הרישיון, ראו ביאור 10ב11 להלן.

7. רישיונות אופק חדש/ 405 (להלן: "אופק") ויהל חדש/ 406 (להלן: "יהל"):

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם חברת SOA (להלן בסעיף זה: "המוכרת") ו/או "המפעילה", בהסכם לרכישת זכויות בשיעור 25% (מתוך 100%) בכל אחד מרישיונות אופק ויהל, המצויים ביבשה. עם התקיימות התנאים המתלים בהסכם הרכישה, ביום 10.10.2019, הושלמה העסקה לרכישת הזכויות כאמור וביום 5.11.2019 הודיע הממונה כי נרשמה בספר הנפט העברת הזכויות כאמור. SOA משמשת כמפעילה ברישיונות האמורים. ביום 22.5.2022 הודיעה השותפות ליתר בעלי הזכויות ברישיון אופק חדש כי לא תסכים עוד לשאת בהוצאות נוספות כלשהן בקשר עם העבודות בקידוח אופק 2, למעט הוצאות בקשר לאטימה ונטישה של הקידוח, וכי אין בכוונתה לתמוך בכל הצעה להאריך את תקופת הרישיון לקראת מועד הפקיעה של הרישיון, אשר חל ביום 20.6.2022. ביום 20.6.2022 פקע תוקפם של רישיונות אופק ויהל, והשותפות לא הצטרפה לפניית המפעילה ברישיונות לממונה בבקשה להארכת תוקפם.

למיטב ידיעת השותפות, טרם התקבלה התייחסותו של הממונה על ענייני הנפט בבקשה הארכה כאמור. בהתאם, עלויות ההשקעה ברישיונות אופק חדש ויהל חדש, בסך של כ-13 מיליון דולר, הופחתו לדוחות רווח והפסד. יצוין כי בנוסף, השותפות הכירה בדוחותיה הכספיים בגין חלקה במחויבות לנטישת קידוח אופק 2 המוערכת בסך של כ-0.5 מיליון דולר.

ג פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

7. רישיונות אופק חדש/ 405 (להלן: "אופק") ויהל חדש/ 406 (להלן: "יהל") (המשך):

ביום 21.6.2022 דיווחה גלוב משאבי אנרגיה (י.ח.ד.), שותפות מוגבלת, כי הסתיימו מבחני ההפקה וכי המפעילה ברישיון אופק חדש החלה בפעולות לנטישה קבועה של הבאר. למיטב ידיעת השותפות, כפי שנמסר לה מהמפעילה, פעולות לנטישת הבאר והאתר ברישיון אופק חדש צפויות להסתיים במהלך הרבעון השני של שנת 2023.

8. רישיון ערן:

רישיון ערן פקע ביום 14.6.2013. בעקבות החלטת הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפו של רישיון ערן, ביום 3.10.2013 הגישו בעלי הזכויות ברישיון ערן (ובהם השותפות אשר החזיקה כ-22.67% 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, התנהל משא ומתן לגבי האופן בו יוסדרו זכויות המדינה ובעלי זכויות ברישיון ערן בנושאים נלווים נוספים, אולם נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הצדדים טרם הגיעו לכלל הסכמה בדבר אופן יישום הסדר הגישור, כמפורט לעיל.

9. 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, ברישיונות ובזיכיון לחיפושי נפט וגז מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר שנתקבל מהקידוחים 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.

10. מידע נוסף:

שטרי החזקות 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.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
ביאור 8 - נכסים אחרים לזמן ארוך:
א. הרכב:

31.12.2021	31.12.2022	
237.8	256.7	תמלוגים לקבל (ראה פסקה ב להלן)
50.8	40.7	הלוואה שניתנה (ראה פסקה ב להלן)
34.5	30.5	משרד האנרגיה בגין תמלוגים (ראה ביאורים 12ב, 12ב1 ו-15)
3.5	4.1	בעלי עניין בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12ב ו-15)
5.4	7.7	צד שלישי בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12ב ו-15)
98.4	100.9	דמי גישה בגין הסכם בלו אושן (ראה ביאור 12ג1) ²¹
16.7	23.6	סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאורים 22ז4)
-	0.3	רכוש קבוע
-	2.8	נכס זכות שימוש בגין חכירה
88.3	93.0	נכסים אחרים לזמן ארוך במסגרת עסקאות משותפות ²²
<u>535.4</u>	<u>560.3</u>	סך-הכל

- ב. הסכם למכירת זכויות בחזקות 17/1 כריש ו- 16/1 תנין (להלן בסעיף זה "חזקות"):**
- ביום 16.8.2016²³, נחתם הסכם בין השותפות לבין חברת Ocean Energean Oil and Gas Ltd. (להלן: "הרוכשת" או "אנרג'יאן"), למכירת כלל זכויות השותפות ושברון²⁴ בחזקות (להלן: "ההסכם" ו- "הזכויות הנמכרות" בהתאמה), בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם ואשר עיקריהם מפורטים להלן:
- במסגרת השלמת העסקה שילמה הרוכשת לשותפות סך כולל של 40 מיליון דולר;
 - תמורה מותנת נוספת, בסכום כולל של 108.5 מיליון דולר, אשר תשולם לשותפות לאחר קבלת החלטת השקעה סופית (FID) בקשר עם פיתוח החזקות על ידי אנרג'יאן, ב- 10 תשלומים שנתיים שווים (להלן בדוחות הכספיים: "התשלומים השנתיים" או "ההלוואה") בתוספת ריבית במנגנון ובשיעור שנקבע בהסכם, החל ממועד קבלת החלטת השקעה כאמור. בחודש מרץ 2018, אנרג'יאן הודיעה לשותפות על קבלת החלטה השקעה, ובאותו מועד שילמה לשותפות את התשלום השנתי הראשון. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים שולמו 5 מתוך 10 התשלומים;
 - הזכויות הנמכרות הועברו לרוכשת יחד עם ההתחייבות לתשלום תמלוגי על הקיימים בחזקות, להן התחייבה השותפות ביחס לחלקה (להלן: "התמלוגים הקיימים");
 - הרוכשת תשלם לשותפות תמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות: כ- 5.12% - לפני תשלום היטל רווחי נפט מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "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.
 - בהתאם להוראות מתווה הגז, נקבע בהסכם כי הרוכשת תעביר למוכרת וליתר שותפי לווייתן את מכסת היצוא מהחזקות.

²¹ דמי הגישה מופחתים בהתאם לאורך תקופת הסכם בלו אושן.

²² היתרה כוללת בעיקר את עלות הקמת מערכות הולכת גז טבעי מישראל לירדן ולמצרים בפריקט לווייתן בסך כולל של כ-93.0 מיליון דולר (2021): כ- 87.4 מיליון דולר. לעניין הקמת מערכת הולכה מפריקט לווייתן לירדן ראה ביאור 12ג1 (ב) להלן, יצוין כי עלות הקמת מערכות הולכת גז טבעי מישראל לירדן בפריקט לווייתן מופחתת על פני תקופת ההסכם עם נפקו.

²³ על-פי מתווה הגז, היה על השותפות ושברון למכור את כלל זכויותיהן בחזקות.

²⁴ 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):

ביום 15.4.2019 הודיעה אנרג'יאן אודות ממצא גז טבעי (Discovery) בקידוח כריש צפון. לפי פרסומי אנרג'יאן, התוכנית לפיתוח מאגר כריש צפון שהוגשה על ידה לממונה אושרה על-ידי משרד האנרגיה בחודש אוגוסט 2020, והחלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר כריש צפון התקבלה ביום 14.1.2021. בהתבסס על פרסומי אנרג'יאן מחודש מרץ 2023, פיתוח מאגר כריש-צפון צפוי להסתיים בסוף שנת 2023. ויאפשר, יחד עם שדרוג מערכות ההפקה, הפקה שנתית מקסימלית של כ- 8 BCM באמצעות מתקן הפקה ואגירה צף (FPSO).

למיטב ידיעת השותפות, הנתונים המעודכנים בנוגע למשאבים המיוחסים למאגרי כריש, תנין וכריש צפון (להלן בסעיף זה: "המאגרים") פורסמו על ידי אנרג'יאן ביום 23.3.2023. על פי דיווח זה כוללים המאגרים ליום 31.12.2022, עתודות גז טבעי 2P בהיקף של כ- 99.6 BCM ונוזלים פחמימניים בהיקף של כ- 95.6 מיליון חביות.

בהתאם לפרסומי אנרג'יאן מחודש מרץ 2023, תחזית המכירות לשנת 2023 צפויה לעמוד על כ- 4.5 BCM עד כ- 5.5 BCM השותפות התקשרה עם מעריך שווי חיצוני בלתי תלוי על מנת לאמוד את השווי ההוגן של התמלוגים והתשלומים השנתיים הנותרים. להלן פרמטרים עיקריים מתוך הערכות השווי ששימשו למדידת התמלוגים והתשלומים השנתיים: שיעור היוון לתשלומים השנתיים נאמד ב- 6.95% (2021); שיעור ההיוון שנאמד לרכיב התמלוגים נאמד ב- 10.5% (2021); 13.5%. הפקת הגז מחזקת כריש: משנת 2023 ועד שנת 2042; תחזית קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת כריש: כ- 3.68 BCM גז טבעי; קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת כריש של כ- 4.56 מיליון חביות קונדנסט; מועדי הפקת הגז מחזקת תנין: החל משנת 2030 ועד לשנת 2041; תחזית קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת תנין: כ- 2.17 BCM גז טבעי; קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת תנין של כ- 0.37 מיליון חביות קונדנסט; הסך הכולל של המשאבים המותנים של גז טבעי ושל נוזלים פחמימניים ששימשו את הערכת השווי למדידת התמלוגים נאמדו בכ- 99.6 BCM ובכ- 95.6 MMBBL בהתאמה.

העדכון בהערכת השווי כאמור נובע בעיקר משינוי בהערכות שפורסמו על ידי אנרג'יאן באשר לעתודות והמשאבים המותנים מהחזקות, עדכון שיעורי ההיוון, שינוי בהערכות שפורסמו על ידי אנרג'יאן באשר לתחזית קצב הפקה, מחיר המכירה וכן בגין חלוף הזמן (ראה גם ביאור 122 להלן).

עוד נקבע בהסכם, כי בהשגת מימון פיננסי על-ידי אנרג'יאן ("Financial Closing") של עלויות השלב הראשון של תוכנית הפיתוח המאושרת בכריש ותנין בתוספת מלוא (100%) התמורה הכספית עבור הממכר כפי שנקבעה בהסכם המכר (148.5 מיליון דולר), תחול על אנרג'יאן חובת תשלום מיידית של יתרת התמורה.

ביום 30.4.2021 הודיעה אנרג'יאן על הנפקת אג"ח בסכום כולל של 2.5 מיליארד דולר ועל שחרור כספי ההנפקה לחשבונות החברה. בעקבות האמור פנתה השותפות לאנרג'יאן בדרישה לתשלום מיידית של יתרת התמורה, בהתאם להוראות ההסכם, אך דרישתה של השותפות נדחתה בטענה כי התנאי לביצוע תשלום מיידית של יתרת התמורה לא התקיים.

ביום 24.3.2022 הודיעה אנרג'יאן לשותפות כי לשיטתה היא פועלת תחת תניית כוח עליון כהגדרתה בהסכם מכירת הזכויות וכתוצאה מכך התשלום העיתי של שנת 2022 בגין ההלוואה (פסקה 2 לעיל), שנקבע לחודש מרץ 2022 יידחה. יציין כי, ביום 22.9.2022 שילמה אנרג'יאן סך של כ- 12.4 מיליון דולר בגין התשלום העיתי של שנת 2022, התשלום כלל קרן וריבית חצי שנתית. לאור האמור, השותפות עומדת על זכותה לקבל מאנרג'יאן גם את יתרת עלות הריבית השנתית.

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%. לעמדת השותפות, הודעת אנרג'יאן מיום 30.4.2021 על הנפקת אגרות חוב בסכום כולל של 2.5 מיליארד דולר ועל שחרור כספי ההנפקה לחשבונותיה, מהווה עילה לתשלום מיידית של יתרת התמורה. דיון קדם משפט בהליך נקבע ליום 19.4.2023.

יציין כי, 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) (2) לא כל הנוזלים הפחמימניים שיופקו מחזקת כריש הם בגדר קונדנסט על פי ההסכם. לעמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים, הינה כי על-פי ההסכם, מסמכי התמלוג והרישום בספר הנפט, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, לרבות ממאגר כריש צפון, וכי כלל הנוזלים הפחמימניים אשר עתידים להיות מופקים מהמאגרים שבשטח החזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם.

יציין 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.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
ביאור 9 - זכאים ויתרות זכות:
הרכב:

31.12.2021	31.12.2022	
0.3	0.5	צדדים קשורים (ראה ביאור 21)
2.8	6.3	צדדים קשורים בגין תמלוגי על
2.1	8.8	צדדים שלישיים בגין תמלוגי על
-	0.3	התחייבות בגין תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ראה ביאור 13ח)
168.1	-	מס הכנסה (ראה ביאור 20א ו-20ב) ²⁵
10.5	4.7	היטל רווחי נפט וגז (ראה ביאור 20ג)
8.2	11.3	משרד האנרגיה בגין תמלוגים
57.1	58.7	זכאים במסגרת עסקאות משותפות ²⁶
14.9	-	הפרשה לתשלומי איזון בגין שנים קודמות (ראה ביאור 20א5א)
-	0.3	חלויות שוטפות בגין התחייבות בגין חכירה
0.8	-	ריבית לשלם
1.2	2.9	הוצאות לשלם
4.7	3.1	ספקים וזכאים אחרים
270.7	96.9	סך-הכל

ביאור 10 – אגרות חוב ומסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים:
א. הרכב ומועדי פירעון לפי שנים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי:
(1) הרכב אגרות החוב:

31.12.2021	31.12.2022	
2,224.8	2,155.8	לוויתן בונד (ראה סעיף ב להלן)
-	(424.8)	בניכוי חלויות שוטפות
2,224.8	1,731.0	סך הכל (בניכוי חלויות שוטפות)

(2) מועדי פירעון לפי שנים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי:

מועד פרעון נקוב	ריבית	עלות מופחתת	סכום	
יוני 2023	5.750%	²⁷ 424.8	500	לוויתן בונד-2023
יוני 2025	6.125%	596.2	600	לוויתן בונד-2025
יוני 2027	6.500%	593.6	600	לוויתן בונד-2027
יוני 2030	6.750%	541.2	550	לוויתן בונד-2030
		2,155.8		סך הכל

²⁵ היתרה כוללת סך של כ-154 מיליון דולר בגין תשלומי מס רווח הון ממכירת זכויות השותפות בפרויקט תמר כאמור בביאור 17 לעיל.
²⁶ כוללות בעיקרן הוצאות שהוצאו על ידי מפעיל העסקאות המשותפות וטרם שולמו.
²⁷ בניכוי רכישות עצמיות כמפורט בסעיף ג להלן.

ב. אגרות חוב לוויית בונד:

ביום 18.8.2020 הושלם הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על ידי דלק לוויית בונד בע"מ (להלן: "המנפיקה"), חברה ייעודית (SPC) המוחזקת במלואה על ידי השותפות, לפיו הונפקו אגרות חוב בהיקף כולל של 2.25 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").

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 בפרייקט לווייתן (45.34%), ובכלל זאת בחזקות לווייתן (להלן בסעיף זה: "החזקות"), אישורי ההפעלה של מערכת ההפקה ואישורי היצוא (להלן יחד: "שעבוד החזקות"), זכויות השותפות וההכנסות מהסכמי מכירת הגז והקונדנסט מפרייקט לווייתן (להלן: "הסכמי הגז"), זכויות השותפות בהסכם התפעול המשותף בחזקות (JOA), חלקה של השותפות בנכסי הפרייקט (לרבות הפלטפורמה, בארות, מתקנים, מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לחוף), זכויות השותפות בחשבונות בנק ייעודיים, פוליסות ביטוח מסוימות ורישיונות שונים בקשר עם פרייקט לווייתן. כמו כן, שיעבדה השותפות את המניות המוחזקות על ידה במנפיקה, בחברת NBL Jordan Marketing Limited ובחברת לווייתן מערכת הולכה בע"מ.

נוסף לכך, שיעבדה המנפיקה לטובת הנאמן בשעבוד צף ראשון בדרגה את זכויותיה בכל נכסיה הקיימים והעתידיים 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 מפרייקט 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 מידי 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 הפרייקט ולרבות תנאי אישור הממונה; לקיים את תנאי החזקות וה-JOA (להלן ביחד: "הסכמי לווייתן"); לשמור על זכויותיה 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 פרייקט לווייתן בהתאם להסכמי 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 הסכמי לווייתן או הסכמי גז מהותיים כהגדרתם במסמכי המימון (להלן: "הסכמי גז מהותיים"), או של הסכמי 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.

ביאור 10 – אגרות חוב ומסגרות אשראי מתאידיים בנקאיים (המשך):
ב. אגרות חוב לווייתן בונד (המשך):

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 שינוי 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 שינוי 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), 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 הענין, סכומים 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 המסים בו נקבע, בין היתר, כי אגרות החוב שישחרר במסגרת מערכת "רצף המוסדיים" בבורסה הינן אגרות חוב הנסחרות בבורסה בישראל לצורך סעיף 9(15ד) לפקודת מס הכנסה (לענין פטור ממס על ריבית המשולמת לתושב חוץ על אגרות חוב הנסחרות בבורסה) וסעיף 97(ב2) לפקודה (לענין פטור ממס לתושב חוץ על רווחי הון במכירת אגרות החוב הנסחרות בבורסה), והכל בכפוף לתנאים שפורטו באישור רשות המסים והוראות פקודת מס הכנסה והתקנות מכוחה.

מסמכי המימון כוללים מגננון של מפל תשלומים, לפיו כל הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן מועברות לחשבון המשועבד לטובת הנאמן (להלן: "חשבון ההכנסות"), המשמש לצורך ביצוע תשלומים שונים בקשר לפרויקט ולאגרות החוב, ובכלל זאת, תשלום תמלוגים למדינה ולבעלי התמלוגים; תשלומים לנאמן; מסים והיטל לפי חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, תשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "החוק"); השקעות הוניות והוצאות תפעול בקשר עם פרויקט 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 לפחות²⁸.

במסגרת מסמכי המימון הוגדרו אירועי הפרה (Events Of Default) אשר בהתקיימם, בכפוף לתקופות ריכוי 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 בפרויקט 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 פרויקט לווייתן לתקופה העולה על 15 ימים רצופים, אם סביר לצפות כי תגרום להשפעה מהותית לרעה; (8) אם נגרם נזק לפרויקט 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;

²⁸ יחס הכיסוי NPV Coverage Ratio הוגדר כיחס בין הערך הנוכחי הנקי של התזרים המהווה הצפוי לנבוע מעתודות מוכחות וצפייות (2P), לפי שיעור היוון של 10%, מזכויות השותפות בפרויקט לווייתן (להלן: "התזרים המהווה"), לבין יתרת החוב בניכוי מזומנים שהצטברו בחשבונות במועד המדידה. על פי מסמכי המימון, התזרים המהווה 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.

ביאור 10 – אגרות חוב ומסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים (המשך):

ב. אגרות חוב לווייתן בונד (המשך):

(9) במקרה של שלילה או הפקעת אישור ממשלתי שניתן בקשר לפרויקט לווייתן, שסביר לצפות שתגרום להשפעה מהותית לרעה; (10) אם איזה ממסמכי המימון שהמנפיקה או השותפות צד להם, או שעבודים שהועמדו במסגרת מסמכי המימון, ששווים 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 פרויקט לווייתן), הפקדת כרית ביטחון בסך 100 מיליון דולר, השקעות בפרויקט לווייתן בלבד ומימון הקמת צנרת שמטרתה יצוא גז ממאגרי לווייתן ותמר. נכון למועד תאריך הדוחות הכספיים, עומדת השותפות בהתחייבויותיה כאמור לעיל.

ג. ביום 22.5.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי תוכנית לרכישת אגרות החוב לווייתן בונד, בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר לתקופה של שנתיים. השותפות ביצעה רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה האמורה בסך של כ-100 מיליון דולר. בהמשך לכך, ביום 22.1.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לאמץ תוכנית נוספת לרכישת אגרות החוב לווייתן בונד בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר, בדרך של רכישה מחוץ לבורסה, רכישה במסגרת מערכת רצף מוסדיים בבורסה או בדרכים אחרות (להלן: "תוכנית הרכישה הנוספת"). תוכנית הרכישה הנוספת נכנסה לתוקפה ביום 23.1.2023 ותסתיים בתום שנתיים, קרי ביום 23.1.2025. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים ביצעה השותפות רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה הנוספת בסך של כ-9 מיליון דולר.

ד. מסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים:

ביום 5.12.2021 חתמה השותפות עם בנק ישראלי על הסכם להעמדת מסגרת אשראי בנקאי, לשימוש השותפות בפעילותה השוטפת. בהתאם לתנאי מסגרת האשראי, השותפות, היתה רשאית למשוך מעת לעת הלוואות בדולר ארה"ב עד לסכום כולל של 100 מיליון דולר בתקופת הזמינות אשר החלה ביום 6.12.2021 והסתיימה ביום 6.12.2022. בכתב תיקון להסכם המסגרת, תקופת הזמינות של מסגרת אשראי הוארכה עד ל-6.2.2023 ופקעה ביום זה. יצויין כי השותפות לא ניצלה את המסגרת האמורה ולא משכה הלוואה ממנה במהלך תקופת הזמינות.

ביום 5.2.2023 חתמה השותפות עם בנק ישראלי על מסמכים להעמדת שתי מסגרות אשראי בנקאי 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: **מסגרת ב**) וביחד עם מסגרת א' "**מסגרות האשראי**"), בתקופת זמינות אשר תחל ביום 6.2.2023 ותסתיים ביום 6.2.2024.

על החלק הבלתי מנוצל של כל אחת ממסגרות האשראי תשלם השותפות עמלת אי ניצול רבעונית לפי שיעור שנתי של 0.65%, עד למשיכתה על ידי השותפות או תום תקופת הזמינות, לפי המוקדם.

כל הלוואה שתימשך מתוך מסגרת אשראי א' תישא ריבית SOFR בתוספת מרווח של 2.7% לשנה, קרן הלוואה, שתימשך כאמור תעמוד לפירעון עד ליום 30.5.2025.

כל הלוואה שתימשך מתוך מסגרת אשראי ב' תישא ריבית SOFR בתוספת מרווח של 3% לשנה, קרן הלוואה, ככל 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'. תנאי מוקדם לבקשת משיכה ממסגרת ב' הינו כי השווי של זכויות השותפות לקבלת תמלוגים מכריש תנין על בסיס הערכת שווי חיצונית בלתי תלויה בתוספת יתרת הקרן של הלוואת המוכר לאנגר'יאן (כאמור בביאור 8 לעיל), ביחס לכלל ההלוואות שנמשכו ממסגרת א' ו-ב' לרבות בקשת המשיכה לא יפחת מ-200%.

ד. מסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים (המשך):

יצויין כי, במקרה שאנרג'יאן תפרע בפירעון מוקדם תשלומים של הלוואת השותפות לאנרג'יאן אשר מועד פירעונם המקורי לפי תנאי הלוואה שניתנה לאנרג'יאן הינו לאחר המועד האחרון האפשרי לפרעון הלוואה זו, מחצית מהתמורה נטו תשמש לפירעון מוקדם של הלוואה והקטנת מסגרות האשראי בהתאם.

העמדת מסגרות האשראי כוללת התניות כי היחס בין שווי נכסי השותפות כהגדרתו בהסכם לבין החוב הפיננסי נטו כהגדרתו בהסכם לא יפחת מ-1.5 ב-2 מועדי בדיקה רצופים וכן כי היחס בין עודף המקורות המצטבר ליום 30.6.2025 בתוספת סכום השווה ליתרת מסגרות האשראי אשר טרם נמשכו באותו המועד לבין סכום מסגרות האשראי לא יפחת מ-1, וכן התחייבות כי השותפות לא תמכור, לא תעביר, לא תשעבד ולא תמשכן את כולל זכויותיה בקשר עם קבלת תמלוגים ממאגרי כריש תנין והלוואת המוכר לאנרג'יאן, וזאת בנוסף לתניות סטנדרטיות נוספות.

כמו כן, ככל שבעלת השליטה, קבוצת דלק, תחדל מלהחזיק במישרין או בעקיפין לפחות ב-25% מאמצעי השליטה בשותפות ולהיות בעלת אמצעי השליטה הגדולה ביותר בשותפות ו/או יהיה בעל שליטה אחר בשותפות, ביחד או לחוד עם קבוצת דלק, ובאותה עת אינה מחזיקה, במישרין או בעקיפין, בלפחות 50% מיחידות ההשתתפות של השותפות, בין אם השותפות תהא פרטית ובין אם תהא ציבורית ולא התקבלה הסכמת התאגיד הבנקאי לאמור (הסכמה אשר לא תמנע מטעמים שאינם סבירים), תהא זו עילה לפרעון מיידי והשותפות תידרש לפרוע את יתרת הלוואות תוך 30 ימים. עילה נוספת לפירעון מיידי הינה מקרה בו השותפות קיבלה החלטה בדבר שינוי מבנה כהגדרתו במסמכי האשראי, אך יובהר כי עילה זו מוגבלת ככלל שהשינוי כאמור יפגע באופן מהותי בזכויות הכלכליות של השותפות בחזקות כריש ותנין או במאגר לווייתן, קרי שינוי העולה על 10%.

עילה נוספת לפירעון מיידי הינה מקרה של Cross Default להלוואות עם נושים מהותיים, בסכום העולה על 15 מיליון דולר, למעט אגרות החוב לווייתן בונד, הלוואות אחרות שהינן Limited Recourse. מעבר לכך, קיימת מגבלה בקשר עם שינוי תחום הפעילות של השותפות (אשר הוגדר בצורה רחבה כך שייכלול כל פעילות בתחום האנרגיה), ללא אישור הבנק. יתר התניות הינן סטנדרטיות ואירועי ההפרה הנוספים הינם כמקובל בהסכמים מסוג זה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפות טרם ניצלה את מסגרות האשראי האמורה לעיל.

ה. אגרות חוב תמר בונד:

בחדש מאי 2014 הושלם הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על-ידי דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ, חברה יעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות, לפיו הונפקו 5 סדרות של אגרות חוב בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר. בעקבות מכירת יתרת זכויות השותפות בפרייקט תמר כאמור בביאור 17 לעיל, ביצעה השותפות בחודש דצמבר 2021 פירעון מלא וסופי בסך של כ-640 מיליון דולר בעבור יתרת קרן אגרות החוב אשר היו מובטחות בשעבודים על זכויות השותפות בפרייקט תמר.

ו. אגרות חוב סדרה א':

בחדש דצמבר 2016 הנפיקה השותפות לציבור 1,528,533,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב סדרה א' (כ-400 מיליון דולר), אשר נרשמו למסחר בבורסה ואשר מועד פרעון הינו 31.12.2021. אגרות החוב הונפקו בתמורה לערכן הנקוב, צמודות לשער הדולר במועד ההנפקה והן נשאו ריבית שנתית קבועה בשיעור של 4.50%. סך התמורה שהתקבלה בניכוי עלויות הנפקה הסתכמה בכ-392.6 מיליון דולר.

בשנת 2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות תוכנית לרכישה עצמית של אגרות חוב סדרה א' בעלות כוללת של משוערת של עד 80 מיליון דולר. השותפות ביצעה רכישות עצמיות בסך של 18,863,393 ש"ח ע.ג. אגרות חוב סדרה א' בתמורה כוללת בסך של כ-5 מיליון דולר.

ביום 12.8.2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות תוכנית לרכישה עצמית של אגרות חוב סדרה א' בעלות כוללת משוערת של עד 100 מיליון דולר. השותפות ביצעה רכישות עצמיות בסך של 76,006,633 ש"ח ע.ג. אגרות חוב סדרה א' בתמורה לסך של כ-20 מיליון דולר. יתרת קרן אגרות החוב סדרה א' נפרעה במועדה ביום 31.12.2021 בסך של כ-375.4 מיליון דולר.

31.12.2021	31.12.2022	
94.4	66.5	התחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז (ראה ביאור 2יב ו- סעיף ב)
-	2.6	התחייבות לחכירה לזמן ארוך
-	0.1	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
94.4	69.2	סך-הכל

ב. תנועה בהתחייבות לסילוק נכסי נפט וגז:

2021	2022	
195.5	122.0	יתרה ליום 1 בינואר
45.2	24.4	תוספות
2.2	1.5	השפעת חלוף הזמן
(11.3)	(19.9)	השפעת עדכון שיעור ההיוון ומידוד
(68.6)	(51.7)	סכומים שיצאו לנטישת נכסי נפט וגז (ראה ביאור 14ג לב לעיל)
(41.0)	-	מימושים (ראה ביאור 17ג לעיל)
122.0	76.4	יתרה ליום 31 בדצמבר
(27.6)	(9.9)	בניכוי התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז לזמן קצר (ראה ביאור 14ג לב לעיל)
94.4	66.5	סך-הכל

שיעור ההיוון למדידת התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז ליום 31.12.2022 הינו 6.7% (31.12.2021: 3.6%-3.8%).

ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים:

א. על-פי הסכם השותפות, השותף הכללי יהיה זכאי ל-0.01% מההכנסות ויישא ב-0.01% מההוצאות וההפסדים של השותפות, והשותף המוגבל (הנאמן) זכאי ל-99.99% מההכנסות וישא ב-99.99% מההוצאות וההפסדים של השותפות. עד ליום 1.1.2022 השותף הכללי היה זכאי להחזר הוצאות ישירות מסוימות הכרוכות בניהול השותפות כפי שפורטו בהסכם. וכן היה זכאי לדמי ניהול המפורטים להלן:

- דמי ניהול שוטפים בסכום בשקלים השווה ל-40,000 דולר ארה"ב לחודש; ובנוסף,
- דמי ניהול בשיעור של 7.5% ממחצית הוצאות השותפות המוגבלת בגין פעולות חיפושי נפט על בסיס רבעוני ולא פחות מסכום כולל של 120,000 דולר ארה"ב לרבעון.

ביום 21.9.2022 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות הסדר חדש למתן שירותי ניהול (להלן: "הסדר הניהול החדש") וכן תיקון להסכם השותפות בקשר לכך. על-פי הסדר הניהול החדש, 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 מפעיל כלשהם. במסגרת הסדר הניהול החדש, נושאת השותפות בעלויות הגמול של כל הדירקטורים בשותף 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, ובהתאם, המחאה השותף הכללי לשותפות את כל זכויותיו ומחויבויותיו על-פי הסכם השכירות.

כמו כן, על-פי הסדר הניהול החדש, השותף הכללי אינו נושא ככלל בהוצאות ניהול השותפות וממילא לא תידרש השותפות להחזיר לו את הוצאותיו.

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.

ב. התקשרויות לתשלום תמלוגים:

1. 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).
2. 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 וינוצלו 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.
על-פי המוסכם בין השותפות לבין בעלות התמלוג, מונה בשנת 2002 פוסק מומחה לצורך קביעת משמעותם הנכונה של הגדרות ומונחים מסוימים בנושא התמלוגים, שהשותפות חייבת בהם כאמור לעיל, בעיקר לגבי הגדרת "מועד החזר ההשקעה". בהחלטתו חיווה המומחה את דעתו בקובעו, בין היתר, את דרך החישוב והאלמנטים השונים שיש ואין לקחת בחשבון לצורך קביעת "מועד החזר ההשקעה". לעניין המחלוקת בגין מועד החזר השקעה בפרויקט תמר בין השותפות לבין בעלות התמלוג, ראה ביאור – 12ב6.
3. 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 וינוצלו 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.
4. **תמלוג למדינה:**
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 (ראה ביאור 15 להלן).
בהתאם לחוק הנפט, זכאית המדינה לתמלוגים מכמות הגז המופקת. הממונה הודיע למפעילת העסקאות המשותפות 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.
בחודש מאי 2020 פרסם משרד האנרגיה הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בקשר לזכויות נפט בים, לפי סעיף 32 לחוק הנפט ובחודש יולי 2022 הנחיות ספציפיות לחזקת לווייתן. לפרטים בדבר ההנחיות ראה סעיף טז4 להלן.

להלן פרטים תמציתיים בדבר ההסכמים לאספקת גז טבעי מפריקט לווייתן, שנחתמו על-ידי השותפות, יחד עם יתר

שותפי לווייתן, שהם בתוקף במועד אישור הדוחות הכספיים²⁹:

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם ³⁰	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2022 (100%) ² (BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
יצרני חשמל פרטיים	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- 24	כ- 6	נוסחת ההצמדה של מחיר הגז מבוססת במרבית ההסכמים על תעריף יצור החשמל, וכוללת "מחיר רצפה". באחד מההסכמים קיים מחיר קבוע, שאינו מוצמד.
לקוחות תעשייתיים	2020	ההסכמים הם לתקופה של 2.5 עד 15 שנים. ³¹ במרבית ההסכמים לא מוקנית לצדדים אופציה להארכת תקופת ההסכם.	כ- 5	כ- 1.4	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 התעו"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל. במספר הסכמים קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
הסכם יצוא – NEPCO (המתואר בפסקה ב להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תוארך תקופת האספקה בשנתיים נוספות.	כ- 45	כ- 7.3	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה".
הסכם יצוא – בלו אושן (המתואר בפסקה ג להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תקופת האספקה תוארך בשנתיים נוספות.	כ- 60	כ- 10.2	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- 133	כ- 25 ³²	

²⁹ יצוין כי, הנתונים בטבלה אינם כוללים הסכמים לאספקת גז טבעי מפריקט לווייתן, שהינם על בסיס מזדמן, וכן הסכמים אשר לא התקיימו בהם התנאים המתלים כמפורט להלן). בהקשר זה יצוין כי, ביום 7.9.2022 פקע הסכם לאספקת גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת אור אנרגיות כוח (דליה) בע"מ ("להלן: "אור אנרגיות"), אשר נחתם בין שותפי לווייתן לבין אור אנרגיות ביום 30.11.2016, בהסכמת הצדדים ובהתאם לתנאי ההסכם כאמור, וזאת לאור אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם זה. כמו כן, ביום 14.11.2022 פקע הסכם לאספקת גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת אדלטק בע"מ ("להלן: "אדלטק"), אשר נחתם בין שותפי לווייתן לבין אדלטק ביום 30.1.2016, בהסכמת הצדדים ובהתאם לתנאי ההסכם כאמור, וזאת לאור אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם זה. עוד יצוין כי, הנתונים בטבלה כוללים הסכמי גישור קצרי טווח אשר נחתמו בעקבות העיכוב במועד תחילת הפקת הגז מחזקת כריש, ואשר צפויים להסתיים עד לסוף הרבעון הראשון לשנת 2023.

³⁰ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז עשויה להסתיים במועד בו סופקה ללקוחות הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם.

³¹ יצוין כי, אחד מההסכמים אשר פוקע בסוף חודש מרץ 2023, הכולל, כמות שאינה מהותית, הינו הסכם לתקופה הקצרה משנה.

³² יצוין כי, הכמות הכוללת שסופקה מפריקט לווייתן עד ליום 31.12.2022 (100%) (הן תחת ההסכמים המפורטים בטבלה והן תחת הסכמי SPOT, ההסכמים שהסתיימו) עומדת על סך של כ- 29 BCM.

פרטים נוספים אודות הסכמים למכירת גז טבעי שנחתמו על-ידי שותפי לווייתן:

- 1) בהסכמי מכירת הגז הטבעי ליצרני חשמל פרטיים וללקוחות תעשייתיים, למעט הסכמי ספוט (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. 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.
- 2) 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.
- 3) 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 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 מפריקט לווייתן לרוכשת. הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

ב) הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן:

בחוודש ספטמבר 2016 נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין NBL Jordan Marketing Limited (להלן: "חברת השיווק") לבין נפקו (להלן: "הסכם נפקו"). חברת השיווק הינה חברה בת בבעלות מלאה של השותפים בפריקט 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 מיליון דולר).

נפקו התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז, בהיקף ובהתאם למנגנון כפי שנקבע בהסכם נפקו.

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.

בחוודש נובמבר 2016 חתמו שותפי לווייתן וחברת השיווק על הסכם הסבה להסכם היצוא ("Back-to-Back") לפיו הסכומים שיתקבלו, ההתחייבויות, הסיכונים והעלויות הקשורים להסכם היצוא יוסבו לשותפי לווייתן באותם תנאים back to back, כאילו שותפי לווייתן היו צד להסכם היצוא במקום חברת השיווק.

ג) הסכם ליצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן לחברת בלו אושן במצרים:

בחודש פברואר 2018 נחתם הסכם בין השותפות ושברון לבין חברת בלו אושן (להלן "הרוכשת" או "בלו אושן") ליצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן למצרים.

ביום 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. יצוין כי, במסגרת החלטת מיסוי, שניתנה לשותפי לווייתן על ידי רשות המסים ביום 9.12.2019 ובהתאם לתנאי מתווה הגז, התחייבו שותפי לווייתן להציע ללקוחות חדשים (כהגדרתם במתווה הגז), שעמם התקשרו או יתקשרו מיום 19.2.2018 ועד לתום 3 שנים מיום החתימה על החלטת המיסוי, קרי עד ליום 9.12.2022, להתקשר בהסכמים למכירת גז טבעי במחיר, שיחושב בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם לווייתן, המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט, תוך ביצוע מספר התאמות המפורטות בהחלטת המסוי לרבות לנוכח מיקום נקודת המסירה שנקבעה בהסכם לווייתן. בחודש יולי 2020, לאחר שנתקבל היתר הזרמה מרשות הגז הטבעי, הסתיימה הרצת המדחס שהותקן באתר קצא"א באשקלון. התקנת המדחס איפשרה את הגדלת כמות הגז המוזרמת ממאגר לווייתן למצרים.

להלן תמצית פרטי ותנאי הסכם היצוא לווייתן:

- 1) כמות הגז החוזית הכוללת, שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת על בסיס מחייב (Firm), כ- 60 BCM (להלן: "הכמות החוזית הכוללת").
- 2) 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.
- 3) שותפי לווייתן התחייבו לספק לרוכשת כמויות גז שנתיות, כדלקמן: (i) בתקופה, שהחלה ביום 15.1.2020 והסתיימה ביום 30.6.2020, כ- 30.6 BCM, (ii) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2020 ומסתיימת ביום 30.6.2022 – כ- 30.6 BCM לשנה; ו- (iii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2022 ומסתיימת בסיום תקופת הסכם לווייתן – כ- 4.7 BCM לשנה. יצוין כי, הגדלת האספקה כאמור מתבצעת באמצעות שדרוג המערכות בתחנת EMG באשקלון, לרבות התקנת מדחס נוסף, וכן באמצעות הגדלת יכולת ההולכה במערכת נתג"ז/ואו הזרמת גז טבעי מישראל למצרים דרך ירדן. ראה ביאור 12 להלן.
- 4) 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 5 להלן, זכותה של בלו אושן להקטין את כמות ה- Take or Pay כאמור לעיל, תתבטל (ראה ביאור 12 להלן בדבר תובענה ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית שהוגשה כנגד השותפות בקשר לתניה כאמור).
- 5) מחיר הגז שישופק 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.
- 6) 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.

א) הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת בלו אושן במצרים (המשך):

7) יצוין כי, במסגרת מערכת ההסכמים המתוארים לעיל, חתמו שותפי לווייתן ובלו אושן על תיקון להסכם היצוא למצרים, במסגרתו הוסכם, בין היתר, על הגדרת נקודת המסירה בעקבה שבירדן כנקודת מסירה נוספת תחת הסכם לווייתן, וכן על התאמת למחיר הגז הטבעי שיוספק בנקודת המסירה הנוספת כאמור, בהתאם לעלויות הנוספות הכרוכות בהולכת הגז מנקודת המסירה הנוספת שבהן תישא בלו אושן. עוד הוסכם במסגרת התיקון כאמור, כי חישוב הכמויות אותן העמידו שותפי לווייתן לרשות בלו אושן יתבצע בשנת 2022 על בסיס ממוצע שנתי, כך שבסוף השנה יבחנו הצדדים את כמויות הגז הממוצעות שסופקו, לרבות על בסיס מזדמן (Spot), במהלך השנה, כך שכמויות שסופקו ביתר תקוזזנה מכמויות אשר בלו אושן הזמינה ולא סופקו לה במהלך התקופה כאמור.

במקביל לחתימת הסכם לווייתן, 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 350,000Mmbtu ליום יוקצה לטובת שותפי לווייתן.
2. רובד שני – הקיבולת מעבר לרובד הראשון, עד 150,000Mmbtu ליום עד ליום 30.6.2022 (להלן: "מועד הגדלת הקיבולת"), ו-200,000Mmbtu 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 הייתה 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, שתשולמנה בחלוקה בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר. בהקשר זה יצוין כי, ביום 30.6.2022 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.

ד. 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 נפט ואנרגיה בע"מ (להלן: "תש"א") ומשם יוזרם למתקני בז"ן, וזאת בין היתר בהתאם להנחיות רגולטוריות.

הסכם בז"ן הינו על בסיס מזדמן לתקופה של 15 שנים ממועד תחילת ההזרמה של הקונדנסט (בכמויות מסחריות), כאשר לכל צד תהיה זכות לסיים את הסכם בז"ן במתן הודעה מראש של לפחות 360 יום לצד האחר. בנוסף יהיה כל צד רשאי לבטל את הסכם 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.

ד. הסכם לאספקת קונדנסט לבז"ן (המשך):

הזרמת הקונדנסט לבז"ן על-פי הסכם בז"ן תבצע על בסיס מזדמן עד לכמות מקסימלית, שהוסכמה בין הצדדים (להלן: "הכמות המקסימלית"). הצדדים יהיו רשאים לעדכן את הכמות המקסימלית מעת לעת בכפוף לעמידה בתנאים שנקבעו על ידי הרשויות לעניין זה, לרבות משרד האנרגיה והמשרד.

בהסכם בז"ן נקבע כי, מסירת הקונדנסט לבז"ן תהיה ללא תמורה, כאשר שותפי לווייתן יישאו בכל ההוצאות ביחס להזרמת הקונדנסט.

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. במסגרת פנייתם זו קראו שותפי לווייתן לבז"ן להכנס להידברות לצורך תיקון ההפרה האמורה לאלתר ובאופן רטרואקטיבי. בז"ן השיבה במכתב הדוחה את טענות שותפי לווייתן. שותפי לווייתן שבו והבהירו את עמדתם לפיה אי תשלום בז"ן בגין הקונדנסט המסופק לה כאמור מהווה הפרת דין המסבה לשותפי לווייתן נזקים מהותיים. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, שוקלים שותפי לווייתן נקיטת הליכים משפטיים נגד בז"ן. יצוין כי, בעקבות חתימת ההסכם עם פז"א (כאמור בפסקה ו להלן) שלחה בז"ן מכתב לשותפי לווייתן לפיו, ההתקשרות עם פז"א מהווה הפרה של ההסכם עם בז"ן, הפרה צפויה של ההסכם והתנהגות בחוסר תום לב. לעמדת השותפות אין ממש בטענות בז"ן האמורות.

ה. הסכם להולכת קונדנסט ממאגר לווייתן

ביום 19.2022 נחתם בין שברון לבין חברת תשתיות אנרגיה בע"מ (להלן: "תש"א") הסכם, שנועד להסדיר מנגנון חלופי להזרמת קונדנסט מפרויקט לווייתן באמצעות צינור קיים בקוטר 6 אינץ' של תש"א והמערכות הנלוות לו (להלן: "ההסכם" ו- "הצינור", בהתאמה), אשר עיקריו הינם כדלקמן:

1. ההסכם ייכנס לתוקף במועד התקיימות התנאים המתלים המפורטים בו (להלן: "מועד הכניסה לתוקף"), וההזרמה של הקונדנסט בצינור תחל במועד התקיימותם של מספר תנאים נוספים, כמפורט להלן (להלן: "מועד תחילת ההזרמה"). ההסכם יעמוד בתוקפו למשך 20 שנה ממועד תחילת ההזרמה. להערכת השותפות, מועד תחילת ההזרמה צפוי לחול במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2023, בכפוף להתקיימות התנאים המתלים בהסכם ההולכה.
2. תש"א תהיה אחראית על תכנון וביצוע עבודות החיבור וההתאמה של הצינור למטרת הולכת הקונדנסט כאמור (להלן: "עבודות החיבור"). תש"א תהיה אחראית על קבלת כל האישורים להזרמת הקונדנסט בצינור ועל ההפעלה והתחזוקה השוטפת של הצינור.
3. בהתאם להסכם, שברון (באמצעות שותפי לווייתן, לפי חלקם בחזקות לווייתן) תישא בעלויות הכרוכות בעבודות החיבור בהתאם להיקף ולמנגנון הקבוע בהסכם, וזאת בסכומים שיוסכמו על-ידי הצדדים מראש, ואשר אינם מהותיים לשותפות.
4. ההסכם ייכנס לתוקף במועד התקיימות התנאים המתלים הבאים: (א) קבלת אישורים רגולטוריים המפורטים בהסכם; (ב) חתימה וכניסה לתוקף של הסכם למכירת הקונדנסט (אשר נחתם עם פז"א כאמור בסעיף ו להלן); ו- (ג) אישור שברון לתוכנית תש"א ליישום המלצות דוח אשר נערך על-ידי יועץ מקצועי חיצוני, שבחן את התאמתו של הצינור לאספקת שירותי ההולכה נשוא ההסכם.
5. מועד תחילת ההזרמה יהיה עם השלמת עבודות החיבור וקבלת האישורים הנדרשים להזרמת הקונדנסט בצינור.
6. כל אחד מהצדדים רשאי להביא את ההסכם לסימום 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.
7. 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.
8. ההסכם כולל הוראות בדבר האפשרות לבטלו טרם תום התקופה הנקובה בסעיף 1 לעיל, במקרים ובתנאים מסוימים.

עוד יצוין כי, בחודש נובמבר 2022, אושר על-ידי שותפי לווייתן תקציב בסך של כ- 27 מיליון דולר (100%, חלק השותפות בסך של כ- 12.2 מיליון דולר), לצורך יישום ההסכם כאמור.

ו. הסכם למכירת קונדנסט ממאגר ללויתן עם פז בית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "פז"א")

ביום 18.1.2023 התקשרות שותפי לויתן, ובכלל זאת השותפות (להלן: "המוכרים") פז"א בהסכם למכירת קונדנסט לפז"א (להלן: "ההסכם"), שעיקריו הם כמפורט להלן:

1. המוכרים התחייבו לספק לפז"א את הקונדנסט המופק ממאגר לויתן, שיוזרם באמצעות צינור תש"א.
2. בהסכם נקבעו, בין היתר, הוראות בדבר מגבלות על הכמויות המירביות (ברמה יומית וחדשית) של הקונדנסט שיוספק לפז"א, קנסות במקרה של הפרת הוראות ההסכם, והוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה.
3. הזרמת הקונדנסט לפז"א תחל במועד תחילת ההזרמה בצינור תש"א (להלן: "מועד תחילת ההזרמה"), ותימשך לתקופה של 4 שנים. להערכת השותפות, מועד תחילת ההזרמה צפוי לחול במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2023, ככפוף להתקיימות התנאים המתלים בהסכם ההולכה.
4. המחיר שישולם למוכרים נקבע על פי מחיר חבית נפט מסוג ברנט בניכוי מרווח, באופן מדורג, כמפורט בהסכם.

ז. הערכות בדבר כמויות הגז, הקונדנסט ומועדי האספקה:

ההערכות בדבר כמויות הגז הטבעי והקונדנסט, שתירכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל בפרויקט לויתן, ותחילת מועדי 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), מדד 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 מימושו וכיוצ"ב.

ח. החזר הוצאות עקיפות למפעילות הפרויקטים:

פעילותה של השותפות בעסקאות המשותפות "רציו-ים" ו"ים תטיס" מתבצעת על ידי שברון, ברישיונות אופק ויהל מתבצעת על ידי SOA ופעילותה של השותפות בעסקה המשותפת בלוק 12 בקפריסין מתבצעת על-ידי שברון קפריסין. על פי הסכמי התפעול המשותף בעסקאות משותפות וברישיונות אלה הוסכם ששברון, SOA או שברון קפריסין, בהתאם לאמור, תשמש כמפעילה תהיה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. על פי כללי ההתחשבות המנויים בהסכמים, זכאיות שברון, SOA 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 חיפוש, כאשר שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. 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.

רשיונות אופק ויהל:

SOA זכאית להחזר כל ההוצאות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר בשיעור של 1% מכלל ההוצאות החיפוש והערכה, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים טרם נקבע שיעור החזר הוצאות לפיתוח.

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 חיפוש, יציין כי שיעור תשלום ההוצאות העקיפות למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. כמו כן, זכאית שברון קפריסין לתשלום הוצאות עקיפות בשיעור של 1.5% בגין הוצאותיו העקיפות של המפעיל מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח, בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, דמי מפעיל בגין הוצאות עקיפות בקשר עם פעולות ההפקה טרם נקבעו.

ט. תלות בלקוח:

נכון ליום 31.12.2022, 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 22 להלן.

י. היתרים ורשיונות למתקני הפרויקטים:

1. במסגרת פיתוח פרויקט ים תטיס, קיבלו שותפי ים תטיס אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט, אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי מכוח חוק הנפט וכן ניתן רשיון לים תטיס בע"מ (חברה בבעלות שותפי ים תטיס) ע"י שר האנרגיה, להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי ים תטיס, או של ספקי גז טבעי אחרים, בהתקיים תנאים מסוימים, הכל בכפוף לתנאי הרישיון וחוק משק הגז הטבעי מפלטפורמת ההפקה ועד למתקן הקבלה.
2. 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. בחודש פברואר 2017, העניק שר האנרגיה לחברה ייעודית בבעלות שותפי לווייתן, "לווייתן מערכת הולכה בע"מ", 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. בחודש דצמבר 2019 התקבל אישור הממונה להפעלה של מערכת ההפקה של גז טבעי ונפט מחזקות לווייתן. כמו כן, התקבלו היתרים נוספים, לרבות היתר הזרמה לים, היתר פליטה לאויר, היתרי רעלים ורישיונות עסק.

יא. שעבודים וערבויות:

1. פקדונות בבנק לזמן קצר ליום 31.12.2022 כוללים סך של כ-131 מיליון דולר המשמשים לשירות חוב ולתשלומים שוטפים במסגרת הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד, סך של כ-101.7 מיליון דולר משמש ככרית בטחון לפרעון קרן אגרות החוב במסגרת הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד וסך של כ-151.6 מיליון דולר משמש ככרית חוב לפרעון קרן אגרות חוב סדרה 2023 (ראה ביאור 10 לעיל).
2. פקדון בבנק לזמן ארוך ליום 31.12.2022 בסך של 0.5 מיליון דולר משמש 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 37 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.

יא. שעבודים וערבויות (המשך):

7. במהלך חודש יולי 2018, העמידו השותפים בפריקט 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 יד), במסגרת פעילות השותפות בפריקט לווייתן, העמידה השותפות ערבויות בנקאיות לטובת נתג"ז. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הסך הכולל הוא של כ- 151 מיליון ש"ח, שכנגדן שיעבדה השותפות פקדון דולרי בסך של כ- 11.5 מיליון דולר.
10. במסגרת פעילותה של השותפות במרוקו, העמידה השותפות ערבות בסך של כ- 1.75 מיליון דולר ל-ONHYM. (ראה ביאור 5ג7 לעיל).
11. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים העמידה השותפות ערבויות בסך של כ- 54.7 מיליון דולר למשרד האנרגיה בקשר עם זכויותיה בנכסי הנפט והגז, ראה סעיף טז3 להלן.

יב. 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 מפריקט תמר, בהתאם למנגנון ההתחשבנות, אשר נועד לשמור על איזון כמויות הגז בפריקט תמר, בין השותפים בו לפי חלקם. סעד ההשבה שנתבעת המדינה לשלם עומד, נכון ליום 31.12.2022 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 31.12.2022 עומד על סך של 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 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. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, קיים קושי להעריך את סיכויי קבלת טענות התובעות בערעור, וזאת בהמשך למתן פסק הדין ומכיוון שטרם הוגשה תשובת הנתבעת לערעור וטרם התקיים דיון בערעור. בהתאם לאמור לעיל, הכירה השותפות בגין התקופה שעד למכירת מלוא החזקותיה בפריקט תמר בהוצאות בסך של כ-13.6 מיליון דולר בגין פרויקט תמר וכ-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 בכפי הבאר בפריקטים 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-6.4 מיליון דולר (מתוכו סך של כ-2.1 מיליון דולר לצדדים קשורים). יצוין כי, בהתאם להסכם מכירת זכויות השותפות בחזקות תמר ודלית כאמור בביאור 1ג7 לעיל, גם לאחר השלמת העסקה השותפות אחראית וזכאית, לפי העניין, ביחס לסכומים שבמחלוקת מול המדינה ובעלי התמלוגים.
2. ביום 18.6.2014 הוגשה בקשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב לאישור תובענה ייצוגית על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר (להלן בסעיף זה: "המבקש" ו-"בקשת האישור", בהתאמה). בקשר עם המחיר שבו מוכרים שותפי תמר גז טבעי לחברת החשמל. ביום 6.8.2021 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי הדוחה את בקשת האישור. ביום 30.9.2021 הגיש המבקש ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון, במסגרתו התבקש בית המשפט העליון לאשר את התובענה כיייצוגית ולהורות לבית המשפט המחוזי לדון בתובענה הייצוגית. דיון בערעור התקיים ביום 9.1.2023, ובסופו, בהמלצת בית המשפט העליון, חזר בו המבקש מהערעור והוא נדחה על-ידי בית המשפט.

יב. הליכים משפטיים (המשך):

3. ביום 25.12.2016 הגישו מחזיקי יחידות השתתפות 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 (בשרשור), 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 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 (כ-91 מיליון דולר).
- להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.
4. 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"). 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, 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 ביהדין 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 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.
- להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.
5. 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 בכרויקט 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 (להלן יחד בסעיף זה: "יתר המחזיקות בכרויקט תמר"), ללא מעורבות השותפות ושברון (להלן בסעיף זה: "התיקון להסכם תמר").
- טענותיו העיקריות של המבקש הינן כי ההצעות, שהציעו יתר המחזיקות בכרויקט תמר והמחזיקות בכרויקט 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.

5. (המשך):

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 26.2.2023 התקיים דיון קדם משפט אשר בסופו קבע בית המשפט מועדים לדיוני הוכחות בחודשים מרץ – אפריל 2023.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

6. ביום 6.1.2019 הגיש המפקח מטעם מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) כתב תביעה וכן בקשה דחופה לצו זמני (להלן בסעיף זה: "כתב התביעה" או "תביעת המפקחים" ו- "הבקשה לצו זמני", בהתאמה), לפי סעיף 65כג(ב) לפקודת השותפויות, נגד השותפות, השותף הכללי בשותפות, קבוצת דלק, דלק אנרגיה ודלק תמלוגים (קבוצת דלק, דלק אנרגיה ותומר תמלוגים) (לשעבר: דלק תמלוגים), להלן יחד בסעיף זה: "בעלות התמלוג".

בכתב התביעה מבקש המפקח מבית המשפט, להצהיר כי יש לכלול במסגרת תחשיב "מועד החזר ההשקעה" בפרויקט תמר את התשלומים שעל השותפות לשלם למדינה מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע; להצהיר כי מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר טרם הגיע; לקבוע מהו המועד שממנו זכאיות בעלות התמלוג לקבלת תמלוג העל בשיעור המוגדל (שיעור של 6.5% חלף שיעור של 1.5%); ולהצהיר כי על בעלות התמלוג להשיב לקופת השותפות את התשלומים שקיבלו ביתר בצירוף הפרשי הצמדה וריבית.

ביום 4.4.2019 הגישו בעלות התמלוג כתב הגנה וכן כתב תביעה שכנגד, נגד השותפות, השותף הכללי והמפקח (להלן בסעיף זה: "התביעה שכנגד"). במסגרת התביעה שכנגד טוענות בעלות התמלוג, בין היתר, כי בחישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, שערכה השותפות, נכללו הוצאות אשר "הועמסו" לתוך התחשיב, ובין היתר, הוצאות המימון של השותפות עצמה, הוצאות עתידיות, שסכומן אינו ודאי של סילוק ופינוי מתקנים, הוצאות מטה של השותפות וכל הוצאה שנועדה לשלבי הפרויקט שאחרי "פי הבאר". לטענת בעלות התמלוג, בניטרול ההוצאות כאמור, מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר חל כבר בחודש אוגוסט 2015, או לחילופין בשנת 2016, או לחילופין חילופין, בשנת 2017. בהתאם, מבקשות בעלות התמלוג לקבל, ולמסור את החישוב כאמור לבעלות התמלוג. ביום 5.4.2021 התקיים דיון קדם משפט, במהלכו הוצע לצדדים לפנות להליך גישור, ובעקבות כך הסכימו הצדדים לפנות לשופט בית המשפט העליון (בדימ') יורם דנציגר כמגשר. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים הליך הגישור טרם מוצה. יצוין כי השותפות מעריכה, כי כל החלטה אשר תתקבל בנוגע לאופן חישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר תחול, בשינויים המחויבים, גם על התחייבויות השותפות לתמלוגים בפרויקט לווייתן (זאת לאור כך שהסדרי התמלוגים בפרויקט תמר דומים להסדרי התמלוגים בפרויקט לווייתן).

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של התביעה שכנגד להתקבל נמוכים מ-50%.

7. בעקבות החלטת הממונה על התחרות (להלן בסעיף זה: "הממונה"), בהתאם לסעיף 20(ב) לחוק התחרות הכלכלית, לאשר בתנאים את המיזוג בין EMG ל-EMED, במסגרתו נחתמו שורה של הסכמים על מנת לאפשר יצוא גז למצרים ממאגרי הגז תמר ולווייתן (להלן בסעיף זה: "המיזוג"), הגישו לובי 99 בע"מ (חל"צ) והצלחה – לקידום חברה הוגנת (ע"ר) (להלן בסעיף זה: "העוררות") ביום 8.9.2019 ערר לבית המשפט המחוזי בירושלים (בשבתו כבית הדין לתחרות) נגד הממונה (כמשיבה) ונגד EMG ו-EMED. בתמצית, נטען בערר כי המיזוג יאפשר לשותפות ולשברון לחסום כל אפשרות לייבא גז טבעי ממצרים אשר יתחרה בגז המופק מהמאגרים תמר ולווייתן שבבעלותן (במועד הגשת הערר השותפות טרם מכרה את זכויותיה במאגר תמר) וכי התנאים, שהוטלו במסגרת אישור המיזוג, אינם ישימים ואין בהם כדי לרפא את הפגיעה התחרותית אשר עשויה להיגרם לגישתן מאישור המיזוג. במסגרת הערר, התבקש בית הדין לבטל את החלטת הממונה או לשנותה. ביום 21.12.2022 ניתן פסק-דין בערר, במסגרתו קבע בית הדין כי לא עלה בידי העוררות להראות כי המיזוג מעלה חשש סביר לפגיעה משמעותית בתחרות ולפיכך דחה את הסעד המבקש לבטל את האישור שניתן לעסקת המיזוג.

7. (המשך):

יחד עם זאת, הורה בית הדין לממונה לתת החלטה משלימה בעניין התנאים, שהטילה על המיזוג, נוכח קשיים שהעלו תנאים אלה. כן קבע בית הדין כי כל צד יישא בהוצאותיו. משלא הוגש ערעור על פסק הדין, ביום 5.2.2023 הפך פסק הדין לחלוט.

8. 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 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.

בהתאם להחלטת בית המשפט ולהסדר הדיוני בין הצדדים, על המבקש והמשיבים להגיש סיכומים וסיכומי תשובה במהלך שנת 2023 והכל עד ליום 11.7.2023. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה להתקבל נמוכים מ-50%.

9. ביום 20.7.2020 קיבלה השותפות מכתב דרישה מרשות ניירות ערך להמצאת מידע ומסמכים במסגרת בירור מנהלי שעורכת הרשות בקשר עם תניית ההפחחה בהסכמי היצוא למצרים, אשר בקשר אליהם הוגשה הבקשה לאישור תובענה ייצוגית, כמפורט בסעיף 8 לעיל. ביום 10.11.2020 הגישה השותפות מענה למכתב הדרישה האמור, וביום 12.4.2022 קיבלה השותפות הודעה מרשות ניירות ערך אודות סגירת תיק הבירור המנהלי כאמור, על-פי החלטת יו"ר רשות ניירות ערך שלא לפתוח נגד השותפות בהליך איכיפה מנהלי בנושא.

10. ביום 18.6.2020 הגישו השותפות ושברון אשר החזיקו ברישיון אלון D עתירה לבית המשפט העליון בשבתו כבג"ץ (להלן בסעיף זה: "העותרות" ו-"העתירה", בהתאמה) במסגרתה התבקש בית המשפט ליתן צו על תנאי המורה לשר האנרגיה ולממונה ליתן טעם מדוע לא תבוטל החלטת השר שדחתה את הערעור, מדוע לא יוארך הרישיון או ינתן לעותרות רישיון חלופי תחתיו, ומדוע לא יתאפשר לעותרות לממש את הזכויות הכלכליות הצומחות להן מהגז הטבעי שבמאגר כריש צפון, שחלק ממנו מצוי בשטחי הרישיון. כן התבקשו צו ביניים, שימנע את פקיעת תוקפו של הרישיון, או לחילופין יאסור על פתיחת הליך תחרותי למתן רישיון חדש על שטח הרישיון (או חלק ממנו) או על הענקת רישיון כזה לצד שלישי עד להכרעה בעתירה, וצו ארעי עד להכרעה בבקשה למתן צו הביניים.

עוד באותו היום ניתנה החלטה המורה לשר האנרגיה ולממונה להגיש את תגובתם לבקשה לצו ביניים עד ליום 28.6.2020. במסגרת ההחלטה דחה בית המשפט את הבקשה לצו ארעי, ובעקבות כך פקע רישיון אלון D ביום 21.6.2020. בהמשך לכך, ביום 23.6.2020 הכריז משרד האנרגיה על הליך תחרותי להענקת רישיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבלוק 72, אשר על שטחו השתרע הרישיון.

ביום 13.5.2020 הגישה המדינה את תגובתה המקדמית לעתירה, ובמסגרתה טענה, בין היתר, כי יש לדחות את העתירה בשל אי-צירוף אנרג'יאן כמשיבה, וביום 19.5.2021 התקיים דיון בעתירה במסגרתו הגיעו הצדדים להסכמה לפיה אנרג'יאן תצורף כמשיבה להליך, תגיש תגובה מטעמה בתוך 60 יום ובאותו המועד הצדדים גם יעדכנו על התקדמות ההליך התחרותי בבלוק 72, וזאת בסיס ההנחה כי עד למועד זה ייבחר זוכה בהליך התחרותי, דבר אשר צפוי להשפיע על הטענות בעתירה. בית המשפט אישר את ההסדר הדיוני בין הצדדים כך שביום 19.8.2021 הגישה אנרג'יאן את תגובתה לעתירה וביום 25.10.2021 הגישו העותרות את תשובתן לתגובת אנרג'יאן.

10. (המשך):

בעקבות חתימת ההסכם הימי כמפורט בביאור 67 לעיל, ביום 8.12.2022 הגישה המדינה הודעת עדכון לפיה לאור חתימת ההסכם הימי יש בהתפתחויות אלה בכדי לייצר את העתירה. ביום 15.12.2022 התקיים דיון בעתירה, ובסיומו הציע בית המשפט לעותרות לחזור בהן מהעתירה וכן איפשר להן להגיש את עמדתן ביחס לכך בכתב. ביום 25.12.2022 הגישו העותרות הודעה לפיה הן מבקשות לעמוד על העתירה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים הצדדים ממתנים לפסיקת בית המשפט. בהקשר זה יצוין כי, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם נתקבלה החלטה בהליך התחרותי בבלוק 72.

11. 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 מנמלי ישראל, הינה שלא כדין ונעשתה על מנת לחמוק מביצוע תשלומי חובה לנמל ובכך נגרם לנמל חסרון כיס. על-פי הנטען בכתב התביעה, החל מיוני 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. על הצדדים להשיב לבקשות עד ליום 9.4.2023 ואלו ידונו במסגרת דיון קדם המשפט אשר נקבע ליום 20.4.2023.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סביר יותר כי התביעה העיקרית תדחה מאשר כי תתקבל.

12. 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, בבקשת האישור נטען 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. כמו כן, עתר המבקש לסעד של מתן צו המורה למשיבה למלא לאלתר את החובות המוטלות עליה בחוק אוויר נקי והתקנות, שהוצאו מכוחו. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סביר יותר כי התביעה העיקרית תדחה מאשר כי תתקבל.

בהחלטתנו מיום 26.6.2022 דחה בית המשפט את עיקר בקשת הגילוי ונעתר לחלק ממנה, בקובעו כי על שברון לגלות את החלטות המשרד להגנת הסביבה על הטלת העיצומים ופרוטוקולים של שימועים שנערכו לקראת הטלת העיצומים. שברון הגישה את המסמכים הרלוונטיים לעיון בית המשפט יחד עם טיעון נלווה לפיו ביקשה לחסות בהם פרטים שונים. ביום 21.2.2023 דחה בית המשפט את בקשת המבקש להגשת עמדת מאסדר אשר הוגשה בתיק אחר ואשר לטענת המבקש הינה בעלת השלכה לבקשת האישור.

13. בהמשך להגשת הבקשה כאמור בביאור 12טז להלן, ביום 11.5.2021 הוגש לבית המשפט כתב התנגדות לבקשה מטעם מחזיקי יחידות השתתפות ובימים 11.5.2021 ו- 12.5.2021 התקבלו החלטות בית המשפט בקשר עם ההתנגדות, לפיהן יתקיים דיון מקדמי בהתנגדות רק לאחר חלוף המועד האחרון להגשת התנגדויות לבקשה שיחול ביום 25.5.2021. יצוין כי, בימים 24.5.2021 ו- 26.5.2021 פרסמה השותפות את תגובתן לבקשה של הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ ושל הרשות לניירות ערך, בהתאמה.

ביום 5.7.2021 הגישו כהן פיתוח גז ונפט בע"מ, י.נ.א. חברה לרישומים בע"מ ו-י.ו.א.ל. ירושלים אויל אקספלוריישן בע"מ (להלן: "המבקשות להצטרף להליך") בקשה לצירוף כצד להליך ולהבהרת הוראות ההסדר, ביום 18.7.2021 הגיש השותף הכללי תגובה לבקשה כאמור, וביום 26.7.2021 קבע בית המשפט כי המבקשות להצטרף להליך יצורפו כצד להליך וכי אין מקום לפיצול הדיון. ביום 13.10.2021 התקיים דיון בבקשה. בימים 10.11.2021 ו- 14.11.2021 הגישו חלק מהמשיבים והרשות לניירות ערך את תגובתם, בהתאמה. השותף הכללי והשותף המוגבל וכן קבוצת דלק הגישו את תשובתן ביום 12.12.2021. במסגרת פסק הדין שניתן כאמור ביום 27.12.2021, אושרה הבקשה לכינוס אסיפה כללית לצורך אישור ההסדר, וכן נקבע כי זכותה של קבוצת דלק, בעלת השליטה בשותפות, לקבלת תמלוגי על מהשותפות לא תהיה טעונה אישורים חוזרים בעתיד. ביום 23.2.2022 הוגש ערעור לבית המשפט העליון ערעור על פסק הדין וכן בקשה לעיכוב ביצועו על ידי בעלי יחידות השתתפות בשותפות. הדיון בערעור נקבע ליום 27.6.2022 ביום 4.4.2022 התקבלה החלטת בית המשפט העליון לפיה, בהתאם להסכמות בין הצדדים, הבקשה לעיכוב ביצוע נמחקה. ביום 31.5.2022 הגישו השותף הכללי והשותף המוגבל תשובה לערעור, ובאותו מועד הגישה רשות ניירות ערך את עמדתה בערעור. כמו כן, ביום 1.6.2022 הגישה קבוצת דלק תשובה לערעור, ביום 30.6.2022 התקיים דיון בערעור וביום 25.7.2022 התקבל פסק דינו של בית המשפט העליון בערעור שניתן בהתאם להסכמת הצדדים, ולפיו פסק דינו של בית המשפט המחוזי מיום 27.12.2021 מבוטל. לצד זאת, נפסק כי ניתן יהיה לכנס את אסיפת בעלי היחידות לצורך אישור ההסדר עד ליום 22.9.2022, כאשר השלמת ההסדר מותנית שמתן צו מתאים של שר המשפטים לפי ס' 351א(ב) לחוק החברות (הצו יכול להינתן לאחר כינוס האסיפה). ביום 15.8.2022 הגישו המשיבות בקשה לתיקון טעות בפסק הדין שניתן בערעור וביום 17.8.2022 דחה בית משפט את הבקשה לתיקון טעות אך קיבל את בקשתן החלופית של המשיבות להארכת המועד לכינוס האסיפה הכללית של בעלי היחידות. ביום 6.10.2022 הוגשה (למען הזהירות) לבית המשפט המחוזי בתל-אביב, על-ידי השותף הכללי והשותף המוגבל, בקשה למתן הוראות ביחס לאופן המשך ניהול ההליכים, לאור שינויים שנערכו בהסדר המקורי, ובתוך כך החלטת בית ההשתתפות של השותפות במניות רגילות של חברה קיימת הנסחרת בבורסה לניירות ערך בלונדון, חלף חברה חדשה שהתאגדה באנגליה (להלן בסעיף זה: "הבקשה למתן הוראות"). ביום 31.10.2022 התקבלה החלטת בית המשפט המאשרת את הבקשה למתן הוראות. ביום 25.12.2022 הגישו השותף הכללי והשותף המוגבל בקשה לדחיית המועד לכינוס אסיפת בעלי היחידות לאישור ההסדר, ובהתאם להחלטת בית המשפט מיום 27.12.2022, ביום 1.1.2023 הוגשה תגובה לבקשה כאמור מטעם רשות ניירות ערך וכן התייחסות המערערים לבקשה. ביום 10.1.2023 התקבלה החלטת בית המשפט המאשרת את דחיית המועד לכינוס אסיפת בעלי היחידות.

יג. התקשרות בהסכם הולכה לצורך יצוא גז למצרים:

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.

בחודש יולי 2020, עם הפעלת מדחס בכניסה למערכת EMG באשקלון, עלתה יכולת ההזרמה בצינור EMG, במגבלות תשתית מערכת ההולכה הקיימת של נתג"ז, לכ- 500 MMCF ליום (כ- 5 BCM בשנה). בהתאם להסכם היצוא למצרים, כמתואר בביאור 11ג(ג) לעיל, הותקן באשקלון המדחס הנוסף, כך שבשילוב עם הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון על-ידי נתג"ז, יתאפשר להגדיל את יכולת ההזרמה במערכת EMG לכ- 650 MMCF ליום, ובהינתן תנאים מסויימים במערכות ההולכה הישראלית והמצרית, אף מעבר לכך.

ביום 18.1.2021 התקשרה שברון עם נתג'ז בהסכם לאספקת שירותי הולכה על בסיס מחייב (Firm) 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"). להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

(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. להערכת השותפות, מערכת ההולכה תוכננה, באופן שיאפשר הולכת מלוא הכמות החוזית הקבועה בהסכמי היצוא.

(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) הזרמת הגז על-פי הסכם ההולכה תחל במועד שבו נתג'ז תשלם את הקמת מקטע מערכת ההולכה אשדוד-אשקלון בהתאם לאמור בהחלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בקשר למימון פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון (להלן: "המקטע המשולב") (ראה פסקה 6) (להלן: "החלטת המועצה"), וכן את הכפלת מקטעי מערכת ההולכה דור-חגית ושורק-נשר באופן שיאפשר את הזרמת מלוא הכמויות תחת הסכם ההולכה (להלן בסעיף זה: "מועד תחילת ההזרמה").

(4) הסכם ההולכה 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. להערכת השותפות, עם תום תקופת ההסכם, לא צפוי קושי בהארכתו בתעריפי הקיבולת וההולכה, שיהיו נהוגים אצל בעל רישיון ההולכה באותו מועד.

(5) תקופת ההולכה תחת הסכם 2019 תוארך עד ליום 1.1.2024 או עד מועד תחילת ההזרמה על-פי הסכם ההולכה, לפי המוקדם מבניהם.

(6) בהתאם לעקרונות, שנקבעו בהחלטת המועצה התחייבה שברון לשלם לנתג'ז בגין חלק השותפים הן בלווייתן והן בתמר 56.5% מהעלות הכוללת של הקמת המקטע המשולב המוערכת בסך של 738 מיליון ש"ח. ביום 2.5.2022 עדכנה נתג'ז את תקציב המקטע המשולב לסך של כ- 796 מיליון ש"ח. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים יתרת ההתחייבות עבור המקטע המשולב הינה על סך של כ- 40 מיליון ש"ח. בנוסף, על מנת לעמוד ביכול ההולכה באשקלון, נדרש על ידי נתג'ז לבצע הקדמה של ביצוע הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר בעלות של כ- 48 מיליון ש"ח. לפיכך, התחייבה שברון לשלם סכום של 27 מיליון ש"ח בגין חלק השותפים כאמור (56.5%), ראה ביאור 12טז לעיל. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים יתרת ההתחייבות עבור ההכפלה הינה על סך של כ- 13.5 מיליון ש"ח.

(7) 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, הערבויות לטובת נתג'ז בגין חלק השותפות בפרויקט לווייתן הינן בסך של כ- 151 מיליון ש"ח וכן שעבדה לטובת מסגרת הערבויות פקדון בסך של כ- 11.5 מיליון דולר (ראה ביאור 12יא9).

(8) השותפים בלווייתן והשותפים בתמר ישאו בעלויות האמורות בפסקה 6 בשיעורים של 69% ו- 31%, בהתאמה.

(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 110% 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) להערכת השותפות, חלקה בעלות ההקמה של המקטע המשולב, בעלויות ההקדמה של הכפלת מקטעי מערכת ההולכה דור-חגיגת ושורק-נשר, עשוי להסתכם לסך של כ- 46.2 מיליון דולר.

11) בד בבד עם חתימת הסכם ההולכה, חתמו השותפים בלווייתן והשותפים בתמר על הסכם שירותים (back-to-back) במסגרתו נקבע כי השותפים בלווייתן והשותפים בתמר יהיו זכאים להוליך גז (באמצעות שברון) תחת הסכם ההולכה וכן יהיו אחראים לקיום התחייבויות שברון על-פי ההסכם ההולכה, כאילו השותפים בלווייתן והשותפים בתמר היו צד להסכם ההולכה במקום שברון, כל אחד בהתאם לחלקו כפי שנקבע בהסכם הקצאת הקיבולת בין השותפים בלווייתן והשותפים בתמר. עוד נקבע בהסכם השירותים, כי הקיבולת הבסיסית, שתישמר במערכת ההולכה לשברון תוקצה בין השותפים בלווייתן לבין השותפים בתמר לפי השיעורים המפורטים בפסקה 8 לעיל ובהתאם לסדר הקבוע בהסכם הקצאת הקיבולת. על אף האמור, השותפים בלווייתן והשותפים בתמר ישאו בדמי קיבולת (capacity) ביחס קבוע של 69% (השותפים בלווייתן) ו- 31% (השותפים בתמר), למעט במקרה בו צד (שותפי לווייתן או שותפי תמר, לפי העניין) השתמש בקיבולת הלא מנוצלת של הצד האחר.

12) ביום 26.2.2023 קיבלה שברון מכתב מנתג"ז, לפיו בעקבות תקלה באוניה המבצעת עבודות תשתית להנחת צנרת ימית עבור נתג"ז במקטע המשולב ובהמשך להערכה ראשונית שקיבלה נתג"ז מהקבלן המבצע של המקטע המשולב, צפויה דחיה של לפחות 6 חודשים במועד השלמתו, כך שחלון הזמן בו יכול לחול מועד תחילת ההזרמה נדחה לתקופה החל מיום 1.10.2023 ועד ליום 1.4.2024. יצוין כי, המכתב כאמור שהתקבל מנתג"ז ניתן כהודעה בדבר קיומו של "כוח עליון" על-פי הסכם ההולכה, בו ציינה נתג"ז כי השלכותיו המלאות עדיין לא ידועות לה בשלב זה. ביום 9.3.2023 השיבה שברון בשם שותפי לווייתן ותמר למכתב כאמור, כי היא דוחה את ההודעה בדבר קיומו של "כוח עליון". להערכת השותפות, אין בדחיה כאמור בכדי להשפיע באופן מהותי על עסקי השותפות ועל תוצאות פעילותה.

13) שותפי לווייתן חתמו על מערכת הסכמים, שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי על-פי הסכם היצוא למצרים, דרך ירדן, תוך שימוש במערכת ההולכה הישראלית לירדן ובמערכת ההולכה הירדנית המחוברת למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה-טאבה (הצינור הפן ערבי). 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 הדוחות הכספיים, וכפי שנמסר לשותפות מהמפעילה בפריקט לווייתן, באמצעות תשתיות ההולכה הקיימות ובתנאי התפעול הנוכחיים, ניתן להזרים גז טבעי למצרים, דרך ירדן, בכמות יומית ממוצעת של עד כ- 350 MMCF (כ- BCM 3.5 בשנה). בהקשר זה יצוין כי, משרד האנרגיה אישר לשותפי לווייתן הוספת נקודת מסירה של גז טבעי למצרים אשר צפויה להיות בעקבה, ירדן.

מערכת ההסכמים כאמור כוללת את ההסכמים המפורטים להלן:

1. הסכם בין שברון 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.
2. במקביל לחתימת הסכם FAJR, שברון ויתר שותפי לווייתן ותמר התקשרו back-to-back בהסכם שירותים, במסגרתו בעלי הזכויות במאגרי לווייתן ותמר יהיו זכאים להוליך גז (באמצעות שברון) בהסכם FAJR, ולפיו, בין היתר, השימוש במערכת ההולכה של FAJR לצורך יצוא גז טבעי למצרים ממאגרי לווייתן ותמר יתבצע בהתאם למנגנון, תנאים וסדר העדיפויות, שפורטו בהסכם כאמור.

3. הסכם בין שברון לנתג'ז לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן אל נקודת החיבור למערכת ההולכה של FAJR בגבול בין ישראל לירדן (להלן: "הסכם נתג'ז"). התשלום על-פי הסכם נתג'ז יתבצע על בסיס כמות הגז, שתוזרם בפועל במערכת ההולכה של נתג'ז, בכפוף להתחייבות שברון לתשלום בגין כמות מינימלית כמפורט בהסכם נתג'ז. יצוין כי, תקופת הסכם נתג'ז הוארכה עד ליום 1.1.2024, אלא אם יסתיים קודם לכן בהתאם להוראותיו או אם יוארך בהסכמה בין הצדדים בכפוף להחלטות רשות הגז הטבעי באותו מועד. במקביל לחתימת הסכם נתג'ז, שברון ויתר שותפי לווייתן התקשרו back-to-back בהסכם שירותים בקשר עם הסכם נתג'ז.

4. שותפי לווייתן ובלו אושן חתמו על תיקון להסכם היצוא למצרים כמפורט בביאור 12 (ג) לעיל.

14) יצוין כי, הואיל והסכמי ההולכה כאמור הינם למתן שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible), אין ודאות במועד אישור הדוחות הכספיים כי ניתן יהיה להזרים דרך ירדן את מלוא הכמויות הנוספות, שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לבלו אושן. עם זאת, יצוין כי, החל מיום 1.7.2022 ונכון למועד אישור הדוחות הכספיים, שותפי לווייתן הזרימו דרך ירדן את מלוא הכמויות הנוספות שהתחייבו לספק לבלו אושן.

15) בחודש אפריל 2022 הודיע הממונה לשברון, כי החל מיום 1.6.2022 ועד ליום 15.9.2022, על שותפי לווייתן להבטיח אספקת גז טבעי למשק המקומי בכמות העולה על הכמות היומית אותה התחייבו שותפי לווייתן לספק למשק המקומי על-פי הסכמי אספקת הגז בהם התקשרו. יובהר כי, לאמור לעיל לא הייתה השפעה מהותית על תוצאות פעילותה של השותפות.

ד. התקשרות לשיתוף פעולה באנרגיות 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 את מתווה העסקה עם אנלייט, בשים לב, בין היתר, לעניין האישי של מר אבו בעסקה.

בהתאם, ביום 13.3.2023 התקשרה השותפות עם חברת 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, בחרין, עומאן וערב הסעודית (להלן בסעיף זה: "ההסכם" ו-"העסקה", בהתאמה). כפי שיפורט להלן, במסגרת העסקה תקצה אנלייט למר יוסי אבו, מנכ"ל השותפות (להלן: "מר אבו"), חלק מסוים מזכויותיה בעסקה. בהתאם, ביום 13.3.2023 נחתם הסכם בין מר אבו לבין אנלייט (להלן: "הסכם אבו").

להלן תיאור תמציתי של עיקרי ההסכם:

1) הצדדים יפעלו יחדיו, באופן בלעדי לתקופה קצובה, לאיתור, ייזום, פיתוח, מימון, הקמה ותפעול של פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת במדינות היעד הנזכרות לעיל (להלן בסעיף זה: "המיזם המשותף"). לצורך המיזם המשותף יקימו הצדדים תאגידים, שיעסקו בקידום הפעילות המשותפת (להלן: "התאגידים המשותפים"). שיעור ההחזקה של השותפות בתאגידים המשותפים יהיה 33.33%, ויתרת הזכויות בתאגידים המשותפים (66.67%) תוחזק על-ידי תאגיד, שיוחזק על-ידי אנלייט (70%) ומר אבו (30%) (להלן: "תאגיד אנלייט"). בהתאם להסכם אבו, חלקו של מר אבו בהשקעות הנדרשות בתאגיד אנלייט יועמד לטובתו על-ידי אנלייט בדרך של העמדת הלוואה בתנאי נון-ריקורס.

2) במסגרת המיזם המשותף השותפות תעשה שימוש בקשריה העסקיים במדינות היעד הנזכרות לעיל 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.

- 3) השליטה בשלבי ההקמה וההפעלה של הפרויקטים תהיה בידי אנלייט. בהסכם נקבעו הוראות לגבי זכויות הצדדים למיני 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.
- 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 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, אשר בנסיבות מסוימות עשויה להתארך עד לתקופה של 5 שנים ממועד חתימת ההסכם (להלן: "תקופת הבלעדיות"). לאחר סיום תקופת הבלעדיות ימשך שיתוף הפעולה ביחס לפרויקטים, שהחלו לפני מועד הסיום, ואנלייט תהיה רשאית לקדם פרויקטים שיהיו בשלבי פיתוח מוקדמים, ללא שיתוף השותפות.

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. 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 אבו בעסקה.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, פועלים הצדדים לאיתור הזדמנויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות במסגרת שיתוף הפעולה.

טו. עסקה לשינוי מבני וצירוף עסקים עם חברת קפריקורן אשר בוטלה:

ביום 4.5.2021 הגישו השותף הכללי והשותף המוגבל בקשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב, לפי סעיפים 350 ו-351 לחוק החברות, לאישור כינוס אסיפה כללית של בעלי היחידות לצורך אישור הסדר שיעקרו החלפה של כל יחידות ההשתתפות המונפקות במניות רגילות של חברה חדשה שהתאגדה באנגליה, שמניותיה יועדו להירשם למסחר מקביל בבורסה בלונדון ובבורסה בתל-אביב. לאחר התנגדויות לבקשה של מחזיקי יחידות ההשתתפות, תגובתן של הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ ושל הרשות לניירות ערך לבקשה וצירופן של כהן פיתוח גז ונפט בע"מ, י.ג.א. חברה לרישומים בע"מ ו-י.ו.א.ל. ירושלים אויל אקספלורישן בע"מ כצד להליך ולהבהרת הוראות ההסדר. ביום 27.12.2021 אושרה הבקשה לכינוס אסיפה כללית לצורך אישור ההסדר, וכן נקבע כי זכותה של קבוצת דלק, בעלת השליטה בשותפות, לקבלת תמלוגי על מהשותפות לא תהיה טעונה אישורים חוזרים בעתיד.

ביום 23.2.2022 הוגש ערעור לבית המשפט העליון על פסק הדין וכן בקשה לעיכוב ביצועו על ידי בעלי היחידות השותפות בשותפות. ביום 25.7.2022 ניתן על ידי בית המשפט העליון פסק דין שנתן תוקף לפשרה, שהציעו השוכפים במסגרתו ניתנה למשיבות אפשרות לכנס אסיפה כללית מיוחדת לצורך אישור ההסדר וזאת עד ליום 22.9.2022. עוד נקבע על-ידי בית המשפט כי אישור ההסדר על ידי בית המשפט מותנה במתן צו שר המשפטים. בהמשך לבקשת המשיבות מיום 15.8.2022 לתיקון טעות בפסק הדין האמור, ביום 17.8.2022 דחה בית המשפט את הבקשה לתיקון טעות, אך קיבל את בקשתן החלופית להארכת המועד לכינוס האסיפה הכללית עד ליום 2.4.2023.

טו. עסקה לשינוי מבני וצירוף עסקים עם חברת קפריקורן אשר בוטלה (המשך):

בהמשך לאמור, ביום 29.9.2022 התקשרו השותפות והשותף הכללי עם החברה הבריטית Capricorn Energy Plc. (להלן: "קפריקורן") בהסכם מותנה לביצוע עסקה לצירוף העסקים של השותפות ושל קפריקורן, כך שבהשלמת העסקה, כלל בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות (כולל השותף הכללי) היו צפויים להחזיק בכ- 89.7% מהון המניות של החברה המאוחדת, אשר יועדו להירשם למסחר ברשימת ה-Premium בבורסת לונדון וברישום מקביל בבורסת תל אביב. ברם, ביום 15.2.2023 הסכימו השותפות וקפריקורן על ביטול העסקה לאלתר, וזאת בין היתר, לאור ההתפתחויות שאירעו בקפריקורן בתקופה שלאחר חתימת ההסכם, ובהן שינוי יסודי בהרכב דירקטוריון קפריקורן והנהלתה הבכירה.

טז. רגולציה:

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 לווייתן.
 - 2) ההסדר הכובל שיווצר, לכאורה, במקרה בו הצדדים או חלק מהם ישווקו במשותף את הגז שיופק ממאגר לווייתן לשוק המקומי עד יום 1 בינואר 2025.
 - 3) ההסדר הכובל שיווצר, לכאורה, במקרה שבו הצדדים או חלק מהם ישווקו את הגז שיופק ממאגר לווייתן במשותף ליצוא בלבד.
 - 4) ההסדר הכובל העשוי להיווצר כתוצאה מהסכם רכישה מסוים של גז טבעי ממאגר לווייתן, ובלבד שההסכם כאמור נחתם עד יום 1 בינואר 2025.
 - 5) בכל הקשור לפעילותם במאגרי תמר ולווייתן בלבד, היותן של השותפות ושברון בעלות מונופולין לפי הכרזות הממונה על התחרות.
- ב) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים בפסקה א לעיל מותנה, בין היתר, בקיומם של התנאים הבאים: מכירת מלוא הזכויות של השותפות בחזקות כריש ותנין, מכירת מלוא הזכויות של השותפות בחזקות תמר ודלית תוך 72 חודשים ממועד הענקת הפטור לפי חוק התחרות הכלכלית, התניות מסוימות הקשורות להסכמי אספקת גז קיימים ועתידיים ממאגרי תמר ולווייתן לרבות חלופות מחיר, הצמדה וכמויות גז. עמידה בהנחיות בקשר עם פיתוח מאגר תמר SW³³, התחייבות להשקעה בתוכן מקומי³⁴. בנוסף הסדיר מתווה הגז סוגיות הנוגעות ליצוא גז טבעי, קיום סביבה רגלטורית יציבה וסוגיות מיסוי שונות והכל בכפוף לתנאים והוראות המפורטים במתווה הגז.
- ג) נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מכרה השותפות את מלוא אחזקותיה במאגרי כריש ותנין (ראה ביאור 38 לעיל), וכן את מלוא אחזקותיה בחזקות תמר ודלית (ראה ביאור 7 לעיל) בהתאם למתווה הגז.

³³ לפיכך אודות הסדר הגישור במסגרתו הוסכם על חלוקתו של מאגר תמר SW בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%) ראה ביאור 837 לעיל.

³⁴ התחייבות זו בנוגע להשקעה בתוכן מקומי בוצעה במלואה.

2. רגולציה סביבתית:

השותפות פועלת למנוע ו/או למזער את הסיכונים הסביבתיים העשויים להתרחש במהלך פעילותה, נערכה 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 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 אישר לדחות את מועד הגשת טיעונים בנוגע לעיצום כספי זה ולקבוע אותו ל-30 יום לאחר קבלת המידע. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, לא ניתן להעריך את הסיכוי לקבלת הפחתות נוספות לסכום העיצום או את יכולתה של שברון להביא לביטול של חלק מרכיבי העיצום לגופם.

(ב) ביום 1.11.2021 קיבלה שברון מכתב התראה והזמנה לשימוע בפני המשרד בגין אי עמידה בתנאי היתר ההזרמה לים שניתן לאסדת לווייתן והפרת חוק מניעת זיהום הים ממקורות יבשתיים, התשמ"ח-1988, ובמסגרתו נטען כי שברון חרגה מאמות המידה הקבועות להזרמה לים מהמערכת הפתוחה. השימוע התקיים ביום 6.1.2022 ובמסגרתו נקבע כי על שברון לנקוט בכל הפעולות למניעת חריגות מהיתר ההזרמה לים וכי המשרד שוקל את הפעלת סמכויותיו המלאות כחוק, לרבות המלצה אפשרית על עיצום כספי על-פי החוק. ביום 28.6.2022 קיבלה שברון מכתב דרישה לקבלת פרטים אודות מחזור מכירות שנתי לפי סעיף 5(ג)5(ב)2 לחוק מניעת זיהום הים. במכתב צוין כי המידע נדרש לצורך קביעת שיעור העיצום הכספי שבכוונת המשרד להגנת הסביבה להטיל על שברון בגין הפרת תנאים בהיתר הזרמת שפכים (הפקת גז) לים שמספרו 24/2021, בקשר עם הזרמת שפכים החורגים מאמות המידה להזרמה לים. שברון הגישה את המסמכים הנדרשים למשרד להגנת הסביבה. לא ניתן בשלב זה להעריך מהן ההפרות בגינן יוטל העיצום הכספי ואת סכום העיצום הכספי שיוטל, ככל שיוטל.

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 לתאריך אישור הדוחות הכספיים, הפקידה השותפות במשרד האנרגיה ערבויות בנקאיות אוטונומיות בקשר עם זכויותיה בנכסי הנפט והגז כנגד מסגרת אשראי בנקאית (ראה סעיף יא11 לעיל).

4. הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר:

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, תשי"ב-1952 (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.

(ג) בחודש ספטמבר 2020 פרסם את ההנחיות הפרטניות בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר עבור חזקת תמר בהן פורטו ההוצאות המוכרות בניכוי לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר.

(ד) בחודש יולי 2022 פרסם ההנחיות הפרטניות בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר עבור חזקת לווייתן. להלן תמצית ההוראות שהתקבלו בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בחזקת לווייתן:

1. ההוצאות ההוניות (CAPEX) שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר ושיעור ההכרה כוללות: (א) עלות הונית בגין צנרת ההובלה מהסעפת הראשית לאסדת לווייתן (להלן: "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%.

2. 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.

במקרה בו מחיר המכירה החוזה 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. 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.

(ה) ביום 19.2.2022 הוגשה תגובת השותפים בפרויקט לווייתן להוראות הפרטניות כאמור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבלה תגובת משרד האנרגיה.

5. פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית:

א. 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 למודע 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-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 עשרה אחוז) ובתוספת סך של 21 מיליון ש"ח (חלקו של בעל רישיון ההולכה בעלות מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר), אשר יפחת בהתאם לאמור בתוספת להחלטה.

עוד נקבע בהודעת מנהל הרשות, כי כל עוד היצואן מייצא למצרים, תזרם 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.

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 סעיף יד להלן.

ב. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנת השותפות ביחד עם שברון אפשרויות נוספות להגדלת כמויות היצוא של גז טבעי דרך הצינור ירדן צפון ומערכת ההולכה הירדנית וכן באמצעות הקמת חיבור יבשתי חדש, שיבוצע על-ידי נתג"ז בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה (להלן: "קו ניצנה"). בהקשר זה יצוין כי, בחודש יוני 2022 פרסמה רשות הגז הטבעי בקשה לקבלת מידע בנוגע ליכולת וכוונת השותפים בפרויקטים המפיקים ליצוא גז טבעי דרך הצינור ירדן צפון ודרך קו ניצנה, במסגרתה נתבקשו השותפים כאמור להעריך מהן כמויות הגז הטבעי הצפויות להיות מיוצאות באמצעות תשתיות אלה. בהמשך לכך, בחודש יולי 2022 השיבה שברון לרשות הגז הטבעי כי שותפי לווייתן מעוניינים להשתמש במלוא קיבולת ההולכה במסגרת התשתיות כאמור, ובחודש נובמבר 2022 הודיעה רשות הגז הטבעי לשותפי לווייתן כי

בשנת 2023 תוקצה להם קיבולת יצוא נוספת של 1 BCM להזרמה בצינור ירדן צפון על בסיס מזדמן, מעבר לכמויות המוזרמות דרך צינור ירדן צפון במסגרת הסכם היצוא לירדן. להערכת השותפות, ההחלטה כאמור לא צפויה להשפיע על הכמויות המוזרמות למצרים דרך ירדן או על תעריפי ההולכה.

6. החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בעניין הסדרת אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה:

ביום 3.1.2021 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי תיקון להחלטת מועצה בעניין אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה החלטה מס' 5/2020 (תיקון מספר 2) (להלן בסעיף זה: "ההחלטה"). ההחלטה קובעת 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. ההחלטה קובעת עוד 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. ההחלטה תיכנס לתוקף ביום 1.4.2021.

לאחר פרסום ההחלטה, פנתה נת"ז לשברון בדרישה להחלת ההחלטה באופן רטרואקטיבי החל מראשית שנת 2020 ביחס לפרויקט לווייתן, וכן העבירה לעיון שברון הודעה ברוח זו אשר הועברה על ידה ללקוחותיה. בהמשך להודעה זו, פנתה שברון לרשות הגז והביעה את התנגדותה להחלה רטרואקטיבית של ההחלטה וזאת מבלי לגרוע מטענותיה כנגד עצם ההחלטה.

ביום 7.4.2021 הגישה השותפות יחד עם יתר שותפי תמר ושותפי לווייתן עתירה נגד מועצת הגז הטבעי ומשרד האנרגיה (להלן בסעיף זה: "המשיבים"). בעתירה מבוקש להורות על בטלותה של החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי (להלן בסעיף זה: "המועצה") מספר 5/2020 מיום 29.12.2020 – תיקון להחלטת מועצה 8/2019 – אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה (תיקון מספר 2) אשר פורסמה ביום 3.1.2021 (להלן בסעיף זה: "ההחלטה"). בהתאם להחלטה כאמור, ספקיות הגז הטבעי יישאו בעלות מחצית "פער מדידה סביר", המוגדר בהחלטה כפער של עד 0.5% בין כמות הגז הנמדדת במונה הכניסה למערכת ההולכה הארצית של גז טבעי לכמות הנמדדת במונה היציאה ממנה. בעתירה נטען כי החלטה זו ניתנה בהיעדר כל סמכות בדיון והיא לוקה בחוסר סבירות קיצוני.

ביום 26.10.2021 הגישו אנרג'יאן, אשר צורפה כמשיבה לעתירה, את תגובתה אשר לפיה העתירה מוצדקת, וביום 27.10.2021 הגישה נת"ז, אשר צורפה אף היא כמשיבה לעתירה, את תגובתה אשר במסגרתה נטען כי העתירה לוקה בחוסר תום לב ובחוסר ניקיון כפיים בשל הסתרת עובדות מהותיות ואי-צירוף גורמים העלולים להיפגע מהעתירה, וכן כי ההחלטה נשוא העתירה התקבלה בסמכות ובסבירות. כמו כן, ביום 5.11.2021 הגישו משיבי המדינה את תגובותיהם לעתירה, לפיהן יש לדחות העתירה על הסף בשל אי-צירוף צרכני הגז כמשיבים ואף יש לדחות את העתירה לגופה מכיוון שההחלטה התקבלה בסמכות והינה סבירה לגופה. דיון בעתירה התקיים ביום 9.2.2023 ובסימום המליץ בית המשפט לעותרות למשוך את העתירה. העותרות עשו כן והעתירה נדחתה ללא צו הוצאות.

ביאור 13 – הון:

- א. יחידות ההשתתפות מונפקות על ידי השותף המוגבל (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 31.12.2022: 1,173,814,691 יחידות בנות 1 ש"ח ע.ג. הרשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב. לעניין אופציות הניתנות להמרה ליחידות השתתפות של השותפות שהוענקו למנכ"ל השותפות ראה ביאור 21.

1. הסכם השותפות והסכם הנאמנות:

(א) בהסכם השותפות המוגבלת על כל תיקוניו, נקבעו כללים לעניין חלוקת רווחים בשותפות לרבות מתן אפשרות לשותף הכללי להימנע מחלוקת רווחים או לעכב חלוקת רווחים, ככל שידרש, לצורך מימון פעילות השותפות באופן ובתנאים שנקבעו בהסכם ובאסיפות הכלליות. למעט מגבלות הקיימות בהסכמי המימון לא קיימות במועד אישור הדוחות הכספיים 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	סכום החלוקה	מועד חלוקת	תאריך הכרזה
ליחידת	הכולל במיליוני	רווחים	חלוקת רווחים
השתתפות	דולר		
בדולר			
0.05537	65	7.12.2020	17.11.2020
0.08519	100	13.10.2021	22.9.2021
0.08519	100	23.12.2021	9.12.2021
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

3. חלוקות לשותף המוגבל:

(א) ביום 12.2.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ-0.3 מיליון דולר).

(ב) ביום 1.11.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ-0.3 מיליון דולר).

(ג) ביום 27.5.2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ-0.3 מיליון דולר).

(ד) ביום 23.3.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ-0.3 מיליון דולר).

(ה) ביום 1.3.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ-0.3 מיליון דולר).

חלוקות אלו משמשות לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.

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 (לפרטים נוספים ראה ביאורים 20 וא ו-20) כמפורט להלן:

ש"ח ליחידת השתתפות	מקדמות מס במיליוני ש"ח	סוג ההכנסה	שנת מס
0.0655	כ- 76.9	שוטפת	2020
0.1851	כ- 217.3	שוטפת	2021
0.4497	כ- 527.9 ³⁵	רווח הון	2021

לעניין שינוי משטר המס שחל על השותפות, כך שהיא ממוסה כחברה בגין הכנסתה החייבת החל משנת 2022, ראה ביאור 20א.

2. ביום 27.12.2020 הכריזה השותפות על תשלומי מס למחזיקים יחידים ותשלומי איזון למחזיקים שאינם יחידים בסך של כ- 117.2 מיליון ש"ח המהווים כ- 0.0998676 ש"ח ליחידת השתתפות אשר חולקו ביום 20.1.2021.

3. 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 2022 מורכב כדלקמן:

סך-הכל	השותף הכללי	השותף המוגבל	
154.8	³⁶	154.8	הון השותפות
(29.9)	³¹	(29.9)	קרנות הון
1,162.5	0.1	1,162.4	יתרת רווחים
1,287.4	0.1	1,287.3	יתרה ליום 31.12.2022

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).

ו. ביום 31.5.2022 פרסמה השותפות תסקיף מדף להנפקת ניירות ערך שונים הכוללים, בין היתר, יחידות השתתפות, אגרות חוב וכתבי אופציה. תסקיף המדף הינו בתוקף ל- 24 חודשים עם אפשרות ההארכה ב- 12 חודשים נוספים.

ז. בהתאם לאמור בביאור 12 לעיל, החל מיום 1.1.2022 השותפות אינה זוקפת הוצאות מול קרן הון, מאחר והתשלומים מבוצעים על ידי השותפות.

ח. לעניין תשלום מבוסס יחידות השתתפות שהוענק למנכ"ל השותף הכללי בשותפות ראה ביאור 21ג.

³⁵ מתוכו סך של כ- 477.9 מיליון ש"ח בגין מכירת פרויקט תמר ודלית.

³⁶ פחות מ 0.1 מיליון דולר

- א. הכנסותיה של השותפות מקורן במכירות גז טבעי ללקוחותיה והכל בהתאם להסכמים שנחתמו עמם, כמפורט בביאור 12 לעיל.
- ב. הכנסות השותפות בתקופת הדוח ממכירת גז טבעי מושפעות בעיקר מהיקף הצריכה של גז טבעי לשוק המקומי, למצרים ולירדן (להלן בסעיף זה: "השוק האזורי"). להלן חלק השותפות בהכנסות ובכמויות הגז הטבעי שנמכרו לשוק המקומי ולשוק האזורי בתקופת הדוח מפרויקט לווייתן:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
			הכנסות:
263.5	319.5	284.7	שוק מקומי
323.6	563.0	859.2	שוק אזורי
587.1	882.5	1,143.9	
			כמויות (BCM)
1.57	2.06	1.71	שוק מקומי
1.71	2.80	3.45	שוק אזורי
3.28	4.86	5.16	

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
63.5	94.7	126.4	תמלוגים למדינה
9.4	11.4	15.2	תמלוגים לבעלי עניין
13.4	22.7	30.4	תמלוגים לצדדים שלישיים
86.3	128.8	172.0	סך-הכל

(ראה ביאור 12 לעיל ופסקה ב להלן)

- ב. תמלוגים למדינה ולתמלוגי על (לבעלי עניין ולצדדים שלישיים) כפי שנכללו בספרי השותפות:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
			שיעור התמלוגים האפקטיבי בפרויקט לווייתן:
10.81%	10.73%	10.93%	למדינה
1.61%	1.29%	1.31%	לבעלי עניין
2.28%	2.57%	2.62%	לצד שלישי

1. החל ממועד תחילת אספקת הגז ממאגר לווייתן משלמים שותפי לווייתן למדינה מקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לווייתן בשיעור של כ- 11.26%, וזאת בהתאם למכתב דרישה שהתקבל ממשרד האנרגיה בחודש ינואר 2020. שיעור המקדמות כאמור גבוה מהתחשיב שערכה שברון, בהתאם לדוח התמלוגים, שהגישה שברון למשרד האנרגיה בגין שנת 2020, שיעור התמלוגים למדינה בפרויקט לווייתן עומד על כ- 9.58%. שיעור התמלוגים עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים לשנת 2022 הינו כ- 10.9% (2021: 10.7%, 2020: 10.8%). בהמשך לאמור לעיל, ביום 27.12.2022 שלחו שותפי לווייתן מכתב למשרד האנרגיה בדבר הקטנת שיעור המקדמות החל מחודש ינואר 2023. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים טרם נתקבלה תגובת משרד האנרגיה.

ב. תמלוגים למדינה ולתמלוגי על (לבעלי עניין ולצדדים שלישיים) כפי שנכללו בספרי השותפות (המשך):

1. (המשך):

1. יצויין 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 מפרויקטים תמר ולווייתן לבין הסכומים שנזקפו בדוח על הרווח הכולל כהוצאות תמלוגים.
2. הפער בין המקדמות בגין תמלוגים ששולמו בפועל למדינה לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בפרויקטים תמר (עד למועד מכירת הפרויקט) ולווייתן, הסתכם לסך של כ- 30.5 מיליון דולר (2021: כ- 25 מיליון דולר 2020: כ- 19.5 מיליון דולר) ונכלל בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך. ראה ביאור 8 לעיל.
3. 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 החזקותיה בחזקות תמר ודלית, כמתואר בביאור 17 לעיל) ובפרויקט לווייתן מסתכם סך של כ- 11.8 מיליון דולר (2021: כ- 8.8 מיליון דולר 2020: כ- 7.8 מיליון דולר) נכלל בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך, ראה ביאור 8 לעיל.
4. בחודש יוני 2020 פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה הנחיות כלליות לגבי אופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר לזכויות נפט בים, ובחודש ספטמבר 2020 פרסם הוראות פרטניות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר (להלן בסעיף זה: "ההוראות הפרטניות") במסגרתן נקבע שיעור ההוצאות המוכרות לניכוי בחישוב שווי התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר. במהלך שנת 2022 משרד האנרגיה שלח לשברון טיוטת דוחות ביקורת תמלוגים לשנים 2013-2018 בהתאם להנחיות והוראות הממונה. המפעילה העבירה למשרד האנרגיה את התייחסותה לטיטת דוחות אלו. להערכת השותפות לא צפויים להיות פערים מהותיים בין הסכומים שנזקפו בדוח על הרווח הכולל בסעיף הוצאות תמלוגים למדינה (החל משנת 2013) לבין הוצאות התמלוגים כפי שהיו צריכות להיות מחושבות בהתאם להוראות הממונה.

ביאור 16 – עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט:³⁷

לשנה שהסתיימה ביום			הרכב:
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
23.5	22.2	19.5	שכר עבודה ונלוות
2.3	2.8	2.0	שמירה ואבטחה
17.6	16.1	17.4	ביטוח
15.6	25.7	49.9	עלויות הובלה, הולכה ושינוע
12.7	18.0	19.5	דמי מפעיל וניהול אופרציה
11.0	16.4	15.8	תחזוקה
7.0	17.2	9.9	אחרות
89.7	118.4	134.1	סך-הכל

³⁷ ברובן באמצעות העסקאות המשותפות.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
 ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
 ביאור 17 – הוצאות ישירות אחרות³⁸:

לשנה שהסתיימה ביום			הרכב:
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
-	0.1	-	סקרים סייסמיים
3.4	4.1	5.2	הוצאות ישירות ואחרות לרבות שירותים מקצועיים ³⁹
<u>3.4</u>	<u>4.2</u>	<u>5.2</u>	סך-הכל

ביאור 18 – הוצאות הנהלה וכלליות:

לשנה שהסתיימה ביום			הרכב:
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
3.7	4.1	6.3	שכר ונלוות
1.0	1.0	-	הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי (ביאור 12א לעיל) עלות תשלום מבוסס יחידות השתתפות למנהל הכללי
0.5	-	1.0	(ראה ביאור 21ג להלן)
6.6	8.6	8.7	שירותים מקצועיים, נטו ⁴⁰
2.8	3.5	3.7	אחרות
<u>14.6</u>	<u>17.2</u>	<u>19.7</u>	סך-הכל

³⁸ ברובן באמצעות העסקאות המשותפות.

³⁹ בעיקר הוצאות הנהלה וכלליות של פרויקט בקפריסין.

⁴⁰ כולל הוצאות בסך של כ- 4.3 מיליון דולר וכ- 3.0 מיליון דולר בשנים 2021 ו-2020 בהתאמה, שנזקפו כנגד קרן הון (ראה ביאור 13 לעיל), אשר בשנת הדוח משולמים על ידי השותפות.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
ביאור 19 - הוצאות והכנסות מימון:
הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
			הוצאות:
122.3	207.0	145.9	בגין אגרות חוב (ביאורים 10ב, 10ג, 10ה ו-10ו לעיל)
99.4	0.7	0.7	בגין התחייבות לתאגידים בנקאיים
7.4	-	-	בגין פעילות בנגזרים פיננסיים (גידור חשבונאי)
0.4	0.4	0.4	בגין עמלת ערבות לקבוצת דלק (ביאורים 12יא4 ו-21ד)
1.6	1.8	1.5	בגין שינויים בהתחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז עקב חלוף הזמן
0.8	1.4	13.5	אחרות ⁴¹
-	-	(6.7)	בניכוי עלויות מימון שהווננו לנכסי גז ונפט ⁴²
231.9	211.3	155.3	סך-הכל הוצאות
			הכנסות:
1.8	0.6	5.4	בגין פקדונות בבנקים והשקעות לזמן קצר
80.3	20.0	60.9	שערוך תמלוגים לקבל (ביאור 8ב לעיל)
2.4	6.4	1.6	שערוך הלוואה שניתנה (ביאור 8ב לעיל)
1.9	1.9	3.1	עדכון סכומים לקבל מחברה כלולה
1.6	2.5	0.1	אחרות
88.0	31.4	71.1	סך-הכל הכנסות
(143.9)	(179.9)	(84.2)	סך-הכל הוצאות מימון, נטו

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים:

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח 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 השתתפות" 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 השתתפות). כתוצאה משינוי זה, החל משנת המס 2022, מחזיקי יחידות השתתפות 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 השתתפות והדיווח בגין הכנסתה החייבת של השותפות יהיו כפי שהיה לפני התיקון, כמוסבר להלן.

⁴¹ ראה ה"ש 6 לעיל.

⁴² שיעור ההיוון ששימש לקביעת סכום עלויות האשראי שהווננו בשנת 2022 הינו כ-6.5%.

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

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 מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "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 השתתפות 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 לא כללו מסים שוטפים על ההכנסה.

3. בעקבות אישור תיקון התקנות כאמור בסעיף 1 לעיל, השותפות רשמה בשנת 2021 התחייבות למסים נדחים בסך של כ-208 מיליון דולר כנגד הוצאה בדוח על הרווח הכולל. סכום ההתחייבות כאמור הינו בגין הפרשים זמניים, שנוצרו עד למועד הדוחות הכספיים, מתוכם 186 מיליון דולר בגין פחת והפחתות על נכסי נפט וגז (לרבות בגין סילוק נכסי נפט וגז). יציין כי, החל מיום 1.1.2022 ואילך מציגה השותפות הוצאות מסים שוטפים בדוח על הרווח הכולל, וזאת בנוסף להוצאות מסים נדחים כאמור.

4. על-פי הוראות סעיף 19 לחוק 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 השתתפות, ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס), על-פי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים, שהם חבר בני אדם ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהם יחידים. יציין כי, חייב השותף הכללי 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%.

5. ישום הוראות סעיף 19 לחוק 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-תאגידים 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.

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.

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים לקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

6. בחודש דצמבר 2017 נחתם בין השותפות לבין פקיד השומה למפעלים גדולים הסכם לגביית מס על חשבון המס בו חייבים בעלי היחידות בגין ההכנסה החייבת המוערכת מעסק של השותפות לשנת 2017 (להלן: "הסכם מס 2017"). במסגרת ההסכם, 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 שהן 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"), לפיהן ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר היא כ- 136.9 מיליון דולר וכ- 124.0 מיליון דולר, בהתאמה, (חלף סך של כ- 113.4 מיליון דולר וכ- 100.6 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכללה בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המסים). רווח ההון לשנת 2016 של השותפויות הוא כ- 49.3 מיליון דולר וכ- 65.6 מיליון דולר, בהתאמה, (חלף סך של כ- 6.7 מיליון דולר וכ- 15.6 מיליון דולר, בהתאמה כפי שנכלל בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2022. בהמשך להשגה שהגישה השותפות על שומות המס, הוצאו לשותפויות שומות בצו לפי סעיף 152(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצווים") על ידי רשות המסים עיקר המחלוקת מושא הצווים נוגעת בעיקרה לאופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאו השותפויות בפועל ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין. על פי הצווים, וככל 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- 45.9 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, ונקבע מועד לקיום דיון קדם משפט נוסף ביום 17.4.2023.
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") וביום 10.12.2020 הגישה השותפות השגה מנומקת על שומת המס. ביום 21.12.2022 קיבלה השותפות שומה בצו לשנת המס 2017 לפי סעיף 152(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצו"). ביום 22.1.2023 השותפות הגישה ערעור על הצו לבית המשפט המחוזי בתל אביב. בהתאם לצו האמור, ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2017 של השותפות הינה כ- 354.7 מיליון דולר (חלף סך של כ- 211.8 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים), ורווח ההון כולל רווח הון נדחה לשנת 2017 של השותפות הינו כ- 674.2 מיליון דולר (חלף סך של כ- 528.4 מיליון דולר, כפי שנכלל בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2022.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

ב. שומות מס הכנסה ותעודות מס (המשך):

3. (המשך):

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. נכון למועד הדוחות הכספיים ועל-פי הצו האמור, וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון בעלי יחידות השותפות בשותפות בסך של כ-108.2 מיליון דולר.

4.

ביום 19.2.2020 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות 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"), לפי שומת המס ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2018 של השותפות הינה כ-185 מיליון דולר (חלף סך של כ-142 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים) ורווח ההון לשנת 2018 של השותפות הינו כ-16.4 מיליון דולר, כמוצג בדוח אשר הוגש על-ידה כאמור. יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2022. 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 אישור הדוחות הכספיים, ועל-פי שומת המס, וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון בעלי יחידות השותפות בשותפות, בסך של כ-13.8 מיליון דולר. ביום 10.6.2021 הגישה השותפות השגה מנומקת על מלוא הקביעות של פקיד השומה בשומת המס.

5.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מתקיימת וצפויה להמשיך להתקיים התדיינות בין השותפות לפקיד השומה בקשר עם השומות לשנות המס 2016-2018.

6.

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 השותפות 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 השותפות 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.

9.

על פי דוח המס שהגישה השותפות לשנת 2021, אשר כפוף לביקורת של רשות המסים, ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס, הינה בסך של כ-919 מיליון ש"ח, רווח ההון נטו בעיקר בגין מכירת החזקותיה של השותפות בחזקות תמר ודלית (ראה ביאור 7 לגביל לעיל) הינו בסך של כ-1,868 מיליון ש"ח ורווח הון נדחה בגין מכירת החזקותיה של השותפות בתמר פטרוליום (ראה ביאור 7 לגביל 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 לחישוב המס 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, תוחזר היתרה לשותפות.

11. לאור האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודות 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 בעלי יחידות השתתפות של השותפות יהיו רשאים (אך לא חייבים) לכלול 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.

בעלי יחידות השתתפות אשר יפעלו בהתאם לאמור לעיל, יידרשו לתקן את דוחותיהם בהתאם לתעודות המס הסופיות, שיפורסמו 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.

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. בהתאם, 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 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 החדש, 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 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 וחישוב 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 מיסוי רווחים ממשאבי טבע התשע"א-2011:

בחודש אפריל 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "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 2022 השיעור המקסימאלי עומד על 46.8%.

בנוסף נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, כי ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה; גבולות ההיטל לא ייכללו 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.

(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 המינימאלי יהיה בשיעור 2 במקום 1.5 והמקסימאלי 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 פקיד השומה למפעלים גדולים (להלן: "פשמ"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 לפשמ"ג נחתם בחודש דצמבר 2019 הסכם שומות היטל באשר לדוחות היטל לשנים 2016 ו-2017, ובחודש אוקטובר 2021 נחתם הסכם שומות ביחס לשומת 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 לפשמ"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 פשמ"ג על הערעור הנ"ל. ביום 6.1.2022 הוגש לרשות המסים דוח היטל חזקות לווייתן לשנת 2020.

יצוין כי, שיעור מקדם ההיטל בחזקות לווייתן למועד הדוחות הכספיים נמוך מ-1.5 וכי השפעת השומות והמחלוקות המצוינות לעיל, עשויה 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.

(6) יצוין כי בין פשמ"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 המיסים 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, לאופן 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 פשמ"ג על הערעור בגין שנת 2019. 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 7 לעיל), בהיקף מוערך ליום 31.12.2022 של כ-36 מיליון דולר (הכוללת סכום של כ-24 מיליון דולר בגין שנת 2020).

בחודש מאי 2022 הוציא פשמ"ג שומה לפי מיטב השפיטה בגין שנת המס 2020, שהינה בעיקרה בגין אותן מחלוקות שהתגלעו בגין השנים 2013-2019. בחודש יולי 2022 הגישו בעלי הזכויות במיזם תמר השגה לפשמ"ג על השומה הנ"ל. 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 ושברון, בגין תקבולים רעיוניים שנבעו מאספקת גז טבעי ללקוחות ים תטיס, כמוזכר לעיל. (ראה ביאור 12 לעיל).

ביום 25.1.2023 התקבלה שומת היטל בצו לשנת 2020. 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.

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. 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-1.7 מיליון דולר.

(8) תקנות מיסוי רווחים ומשאבי טבע:

ביום 2.12.2020 פורסמו תקנות מיסוי רווחים ומשאבי טבע (מקדמות בשל היטל רווחי נפט), התשפ"א-2020 (להלן בסעיף זה: "תקנות המקדמות"). במסגרת תקנות המקדמות הוסדר נושא תשלום המקדמות שישולמו על ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט, לרבות אופן חישובן של המקדמות, מועדי תשלומן והדיווח עליהן.

תקנות המקדמות הותקנו מכוח סעיפים 10(ב) ו-51 לחוק 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, השותפות שילמה בגין השנים 2020 עד 2022 מקדמות היטל רווחי נפט וגז (בגין תקבולים ממכירות גז עד למועד מכירת פרויקט תמר ודלית) בסך כולל של כ- 63.2 מיליון דולר בגין זכויותיה בפרויקט תמר (כולל המקדמה בגין שנת 2020 בסך 18 מיליון דולר כאמור לעיל). על פי הערכת השותפות ואומדניה, בהתבסס על המחלוקות הקיימות עם רשות המסים, רשמה השותפות בשנת 2022 הוצאות בגין היטל רווחי נפט וגז בסך של כ- 2.1 מיליון דולר (2021: סך של כ- 43.9 מיליון דולר), המוצגים בסעיף פעילות מופסקת בגין מכירת פרויקט תמר כאמור בביאור 17 לעיל.

ד. מסים על ההכנסה הכלולים בדוח על הרווח הכולל

31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
-	-	(50.2)	מסים שוטפים
-	(207.8)	(62.0)	מסים נדחים
-	(207.8)	(112.2)	סה"כ מסים על ההכנסה
-	-	(3.8)	בניכוי מסים המיוחסים לפעילויות שהופסקו
-	(207.8)	(116.0)	סך הכל מסים המיוחסים לפעילויות נמשכות

ה. מסים נדחים

1. הרכב:

31.12.2021	31.12.2022	
186.0	265.7	התחייבות מסים נדחים
24.8	8.3	נכסי גז ונפט
210.8	274.0	נכסים אחרים לזמן ארוך
		סך הכל
(2.5)	(1.9)	נכסים מסים נדחים
(0.5)	-	תשלום מבוסס מניות והפרשות סוציאליות
-	(2.3)	עלויות הנפקת אגרות חוב
(3.0)	(4.2)	התחייבות לסילוק לזמן קצר
		סך הכל
207.8	269.8	התחייבות מסים נדחים, נטו

2. המסים הנדחים מחושבים לפי שיעור מס של 23% (2021 - זהה) בהתבסס על שיעור המס הצפוי לחול במועד ההיפוך.

3. לא הוכרו התחייבויות (נכסי) מסים נדחים בגין הפרשים זמניים בסך כולל של כ-0.1 מיליוני דולר (2021 - כ-8.7) מיליוני דולר) המתייחסים להשקעות בחברות מוחזקות בשל היעדר צפי למימוש השקעות אלה בעתיד הנראה לעין.

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			
31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	
162.2	316.4	594.6	רווח לפני מסים על ההכנסה מפעילויות נמשכות
³⁸ -	⁴³ -	23.0%	שיעור המס הסטטוטורי
-	-	(136.8)	מס מחושב לפי שיעור המס הסטטוטורי
			ירידה (עליה) במסים על ההכנסה הנובעת מהגורמים הבאים:
-	-	25.0	שינוי אומדן בבסיס המס בגין נכסים אחרים לזמן ארוך ⁴⁴
-	-	(3.9)	הפרש בין בסיס המדידה של ההכנסה כמדווח לצורכי מס (ש"ח) לבין
-	-	(0.3)	בסיס המדידה כמדווח בדוחות הכספיים (דולר)
			אחרים
-	-	(116.0)	מסים על ההכנסה

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה:

א. יתרות:

31 בדצמבר 2021		31 בדצמבר 2022		
צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור
0.7	-	1.3	-	חייבים ויתרות חובה
18.0	2.2	25.2	2.6	נכסים אחרים לזמן ארוך
1.1	2.7	1.8	5.0	זכאים ויתרות זכות
1.7	-	-	-	יתרת חובות שוטפים הגבוהה ביותר במשך השנה

⁴³ לפרטים בדבר משטר המס שחל על השותפות עד ליום 31.12.2021 ראו ביאור 20א לעיל.

⁴⁴ כתוצאה משינוי בצפי לאופן השבת ערכו של נכס פיננסי.

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין:

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2022:

צדדים קשורים ובעלי ענין	חברות אם		ביאור
	אחרים		
-	0.2	14	הכנסות ממכירת גז
15.1	0.1	15	הוצאות בגין תמלוגי על (פעילויות נמשכות)
-	2.6	117	הוצאות בגין תמלוגי על (פעילות מופסקת)
0.3	-		גמול דירקטורים
-	0.4	4א12 ד21	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	0.4	4ה21	דמי שכירות

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2021:

צדדים קשורים ובעלי ענין	חברות אם		ביאור
	אחרים		
5.2	0.2	17,14	הכנסות ממכירת גז
11.4	-	15	הוצאות בגין תמלוגי על
-	1.0	א12	הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
0.3	-		גמול דירקטורים
-	0.4	4א12 ד21	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	4.3	ז13	הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון

צדדים קשורים ובעלי ענין	חברות אם		ביאור
	אחרים	אחרים	
	21.9	0.4	14 הכנסות ממכירת גז ⁴⁵
	3.3	6.1	15 הוצאות בגין תמלוגי על (פעילות נמשכת)
	15.8	-	17 הוצאות בגין תמלוגי על (פעילות מופסקת)
	-	1.0	12 הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
	0.3	-	גמול דירקטורים
	-	0.4	4 תד 12 יא עמלת ערבות לקבוצת דלק
	-	2.9	13 הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
	-	0.1	5 ה21 ביטוח נושאי משרה

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. בהתאם להסדר החדש למתן שירותי הניהול (ראה ביאור 12 לא לעיל) החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות במלוא עלות העסקתו (100%), חלף השותף הכללי.

ביום 28.9.2022 החליטו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי, לאחר שדנו בכך מחדש, לאשר את תנאי הכהונה וההעסקה מעודכנים למנכ"ל, על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות השותפות בשותפות שהתקיימה ביום 21.9.2022. להלן תיאור תמציתי של עיקרי תנאי העסקה המעודכנים:

1. משכורתו החודשית של המנכ"ל עומדת על סך של 202 אלפי ש"ח (במונחי ברוטו) ליום 31.12.2022, אשר תעודכן בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן (חיובי בלבד) מדי שלושה חודשים.
2. 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 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, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 12 חודשים.

3. תקופת ההעסקה של מר אבו הוארכה עד ליום 30.4.2027.

⁴⁵ כולל חלקו של צד קשור בהסדרה המסחרית, כאמור בביאור 5.7.

ביאור 21 - 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. 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, בהתאם למדיניות התגמול ולתוכנית אופציות לפי סעיף 102 לפקודת מס הכנסה [נוסח חדש] תשכ"א-1961. 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. שווי ההטבה השנתי הנובעת מהענקת האופציות, קרי השווי הכלכלי של האופציות במועד האישור כשהוא מחולק לשלוש, לא יעלה על סך של 3,300 אלפי ש"ח.

השווי ההוגן למועד ההענקה של האופציות (תגמול הוני) שהוענקו למנכ"ל מסתכם לסך של כ-9.8 מיליון ש"ח (הערכת השווי ההוגן בוצעה על-פי המודל הבינומי). ההנחות העיקריות עליהן התבססה הערכת השווי האמורה הינן 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 1.8.2027.

5. יצוין כי, עד למועד אישור תנאי הבהונה וההעסקה המעודכנים בוועדת התגמול ובדיקטוריון כאמור, תנאי הבהונה וההעסקה להם היה זכאי מר אבו היו התנאים אשר אושרו ביום 10.7.2019 על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות, בהתאם למדיניות התגמול הקודמת (להלן: "תנאי 2019"). במסגרת תנאי 2019 העניק השותף הכללי למנכ"ל 2,742,231 יחידות פאנטום (אשר נכס הבסיס שלהן הוא יחידת השתתפות המקנות זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות) (להלן: "יחידות הפאנטום"). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים כל יחידות הפאנטום הבשילו וכל אחת מהמנות הכלולות בחבילה הכוללת ניתנת למימוש עד ליום 1.6.2023. כמו כן, מחיר המימוש של יחידות הפאנטום עומד על 10.79 ש"ח למנה הראשונה, 11.33 ש"ח למנה השנייה, ו-11.89 ש"ח למנה השלישית. על-פי הערכת שווי שקיבלה השותפות, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום ליום 31.12.2022 הסתכם לסך של כ-1 מיליון ש"ח וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (א) מחיר יחידת השתתפות ליום 31.12.2022 – 7.85 ש"ח; (ב) מחיר מימוש של כל אופציה (מתואמים לחלוקת רווחים ומקדמות מס עד וכולל שנת המס 2021) חושב לפי 7.96 ש"ח למנה הראשונה, 8.50 ש"ח למנה השנייה, ו-9.06 ש"ח למנה השלישית; (ג) סטיית תקן בשיעור של 26.8%; (ד) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ-3.47%; (ה) אורך חיים חוזי של כ-0.42 שנים מיום 31.12.2022; (ו) שיעור נטישה לפני ואחרי הבשלה - 0%; ו- (ז) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע למר אבו ממימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום. יצוין כי, בהתאם להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות בנוגע להסדר הניהול החדש כאמור לעיל, השותף הכללי יישא בכל עליה בגובה יחידות הפאנטום שתנבע מעליית מחיר השוק של יחידות ההשתתפות בתקופה שלפני יום 1.1.2022, והשותפות תישא בכל עליה בגובה יחידות הפאנטום שתנבע מעליית מחיר השוק של יחידות ההשתתפות החל מאותו מועד, וזאת ביחס לכל 3 המנות.

6. בשנת 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 (בשנת 2021 קיבל המנכ"ל מענקים בסך של כ-3,977 אלפי ש"ח ובשנת 2020 קיבל המנכ"ל מענקים בסך של כ-2,169 אלפי ש"ח).

ד. בהמשך לאמור בביאור 3ג7 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 ההחייבויות מכח הסכם הזיכיון (להלן: "הערבות"), שניתנה במועד העברת הזכויות על ידי קבוצת דלק. קבוצת דלק ניאיתה ליתן את הערבות, בתמורה לתשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות (ראה ביאור 12א4 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);

ד. (המשך):

2. (המשך):

- 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.

ה. פרטים נוספים על עסקאות עם צדדים קשורים ועם בעלי ענין:

- ראה ביאורים 12 ו- 15 לעיל בקשר עם תשלום תמלוגים מהשותפות לבעלי השליטה בה.
- לשותפות הסכמי מכירת גז עם חברת רפ"ק אנרגיה אשקלון בע"מ (לשעבר, דלק אי.פי.פי אשקלון בע"מ), רפ"ק אנרגיה שורק בע"מ (לשעבר, אי.פי.פי. דלק שורק בע"מ). לפרטים לגבי היקפי המכירות, בדבר הכנסות ממכירת גז לצדדים קשורים ולבעלי עניין אחרים, ראה סעיף ב לעיל. בשנת 2021 חדלו הני"ל להיות צדדים קשורים.
- בשנים 2021 ו-2020 השותף הכללי בשותפות התקשר עם קבוצת דלק, בהסכם שכירות בקשר עם המשרדים המשמשים את השותף הכללי והשותפות. השותפות זקפה הוצאות בדוח על הרווח הכולל כנגד קרן הון (ראה ביאור 13) בגין חלקה בהטבה הני"ל בסך של כ- 0.4 מיליון דולר ו-0.3 מיליון דולר בשנת 2021 ובשנת 2020 בהתאמה.
- ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות תיקון להסכם השותפות, לפיו החל מיום 1.1.2022 תישא השותפות בכל הוצאות הניהול של השותף הכללי, וזאת עקב פקיעת הסדר הניהול שנקבע בהסכם השותפות, לפיו השותף הכללי נשא בהוצאות האמורות. בהתאם לכך התקשרה השותפות עם קבוצת דלק, בהסכם שכירות בקשר עם המשרדים המשמשים את השותף הכללי והשותפות.
- ביום 26.6.2022 אישרה ועדת תגמול, בהתאם למדיניות התגמול את התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, המכסה את נושאי המשרה בשותף הכללי, בשותפות ובשותף הכללי ובחברות הבנות שלה, לרבות בלווייתן בונד, לתקופה של שנה החל מיום 1.7.2022 בגבול אחריות כולל בסך של 200 מיליון דולר למקרה ובסך הכל לתקופת הביטוח, והכל בתנאים העומדים במדיניות התגמול.
- לעניין הסדרה מסחרית לאספקת גז טבעי בין שותפי ים תטיס לבין שותפי לווייתן, ראו ביאור 47 לעיל.
- 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. ביום 6.2.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי שעבוד נוסף של כ- 1.1% נוספים מהון יחידות ההשתתפות של השותפות בהן מחזיק השותף הכללי, להבטחת אגרות חוב שהנפיקה קבוצת דלק המחזיקה (בשרשור) בכול הון המניות המונפק של השותף הכללי.
- לעניין התקשרות לשיתוף פעולה באנרגיות מתחדשות עם חברת אנלייט והעניין האישי של מנכ"ל השותפות בהתקשרות ראה ביאור 12 לעיל.
- ביום 23.12.2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי לשותף הכללי להתקשר עם קבוצת דלק בהסכם להעמדת שירותי ניהול על-ידי קבוצת דלק, לרבות שירותי דירקטורים לשותף הכללי באמצעות הדירקטורים המכהנים גם כנושאי משרה בקבוצת דלק בהתאם לתנאים שנקבעו וזאת החל מיום 1.1.2021.
- ביום 18.11.2021 מונה מר צחי חבושה לסמנכ"ל הכספים של השותפות, והחל את כהונתו ביום 1.1.2022.

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ה. פרטים נוספים על עסקאות עם צדדים קשורים ועם בעלי ענין (המשך):

11. מר גבי לסט מכהן כיו"ר דירקטוריון פעיל בשותף הכללי במשרה מלאה, החל מחודש אפריל 2022 (לפני כן, החל מחודש מאי 2001 כיהן כדירקטור בשותף הכללי, והחל מחודש ינואר 2020 כיהן כיו"ר דירקטוריון השותף הכללי). החל מיום 1.11.2022 נשאת השותפות במלוא עלות העסקתו (100%). (ראה ביאור 12 לעניין ההסדר הניהול החדש).
12. 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, התחשבנות עם קבוצת דלק ועם מר יצחק שרון (תשובה) בקשר עם הוצאות משפטיות במסגרת בקשה לאישור תובענה ייצוגית (ראה ביאור 8ב12 לעיל) ורכישת רכב מקבוצת דלק לצורך העמדתו לרשות יו"ר הדירקטוריון הפעיל כחלק מתנאי כהונתו והעסקתו.

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים:

א. אופן קביעת השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים:

בשל אופיים, השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים כגון מזומנים ושווי מזומנים, לקוחות וחייבים לזמן קצר וספקים וזכאים לזמן קצר, מהווה קירוב נאות לערכם בספרים.

- נכסים והתחייבויות בלתי סחירים לזמן קצר - ערכם בספרים משקף את שוויים ההוגן לתאריך הדוחות על המצב הנשאי ריבית בעלי מועד פירעון קבוע הכספי, מאחר ושיעור הריבית הממוצע לגביהם אינו שונה באופן מהותי משיעור הריבית המקובל בשוק לגבי פריטים דומים לתאריך הדוחות 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.
- חוזי החלפת ריבית וחוזי אקדמה (פורורד) - השווי ההוגן מתבסס על מחיר השוק. בהעדר מחיר שוק מתבסס השווי ההוגן על מודלים כלכליים.

ב. היררכיית השווי ההוגן:

- 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.

להלן נתונים בדבר היררכיית השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים הנמדדים בשווי הוגן, שהוכרו בדוח על המצב הכספי:

31.12.2022				
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1	
				נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:
320.8	320.8	-	-	תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
				הלוואה לחברת אנרג'יאן ממכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
53.6	-	53.6	-	
374.4	320.8	53.6	-	סה"כ נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד

31.12.2021				
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1	
				נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:
20.0	-	-	20.0	קרנות סל
262.2	262.2	-	-	תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
64.4	-	64.4	-	הלואה לחברת אנרג'יאן ממכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
<u>346.6</u>	<u>262.2</u>	<u>64.4</u>	<u>20.0</u>	סה"כ נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד

התאמה בגין מדידות שווי הוגן המסווגות ברמה 3 במדרג השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022		
סך-הכל	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית	
262.2	262.2	יתרה ליום 1 בינואר
(2.3)	(2.3)	תקבולים
60.9	60.9	מדידה מחדש שהוכרה ברווח או הפסד
<u>320.8</u>	<u>320.8</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2021		
סך-הכל	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית	
242.2	242.2	יתרה ליום 1 בינואר
20.0	20.0	מדידה מחדש שהוכרה ברווח או הפסד
<u>262.2</u>	<u>262.2</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
 ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ג. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים:

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים בדוחות הכספיים תואם או קרוב לערכם בספרים, למעט אגרות החוב אשר הונפקו, כאמור בביאור 10:

ליום 31 בדצמבר 2022		
ערך ספרים	שווי הוגן	
		אגרות חוב:
2,155.8	2,115.7	לוויתן בונד
<u>2,155.8</u>	<u>2,115.7</u>	סך הכל

ליום 31 בדצמבר 2021		
ערך ספרים	שווי הוגן	
		אגרות חוב:
2,224.8	2,392.6	לוויתן בונד
<u>2,224.8</u>	<u>2,392.6</u>	סך הכל

ד. קבוצות מכשירים פיננסיים:

ליום 31 בדצמבר		
2021	2022	
		נכסים פיננסיים:
220.2	22.4	מזומנים ושווי מזומנים
221.3	396.4	השקעות ופקדונות
152.5	199.0	לקוחות
73.4	130.0	חייבים ויתרות חובה
<u>305.3</u>	<u>321.0</u>	נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>972.7</u>	<u>1,068.8</u>	סך הכל נכסים פיננסיים

		התחייבויות פיננסיות:
5.5	3.5	זכאים ויתרות זכות
-	50.0	רווחים לחלוקה שהוכרזו
<u>2,224.8</u>	<u>2,155.8</u>	אגרות חוב (ראה ביאור 10 לעיל)
<u>2,230.3</u>	<u>2,209.3</u>	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 וסיכון 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.

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 והתחייבויות הנקובים בש"ח ומהעובדה שמקדמות המס, שמשלמת השותפות הינן על בסיס דוח מס שקלי. בנוסף לשותפות קיימות הוצאות שיקליות אשר חשופות לשינוי בשער חליפין.

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 ורוו"ה בגין שינוי בשיעור הריבית. יצוין כי, מסגרת האשראי של השותפות כאמור בביאור 10 נקובה על בסיס ריבית ה-SOFR. בשנת 2021 חלק השקעות לזמן קצר של השותפות נשאו ריבית משתנה.

להלן יתרות מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית לפי ערכם בספרים:

ליום 31 בדצמבר		
2021	2022	
		מכשירים פיננסיים בריבית משתנה:
		נכסים:
320.9	398.3	פקדונות בבנקים (כולל מזומנים ושווי מזומנים)
23.3	46.5	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות
<u>344.2</u>	<u>444.8</u>	סך הכל

להלן השפעת השינוי במקרה של שינוי בריבית הליבור בשיעור 0.5%, כאשר יתר המשתנים נשארים קבועים:

השפעה על הרווח או הפסד		
קיטון בשיעור הריבית	גידול בשיעור הריבית	
0.5%	0.5%	
(2.2)	2.2	2022
(1.7)	1.7	2021

בהמשך לאמור בביאור 8 בקשר עם מכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין, רשמה השותפות תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין בסך של כ- 320.8 מיליון דולר (ליום 31.12.2021 בסך של כ- 262.2 מיליון דולר) וסכומים לקבל בקשר עם הלוואה שניתנה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין בסך של כ- 53.6 מיליון דולר (ליום 31.12.2021 בסך של כ- 64.4 מיליון דולר).

להלן מבחני רגישות בגין שינוי בריבית ההיוון כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2022					
רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון					
-2%	-1%	שווי הוגן	1%	2%	
25.5	11.8	320.8	(12.2)	(22.8)	תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין
2.1	1.0	53.6	(1.0)	(2.0)	הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
<u>27.6</u>	<u>12.8</u>	<u>374.4</u>	<u>(13.2)</u>	<u>(24.8)</u>	סך - הכל

ליום 31 בדצמבר 2021				
רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
2%	1%	שווי הוגן	-1%	-2%
(19.0)	(9.8)	262.2	10.6	21.9
(2.8)	(1.4)	64.4	1.5	3.1
(21.8)	(11.2)	326.6	12.1	25.0

תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין
 הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות
 כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
 סך - הכל

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, הצמדה לתעריף יצור החשמל, הצמדה לשער החליפין שקל/דולר, הצמדה למדד התע"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל והצמדה למדד מרווח הזיקוק. במרבית ההסכמים לאספקת גז טבעי בהם התקשרה השותפות, ולמעט 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 בתעריף יצור החשמל ו/או עליה בשער החליפין שקל/דולר (פיחות של השקל מול הדולר), עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים.

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. הביקושים לגז טבעי של לקוחות השותפות ומחירו 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 הבינלאומיים, 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.

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 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, כמו גם תנאי מזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, התפרצות מגיפות, כדוגמת נגיף הקורונה, עימותים צבאיים נרחבים בין מדינות ופגעי טבע, 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, כמו גם על קבלת החלטות השקעה בפרויקטים חדשים של גז טבעי ו/או הרחבה של פרויקטים קיימים.

השותפות משקיעה לעיתים חלק מעודפי המזומנים שלה באגרות חוב דולריות. השקעות אלו חשופות לתנודתיות במחיר אגרות החוב המובנה בשוק זה. כמו כן, השקיעה השותפות בקרנות סל ובפקדונות מובנים, אשר התשואה הנובעת מהם תלוייה בביצועי מדדים או סחורות. החלטות השקעה אלו מתקבלות על ידי הנהלת השותפות בהתבסס על המלצותיהם של יועצים מקצועיים והנחיות ועדת ההשקעות של דירקטוריון השותף הכללי בשותפות. ליום 31.12.2022 לא קיימות השקעות בניירות ערך החשופות לתנודות השוק, וליום 31.12.2021 קיימות קרנות סל אשר השווי ההוגן של יתרת ההשקעה בהן הסתכם לסך של כ-20 מיליון דולר.

להלן מבחני רגישות ביחס לשינוי במחיר, כאשר יתר המשתנים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2021					
מחיר ניירות ערך					
-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	
(2.0)	(1.0)	20.0	1.0	2.0	קרנות סל

להלן מבחני רגישות מורחבים ביחס לשינוי במחירי הגז הטבעי והקונדנסט, כאשר יתר המשתנים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2022									
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הגז הטבעי									
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%	
(25.2)	(7.1)	8.7	14.8	320.8	6.6	14.6	26.8	43.0	תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין

ליום 31 בדצמבר 2022									
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הקונדנסט									
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%	
(7.1)	4.5	13.2	19.1	320.8	5.0	10.0	20.4	26.2	תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
 ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
 ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):
 1. סיכוני שוק (המשך):
 4. סיכון מחירי ניירות ערך וסחורות (המשך):

ליום 31 בדצמבר 2021									
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הגז הטבעי									
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%	
(25.1)	(18.2)	(12.1)	(6.7)	262.2	(2.0)	72.2	12.2	14.8	תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין

ליום 31 בדצמבר 2021									
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הקונדנסט									
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%	
(20.7)	(11.8)	(8.9)	(4.7)	262.2	(2.8)	0.8	7.2	7.8	תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין

2. 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 ומפקדונות בבנקים. הלקוחות העיקרים של השותפות בתקופת הדוח הינם בלו אושן, אשר היוותה כ-48% מהמכירות בתקופת הדוח, נפקו, אשר היוותה כ-27% מהמכירות בתקופת הדוח ו-34% ו-30%, בהתאמה, מהמכירות בשנת 2021). יתרת הלקוחות ליום 31.12.2022 הינה יתרה שוטפת. השותפות מעריכה, שסיכון האשראי הנובע ממכירות הגז הטבעי שסופקו לבלו אושן ולנפקו הינו נמוך, וזאת לאור ניסיון העבר, ומאחר והיתרות השוטפות שלהן מגובות בחלקן בביטחונות, שהועמדו על ידן. כמו כן, יציין כי עד למועד אישור הדוחות הכספיים השותפות קיבלה מלקוחותיה את כלל התקבולים שנרשמו ביתרת הלקוחות למועד הדוחות הכספיים.

1) להלן מחזור וגיוול יתרת לקוחות שערכם לא נפגם:

יתרה במחלוקת	יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2022		הכנסות לשנה	סה"כ	שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022
	יתרה שוטפת	סה"כ			
-	54.6	54.6	324.8		נפקו
-	130.4	130.4	534.4		בלו אושן
-	14.0	14.0	284.7		לקוחות אחרים
-	199.0	199.0	1,143.9		סך-הכל

יתרה במחלוקת	יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2021		הכנסות לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2021		
	יתרה שוטפת	סה"כ			
-	0.1	0.1	91.1		חברת החשמל
-	35.5	35.5	264.8		נפקו
-	96.9	96.9	298.2		בלו אושן
-	20.0	20.0	228.4		לקוחות אחרים
-	152.5	152.5	882.5		סך-הכל

(2) לשותפות מזומנים ושווי מזומנים ופקדונות המוחזקים ברובם בתאגידים בנקאיים גדולים בישראל. השותפות אינה צופה הפסדים מהותיים מסיכון האשראי הנובע מיתרות אלה.

(3) היתרה המוצגת בדוח על המצב הכספי של הנכסים הפיננסיים, פסקה ד לעיל, מייצגת את החשיפה המקסימלית הנובעת מסיכון האשראי למועד הדוחות הכספיים.

(4) לשותפות סכומים לקבל מחברה כלולה בסך של כ- 24.9 מיליון דולר אשר נכללו בסעיפים חייבים ויתרות חובה ונכסים אחרים לזמן ארוך. סכומים לקבל נמדדים בשווי הוגן ומהוונים בריבית המגלמת את סיכון האשראי המשקף את סביבת פעילותה של החברה הכלולה, בהתבסס על הערכות השותפות למועד השבתם.

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 להתחייבויות הפיננסיות. הנהלת השותף הכללי בוחנת את תזרימי המזומנים הצפויים על בסיס חודשי לתקופה של 12 חודשים לפחות, כמו גם מידע בדבר יתרות המזומנים והפקדונות. השותפות שואפת להבטיח כי המזומנים, הפקדונות וההשקעות לזמן קצר בתוספת ההכנסות החזויות יבטיחו את מימוש ההתחייבויות במועד פרעון וכן לשמור על ערכם הריאלי בהתאם לאמור בהסכם השותפות. האמור אינו מביא בחשבון השפעה של תרחישים קיצוניים, שאין אפשרות לצפותם.

להלן מועדי הפרעון החוזיים של ההתחייבויות הפיננסיות לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי (בהתאם לערכים הנקובים לסילוק, השונים מערכם בספרים), בהתבסס על שיעורי הריבית ויערי החליפין לתאריך הדוח על המצב הכספי:

סך-הכל	מעל 3				עד 3 חודשים	2022
	מעל 5 שנים	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה		
3.5	-	-	-	-	3.5	זכאים ויתרות זכות
50.0	-	-	-	-	50.0	חלוקת רווחים שהוכרזה
2,731.3	642.8	732.8	807.4	548.3	-	אגרות חוב
2,784.8	642.8	732.8	807.4	548.3	53.5	סך-הכל

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
 ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2022 (במיליוני דולר)
 ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):
 ח. סיכון נזילות (המשך):

2021	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים ועד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	מעל 5 שנים	סך-הכל
זכאים ויתרות זכות	5.5	-	-	-	-	5.5
אגרות חוב	-	141.6	740.1	770.6	1,299.4	2,951.7
סך-הכל	5.5	141.6	740.1	770.6	1,299.4	2,957.2

שינויים בהתחייבויות הנובעים מפעילות מימון:

יתרה ליום 31 בדצמבר 2022	שינויים אחרים	השפעת שינויים בעלות מוכחתת	תזרים מזומנים	יתרה ליום 31 בדצמבר 2021	
2,155.8	-	5.4	(74.5)	2,224.8	אגרות חוב
50.0	150.5	-	(186.7)	86.2	רווחים לחלוקה שהוכרזו והפרשה לתשלומי איזון ומס
2,205.8	150.5	5.4	(261.1)	2,311.0	סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון

יתרה ליום 31 בדצמבר 2021	שינויים אחרים	השפעת שינויים בעלות מוכחתת	תזרים מזומנים	יתרה ליום 31 בדצמבר 2020	
2,224.8	-	11.6	(1,035.3)	3,248.5	אגרות חוב
86.2	286.3	-	(236.6)	36.5	רווחים לחלוקה שהוכרזו והפרשה לתשלומי איזון ומס
2,311.0	286.3	11.6	(1,271.9)	3,285.0	סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון

ביאור 23 - אירועים מהותיים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי :

- א. לפרטים בדבר הודעת נתג"ז לשברון ראה ביאור 12'12.
- ב. לפרטים בדבר אישור תקציבים לביצוע תכנון הנדסי במסגרת שלב 'ב' לפיתוח מאגר לווייתן ראה ביאור 27.
- ג. לפרטים בדבר ביטול העסקה עם חברת קפריקורן ראה ביאור 12'טז.
- ד. לפרטים בדבר החלטת דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לאמץ תכנית נוספת לרכישה עצמית של אג"ח לווייתן בונד ראה ביאור 10.
- ה. לפרטים בדבר התקשרות למכירת קונדנסט ממאגר לווייתן לפז"א ראה ביאור 12.
- ו. לפרטים בדבר דחיית ערעור על פס"ד בבקשה לאישור תובענה ייצוגית בק"ע המחיר בפרויקט תמר גז טבעי לחב' החשמל ראה ביאור 12'ב2.
- ז. לפרטים בדבר אישור האסיפה הכללית להתקשרות בהסכמים לנוגע לרישיון חיפוש במרוקו ראה ביאור 57.
- ח. לפרטים בדבר אישור דירקטוריון השותף הכללי בשותפות של חלוקת רווחים בסך של 60 מיליון דולר ראה ביאור 13.
- ט. לפרטים בדבר עסקה אפשרית והצעה לרכישת יחידות ההשתתפות של השותפות ראה ביאור 11.



פרק ד'

פרטים נוספים על התאגיד

550013098	<u>מספר תאגיד ברשם:</u>	ניו-מד אנרג' - שותפות מוגבלת ¹	<u>שם התאגיד:</u>
		שד' אבא אבן 19, הרצליה 4672537	<u>כתובת:</u>
09-9712425	<u>פקסימיליה:</u>	09-9712424	<u>טלפון:</u>
2023 במרץ, 27	<u>תאריך הדוח:</u>	31 בדצמבר, 2022	<u>תאריך המאזן:</u>

להלן פרטים נוספים אודות השותפות, לפי תקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידים), התש"ל-1970 (להלן: "תקנות הדוחות"):

תקנה 38: הערכות שווי

לפרטים בדבר הערכת שווי מהותית מאוד, בנושא תמלוגים לקבל 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 19: דוח מצבת התחייבויות לפי מועדי פירעון

במקביל לפרסום דוח זה, מפרסמת השותפות דוח מידי בדבר מצבת ההתחייבויות של השותפות והחברות המאחדות בדוחותיה הכספיים, לפי מועדי הפירעון, המהווה חלק בלתי נפרד מדוח זה.

תקנה 10א: תמצית דוחות על הרווח הכולל של השותפות לכל אחד מהרבעונים בשנת 2022 ולשנת 2022 בכללותה

ראו סעיף 22 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. לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 30.5.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-055113), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

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 שלה^{3,2}

שם החברה	סוג נייר הערך	מס' מניות	סה"כ ע.ג.	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2022	שער המניות הרשומות למסחר בבורסה ליום 31.12.2022 (באגורות)	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינני דירקטורים	יתרת הלוואות לחברות בנות כלולות ליום 31.12.2022 (באלפי דולר)	עיקר תנאי הלוואות		
								מועד הפירעון הסופי	תנאי הצמדה	פרטים נוספים
ים תטיס בע"מ ⁴	מניות רגילות	48,500	48,500 ש"ח	-	-	48.5	-	-	-	-
לוויתן בונד בע"מ (להלן: "לוויתן בונד") ⁵	מניות רגילות	100	100 ש"ח	-	-	100	100,000	יוני 2030	דולר	- ⁶
לוויתן מערכת הולכה בע"מ ⁷	מניות רגילות	45,340	4,534 ש"ח	-	-	45.34	-	-	-	-
NBL Jordan Marketing Limited ⁸	מניות רגילות	4,534	4,534 דולר	-	-	45.34	-	-	-	-
EMED Pipeline B.V. ("EMED B.V.") ⁹	מניות רגילות	5,000	5,000 דולר	75,005,000 דולר	-	25	39,847	- ¹⁰	דולר	-

² לפרטים נוספים אודות חברות בת וחברות כלולות של השותפות, ראו סעיף 1.7 לפרק א' לדוח זה.

³ השותפות התחייבה לשמור בנאמנות עבור New Med Energy Plc (להלן: "ניומד"), חברה בת בבעלות מלאה (בשרשור) של השותפות, סך של 50 אלפי פאונד, אשר הועברו אליה לצורך הקמתה מ- Delek Energy Limited, חברה בת בבעלות מלאה של השותפות אשר התאגדה באנגליה והינה חברת האם של ניומד, ואשר ישולמו לניומד בהתאם לדרישתה.

⁴ 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.

⁵ חברה ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות שהוקמה לצורך הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובחו"ל, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.6 ו- 7.19.2 לפרק א' לדוח זה וביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

⁶ כספי הלוואה הופקדו בבנק ומשמשים ככרית ביטחון להחזר קרן אגרות החוב שהנפיקה לווייתן 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 הלוואה אינה כוללת ריבית צבורה בסך של כ- 1.7 מיליון דולר.

⁷ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפרויקט לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.2 לפרק א' לדוח זה.

⁸ חברה ייעודית (SPC) שהתאגדה באיי קיימן לצורך התקשרות בהסכם אספקת הגז עם חברת החשמל הלאומית של ירדן. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.3 ו- 7.10.3 (ב) לפרק א' לדוח זה.

⁹ חברה ייעודית (SPC) שהתאגדה בהולנד בקשר עם עסקת EMG (כהגדרת המונח בסעיף 7.24.6 לפרק א' לדוח זה). לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.4 לפרק א' לדוח זה.

¹⁰ הלוואה הינה בגין השקעות השותפות בהשמשות צינור EMG, אשר בוצעה באמצעות EMED B.V. הסכם הלוואה בין EMED Pipeline Holding Limited ("EMED Pipeline") לבין EMED B.V. נחתם ביום 7.9.2022.

עיקר תנאי ההלוואות			יתרת הלוואות לחברות בנות ולחברות כלולות ליום 31.12.2022 (באלפי דולר)	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	שער המניות הרשומות למסחר בבורסה ליום 31.12.2022 (באגורות)	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2022	סה"כ ע.ג.	מס' מניות	סוג נייר הערך	שם החברה
פרטים נוספים	תנאי הצמדה	מועד הפירעון הסופי								
-	-	-	-	100	-	-	5,000 יורו	5,000	מניות רגילות	EMED Pipeline ¹¹
-	-	-	-	9.75	-	-	57,330,000 דולר	57,330,000	מניות רגילות	Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E ("EMG") ¹²

¹¹ חברה ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות שהתאגדה בקפריסין בקשר עם עסקת EMG (כהגדרת המונח בסעיף 7.24.6 לפרק א' לדוח זה). לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.4 לפרק א' לדוח זה.

¹² חברה פרטית שהתאגדה במצרים, אשר בבעלותה צינור EMG. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.5 ו-7.24.6 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 31.12.2022	דיבידנדים שנתקבלו (או) שהשותפות זכאית לקבל לאחר יום 31.12.2022	דמי ניהול שנתקבלו ליום 31.12.2022	דמי ניהול שנתקבלו (או) שהשותפות זכאית לקבל לאחר יום 31.12.2022	מועדי תשלום דיבידנדים לאחר יום 31.12.2022	מועדי תשלום דיבידנדים ליום 31.12.2022	ריבית	מועדי תשלום ריבית
לווייתן בונד	1,146	-	1,146	-	-	-	-	-	-	-	-
EMED PIPELINE	(25)	-	(19)	-	-	-	-	-	-	-	-
EMED B.V.	(12,378)	-	(12,450)	-	-	-	-	-	-	-	-
EMG	11,011	-	9,222	-	-	-	-	-	-	-	-

תקנה 21: תגמולים לבעלי עניין ולנושאי משרה בכירה¹⁸

(א) להלן פירוט אודות התגמולים שניתנו 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 2022 (באלפי דולר), כפי

שהוזכרו בדוחות הכספיים ליום: 31.12.2022¹⁴

¹³ לפרטים נוספים אודות תנאי ההעסקה של נושאי המשרה ובעלי העניין המצוינים בטבלה, ראו תקנה 21(ב) להלן.

¹⁴ לפרטים אודות ההסדר החדש בנוגע להוצאות הניהול של השותפות (להלן: "הסדר הניהול החדש"), לפיו החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות בכל הוצאות הניהול של השותפות אשר על-פי הסדר הניהול הקודם חלו על השותף הכללי, ובכלל זאת עלות העסקת נושאי משרה ועובדים, לרבות המנכ"ל ויו"ר הדירקטוריון הפעיל, ראו תקנה 22 להלן.

נושאי משרה בכירה ובעלי עניין בשותפות														
סה"כ	תגמולים אחרים			תגמולים עבור שירותים						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														
2,827.4	284.9	-	-	-	-	-	-	¹⁶ 1,037.9	665.3	839.3	0.05%	100%	מנכ"ל	יוסי אבו ¹⁵
559.5	70.8	-	-	-	-	-	-	-	94.6	394.1	-	100%	סמנכ"ל אקספלורציה	צבי קרץ'
557.9	80.8	-	-	-	-	-	-	-	93.4	383.7	-	100%	יועצת משפטית, סמנכ"לית בכירה	שרי זינגר קאופמן
479.3	55.9	-	-	-	-	-	-	-	82.8	340.6	-	100%	סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ	נדב פרי
439.2	27.2	-	-	-	-	-	-	-	23.9	388.1	-	100%	סמנכ"ל כספים	צחי חבושה
בעלי עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי														
103.1	7.2	-	-	-	-	-	-	-	-	95.9	¹⁷ 0.00%	100%	יו"ר דירקטוריון פעיל	גבי לסט
323.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	323.0	-	-	-	דירקטורים חיצוניים ¹⁸

¹⁵ בהתאם להסדר הניהול החדש, כמפורט בתקנה 22 להלן, החל מיום 1.1.2022 מר אבו מועסק על-ידי השותפות אשר גם נושאת בעלות העסקתו.

¹⁶ לפרטים אודות החזקות מר אבו בכתבי אופציות, הניתנים למימוש ליחידות ההשתתפות של השותפות (להלן: "יחידות ההשתתפות"), ראו תקנה 21(ב)(2) להלן.

¹⁷ יצוין כי, מר לסט מחזיק ב- 12,109.60 יחידות השתתפות.

¹⁸ ה"ה עמוס ירון ויעקב זק מכהנים כדירקטורים חיצוניים בדירקטוריון ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ (להלן: "השותף הכללי" ו- "הדירקטוריון", בהתאמה) החל מיום 22.10.2015 (תקופת כהונה ראשונה אשר הוארכה ביום 10.10.2018 לתקופת כהונה שניה בת 3 שנים, עד ליום 22.10.2021, וביום 14.10.2021 לתקופת כהונה שלישית ואחרונה בת 3 שנים, עד ליום 22.10.2024). מר אפרים צדקה מכהן כדירקטור חיצוני בדירקטוריון החל מיום 1.4.2019 (תקופת כהונה ראשונה אשר הוארכה ביום 24.3.2022 לתקופת כהונה שניה בת 3 שנים, עד ליום 1.4.2025).

(ב) להלן פירוט אודות תנאי כהונה והעסקה של נושאי משרה שהינם בעלי התגמולים הגבוהים

ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותפות:

(1) מדיניות התגמול

לפרטים אודות מדיניות התגמול לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, אשר אושרה על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות ביום 10.7.2019 לתקופה של 3 שנים החל מאותו מועד, כפי שתוקנה מעת לעת, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 23.5.2019, 3.6.2019, 1.7.2019, 2.7.2019, 3.7.2019, 10.7.2019, 13.7.2020, 6.8.2020, 10.8.2020 ו- 18.8.2020 (מס' אסמכתאות: 2019-01-043911, 2019-01-047886, 2019-01-056580, 2019-01-056889, 2019-01-057213, 2019-01-059625, 2020-01-067288, 2020-01-085728, 2020-01-076858 ו- 2020-01-080758 בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה (להלן: "**מדיניות התגמול הקודמת**").

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 יוסי אבו (להלן: "**מר אבו**" או "**המנכ"ל**") מכהן כמנכ"ל השותפות, החל מיום 1.4.2011.

בהתאם להסדר הניהול החדש, כמפורט בתקנה 22 להלן, החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות במלוא עלות העסקתו (100%), 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 למנכ"ל, 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.

בהתאם, תנאי כהונתו והעסקתו המעודכנים של מר אבו הינם, כדלקמן (להלן: **"תנאי הכהונה והעסקה המעודכנים"**):

שכרו החודשי של מר אבו הינו בסך של כ- 202 אלפי ש"ח ברוטו (100%)¹⁹ (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, פטור 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, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 12 חודשים.

בנוסף, אושר להעניק 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) במועד דוח זימון האסיפה לאישור תנאי הכהונה והעסקה המעודכנים (לאחר ההקצאה)²⁰, בהתאם למדיניות התגמול ולתוכנית אופציות לפי סעיף 102 לפקודת מס הכנסה [נוסח חדש], אשר אימץ הדירקטוריון ביום 27.7.2022 (להלן: **"האופציות"** ו- **"מועד ההענקה"**, בהתאמה).

האופציות תבשלנה ב- 3 מנות שנתיות שוות, החל ממועד ההענקה. 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.

¹⁹ נכון ליום 31.12.2022.

²⁰ לפריטים אודות שיעור החזקותיו של מר אבו (בדילול מלא) נכון למועד אישור הדוח, ראו תקנה 24 להלן.

שווי ההטבה השנתי הנובעת מהענקת האופציות, קרי השווי הכלכלי של האופציות במועד ההענקה כשהוא מחולק ל- 3, לא יעלה על סך של 3,300 אלפי ש"ח.

בהתאם לאישור כאמור, ביום 3.10.2022 הוקצו למר אבו אופציות (לא רשומות). 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, וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (א) מחיר יחידת השותפות 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 השנייה, ו- 9.55 ש"ח למנה השלישית; (ג) מועד הפקיעה: 1.8.2027; (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 המעודכנים, ראו דוח מידי של השותפות מיום 6.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-092520), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

יצוין כי, עד למועד אישור תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים בוועדת התגמול ובדיקרטוריון כאמור, תנאי הכהונה וההעסקה להם היה זכאי מר אבו היו התנאים אשר אושרו ביום 10.7.2019 על-ידי אסיפת בעלי יחידות השותפות, בהתאם למדיניות התגמול הקודמת (להלן: "**תנאי 2019**"). לפרטים אודות תנאי 2019 ראו תקנה 21(ב)(2) לפרק ד' בדוח התקופתי לשנת 2021, כפי שפורסם ביום 24.3.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-033988).

במסגרת תנאי 2019, העניק השותף הכללי למר אבו 2,742,231 יחידות פאנטום, אשר נכס הבסיס שלהן הוא יחידת השותפות המקנה זכות השותפות בזכויות ניו-מד אנרג'י נאמנויות בע"מ (להלן: "**השותף המוגבל**" או "**הנאמן**")²¹ (להלן בסעיף זה: "**יחידות הפאנטום**"). נכון למועד אישור הדוח, כל יחידות הפאנטום הבשילו, וכל אחת מהמנות הכלולות בחבילה הכוללת ניתנת למימוש עד ליום 1.6.2023. כמו כן, מחיר המימוש של יחידות הפאנטום עומד על 10.79 ש"ח למנה הראשונה, 11.33 ש"ח למנה השנייה, ו- 11.89 ש"ח למנה השלישית.

על-פי הערכת שווי שקיבלה השותפות, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום ליום 31.12.2022 הסתכם לסך של כ- 1 מיליון ש"ח, וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (א) מחיר יחידת השותפות ליום 31.12.2022 - 7.85 ש"ח; (ב) מחיר מימוש של כל אופציה (מתואם לחלוקת רווחים ומקדמות מס עד לשנת 2021 וכולל) חושב לפי 7.96 ש"ח למנה הראשונה, 8.50 ש"ח למנה השנייה, ו- 9.06 ש"ח למנה

²¹ מחירי המימוש, כמפורט לעיל, ו/או מספר יחידות הפאנטום העדכניות, כפופים להתאמות בנסיבות של חלוקת רווחים ו/או בנסיבות של תשלום מקדמות מס על-ידי השותף הכללי על חשבון המס בו חייבים מחזיקי יחידות השותפות ו/או בנסיבות של חלוקת ניירות ערך בדרך של הטבה ו/או בנסיבות של פיצול ואיחוד הון ו/או בנסיבות של שינויים מבניים ו/או בנסיבות של הצעות ניירות ערך בדרך של זכויות ו/או בנסיבות של מיזוגים ורכישות.

השלישית; (ג) סטיית תקן בשיעור של 26.8%; (ד) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ- 3.47%; (ה) אורך חיים חוזי של כ- 0.42 שנים מיום 31.12.2022; (ו) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה שנלקח בחשבון - 0%; ו- (ז) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע למר אבו ממימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום. יצוין כי, בהתאם להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות בנוגע להסדר הניהול החדש, כמפורט בתקנה 22 להלן, השותף הכללי יישא בכל עליה בגובה יחידות הפאנטום שתנבע מעליית מחיר השוק של יחידות ההשתתפות בתקופה שלפני יום 1.1.2022, והשותפות תישא בכל עליה בגובה יחידות הפאנטום שתנבע מעליית מחיר השוק של יחידות ההשתתפות החל מאותו מועד, וזאת ביחס לכל 3 המנות.

בהתאם לתנאי 2019, בשנת 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. המענק השנתי הוענק למר אבו בהתבסס על הרכיבים הבאים:

(א) רכיב התלוי ביעד עסקי (40%) - מר אבו עמד ביעדים העסקיים המפורטים להלן, ולכן היה זכאי בגין רכיב זה לסך של 880 אלפי ש"ח: מכירת החזקות השותפות בפרויקט תמר בדרך של מכירה לצד שלישי, בתמורה שלא תפחת מסך של 850 מיליון דולר; ביצוע חלוקת רווחים שלא תפחת מסך של 100 מיליון דולר; ביצוע מבחני הפקה ברישיון "אופק חדש"; התאמת תוכנית העבודה בבלוק 12 בקפריסין מול ממשלת קפריסין לצורך הפחתת מחויבות ההשקעה בכ- 30 מיליון דולר (100%); והזמנות גז טבעי מפרויקט לווייתן מהלקוח המצרי בהיקף שנתי שלא יפחת מ- 90% מהכמות השנתית בהתאם להסכם הייצוא למצרים; (ב) רכיב התלוי במבחנים הכמותיים שלהלן (35%) - (1) שינוי ברווח נקי מתואם²² (5%). מר אבו עמד במדד זה, מכיוון שהשינוי ברווח הנקי המתואם היה בשיעור של 158%, ולכן היה זכאי מר אבו בגין מדד זה למענק שנתי בסך של 110 אלפי ש"ח; (2) ביצוע השקעות/ קבלת החלטת השקעה (25%): ביצוע השקעות בפועל על-ידי השותפות בנכס נפט בסך שלא יפחת מ- 50 מיליון דולר או לחילופין קבלת החלטת השקעה בנכס נפט בסך העולה על 300 מיליון דולר (100%), הכל לא כולל השקעות בקידוחי אקספלורציה. מר אבו עמד במדד זה, מכיוון שבוצעו השקעות בפרויקט לווייתן ובפרויקט תמר בהיקף כולל העולה על 50 מיליון דולר, ולכן היה זכאי מר אבו בגין מדד זה למענק שנתי בסך של 550 אלפי ש"ח; (3) גיוס כספים/ חתימה על הסכמי מכירת גז טבעי/ חתימה על הסכמי ייצוא (5%): גיוס כספים כאשר חלק השותפות לא יפחת מ- 200 מיליון דולר או לחילופין חתימה על הסכמים מחייבים למכירת גז בהיקף שעולה על 25 BCM או לחילופין חתימה על הסכמי ייצוא. מר אבו לא עמד במדד זה ולכן לא היה זכאי בגינו למענק שנתי; ו- (ג) רכיב שיקול דעת הדירקטוריון (25%) - סך של 550 אלפי ש"ח.

(3) צבי קרץ'

מר צבי קרץ' (להלן: "מר קרץ") מכהן כסמנכ"ל אקספלורציה במשרה מלאה, החל

²² השיעור שיתקבל מחלוקת הרווח הנקי המתואם (שמשמעותו להלן) בשנה בגינה ישולם הבונוס, בממוצע הרווח הנקי המתואם של השותפות ב- 3 השנים שקדמו לשנה בגינה ישולם הבונוס (להלן: "שינוי הרווח הנקי המתואם").

מחודש אוגוסט 2014 (לפני כן, החל מחודש ספטמבר 2011, הועסק כגיאולוג ראשי בשותפות).

שכרו החודשי של מר קרץ' הינו בסך של כ- 82 אלפי ש"ח ברוטו²³ (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 ושיכוי 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, 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, מכיל 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.

בנוסף, הוקצו למר קרץ' יחידות פאנטום, אך מאחר שלא מימש אותן, הן פקעו. בשנת 2022 קיבל מר קרץ' מהשותפות מענק שנתי בגין שנת 2021 השווה ל- 4 משכורות חודשיות ברוטו, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונוס השנתי למנכ"ל.

(4) 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- 81 אלפי ש"ח²⁴ (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,

²³ נכון ליום 31.12.2022.

²⁴ נכון ליום 31.12.2022.

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 בונוס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שתועסק 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, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. בשנת 2022 קיבלה גב' זינגר מהשותפות מענק שנתי בגין שנת 2021 בסך השווה ל-4 משכורות חודשיות ברוטו, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונוס השנתי למנכ"ל.

(5) מר נדב פרי

מר נדב פרי (להלן: "**מר פרי**") מכהן כסמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ במשרה מלאה, החל מחודש מאי 2018 (לפני כן, החל מחודש יוני 2015, הועסק כמנהל תחום תקשורת וקשרי חוץ בשותפות).

שכרו החודשי של מר פרי הינו בסך של כ-72 אלפי ש"ח ברוטו²⁵ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאי מר פרי לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר פרי רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר פרי 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 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 פרי 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, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. בשנת 2022 קיבל מר פרי מהשותפות מענק שנתי בגין שנת 2021 השווה ל-4 משכורות חודשיות ברוטו, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונוס השנתי למנכ"ל.

(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- 84 אלפי ש"ח ברוטו²⁶ (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, 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, החזקת טלפון סלולארי ונשיאה בעלויות השימוש הסביר בגינו, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר חבושה 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, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. בשנת 2022 קיבל מר חבושה מהשותפות מענק שימור השווה למשכורת חודשית אחת ברוטו, בכפוף להתחייבותו להמשיך לכהן בתפקידו בשותפות במשך שנה, החל ממועד אישור המענק כאמור על-ידי ועדת התגמול והדירקטוריון.

(7) גבי לסט

מר גבי לסט (להלן: "מר לסט") מכהן כיו"ר דירקטוריון פעיל בשותף הכללי במשרה מלאה, החל מחודש אפריל 2022 (לפני 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 (100%). שכרו החודשי של מר לסט הינו בסך של כ- 121 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

²⁶ נכון ליום 31.12.2022.

²⁷ נכון ליום 31.12.2022.

החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר לסט מידי שנה בונוס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי 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, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 12 חודשים.

(8) דירקטורים חיצוניים

ביום 22.10.2015 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות כי ה"ה עמוס ירון ויעקב זק, אשר מונו במועד זה לדירקטורים חיצוניים על-ידי האסיפה כאמור, יהיו זכאים לגמול שנתי ולגמול השתתפות, בהתאם לסכומים הקבועים המופיעים בתוספת השנייה ובתוספת השלישית לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000 (להלן: "**תקנות הגמול**"), כפי שיהיו מעת לעת, ובהתאם לדרגתה של השותפות, כפי שתהיה מעת לעת.

החל מתחילת כהונתו השנייה (קרי, החל מיום 22.10.2018), מר זק, המסווג כדירקטור חיצוני מומחה, כהגדרת מונח זה בתקנות הגמול, זכאי לגמול השתתפות וגמול שנתי בגובה הסכומים המירביים הקבועים בתוספת הרביעית לתקנות הגמול, כפי שיהיו מעת לעת, ובהתאם לדרגתה של השותפות, כפי שתהיה מעת לעת.

לפרטים נוספים בדבר מינוי הדירקטורים החיצוניים כאמור לתקופת כהונה שנייה ולתקופת כהונה שלישית ואחרונה, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 20.9.2018, 10.10.2018, 5.9.2021, 3.10.2021, 14.10.2021 ו- 24.10.2021 (מס' אסמכתאות: 2018-01-085579, 2018-01-091300, 2021-01-144591, 2021-01-150285, 2021-01-156177 ו- 2021-01-158988, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

בהמשך להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 28.1.2019 לאשר את מינויו של מר צדקה כדירקטור חיצוני החל מיום 1.4.2019, נקבע כי מר צדקה, המסווג כדירקטור חיצוני מומחה, כהגדרת מונח זה בתקנות הגמול, יהיה זכאי, החל מתחילת כהונתו כאמור, לגמול השתתפות וגמול שנתי בגובה הסכומים המירביים הקבועים בתוספת הרביעית לתקנות הגמול, כפי שהיו מעת לעת, ובהתאם לדרגתה של השותפות, כפי שתהיה מעת לעת.

לפרטים נוספים בדבר מינוי מר צדקה כדירקטור חיצוני לתקופת כהונה ראשונה ולתקופת כהונה שנייה, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 16.12.2018, 28.1.2019, 17.2.2022 ו- 24.3.2022 (מס' אסמכתאות: 2018-01-115258, 2019-01-008335, 2022-01-019783 ו- 2022-01-034714, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(9) המפקחים

1. פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול (להלן יחד: "**המפקחים**" או "**המפקח**") זכאים לקבל מהנאמן, מתוך נכסי הנאמנות, שכר

בסך של כ- 63 אלפי ש"ח לחודש²⁸ (בתוספת מע"מ). השכר החודשי יעודכן מדי 3 חודשים בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן ביחס לשיעור המדד של חודש מאי 2017.

על אף האמור לעיל, במקרה של פרסום תשקיף, לרבות תשקיף מדף, יהיה זכאי המפקח לשכר נוסף עבור עבודתו הנוספת הכרוכה בפרסום התשקיף בסכום בשקלים 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 יכול 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 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 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, שלחיות, והוצאות חניה בגין כל אלה, וכי סכום החזר ההוצאות כאמור לא יעלה על סך של 1,000 ש"ח (בתוספת מע"מ) לחודש.

2. ביום 18.8.2020 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות את תקציב המפקח לצורך ייצוגו כמשיב בהליך המשפטי בקשר עם סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011. לפרטים נוספים בדבר האסיפה

כאמור, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 10.8.2020 ו- 18.8.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-076858 ו- 2020-01-080758, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

3. בהמשך להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר תקציב למפקח בגין ליווי הליך השינוי המבני מיום 17.7.2019, ובהמשך להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר תוספת לתקציב כאמור ושכר נוסף על שכרו החודשי לצורך ליווי הליך השינוי המבני מיום 3.3.2021, ביום 2.1.2023 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות למפקח תוספת לתקציב לשם המשך התקשרותו עם יועצים מקצועיים ושכר נוסף על שכרו החודשי בקשר לכך. לפרטים נוספים בדבר האסיפות כאמור, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 2.7.2019, 17.7.2019, 8.2.2021, 3.3.2021, 12.12.2022 ו- 3.1.2023 (מס' אסמכתאות: 2019-01-056910, 2019-01-061854, 2019-01-015963, 2021-01-025905, 2021-01-150004 ו- 2022-01-002016, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

4. בהמשך להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר תקציב לליווי המפקח בהליך בחינת מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר (להלן: "תביעת המפקח") מיום 6.9.2018, ביום 1.6.2020 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות את תקציב המפקח לצורך התקשרות נוספת עם מומחה לצורך ליווי המפקח בתביעת המפקח וכן התקשרות עמו לצורך בחינת טיוטת ההנחיות שפרסם משרד האנרגיה. לפרטים נוספים בדבר האסיפות כאמור, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 2.9.2018, 12.9.2018, 25.5.2020 ו- 1.6.2020 (מס' אסמכתאות: 2018-01-081628, 2018-01-083635, 2020-01-052383 ו- 2020-01-056283, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

כמו כן, ביום 3.3.2021 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות למפקח להשתמש ביועצים המשפטיים והכלכליים שנשכרו על-ידו לצורך ניהול תביעת המפקח גם לצורך מעקב ופיקוח על ניהול השותפות את ההגנה בתביעה שכנגד בעניין מועד החזר ההשקעה. לפרטים נוספים בדבר האסיפה כאמור, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 8.2.2021 ו- 3.3.2021 (מס' אסמכתאות: 2021-01-015963 ו- 2021-01-025905, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

הנאמן (10)

1. 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.

2. ביום 2.1.2023 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לנאמן שכר נוסף על שכרו השנתי לצורך השלמת הליך השינוי המבני. לפרטים נוספים בדבר האסיפה כאמור, ראו דוחות מיידיים 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.

תקנה 21א: בעל השליטה בשותפות

נכון למועד אישור הדוח, בעל השליטה בשותפות (בשרשור) הינו מר יצחק שרון (תשובה). למיטב ידיעת השותפות, מחזיקה קבוצת דלק בע"מ (להלן: "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 (להלן: "אבנר נפט וגז") בכ- 54.66% מהון היחידות המונפק של השותפות.²⁹

תקנה 22: עסקאות של השותפות עם השותף הכללי או עסקאות של בעל השליטה בשותף הכללי עניין אישי בהן

להלן פרטים, לפי מיטב ידיעת השותפות, בדבר 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.

בנוסף, על-פי הוראות הסכם השותפות, עד ליום 23.4.2021, המועד בו חלפו 6 שנים מיום תחילתו של החוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה-2015 (להלן: "יום התחילה" ו- "תיקון מס' 5", בהתאמה), היה זכאי השותף הכללי לדמי ניהול שוטפים בסכום בשקלים השווה ל- 40,000 דולר לחודש,³⁰ ובנוסף לדמי ניהול בשיעור של 7.5% ממחצית הוצאות השותפות בגין פעולות חיפוש נפט על בסיס רבעוני ולא פחות מסכום כולל של 120,000 דולר לרבעון.

כן היה זכאי השותף הכללי להחזר כל ההוצאות הישירות הכרוכות בניהול השותפות ואשר הוצאו על-ידי השותף הכללי. מלבד אם התקבל אישור המפקח להוצאות מסוגים

²⁹ למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, הרוב המכריע של יחידות ההשתתפות שבבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק. כמו כן, בימים 26.7.2021 ו- 6.2.2023 אישר הדירקטוריון שיעבוד של כ- 4.5% וכ- 1.1% מהון יחידות ההשתתפות בהן מחזיק השותף הכללי, בהתאמה, להבטחת אגרות חוב שהנפיקה קבוצת דלק, המחזיקה (בשרשור) בכל הון המניות המונפק של השותף הכללי. בהתאם, נכון למועד אישור הדוח, כל יחידות ההשתתפות בהן מחזיק השותף הכללי משועבדות.

³⁰ יצוין כי, דמי הניהול שולמו עבור ניהול השותפות, ובכלל זאת בגין שירותי הדירקטורים של הדירקטוריון (שאינם דירקטורים חיצוניים), מנכ"ל השותף הכללי, שירותי חשבות, שירותי מזכירות ודמי שכירות של משרדי השותפות אשר שוכנים בבניין שהינו בבעלות קבוצת דלק.

נוספים, כללו ההוצאות האמורות רק את ההוצאות הבאות: שכר רואי חשבון, יעוץ משפטי, יעוץ גיאולוגי, יעוץ השקעות, יעוץ גיאופיזי והנדסת מאגרים, יעוץ הנדסי, יעוץ כלכלי (פיננסי), יעוץ ביטוחי, יעוץ אסטרטגי ותקשורתי, יעוץ לקשרי משקיעים, יעוץ רגולטורי, יעוץ שיווקי וכן החזר הוצאות בקשר עם פעילות שיווק ומימון והוצאות בגין הכנת דוחות כספיים לעסקאות המשותפות, הוצאות הכנת דוחות כספיים ודוחות על-פי חוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968, והוצאות הכנת אישורים לצורך מס, תשלומים שיש לשלם לרשות ניירות ערך, לבורסה, לרשם החברות ולרשם השותפויות.

עוד נקבע בהסכם השותפות כי, על אף האמור לעיל, היתה השותפות רשאית להעסיק במישרין עובדים ו/או נושאי משרה אשר יתנו לשותפות שירותים מסוג השירותים אשר בגינם היה זכאי השותף הכללי להחזר הוצאות כמפורט לעיל, ובמקרה כאמור נשאה השותפות במלוא עלות שכרם והשותף הכללי לא היה זכאי להחזר הוצאות בגין שירותים אלו (להלן: "הסדר הניהול הקודם").

על-פי הוראות המעבר שנכללו במסגרת תיקון מס' 5, הסדר למתן שירותים בין השותפות לשותף הכללי יהיה טעון אישור של ועדת הביקורת, דירקטוריון ואסיפת בעלי יחידות ההשתתפות ברוב מיוחד, לפי סעיף 65נא(ג) לפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 (להלן: "פקודת השותפויות"), בתוך 6 שנים מיום התחילה.

בהתאם, ביום 21.9.2022 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות את הסדר הניהול החדש, וכן תיקון להסכם השותפות בקשר לכך.

על-פי הסדר הניהול החדש, 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 מפעיל כלשהם.

במסגרת הסדר הניהול החדש, 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, ובהתאם, המחיה השותף הכללי לשותפות את כל זכויותיו ומחויבויותיו על-פי הסכם השכירות.

כמו כן, על-פי הסדר הניהול החדש, השותף הכללי אינו נושא ככלל בהוצאות ניהול השותפות, וממילא לא תידרש השותפות להחזיר לו את הוצאותיו. 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 החזקתו 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 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.

(ב) על-פי הסכם משנת 1993, זכאיות קבוצת דלק ודלק אנרגיה לקבלת תמלוגים מהשותפות, כמפורט בסעיף 7.24.9(ג)2 לפרק א' לדוח זה. נכון למועד אישור הדוח, בעלת הזכות לתמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה בפריקט לווייתן הינה דלק תמלוג על לווייתן בע"מ (להלן: **"דלק תמלוג על"**), חברה בת בבעלות מלאה של דלק אנרגיה.³¹ בשנת 2022 רשמה השותפות הוצאות בגין תמלוגים לדלק תמלוג על בגין פריקט לווייתן בסך כולל של כ- 15.2 מיליון דולר.

(ג) בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון בבילוק 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"**), והכל כמפורט להלן:

1. בגין העמדת הערבות על-ידי קבוצת דלק משלמת השותפות עמלה על בסיס שנתי, החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף, אשר עומדת על סך של 368 אלפי דולר. במידה ויפחת שיעור ההחזקה של השותפות בבילוק 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 בבילוק 12 על-ידי השותפות, הוסכם בין השותפות לבין קבוצת דלק כי תשלום העמלה יופסק לאלתר. סך עמלת הערבות ששילמה השותפות לקבוצת דלק בשנת 2022 הסתכמה לסך של כ- 368 אלפי דולר.³²

2. החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף, השותפות לא תאשר תוכנית/ות עבודה חדשה/ות בבילוק 12 ו/או בקשר עם כל פעילות אחרת בבילוק 12 מכוח הסכם התפעול המשותף עם Chevron Cyprus Limited (להלן: **"שברון קפריסין"**)³³ ו- **"תוכנית עבודה בבילוק 12"**,³⁴ בהתאמה, 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 בבילוק 12 לשביעות רצונה של קבוצת דלק (ביטוחי אובדן שליטה בבאר ואחריות כלפי צד

³¹ 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%) בנכס ו/או בגז ו/או בחומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מחזקות לווייתן לדלק תמלוג על.

³² ההתקשרות אושרה ביום 14.4.2013 על-ידי הדירקטוריון וביום 18.4.2013 על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 18.4.2013 ו- 14.4.2013 (מס' אסמכתאות: 2013-01-039418 ו- 2013-01-036844, 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.

³³ שברון קפריסין הינה חברה בת בבעלות מלאה של Chevron Corporation (להלן: **"שברון קורפ"**).
³⁴ השותפות תמסור לקבוצת דלק הודעה מראש על כל כוונה לאשר תוכנית עבודה בבילוק 12.

ג');³⁵ ו- (ב) אישור כדין 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 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 בדבר 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 ושברון קפריסין 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

³⁵ 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.

לאחוזי 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) ביום 3.5.2020 נחתם בין השותפות, Chevron Mediterranean Limited (להלן: "שברון"),

קבוצת דלק ורציו אנרגיות - שותפות מוגבלת (להלן: "רציו") הסכם לאספקת

גז טבעי, אשר במסגרתו אספקת הגז ללקוחות אשר חתמו על הסכמים קודמים עם כל

אחד משותפי ים תטיס תבוצע ממאגר לווייתן. בהתאם, שותפי ים תטיס שהינם שותפי

לווייתן, קרי, השותפות ושברון, נוטלים מהגז שברשותם, בהתאם לשיעור החזקותיהם

בפרויקט ים תטיס, ואילו יתרת הגז הנדרשת לאספקה על-ידי כל אחד משותפי ים תטיס

נרכשת מרציו בהתאם לתמורה שנקבעה בהסכם כאמור שהינה המחיר הממוצע

החודשי שנקבע בהסכמים אשר נחתמו בין שותפי לווייתן ללקוחותיהם במשק המקומי.

לפרטים נוספים ראו סעיף 7.5 לפרק א' לדוח זה. בשנת 2022 חלקה של השותפות

בהכנסות מכירת גז לחלקה של קבוצת דלק בפרויקט ים תטיס הסתכמה לסך של כ-

200 אלפי דולר.

(ה) 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").

(ו) לפרטים אודות מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, ראו תקנה

21(ב)(1) לעיל.

(ז) במהלך שנת הדוח, קידמה השותפות עסקה לשינוי מבני אפשרי, בדרך של אישור הסדר

לפי סעיפים 350 ו- 351 לחוק החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות" ו-"ההסדר", בהתאמה). בתוך כך, ביום 29.9.2022 התקשרו השותפות והשותף הכללי עם החברה הבריטית Capricorn Energy Plc. (להלן: "קפריקורן") בהסכם מותנה לביצוע עסקה לצירוף העסקים של השותפות ושל קפריקורן. ואולם, ביום 15.2.2023 הסכימו השותפות וקפריקורן על ביטול העסקה לאלתר. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.24.14 לפרק א' לדוח זה. יצוין כי, למען הזהירות, ההסדר היה צפוי להיות מובא לאישור כעסקה אשר לקבוצת דלק יש בה עניין אישי.

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, התחשבות עם קבוצת דלק ועם מר יצחק שרון (תשובה) בקשר עם הוצאות משפטיות במסגרת בקשה לאישור תובענה ייצוגית ורכישת רכב מקבוצת דלק לצורך העמדתו לרשות יו"ר הדירקטוריון הפעיל כחלק מתנאי כהונתו והעסקתו.

תקנה 24: החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה

לפרטים אודות החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי, נכון ליום 30.9.2022, ראו דוח מידי של השותפות מיום 12.10.2022 (מס' אסמכתא: 125926-2022-01), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.³⁶

תקנה 24א: הון רשום, הון מונפק וניירות ערך המירים

הון מונפק ונפרע ערך נקוב	הון רשום ערך נקוב	יחידות השתתפות בנות 1 ש"ח ע.ג. כ"א
1,173,814,690.76	1,173,814,690.76	

ניירות ערך המירים	
3,295,599	אופציות (לא רשומות)

מספר יחידות	שם המחזיק	
1	קבוצת דלק בע"מ	1
1,173,116,181.89	מזרחי טפחות חברה לרישומים בע"מ	2
1.19	חיים לונטל	3
1	נתן תורכיה	4
1	יעקב מרוז	5
1.19	משה קרמר	6
1	אבנר אנדרה	7
289.47	אריאל ינקו	8
184.8	רן לוי	9
12	טובה ברגר	10
1.19	עזריאל זולטי	11
143,562.10	ורדה וברוך קוטלרסקי	12
18.80	דניאל גולדשטיין	13
1,317.67	יסמין אבן	14
234,962.37	יפה דיין	15
234,962.37	דורית דיין	16
52,505.44	יוסף ונק	17
590.60	עמיקם רשף	18
62.59	תמר ואברהם עדני	19
30,032.89	שרה מורה	20
0.19	יהודה לוריא	21
1,173,814,690.76	סה"כ	

תקנה 25א: מען רשום

שד' אבא אבן 19, הרצליה 4672537

כתובת:

09-9712424

טלפון:

09-9712425

פקסימיליה:

info@newmedenergy.com

כתובת דואר אלקטרוני:

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: ³⁸	-	-	-	-
האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	יו"ר דירקטוריון פעיל, יו"ר דירקטוריון קרן דלק לחינוך, לתרבות ולמדע (חל"צ) (להלן: "קרן דלק") ודירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות	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 הדירקטוריון 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, ר"ח מוסמך	B.A בחשבונאות מהמכללה למנהל, M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת
עיסוקו ב- 5 השנים האחרונות:	יו"ר דירקטוריון פעיל בשותף הכללי, יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק וקרן דלק, דירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק, דירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות וחבר הנהלה בעמותות שונות	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, נציג בעלים של בעל השליטה בקבוצת דלק (קבוצת תשובה (באמצעות חברות El-Ad USA Holdings, ותשלו"ז השקעות ונכסים) ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק	דירקטור בשותף הכללי, יזם נדל"ן בארץ ובחו"ל, יועץ עסקי ודירקטור בפוליקר אחזקות בע"מ, ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק ובחברות פרטיות נוספות
תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	קרן דלק (יו"ר), חברת בת פרטית (SPC) של השותפות	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, קבוצת	דלק אנרגיה, Ithaca Energy Plc, ולס 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, קבוצת

³⁷ בפירוט של תקנה זו מוצגים הדירקטורים המכהנים בדירקטוריון נכון למועד אישור הדוח.

³⁸ כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות הגמול.

תמיר פוליקר	עידן ולס	ליאורה פרט לוין	גבי לסט	פרטים
דלק תמלוג בע"מ, דלק ייזום נכסים בע"מ, דלק תמלוג על, דלק ישראל נכסים (ד.פ.) בע"מ, חברת הדלק, Delek Hungary Limited, פוליקר אחזקות בע"מ, גליפולי השקעות נדל"ן בע"מ, בריזה לגירפ בע"מ וחברות בנות שלה, Elysee Downtown Ltd. ומשקיף בוועדת הביקורת ובדירקטוריון Ithaca Energy Plc		דלק תמלוג בע"מ, דלק ייזום נכסים בע"מ, דלק תמלוג על, DKL Energy, Investments Limited ומשקיפה בוועדת התגמול Ithaca Energy Plc		
לא	לא	לא	לא	האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:
כן	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:

פרטים	עמוס ירון	יעקב זק	אפרים צדקה
מספר זיהוי:	005301262	004868048	046002747
תפקיד בשותף הכללי:	דירקטור חיצוני	דירקטור חיצוני	דירקטור חיצוני
תאריך לידה:	5.2.1940	11.4.1946	10.7.1946
מען להמצאת כתבי בי-דין:	רח' שז"ר 22, רמת גן	רח' השופטים 5, הרצליה	רח' דולצ'ין אריה 5, תל-אביב
נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית
חברות בוועדות של הדירקטוריון:	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת תגמול, יו"ר חבר בוועדה לבחינת הדוחות הכספיים (להלן: "ועדת מאזן") חבר בוועדת השקעות	חבר בוועדת ביקורת, יו"ר חבר בוועדת מאזן, יו"ר חבר בוועדת תגמול חבר בוועדת השקעות	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת מאזן חבר בוועדת תגמול חבר בוועדת ההשקעות, יו"ר
האם הוא דירקטור בלתי תלוי:	כן	כן	כן
האם הוא דירקטור חיצוני:	כן	כן	כן
(א) אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	בעל כשירות מקצועית	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית
(ב) אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה: ³⁹	לא	כן	כן
האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	לא	לא	לא
התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	22.10.2015	22.10.2015	14.2019
השכלתו:	בוגר לימודי היסטוריה כללית מאוניברסיטת תל-אביב, בוגר מב"ל כללי מהמכללה לביטחון לאומי	B.A בחשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב, M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת תל-אביב, רו"ח מוסמך	B.A בכלכלה וסטטיסטיקה מאוניברסיטת תל-אביב, Ph.d בכלכלה מהמכון הטכנולוגי של מסצ'וסטס
עיסוקו ב- 5 השנים האחרונות:	דירקטור בשותף הכללי, יועץ לתעשייה האווירית ודירקטור בבססח - החברה הישראלית לביטוח אשראי בע"מ מקבוצת הראל	דירקטור בשותף הכללי	דירקטור בשותף הכללי, דירקטור חיצוני בפז, דירקטור בלתי תלוי ברבד בע"מ ודירקטור בחברות ובעמותות נוספות
תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	-	-	ארצדקה בע"מ (יו"ר), מרכז מורשת יהדות בב"ל (יו"ר), המרכז לפיתוח ע"ש פנחס ספיר (יו"ר), עתידים חברה לתעשיות מדע בע"מ ומרכז הספורט של אוניברסיטת ת"א
האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	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	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, דירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות, יו"ר דירקטוריון שותפות בהקמה בקשר עם עסקת אנלייט, כמפורט בסעיף 7.8 לפרק א' לדוח זה	כן	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל	מנכ"ל השותפות, מנכ"ל דלק אנרגיה, מנכ"ל אבנר חיפושי נפט וגז - שותפות מוגבלת (להלן: "שותפות אבנר"), יו"ר דירקטוריון בתמר פטרוליום בע"מ, דירקטור ב- Ithaca Energy Inc. ודירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות ובחברות פרטיות שבבעלותו
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	לא	לא	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חברה בלשכת עורכי הדין בישראל	יועצת משפטית וסמנכ"לית בכירה בשותפות, יועצת משפטית בשותפות אבנר ודירקטורית חיצונית ב- Steakholder Foods Ltd.
צבי קרץ'	059784355	24.2.1967	12.8.2014 - סמנכ"ל אקספלורציה, 8.9.2011 - גיאולוג ראשי	סמנכ"ל אקספלורציה	לא	לא	B.Sc בגיאולוגיה מהאוניברסיטה העברית בירושלים, M.Sc. בגיאולוגיה מהאוניברסיטה העברית בירושלים, דוקטורט Phd. בגיאולוגיה וגיאופיזיקה מאוניברסיטת קולומביה בניו-יורק, ארה"ב	סמנכ"ל אקספלורציה, גיאולוג ראשי בשותפות ראשי בשותפות אבנר

ניסיונו ב- 5 שנים האחרונות	השכלתו	האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין בשותף הכללי 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 כספים ברשות שדות התעופה ודירקטור בחברת קו צינור אילת אשקלון בע"מ	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	1.1.2022	23.3.1974	027268317	צחי חבושה
סמנכ"ל פרויקט לווייתן בשותפות, סמנכ"ל כספים בשותפות ובשותף הכללי וסמנכ"ל כספים בשותפות אבנר	B.A בחשבונאות ומנהל עסקים מהמכללה למנהל, רו"ח מוסמך	לא	לא	סמנכ"ל פרויקט לווייתן	1.1.2022 - סמנכ"ל פרויקט לווייתן, 18.2017 - סמנכ"ל כספים, 17.5.2017 - סמנכ"ל כספים בשותפות אבנר	13.10.1969	024652745	רוני אדוארד
סמנכ"ל תקציב ובקרה בשותפות, מנהל בקרה והשקעות בשותפות וחשב בשותף הכללי	B.A בכלכלה וחשבונאות מאוניברסיטת חיפה, M.B.A במנהל עסקים מהטכניון - מכון טכנולוגי לישראל, רו"ח מוסמך	לא	לא	סמנכ"ל תקציב ובקרה	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 ומנהל תחום תקשורת וקשרי חוץ בשותפות	B.A בממשל דיפלומטיה ואסטרטגיה מאוניברסיטת רייכמן (המרכז הבינתחומי בהרצליה), M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת בר אילן	לא	לא	סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ	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 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	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 פורר גבאי את קסירר	B.A בחשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב, רו"ח מוסמך	לא	לא	חשב	25.7.2021	3.4.1989	303014237	ליאור כהן

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
מבקר פנימי של השותפות והשותף הכללי, מבקר פנימי ראשי 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 בביקורת פנים ומנהל 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 ראשי של קבוצת דלק	1.2.2016	2.6.1965	059674770	גלי גנה

תקנה 26ב: מורשי חתימה עצמאיים

נכון ליום 31.12.2022 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 21.9.2022 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר תיקון לסעיפים 5, 8, 9 ו- 10 וכן הוספת סעיף 28 להסכם השותפות, בקשר עם אפשרות השותפות לבצע השקעות בתחום האנרגיות המתחדשות, הסדר הניהול החדש ואפשרות השותפות להעניק תרומות וסיוע לקהילה, וביום 2.1.2023 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר תיקון לסעיף 5.1 להסכם השותפות, כך שרישיון "Boujdour Atlantique" במרוקו (להלן: "רישיון מרוקו") יתווסף לרשימת נכסי הנפט הנזכרים בסעיף זה. לפרטים נוספים ראו תקנה 29(ג) להלן וכן דוחות מידיים של השותפות מהימים 21.9.2022 ו- 2.1.2023 (מס' אסמכתאות: 2022-01-120367 ו- 2023-01-001458, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 29: המלצות והחלטות הדירקטורים

תקנה 29(א):

(א) לפרטים אודות החלטת הדירקטוריון לאשר תוכניות לרכישת אגרות החוב שהונפקו על-ידי לווינתו בונד, ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 23.5.2022 ו- 23.1.2023 (מס' אסמכתאות: 2022-01-062266 ו- 2023-01-010464, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה, וסעיף ה לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

(ב) בימים 22.5.2022, 17.8.2022 ו- 23.11.2022, החליט הדירקטוריון, לאחר קבלת המלצת ועדת המאזן, לאשר חלוקות רווחים בסך של 50 מיליון דולר, כל אחת, כאשר המועדים הקובעים לחלוקות כאמור חלו בימים 30.5.2022, 25.8.2022 ו- 26.12.2022, בהתאמה, ומועדי החלוקות כאמור חלו בימים 16.6.2022, 22.9.2022 ו- 19.1.2023, בהתאמה. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 23.5.2022, 18.8.2022 ו- 24.11.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-062296, 01-104986 ו- 2022-01-141307, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה. כמו כן, ביום 27.3.2023 החליט הדירקטוריון, לאחר קבלת המלצת ועדת המאזן, לאשר חלוקת רווחים בסך של 60 מיליון דולר, כאשר המועד הקובע לחלוקה כאמור יחול ביום 9.4.2023, ומועד החלוקה כאמור יחול ביום 20.4.2023.

(ג) לפרטים אודות תיקונים בהסכם השותפות ראו תקנה 28 לעיל.

תקנה 29(ג):

(א) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 24.3.2022 לאשר את מינוי הדירקטור החיצוני מר צדקה, לתקופת כהונה שניה, ולאשר את תנאי כהונתו, ראו תקנה

21(ב)(10) לעיל.

(ב) לפרטים אודות החלטות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 21.9.2022, כמפורט להלן: (1) לאשר את הסדר הניהול החדש; (2) לאשר להוסיף להסכם השותפות סעיף חדש, על מנת לאפשר לשותפות לגבש תוכנית תרומות וסיוע לקהילה; (3) לאשר לשותף הכללי להימנע מחלוקת רווחים כפי שיידרש לצורך ביצוע תוכנית הפיתוח של בלוק 12, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו לצורך השקעתם בתוכנית הפיתוח של נכס נפט זה; (4) לאשר לשותפות לפעול ולבצע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט"), אשר, בין היתר, היווה אישור של כל ההיבטים הנוגעים לעניין האישי וההטבות שיקבל מנכ"ל השותפות במסגרת חלקו בעסקת אנלייט (במסגרתה תקצה לו אנלייט חלק מסוים מזכויותיה בעסקה), בשים לב לחובותיו כלפי השותפות לפי סעיף 254 לחוק החברות; (5) לאשר מדיניות תגמול מעודכנת לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי; ו- (6) לא לאשר את ותנאי כהונה והעסקה מעודכנים למנכ"ל השותפות, ובכלל זאת הענקת תגמול הוני, 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.

(ג) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 2.1.2023 לאשר למפקח תוספת תקציב לשם המשך התקשרותו עם יועצים מקצועיים ושכר נוסף על שכרו החודשי לשם ליווי הליך השינוי המבני, ולאשר לנאמן שכר נוסף על שכרו השנתי בקשר לכך, ראו תקנה 21(ב)(7) לעיל.

לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מאותו מועד לאשר את התקשרות השותפות בהסכמים לרכישת הזכויות ברישיון מרוקו והשתתפות בפעולות חיפושים והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח הרישיון, 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 האמורות, 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.

תקנה 29א: החלטות השותפות

תקנה 29א(4): פטור, ביטוח או התחייבות לשיפוי לנושא משרה

(א) לפרטים אודות כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות שהוענקו בעבר לדירקטורים ולנושאי משרה בשותפות, בשותף הכללי ובלוויתן בונד, ולפרטים אודות פוליסות לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה כאמור, 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) ביום 26.6.2022 אישרה ועדת התגמול, בהתאם למדיניות התגמול הקודמת ולהמלצת יועץ הביטוח של השותפות, את התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי

משרה, המכסה את נושאי המשרה בשותף הכללי, בשותפות ובחברות הבנות שלה, לרבות בלוויתן בונד, לתקופה של שנה החל מיום 1.7.2022, בגבול אחריות כולל של 200 מיליון דולר למקרה ובסך הכל לתקופת הביטוח, והכל בתנאים העומדים במדיניות התגמול הקודמת, כמפורט בתקנה 21(ב)(1) לעיל.

(ד) יצוין כי, במסגרת עסקת קפריקורן אשר בוטלה, כמפורט בסעיף 7.24.14 בפרק א' לדוח זה, רכשה השותפות פוליסה מסוג POSI לכיסוי, בין היתר, האחריות של נושאי המשרה בשותפות, בשותף הכללי ובחברה המאוחדת, וכן של בעל השליטה בשותפות, בגין התשקיף. פוליסה זו צפויה להתבטל, ללא תשלום פרמיה, בהתאם לתנאיה.

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: 27 במרץ, 2023



פרק ה'

דוח בדבר אפקטיביות הבקרה
הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

דוח שנתי לשנת 2022 בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי לפי תקנה 9ב(א) לתקנות ניירות 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 סיכוני 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, 2022 היא אפקטיבית.

הצהרת מנהל כללי לפי תקנה 9(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 2022 (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 במשרין 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, מובא לידיעתי על-ידי אחרים בשותפות, 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.

27 במרץ, 2023	יוסי אבו	מנכ"ל	
תאריך	שם מלא	תפקיד	חתימה

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספיים לפי תקנה 9ב(ד)(2):

הצהרת מנהלים

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספיים

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 2022 (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 במשרו 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, ככל שהוא רלוונטי לדוחות הכספיים ולמידע כספי אחר הכלול בדוחות, מובא לידיעתי על-ידי אחרים בשותפות, 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; מסקנותי 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.

27 במרץ, 2023	צחי חבושה, רו"ח	סמנכ"ל כספיים	
_____	_____	_____	_____
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 2023

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	מבוא והגבלת אחריות.....
6	תמצית מנהלים.....
8	תיאור עסקת מכירת הזכויות בחזקות כריש ותנין.....
11	תיאור הסביבה העסקית.....
35	הערכת שווי תמלוגים.....
42	נספח א - תחזית תזרימי מזומנים.....
44	הגדרות.....



1. מבוא והגבלת אחריות

1.1. כללי

עבודה זו (להלן: "העבודה" ו/או "חוות הדעת") 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'י^{1,2} (להלן: "ניו-מד אנרג'י" ו/או "השותפות") בגין מכירת זכויותיה בחזקות I/16 "תנין" (להלן: "תמלוגי תנין") ו- I/17 "כריש" (להלן: "תמלוגי כריש") (להלן ביחד: "התמלוגים") ליום 31 בדצמבר 2022 (להלן "מועד הערכת השווי"). ידוע לנו כי העבודה מיועדת לשמש את ניו-מד אנרג'י, בין היתר, לצרכי דוחות כספיים רבעוניים ותקופתיים, ועל כן אנו מסכימים שהעבודה תאוזכר ו/או תיכלל בכל דוח 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.

חוות דעת 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 חוות הדעת.

עבודה זו אינה מהווה בדיקת נאותות ואינה באה במקומה. כמו כן, העבודה אינה 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 הדוחות הכספיים של השותפות לגבי דיוק ושלמות הנתונים ולהשלכות 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

¹ ביום 17 במאי 2017 התמזגה ניו-מד אנרג'י עם השותפות אבנר חיפוש נפט – שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר") וכתוצאה מכך נמחקה שותפות אבנר ללא פירוק.

² ביום 22 בפברואר 2022 שינתה השותפות את שמה מ-"דלק קידוחים – שותפות מוגבלת" ל-"ניו-מד אנרג'י – שותפות מוגבלת".



GIZA SINGER EVEN

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.

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.

בהתאם להסכם ההתקשרות, באם נחויב לשלם סכום כלשהו לצד שלישי בקשר עם ביצוע השירותים המפורטים בהסכם ההתקשרות בהליך משפטי או בהליך מחייב אחר, השותפות מתחייבת לשפותנו בגין כל סכום כאמור שישולם על ידינו, מעבר לסכום השווה לפי שלושה משכר טרחתנו. ההתחייבות לשיפוי לא תחול אם ייקבע כי פעלנו עם ביצוע העבודה בזדון או ברשלנות רבתי.

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 חוות הדעת מפורטים להלן:

- מידע לגבי תנאי העסקה למכירת זכויות השותפות בחזקות I/16 "תנן" ו-I/17 "כריש".
- דיווחים ופרסומים של Energean Oil & Gas plc (החברה האם של Energean Israel Limited), לרבות דו"ח עתודות ומשאבים ליום 31 בדצמבר 2022 שהוכן ע"י DeGolyer and MacNaughton (להלן: "D&M CPR").
- דיווחים מיידיים 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.



GIZA SINGER EVEN

1.3. פרטי החברה המעריכה

גיזה זינגר אבן ייעוץ כלכלי ומימוני בע"מ 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 ייעוץ כלכלי ומימוני בע"מ

גיזה זינגר אבן ייעוץ כלכלי ומימוני בע"מ

27 במרץ, 2023



2. תמצית מנהלים

2.1. רקע

ניו-מד אנרג'י – שותפות מוגבלת (לשעבר: "דלק קידוחים – שותפות מוגבלת") הינה שותפות מוגבלת ציבורית (כמשמעותה בפקודת השותפויות) הרשומה למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב. השותפות עוסקת בחיפושים, פיתוח והפקה של נפט, גז טבעי וקונדנסט.

במהלך השנים 2012 ו-2013 דיווחה השותפות לבורסה כי מאגרי הגז תנן וכריש 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 לויתן, כריש ותנן ושדות גז טבעי נוספים (להלן: "מתווה הגז"), נדרשו ניו-מד אנרג'י ואבנר (להלן ביחד: "השותפויות"), (אשר החזיקו יחד (בחלקים שווים ביניהן) 52.941% מהמאגרים) ו-Chevron Energy Mediterranean (להלן: "שברון") (אשר החזיקה 47.059% מהמאגרים), בין היתר, למכור את אחזקותיהן במאגרי כריש ותנן בתוך 14 חודשים מיום החתימה על החלטות הפטור הקשורות למתווה הגז (17.12.15) בכדי לעמוד בתנאים אשר יזכו אותן בפטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח – 1988 (להלן: "חוק ההגבלים העסקיים").

ביום 16 באוגוסט 2016, נחתם הסכם למכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנן בין השותפויות לבין אנרג'יאן, במסגרתו זכאיות השותפויות לתמורה בסך 148.5 מיליון דולר, המורכבת מתשלום במזומן של 40 מיליון דולר (ששולמו במועד השלמת העסקה) ו-108.5 מיליון דולר אשר ישולמו בפריסה של 10 תשלומים שנתיים שווים בתוספת ריבית, כאשר סכום זה מותנה בהחלטת הרוכשת לפתח את המאגר, או במועד בו סך ההוצאות של הרוכשת בקשר עם פיתוח החזקות יעלה על 150 מיליון דולר, המוקדם מבין השניים (להלן: "רכיב החוב"). כמו כן, השותפויות תהינה זכאיות לתמלוגים מההכנסות אשר יתהוו לרוכשת ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, בשיעורים של 7.5% (לפני תשלום היטל רווחי נפט) ו-8.25% (לאחר תשלום היטל רווחי נפט), בניכוי שיעור התמלוגים הקיימים³, בהם מחויבות השותפויות ביחס לחלקן המקורי של ניו-מד אנרג'י ואבנר בחזקות (להלן: "התמלוגים"). התשלום הראשון בגין רכיב החוב שולם לניו-מד אנרג'י על ידי אנרג'יאן ביום 29 למרץ 2018, ומאז שולם כסדרו מדי שנה בחודש מרץ, עד וכולל התשלום הרביעי שהתקבל במרץ 2021.

בחודש מרץ 2022 לא העבירה אנרג'יאן את התשלום החמישי לשותפות. נציין כי במאי 2021 הודיעה אנרג'יאן לשותפות כי לשיטתה היא פועלת תחת תנאי אירוע "כוח עליון" הנובע ממשבר הקורונה. לאחר מכן, בחודש ספטמבר 2022, העבירה אנרג'יאן לשותפות באיחור את התשלום החמישי וחלק מתשלום הריבית בגין רכיב החוב. בימים אלו מתנהל בין הצדדים הליך משפטי על יתרת ההלוואה כולל הריבית בגינה אשר אין ביכולתנו להעריך את תוצאותיו. בשל כך ומטעמי

³ כהגדרתם בדיווחים של ניו-מד אנרג'י ואבנר לבורסה לניירות ערך בתל אביב ביום 25 בדצמבר 2016.



שמרנות הונח במסגרת הערכת השווי במועד זה, כי יתרת הריבית שטרם הועברה לשותפות לא תשולם כלל.

להלן פירוט כמויות הגז הטבעי והנוזלים הפחמניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) במאגרי כריש ותנין (100%) כפי שפורסמו בדו"ח D&M CPR מיום 23 במרץ 2023 על ידי Energean Oil & Gas plc⁴, החברה האם של חברת Energean Israel Limited⁵:

עתודות ומשאבים		מאגר
נוזלים פחמניים (MMBBL)	גז טבעי (BCM)	
2P	2P	
54.2	39.4	כריש
36.9	34.2	כריש צפון
4.5	26.1	תנין
95.6	99.6	סה"כ

2.2. תוצאת הערכת השווי

שווי התמלוגים בעסקת המכירה של חזקות כריש ותנין נאמד באמצעות שיטת היוון תזרימי המזומנים, תוך התאמת שיעורי ההיוון לסיכונים הגלומים בפיתוח המאגרים ובתזרים המזומנים (לרבות השפעות משבר הקורונה). בהתאם להנחות המפורטות בגוף העבודה, סך שווי התמלוגים ליום 31 בדצמבר 2022 נאמד בכ-320.8 מיליון דולר. (שווי תמלוגי כריש (כולל כריש צפון) ותמלוגי תנין נאמדו בכ-294.1 מיליון דולר וכ-26.6 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		
342.2	325.3	310.8	293.7	299.1	281.1	276.3	+250 bp	
354.1	336.6	321.6	303.9	309.2	290.7	285.8	+150 bp	
367.1	348.8	333.3	314.9	320.1	301.0	296.0	+50 bp	
373.9	355.4	339.5	320.8	325.9	306.5	301.3	-	
381.1	362.2	346.0	326.9	332.0	312.2	307.0	-50 bp	
396.4	376.8	359.8	340.0	344.8	324.3	318.9	-150 bp	
413.2	392.8	375.0	354.3	358.8	337.5	331.9	-250 bp	

⁴ <https://www.energean.com/media/5400/dm-final-report-energean-israel-2022ye.pdf>

⁵ לשעבר Ocean Energean Oil and Gas Ltd.



3. תיאור עסקת מכירת הזכויות בחזקות כריש ותנין

3.1. תיאור השותפות

ניו-מד אנרג'י הינה שותפות מוגבלת (כמשמעותה בפקודת השותפויות) הרשומה למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב. השותפות עוסקת בחיפוש, פיתוח, הפקה ומכירה של נפט, גז טבעי וקונדנסט. להלן תיאור מנגנוני תמלוגי העל בגין נכסי נפט בים החלים על השותפות למועד עבודה זו, ביחס לחלקה המקורי בחזקות כריש ותנין (כ-52.941%):

בגין 50% מההכנסות מחזקות כריש ותנין	בגין 50% מההכנסות מחזקות כריש ותנין
3% לפני מועד החזר השקעה ⁶ (0.794% מסך הכנסות המאגר)	6% (1.588% מסך הכנסות המאגר)
13% לאחר מועד החזר השקעה (3.441% מסך הכנסות המאגר)	

3.2. הזכויות הנמכרות

ביום 7 בפברואר 2012 וביום 22 למאי 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. נציין כי בחודש מאי 2017 התמזגה ניו-מד אנרג'י עם אבנר וכתוצאה מכך נמחקה שותפות 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 לתאגידי הגז והנפט הפועלים בשוק הגז בישראל, ובהן השותפויות, פטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים בהיתן 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

⁶ המונח "מועד החזר השקעה" משמעו – המועד לאחר חתימת הסכם העברת הזכויות בין השותפות לבין דלק מערכות אנרגיה ודלק ישראל (כיום קבוצת דלק) שנחתם בשנת 1993 (כפי שתוקן מעת לעת) לפיו שווי התקבולים (נטו) אשר השותפות קיבלה או זכאית לקבל בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) בו נמצא הממצא, כשהם מחושבים בדולרים יגיע לסכום השווה למלוא שווי כל הוצאות השותפות באותו נכס הנפט כשהן מחושבות בדולרים.

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 - רשיון או חזקה) (להלן: "שווי התקבולים (ברוטו)") לאחר ניכוי כל הוצאות הפקתם ותמלוגים ששולמו בגינם.

המונח "שווי כל הוצאות השותפות" משמעו – כל ההוצאות שהשותפות הוציאה מנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) 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 שיאושרו על-ידי רואי חשבון השותפות.

לפרטים ולהרחבה בדבר הסכמים לגבי תשלום תמלוגים למדינה, לבעלי עניין ולצדדים שלישיים בשותפות ראה סעיף 7.24.7

לדוח התקופתי לשנת 2021 של ניו-מד אנרג'י.



פי ההסכם בין השותפויות לשברון, האחרונה לא תהיה זכאית לכל תמורה נוספת בגין מכירת הזכויות לצד שלישי.

ביום 17 בדצמבר 2015 חתם ראש הממשלה דאז נתניהו (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 כריש ותנין בין ניו-מד אנרג'י ואבנר לבין חברת Energean Israel Ltd. (לשעבר Ocean Energean Oil and Gas Ltd), חברה רשומה בקפריסין אשר הינה חברה בת של Energean E&P Holdings Ltd.⁷ 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.

בנובמבר 2022 העבירה אנרג'יאן לשותפות תשלום ראשון בגין תמלוגי על מהכנסותיה ממאגר כריש.

3.3. התמורה

להלן תיאור מרכיבי התמורה בהסכם הרכישה:

א'. הרוכשת תרכוש מניו-מד אנרג'י ואבנר (להלן: "המוכרות") את כלל הזכויות של המוכרות ושל חברת שברון בחזקות כריש ותנין (להלן: "הזכויות הנמכרות").

ב'. בתמורה לזכויות הנמכרות הרוכשת תשלם למוכרות סך כולל של 148.5 מיליון דולר אשר יתקבלו באופן הבא:

- i. תשלום במזומן של 10 מיליון דולר אשר שולם למוכרות במועד השלמת העסקה;
- ii. תשלום נוסף של 30 מיליון דולר אשר שולם למוכרות במועד השלמת העסקה;
- iii. יתרת התמורה, בסכום של 108.5 מיליון דולר, תשולם למוכרות בעשרה תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. תשלומים אלה ישולמו מיד לאחר המועד בו תקבל 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 השניים⁸;
- iv. הרוכשת תעביר למוכרות תמלוגים בגין גז טבעי וקונדנסט אשר יופקו מהחזקות בשיעור של 7.5% לפני תשלום היטל רווחי נפט מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן:

⁷ חברת Energean Israel Ltd. משמשת כזרוע הפעילות של Energean E&P Holdings Ltd. בישראל.
⁸ ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפויות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש ובחודשים מרץ 2018, מרץ 2019, מרץ 2020 ומרץ 2021, שילמה לניו-מד אנרג'י את ארבעת התשלומים הראשונים.



GIZA SINGER EVEN

"ההיטל" ו-8.25% לאחר תחילת תשלום ההיטל, וזאת בניכוי שיעור התמלוגים הקיימים⁹ בהם נשאו המוכרות ביחס לחלקן המקורי בחזקות. שיעורים אלה הם במונחי 'פי באר' כאשר שיעור התשלום האפקטיבי צפוי להיות מותאם למונחי מכירת ההידרוקרבונים בכניסה לרשת ההולכה הישראלית.

⁹ 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 (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 ולויתן בשנים 2009 ו-2010, בהתאמה. תגליות אלו משפיעות באופן מהותי על עצמאותה האנרגטית של ישראל ועל פיתוח והרחבת השימושים בגז טבעי במשק הישראלי.

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, ומהביקוש 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 נמוכות¹⁰, זמן הקמה קצר יותר, חיסכון בשטחי קרקע¹¹ 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

¹⁰ כמחצית מעלות תחנת כוח פחמית, כשליש מעלות תחנת כוח גרעינית וכ-15% מתחנה המונעת באנרגיית רוח.
¹¹ 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.



ומפעלים פועלים ברמת נצילות אנרגטית גבוהה המתבטאת גם היא בסופו של דבר בחיסכון בעלויות¹². על פי הערכות רשות הגז הטבעי¹³ החיסכון הכולל במשק הישראלי ממעבר לשימוש בגז טבעי בשנים 2014-2021 נאמד בכ-115.62 מיליארד ש"ח.¹⁴ עיקר החיסכון נובע מסקטור החשמל (כ-81.0 מיליארד ש"ח) אשר צריכתו הכוללת הסתכמה בשנת 2021 בכ-9.71 BCM המהווה 79% מהביקוש לגז טבעי. יתרת החיסכון ממעבר לשימוש בגז טבעי מיוחסת לסקטור התעשייה (כ-35.0 מיליארד ש"ח), אשר צריכתו הכוללת בשנת 2021 הסתכמה בכ-2.62 BCM ומהווה גידול של 4% לעומת שנת 2020. 64.8 מיליארד ש"ח מכלל החיסכון המשקי משויכים לשנת 2021 עקב מחירי הדלקים הגבוהים באופן חריג בעולם כולו בשנה זו, אל מול מחירי הגז הטבעי היציבים בישראל.

■ **אנרגיה נקיה** – החומרים העיקריים הנפלטים מבעירת גז טבעי הם פחמן דו-חמצני ואדי מים. מאחר שפחם ונפט הם דלקים מורכבים יותר, עם יחסי פחמן ומרכיבי חנקן וגופרית גבוהים יותר, הרי שבמהלך בעירתם משתחררים מזהמים רבים יותר, כולל חלקיקי אפר של חומרים שאינם נשרפים ונפלטים 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, מזון 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 אספקת הגז הטבעי ממצרים, אולם קטיעת האספקה הפתאומית המחשיה 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 ממכירות 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 הבלוי¹⁵. בנוסף, לפי חוק הנפט, המדינה גובה תמלוגים בשיעור של עד 12.5% מסך מכירות הגז הטבעי בפי הבאר. זאת ועוד, בעקבות מסקנות ועדת

¹² 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 נצילות של כ-80%.

¹³ [סקירת ההתפתחויות במשק הגז הטבעי, סיכום לשנת 2021 – רשות הגז הטבעי](#)

¹⁴ חישוב החיסכון הכלכלי נעשה על בסיס ההנחה שללא כניסת הגז הטבעי, היה צורך בהקמת תחנות כוח פחמיות חדשות E-D, וכן היה צורך בייצור משלים בסולר ובמזוט. החיסכון נובע מהפרשי מחירי הדלקים בלבד ואינו לוקח בחשבון השקעות הוניות של הקמת תחנות כוח והסבות לגז טבעי.

¹⁵ למעט סקטורי החשמל והתעשייה בהם הצרכנים לא משלמים מס בלו בגין הגז.



GIZA SINGER EVEN

שישינסקי המדינה זכאית לתקבולי היטל רווחי נפט וגז בשיעור של עד 50% (תלוי בין היתר בשיעור מס החברות) מהכנסות 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 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 לווייתן מיוצאות כמויות משמעותיות ביותר של גז טבעי לירדן ולמצרים.

4.2. צרכנים

משק הגז הטבעי בישראל מורכב ממספר קבוצות צרכנים הנבדלות זו מזו באופי פעילותן ומאפייני צריכת הגז הטבעי:

▪ **חברת החשמל לישראל** – חח"י הינה חברה ממשלתית המפוקחת על ידי רשות החשמל בין היתר בהקשר לעלויות התשומות לייצור חשמל, ובפרט, עלויות גז טבעי. בשנת 2022 רכשה חח"י כ-4.95 BCM גז טבעי משותפי תמר ולווייתן וממאגר כריש, וכן ייבאה וצרכה עוד כ-0.1 BCM גז טבעי של LNG. וזאת ביחס לשנת 2021, בה רכשה כ-4.5 BCM טון גז טבעי משותפי תמר ולווייתן, וכן ייבאה וצרכה עוד כ-0.2 BCM גז טבעי של LNG. שיעור החשמל שיוצר ע"י חח"י באמצעות גז טבעי וגז מונזל, נאמד בשנת 2021 ובשנת 2022 בכ-55.5% ובכ-57.0%, בהתאמה. בהקשר זה יצוין כי על פי החלטת שר האנרגיה עד לסוף שנת 2022 היה על חח"י 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 Gateway¹⁶.

▪ **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 שאובה (טכנולוגיה זו אינה מייצרת חשמל אלא אוגרת את האנרגיה לשימוש בשעות השיא או שעות בהן לא ניתן להפיק חשמל מאנרגיות מתחדשות), ומפעלים גדולים אשר הקימו לעצמם תחנות כוח וביגן 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 2021 הסתכמה צריכת הגז הטבעי של היח"פים לכ-4.08 BCM, המהווה כ-33% מסה"כ צריכת הגז הטבעי בשנה זו במשק כולו.

¹⁶ מקור: דו"ח כספי של חח"י לשנת 2022.



▪ **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 השירי של תחנות הכוח) 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 2021 הסתכמה בכ-2.62 BCM, גידול של 4% בהשוואה לשנת 2020. עיקר הגידול נובע מביקושים גבוהים יותר של מספר צרכני תעשייה גדולים.

▪ **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 ושוקים 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 גז טבעי ממאגרי תמר, לווייתן, כריש ותנין ו/או מאגר אחר כפופה 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 וכי בעל החזקה ישלם למדינה את שווי השוק של התמלוג בפי הבאר. אופן חישוב שווי השוק של התמלוג על פי הבאר במאגר תמר, נמצא בדיון בין



הממונה על ענייני הנפט לבין השותפים במאגר תמר וטרם נקבע סופית.¹⁷ החל משנת 2019 משלמים שותפי פרויקט תמר מקדמות שנתיות על חשבון תמלוגים בשיעור של כ-11.3% מהכנסות פרויקט תמר ובשנים 2017 ו-2018 בשיעור של 11.65%. במאגר לויתן, משלמים השותפים במאגר תמלוגים למדינת ישראל בשיעור של כ-11.26%. במחצית הראשונה של 2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה הנחיות הכוללות הוראות כלליות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר לזכויות נפט בים. 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 למאפייניה הפרטניים של החזקה. ביום 6 בספטמבר 2020 פרסם משרד האנרגיה הוראות פרטניות למאגר תמר.

▪ **חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע** – חוק מיסוי משאבים קובע היטל על רווחי נפט וגז לפי מנגנון אשר מקשר בין שיעור ההיטל לבין יחס ההכנסות המצטברות נטו מפרויקט הפקת הנפט והגז לבין סך ההשקעות 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 ההשקעות יגיע ל 1.5 ויעלה בהדרגה עד לשיעור של 50% (תלוי בין היתר בשיעור מס החברות) כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל 2.3. ההיטל 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.¹⁸

▪ **הגבלים עסקיים ופטור מהוראות חוק התחרות הכלכלית** – 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 מעניק פטור לניו-מד אנרג'י, שברון ורציו חיפושי נפט (1992)- שותפות מוגבלת (להלן יחדיו: **"הצדדים"**) מן ההסדרים הכובלים בקשר עם מאגר לויתן. כמו כן, מתווה הגז מעניק 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 ניו-מד אנרג'י ושרון בעלות מונופולין מכוח ההכרזה עליהן על-ידי הממונה בשנת 2012 (להלן: **"הפטור"**).¹⁹ מתן הפטור כמתואר לעיל מותנה בקיום, בין היתר, התנאים הבאים:

¹⁷ 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, תשי"ב-1952.

¹⁸ חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע (תיקון מס' 3), התשפ"ב-2021. <https://main.knesset.gov.il/Activity/Legislation/Laws/Pages/LawBill.aspx?t=lawsuggestionssearch&lawitemid=2155633>

¹⁹ הכרזה על בעלי מונופולין לפי סעיף 26(א) לחוק הגבלים העסקיים, התשמ"ח – 1988: דלק קידוחים שותפות מוגבלת יחד עם אבנר חיפושי נפט וגז שותפות מוגבלת, Noble Energy Mediterranean Ltd, ישראמקו 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

א'. מכירת הזכויות של ניו-מד אנרג'י, ושברון במאגרים כריש ותנין לצד שלישי שלא קשור למי מהן בתוך 14 חודשים ממועד מתן הפטור או ממועד פרסום טיוטת אסדרה חדשה על ידי הממונה על ענייני הנפט בנוגע לתנאי הכשירות למפעיל, כמאוחר מביניהם. ביום 16 באוגוסט 2016, נחתם הסכם למכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנין בין ניו-מד אנרג'י לבין אנרג'יאן.

ב'. מכירת מלוא הזכויות של ניו-מד אנרג'י במאגר תמר לצד שלישי שלא קשור אליה או למי מהמחזיקים בזכויות במאגרי לווייתן, כריש ותנין וכן הגבלת הזכויות של שברון במאגר תמר לשיעור של 25% לכל היותר זאת תוך 72 חודשים. בינואר 2018 מכרה שברון לתמר פטרוליום בע"מ 7.5% מזכויותיה במאגר תמר, וכתוצאה מכך ירדה לשיעור אחזקה של 25% במאגר תמר. ביום 5 במאי 2021, התקשרה השותפות עם צד שלישי בהסכם למכירת מלוא אחזקותיה בתמר פטרוליום (22.6%) בתמורה לסך של 100 מיליון ש"ח במזומן.

ג'. ביום 9 בדצמבר 2021, השלימה השותפות את מכירת זכויותיה בשיעור של 22% בחזקות "דלית I/13" ו-"תמר I/12" לקבוצת משקיעים בראשות (Mubadala Petroleum Tamar) Investment 1 RSC Limited ו-Tamar Investment 2 RSC Limited) בתמורה לכ-1.0 מיליארד דולר.

ד'. הטלת מגבלות על הסכמים חדשים שיחתמו לאספקת גז ממאגרי תמר ולווייתן כגון איסור על מגבלות רכישה מספקים אחרים, במקרים מסוימים מתן הזכות לצרכנים לקבוע חד צדדית את תקופת ההתקשרות ומתן אפשרות חד צדדית לצרכנים לשינוי בהיקף האספקה בהסכם.

▪ **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 חיפוש 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, זאת בתנאי ובמהלך תקופה זו, יציעו בעלי הזכויות בתמר ולווייתן לצרכנים פוטנציאלים מחיר המבוסס על המחיר הממוצע המשוקלל של המחירים בהסכמים הקיימים במאגרים, במספר חלופות המחיר וההצמדה שפורסמו במסגרת החלטת ממשלה 476 מיום 16 באוגוסט 2015. 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.

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 של מאגרי כריש ותנין 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 רשות החשמל, 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 שתינתן עדיפות לתחנות כוח המופעלות באמצעות מקורות אנרגיה תחליפיים לגז. ירידה בתעריפים עלולה להשפיע לרעה גם על המחירים שיתקבלו ממאגרי כריש ותנין ועל הכדאיות הכלכלית לפיתוחם. עם זאת, על פי דיווחי אנרגיאן מחיר המכירה בהסכמים כולל רצפת מחיר.
- **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-8.2% ו-9.8% מייצור החשמל בפועל של מדינת ישראל בשנת 2021 ומחצית 2022 בהתאמה הגיע ממקורות מתחדשים, אך מספר זה צפוי לעלות בעקבות הוספת המכסות שיזמה הממשלה במטרה לעמוד ביעדי הייצור ממקורות מתחדשים של כ-20% מסך הביקוש לאנרגיה בשנת 2025 ו-30% עד שנת 2030.²⁰ 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 העתידי בישראל.

²⁰ דו"ח מצב – יעדי אנרגיה מתחדשת במשק החשמלי – רשות החשמל, יוני 2022: [Files/netunei_hasmal_doch_yaad_mithadshot_06_2022_f.pdf](http://www.gov.il/Files/netunei_hasmal_doch_yaad_mithadshot_06_2022_f.pdf)



GIZA SINGER EVEN

- **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 הקודמים נתגלו במימי ישראל מספר מאגרי גז משמעותיים בהיקפים העולים באופן ניכר על הערכות משרד האנרגיה ביחס לצרכי המשק המקומי. ישראל העניקה רישיונות חיפוש במים הכלכליים שלה בעקבות שני הליכים תחרותיים (ב-2017 ו-2019) שעשויים להוביל לתגליות נוספות. בשנת 2017 החלה הפקה משמעותית ממאגר זור ("Zohr") המצרי, שמספק גז לשוק המצרי. בנוסף, התגלו מאגרים משמעותיים במים הכלכליים של קפריסין, שעדיין לא התקבלו לגביהם החלטות פיתוח. כמו כן, ייתכן ויתגלו מאגרים נוספים בעתיד, הן בישראל והן במדינות נוספות באגן המזרחי של הים התיכון, אשר פיתוחם עשוי להוביל לכניסת מתחרים נוספים באספקת גז טבעי למשק המקומי ולמדינות שכנות ועל ידי כך להגביר את התחרות בענף.
- **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 ממאגרי כריש ותנין ועל הכדאיות הכלכלית לפיתוחם. בהקשר זה נציין כי בהתאם לטיוטת המלצות ועדת אדירי מיולי 2018, מכסות יצוא הגז כפי שנקבעו בהחלטת ממשלה 442 יותרו ללא שינוי. עם זאת, בהתאם להמלצות הוועדה, נוסחת חישוב מכסת היצוא 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 4442.²¹ 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.
- **תלות בתקינות מערכת ההולכה הארצית** – יכולת ההספקה של הגז שיופק מהמאגרים לצרכנים הפוטנציאליים מותנה, בין היתר, בתקינותה של מערכת ההולכה הארצית לאספקת הגז ושל רשתות החלוקה האזורית.
- **תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים** – נכון למועד העבודה, 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. יתירה מכך,

²¹ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 10 בינואר 2019
https://www.gov.il/he/departments/news/ng_060119



GIZA SINGER EVEN

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.

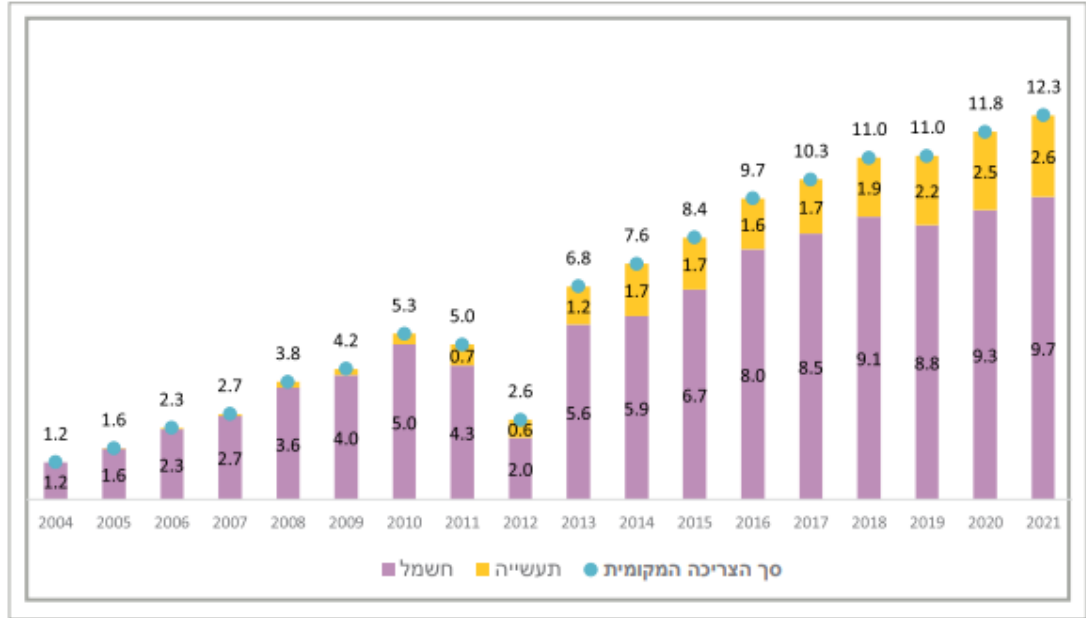
■ **עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של היעדר אמצעים** – עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפושים ופיתוח, ולוחות זמנים משוערים לביצוען מבוססות על אומדנים כלליים בלבד ועלולות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות החיפושים עשויות להשתנות במידה משמעותית, בין היתר, בעקבות תקלות ו/או ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע 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 וכיוצא"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.

תרשים 1 – צריכת גז טבעי במשק המקומי בשנים 2004-2021, במונחי BCM לשנה²²



צריכת הגז הטבעי במשק הישראלי (כולל ייצוא גז ישראלי למדינות שכנות) בשנת 2021 הסתכמה בכ-19.47 BCM, גידול של כ-21.3% בהשוואה לצריכה בשנת 2020. כ-50.1% מהכמות סופקה ממאגר לווייתן, כ-44% מהכמות סופקה ממאגר תמר והיתרה (כ-6%) מיבוא גז טבעי נוזלי דרך המקשר הימי. משנת 2004 ועד סוף שנת 2021 סופקה כמות כוללת של כ-130 BCM של גז טבעי. להערכת רשות הגז הטבעי, מגמת העלייה בצריכת גז טבעי תימשך גם בשנים הבאות, הן כתוצאה מביקוש מקומי והן כתוצאה מביקוש לייצוא.

על פי דוח שהכין הצוות המקצועי במשרד האנרגיה לבחינה תקופתית שנייה של מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי²³ צפויה צריכת הגז הטבעי במשק הישראלי (לא כולל ייצוא למדינות שכנות) בשנת 2025 להסתכם בכ-15.7 BCM ובשנת 2030 בכ-16.9 BCM. התחזית מניחה גידול נורמטיבי של הביקוש לחשמל בעשורים הקרובים בהתאם לעמידה ביעד המוצע בתחום התייעלות באנרגיה ועמידה ביעדי הממשלה בתחום ייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות (כ-2.13% בשנה), גידול ממוצע בתעשייה (כ-1.5% בשנה לאחר הסבת מפעלי תעשייה לגז טבעי בעשור הקרוב) וביקוש בתחבורה בהתאם לתוכניות עידוד ממשלתיות. כמו כן, התרחיש לוקח בחשבון הקמה של מפעל מוצרי המשך של גז טבעי, כגון אמוניה או מתנול, וכן חזרת 1.5 מיליון רכבים חשמליים עד לשנת 2032 כתוצאה מאיסור על מכירת רכבי בנזין וסולר משנת 2030.

להלן הגורמים המרכזיים אשר צפויים להניע את הצמיחה בביקוש לגז טבעי:

²² מקור: סקירת ההתפתחויות במשק הגז הטבעי, סיכום לשנת 2021, רשות הגז הטבעי https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ng_2021/he/ng_2021.pdf

²³ מקור: דוח הצוות המקצועי לבחינה תקופתית שנייה של מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי https://www.gov.il/BlobFolder/rfp/ng_210621/he/ng_report_2_draft.pdf



4.5.1. משק החשמל

בשנים האחרונות ניכרת מגמה של הפחתה משמעותית של השימוש בתזקי קי 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. 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 עד 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, חובת המשך התקנת אמצעי הפחתת פליטות, וכן הפסקת פעילותן של יחידות 1-4 בתחנת הכוח הפחמית באתר "אורות רבין", זאת לא יאוחר מיום 1 ביוני, 2022. נכון למועד הערכת השווי יחידות אלו עדיין פעילות.

- 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 חיזוניות של דלקים ולעודד הרחבת שימושים בגז טבעי. ביום 20 בפברואר 2019, חתם שר האוצר על צו הדוחה את עליית הבלו הצפויה על פחם, והוא נכנס לתוקף ביום 1 בינואר 2021. ביום 10 בינואר 2023 פרסם שר האוצר צו הדוחה את עליית הבלו על הפחם עד לסוף שנת 2023. בנוסף, הוחלט כי החל מיום 1 בינואר 2024, יעלה באופן הדרגתי מס הבלו על גז טבעי דחוס (CNG) וזאת בכפוף לקיומן של לא פחות מ-25 תחנות תדלוק בגז טבעי דחוס שיקבלו את כל האישורים הנדרשים לפעילות. כן נקבע כי החל מיום 1 במאי 2018, יבוטל באופן הדרגתי הישבון הבלו על הסולר, המשמש בעיקר לצרכי תחבורה.

- 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.



GIZA SINGER EVEN

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 8 ביוני 2020 פורסמה הודעה משותפת למשרד האנרגיה ולמשרד להגנת הסביבה²⁴, בדבר החלטת השרים להנחות את חברת החשמל להרחיב את ההשבתות היזומות של היחידות הפחמיות המזהמות 1-4 באתר אורות רבין בחדרה, וזאת החל מהמחצית השנייה של שנת 2020 ועד להשבתתן המוחלטת בשנת 2022, ובכך להביא להפחתה משמעותית נוספת של פליטות המזהמים לאוויר.

■ ביום 24 ביוני 2020 הודיע שר האנרגיה²⁵ 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 2025.²⁶

■ ביום 18 באפריל 2021 פרסם משרד האנרגיה מפת דרכים²⁷ 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,

²⁴ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 8 ביוני 2020

https://www.gov.il/he/departments/news/press_080620

²⁵ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 24 ביוני 2020

https://www.gov.il/he/departments/news/press_240620

²⁶ <https://www.calcalist.co.il/local/articles/0,7340,L-3892470,00.html>

²⁷ https://www.gov.il/he/departments/publications/reports/energy_180421



GIZA SINGER EVEN

תאמץ ישראל את הרגולציה המקובלת בעולם ותטיל איסור מוחלט על יבוא מכוניות הפועלות באמצעות דלקים מזהמים החל משנת 2030.

בנוסף, נקבע כי עד שנת 2030 יופחתו כ-23% מפליטות גזי חממה בסקטור האנרגיה ביחס לשנת 2015 ועד שנת 2050 יופחתו 80% מפליטות גזי חממה ביחס לשנת 2015.

■ ביום 10 ביוני 2021, פרסמה רשות החשמל (להלן "הרשות") קול קורא בנוגע לעדכון מקבצי שעות הביקוש (מש"בים). במסגרת זו, ביקשה הרשות את התייחסות הציבור לעניין עדכון שעות הביקוש לחשמל.²⁸

■ על פי התחזית העדכנית של רשות החשמל,²⁹ ייצור החשמל מגז טבעי צפוי לעלות באופן משמעותי ולעמוד על כ-77% בשנת 2025.

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).³⁰ 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 2021, עד כה נפרשו ברחבי הארץ כ-575 ק"מ של צנרת חלוקה (מתוכם כ-160 ק"מ במהלך שנת 2021, גידול של כ-38% ביחס לשנת 2020) וכ-830 ק"מ של צנרת הולכה (מתוכם כ-30 ק"מ במהלך שנת 2021). הרחבת פריסת רשת החלוקה של גז טבעי עשויה לאפשר חיבור של מאות צרכני תעשייה פוטנציאליים 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 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 בפריסת 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.

²⁸ https://www.gov.il/BlobFolder/rfp/kol_kore_mashab/he/Files_Kol_Kore_kol_kore_mashab_malle.pdf

²⁹ מקור: דו"ח מצב משק החשמל 2021 – רשות החשמל

³⁰ https://www.gov.il/he/departments/publications/reports/doch_meshek_hachashmal_2021

מקור: סקירת משק האנרגיה בישראל 2020 – משרד האנרגיה
[energy_sector_review_2020.pdf \(www.gov.il\)](https://www.gov.il/energy_sector_review_2020.pdf)



GIZA SINGER EVEN

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

בעת האחרונה ניכרת מגמת שיפור ביחסים עם מספר מדינות שכנות אשר הקשרים העסקיים עימן הינם אסטרטגיים בעבור מדינת ישראל בכלל, ובעבור חברות הגז בפרט. שיפור היחסים הביא לחתימה על הסכמים לייצוא גז טבעי מישראל לשכנותיה, כמפורט להלן:

שותפי תמר חתמו על הסכמים עם חברת NBL Eastern Mediterranean Marketing Limited (להלן: "NBL") לצורך ייצוא גז טבעי לצרכנים בירדן. במקביל, NBL חתמה על הסכם עם שתי חברות מירדן, Arab potash Company ו-Jordan Bromine Company, לפיו הן תרכושנה מ-NBL גז טבעי שימש אותן במפעליהן הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן. הסכמים אלה הינם לתקופות של כ-15 שנים והכמות הכוללת של הגז הטבעי בהסכמים אלה הינם כ-3 BCM.

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 6 בנובמבר 2019 הושלמה עסקה לרכישת 39% מחברת EMG, המחזיקה בבעלותה צינור ימי להולכת גז בין ישראל למצרים, על-ידי EMED (חברה המוחזקת ע"י ניו-מד אנרג'י (25%), שברון (25%) ו-חברת East Gas (50%)). בהמשך לאמור, נחתם הסכם בין EMED ל-EMG, במסגרתו הועברו מלוא זכויות הקיבולת וההפעלה בקשר עם צינור EMG לרוכשת (EMED), על מנת להוציא לפועל את ההסכמים עם חברת דולפינוס כמתואר לעיל.



GIZA SINGER EVEN

- ביום 26 במרץ 2020, פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי תוספת להחלטה מיום 7 בספטמבר 2014, בדבר מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון. במסגרת התוספת להחלטה נקבע, בין היתר, כי המקטע הימי של מערכת ההולכה שעתיד לקום, בין אשדוד לאשקלון, באופן שיאפשר הזרמה למצרים של מלוא כמויות הגז הקבועות בהסכמי דולפינוס, ימומן על ידי בעל רישיון ההולכה (43.5%) ועל ידי היצואן (56.5%) בהתאם לאבני הדרך שייקבעו בהסכם ההולכה.
- ביום 15 בפברואר 2021 דיווחו השותפים במאגרי תמר ולוויתן 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 13 באוקטובר 2021 המליצה וועדת אדירי 2 להותיר את מגבלות ייצוא הגז הטבעי על מאגרים קיימים כפי שנקבעו בהחלטה הממשלה 4442, אך לבטל את מגבלת הייצוא על מאגרים חדשים שיתגלו.
- ביום 16 בפברואר 2022 אישר משרד האנרגיה³¹ את תחילת הזרמת הגז הטבעי למצרים, דרך ממלכת ירדן. הייצוא דרך הנתביב החדש, אשר אושר לאור הביקוש ההולך וגדל לגז הטבעי במצרים, צפוי לעמוד על 2.5-3 BCM בשנת 2022, ועשוי לגדול ל-4 BCM בשנים לאחר מכן. הזרמת הגז הטבעי בפועל החלה ביום 1 במרץ 2022³², וצפויה להגדיל את היקפי הגז הטבעי המיוצא למדינות השכנות, באופן שיבטיח אספקת הכמות החוזית השנתית המחויבת על פי הסכמי הייצוא בשנת 2022.
- ייצוא הגז הטבעי בשנת 2021 הסתכם בכ-7.14 BCM (גידול של כ-68% ביחס לשנת 2020). כ-86% מהגז המיוצא הופק ממאגר לויתן והיתרה ממאגר תמר. במהלך שנת 2021 קידם משרד האנרגיה הקמת צינור הולכה יבשתי נוסף למצרים, בנוסף על הקו הימי הקיים (EMG). הקו היבשתי החדש למצרים, הנמצא בשלבי תכנון, צפוי להוליך בין 3 ל-6 BCM בשנה, ומיועד לקום בין רמת חובב לניצנה.

4.5.4. השלכות משבר הקורונה על משק האנרגיה בישראל ובעולם

- בסקירת ההתפתחויות במשק הגז הטבעי בישראל בשנת 2020, בחן משרד האנרגיה את השפעת הקורונה על משק האנרגיה המקומי על ידי השוואת נתונים מחודש מרץ 2020 ועד סוף השנה, לנתוני התקופה המקבילה אשתקד. נמצא כי המשק הישראלי המשיך לפעול ולצרוך את הגז הטבעי במסגרת המגבלות הקיימות במהלך המשבר על אף מגפת הקורונה שפרצה בסוף הרבעון

³¹ "נתביב חדש לייצוא גז טבעי למצרים – ירדן צפון!" – משרד האנרגיה, 16/02/2022, https://www.gov.il/he/departments/news/ng_160222

³² <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1433001-1434000/P1433795-00.pdf>



GIZA SINGER EVEN

הראשון של 2020. בראייה כוללת, סה"כ הפקת גז טבעי למשק המקומי ממרץ ועד סוף השנה, נרשמה עליה של כ-43% באספקה הכוללת בהשוואה לאותה תקופה אשתקד.³³

■ בסקירת משבר האנרגיה העולמי 2021 שפרסמה רשות הגז הטבעי הוערך כי משק האנרגיה העולמי מחפש כיום נקודת שיווי משקל חדשה בטווח הקצר-בינוני בין ביקוש והיצע של דלקים פוסיליים (דוגמת גז טבעי), זאת לאור תקופת המעבר בה העולם שואף להגדיל יצור אנרגיה באמצעות אנרגיות מתחדשות, אך עדיין זקוק לדלקים פוסיליים על מנת לספק את הביקושים הנוכחיים לאנרגיה. מחירי הגז הטבעי באירופה עלו במהלך שנת 2021, וזינקו בחודשים האחרונים עד לרמה של כ-35 דולר ומעלה ל-MMBTU, מחירים הגבוהים ביותר מפי 10 ביחס לאשתקד.

הביקוש העולמי לאנרגיה בשנת 2021 חזר לרמתו טרום מגפת הקורונה, ועם ביטול מדיניות הסגרים במדינות השונות עלה הביקוש לכל סוגי האנרגיה. צד ההיצע מגיב באופן איטי יחסית לצד הביקוש, שכן יש צורך לחדש השקעות, לגייס חזרה עובדים, ובכך להתניע את העסקים. לכן העלייה החדה בביקושים, לצד חוסר הוודאות לגבי קצב ההתאוששות מהמגפה, לא נתקלה במענה הולם מצד ההיצע והדבר הוביל לעליית מחירים.

בעקבות עליית מחירי הפחם בעולם (טון פחם נסחר ביום 31 בדצמבר 2022 במחיר של כ-190.5 דולר³⁴), ובשל משבר האנרגיה העולמי אשר הוביל לעליית מחירי הדלקים בשנת 2022 וצפויה להמשיך בשנת 2023, וכמו כן לאור תמהיל ייצור החשמל בישראל (פחם מהווה כ-26% מסך ייצור החשמל), העלתה רשות החשמל את תעריף החשמל לשנת 2023 בשיעור של כ-8.2% לצרכן הביתי.³⁵ בעקבות עליית מחירי הנפט בעולם (מחיר חבית ברנט בחודש דצמבר 2022 עמד על כ-80.9 דולר בממוצע³⁶) עלו מחירי מוצרי הנפט – בנזין, גפ"מ, מזוט ועוד. כמו כן, אף שמדינת ישראל אינה תלויה ביבוא גז טבעי, והיא מספקת לעצמה את עיקר הביקושים, מחירי הגז הטבעי בארץ יושפעו השפעה העקיפה בשל רכיבי ההצמדה של החוזים לרכישת גז טבעי בישראל, בעיקר לדולר ולרכיב הייצור בתעריף החשמל. משבר האנרגיה העולמי צפוי להוביל לעלייה במחירי הגז הטבעי בישראל בחוזים השונים במידה משתנה, ובעיתוי משתנה, אך בסה"כ צופה רשות הגז הטבעי עליה מתונה בלבד.

על פי תחזית של יועץ חיצוני שהוכנה עבור השותפות, הביקוש המקומי לגז טבעי בשנת 2022 צפוי להסתכם בכ-12.6 BCM ולעלות בהדרגה לכ-17 BCM בשנת 2025, ולכ-20.5 BCM בשנת 2030. הגידול בביקוש המקומי בין השנים 2020-2030 צפוי לנבוע בעיקר מתוספת של כ-4.3 BCM כתוצאה מהפסקת השימוש בפחם לייצור חשמל, מתוספת של כ-5 BCM כתוצאה מגידול טבעי בביקוש לחשמל (גידול באוכלוסייה, שיפור ברמת החיים ובהכנסה הפנויה) ומתוספת של כ-2.3 BCM כתוצאה משימוש בתחבורה חשמלית. מנגד, תחזית הביקוש כוללת הפחתה בביקוש המקומי לגז טבעי בשל חדירת אנרגיות מתחדשות למשק המקומי, תוך התייחסות ליעד העדכני

³³ משרד האנרגיה :

https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ng_2020/he/ng_2020.pdf

³⁴ <https://markets.businessinsider.com/commodities/coal-price>

³⁵ החלטה מס' 63608 - עדכון תעריף החשמל לצרכני חברת חשמל

³⁶ A World Bank Monthly Commodity Price Data (The Pink Sheet), January 2023



GIZA SINGER EVEN

של משרד האנרגיה על ייצור החשמל מאנרגיות מתחדשות בהיקף של 30% מסך כל צריכת החשמל בשנת 2030. תחזית היועץ החיצוני מניחה עמידה חלקית בפועל ביעד זה, כאשר יעד הממשלה מכוון לכ-17 GW הספק מותקן בשנת 2030, והתחזית האמורה מניחה הגעה ליעד זה בשנת 2033.

4.6. התפתחויות בשוק

4.6.1. חזקות "תמר ולויתן"

- 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 2 באוקטובר 2020 דיווחה נובל אנרג'י, אשר הינה בעלת אחזקות במאגרים תמר ולויתן ומשמשת כמפעילה של מאגרים אלו, כי אספת בעלי המניות אישרה רשמית את עסקת הרכישה של חברה זו ע"י חברת שברון האמריקאית בתמורה לכ-5 מיליארד דולר.
- ביום 13 בספטמבר 2020 דיווחה דלק קבוצה בע"מ (להלן בסעיף זה: "קבוצת דלק") כי דלק אנרגיה, חברה בת בבעלות מלאה של קבוצת דלק, התקשרה בהסכם עם אסנס תמלוגים, שותפות מוגבלת לרכישת מלוא החזקות דלק אנרגיה בתומר תמלוגים (כ-39.93% נכון לאותו מועד) בתמורה כוללת בסך של כ-46 מיליוני ש"ח.
- ביום 23 בספטמבר 2020 דיווחה ניו-מד אנרג'י כי השותפות בפרויקט לויתן חתמו על הסכם אספקת גז טבעי לשותפות רמת חובב בהיקף כולל של 1.3 BCM לתקופה של 30 חודשים או מועד ההפעלה המסחרית של מאגר כריש ותנין, המוקדם מביניהם.
- ביום 28 באוקטובר 2020 דיווחה קבוצת דלק על השלמת ההנפקה של אגרות חוב מובטחות בשעבוד זכויותיה (25%) וזכויות דלק מערכות אנרגיה בע"מ (75%) בתמלוגי על ממאגר לויתן בתמורה של כ-180 מיליון דולר בניכוי כרית ביטחון לטובת תשלום ריבית והוצאות הנפקה וחיתום. אגרות החוב נושאות ריבית דולרית שנתית קבועה בשיעור של 7.494% והן מדורגות בדירוג בינלאומי B+(Fitch).
- 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



GIZA SINGER EVEN

2022 לאפריל 2023); או (3) עם פקיעת רישיון ההולכה של החברה. עוד הובהר בדיווח, כי להערכת השותפות, עם תום תקופת ההסכם האמור, לא צפוי קושי בהארכתו. ביום 15 בפברואר 2021 דיווחה נתג"ז על התקיימות התנאים המתלים שנקבעו בהסכם.

■ ביום 23 בפברואר 2021, דיווחה ניו-מד אנרג'י כי השותפות במאגר תמר חתמו על הסכם שנועד לאפשר לכל אחת מהן שיווק נפרד של חלקה היחסי בגז הטבעי המופק ממאגר תמר, מבלי לגרוע מהאפשרות לשיווק משותף של הגז המופק מהמאגר (להלן: "**הסכם שיווק בנפרד**"). בהסכם נקבעו מנגנוני פיצוי בכסף או בגז במקרים בהם אחת מהשותפות תיבחר להגדיל את תפוקת הגז היומית מעבר לחלקה היחסי בתפוקה היומית, על חשבון שותפה שאינה מנצלת את מלוא חלקה היחסי בתפוקה היומית. ביום 26 במאי 2021, דיווחה השותפות כי ביום 11 במאי 2021 נכנס הסכם השיווק בנפרד לתוקף.

■ ביום 9 בדצמבר 2021, השלימה השותפות את מכירת זכויותיה בשיעור של 22% בחזקות "דלית I/13" ו-"תמר I/12" לקבוצת משקיעים בראשות Mubadala Petroleum (Tamar Investment 1 RSC Limited ו-Tamar Investment 2 RSC Limited) בתמורה לסך של כ-1.0 מיליארד דולר. בכך השלימה השותפות את עמידתה במלוא התנאים שנקבעו למתן הפטור (כהגדרתו בסעיף 4.3 לעיל) כפי שנקבע במתווה הגז מיום 17 בדצמבר 2015.

■ ביום 20 בדצמבר 2021 דיווחו שותפות תמר על חתימת תיקון להסכם אספקת הגז בין דליה לבין שותפי תמר, למעט Tamar Investment 1 RSC Limited ו-Tamar Investment 2 RSC Limited (להלן: "**יתר שותפות תמר**"). עיקרי התיקון הינם הארכת תקופת ההסכם בשלוש שנים כך שתסתיים ביום 8 ביולי 2035 (חלף 8 ביולי 2032), וכן הפחתת כמות הגז השנתית המינימלית לחיוב (Take or Pay) הקבועה בהסכם. בנוסף, תתחייב דליה לרכוש כמות מינימלית יומית נוספת של גז הנדרשת לצורך פעילותה ובהתאם לצרכיה, בכפוף להפחתות הקבועות בהסכם. המחיר עבור כמות גז יומית, ומנגנון ההצמדה של המחיר יותרו כקבוע בהסכם המקורי. מחיר הגז עבור כמות גז יומית נוספת שתרכוש דליה מעבר לכמות המינימלית, יהא נמוך ממחיר הגז עבור כמות המינימלית, ויהא צמוד בעיקרו לתעריף ייצור החשמל, כפי שנקבע מעת לעת על ידי רשות החשמל. כניסתו לתוקף של התיקון להסכם כפופה להתקיימות מספר תנאים מתלים.³⁷ ביום 28 בפברואר 2022 דיווחו השותפות על התקיימות התנאי המתלה הנוגע להצטרפות יתר שותפות תמר לתיקון להסכם.³⁸ ביום 24 ביולי 2022 התקיימו כלל התנאים המתלים וההסכם נכנס לתוקף. התיקון להסכם זה נחתם במקביל לביטול הסכם מכר בין דליה ואנרג'יאן לאספקת BCM 0.2 גז טבעי בשנה ממאגר כריש (לפירוט ראה סעיף 4.6.2).

■ ביום 24 בינואר 2022, דיווחו השותפות במאגר תמר על חתימת תיקון להסכם חח"י-תמר 2012³⁹ 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

³⁷ <https://maya.tase.co.il/reports/details/1419083/2/0>

³⁸ <https://maya.tase.co.il/reports/details/1433483/2/0>

³⁹ <https://maya.tase.co.il/reports/details/1427402/2/0>



GIZA SINGER EVEN

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).⁴⁰ 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.
- 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 1 במאי 2022 פרסמה חברת אלון גז פיתוח אנרגיה בע"מ (להלן: "אלון גז"), המחזיקה בכ-4% ממאגר תמר, כי בעלת השליטה בה "אלון" חברת הדלק לישראל בע"מ, התקשרה בהסכם למכירת מלוא אחזקותיה באלון גז המהוות כ-79.56% ממניות החברה לנוי מאגרים, שותפות מוגבלת בתמורה לכ-395 מיליון ש"ח.
- ביום 21 לדצמבר 2022, רכש מר אהרון פרנקל באמצעות חברה בבעלותו את חברת Tamar Investment 2, אשר הייתה בבעלות קבוצה מאבו דאבי, ומחזיקה בכ-11% ממאגר תמר בתמורה לכ-0.5 מיליארד דולר.
- ביום 19 בינואר 2023 דיווחה תומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ (להלן: "תומר אנרגיה") על התקשרות בעלת השליטה אסנס פרטנרס בע"מ (להלן: "אסנס") בעסקה עם קרן נוי לשליטה משותפת באלון גז והפיכתה לחברה פרטית. בתמורה לשליטה המשותפת ושיעור אחזקה של כ-29.4% באלון גז לאחר העסקה, תשלם אסנס כ-47.2 מיליון ש"ח ותעביר את אחזקותיה בתומר אנרגיה (כ-50.8%) לאלון גז. ביום 9 בפברואר 2023 הפכה אלון גז לחברה פרטית ונמחקה ממסחר בבורסה. ביום 8 במרץ 2023 דיווחה תומר אנרגיה על קבלת אישור הממונה על התחרות לביצוע העסקה. נכון למועד העבודה טרם הושלמו כלל התנאים המתלים להשלמת העסקה.

⁴⁰ 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.



4.6.2. חזקות "כריש ותנין"

- **קבלת החלטת השקעה** – ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש, ובחודשים מרץ 2018, מרץ 2019, מרץ 2020 ומרץ 2021 שילמה לשותפות את התשלומים הראשון, השני, השלישי והרביעי בסך של 10.85 מיליון דולר, 15.34 מיליון דולר, 14.84 מיליון דולר ו-14.34 מיליון דולר, בהתאמה.
- **רישום חברת אנרג'יאן למסחר בבורסה בישראל** – ביום 29 באוקטובר 2018, החלה חברת האם של אנרג'יאן, Energean Oil & Gas 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 בסין של האסדה הצפה (FPSO) העתידה לשמש את המאגרים כריש ותנין, האסדה עתידה לטפל בגז הטבעי שיופק בפרויקט כריש-תנין במים הכלכליים של ישראל. תהליך ההפקה והטיפול בגז יבוצעו על פי הבאר, 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 האסדה הצפה (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 לשותפות מכתבים בקשר עם זכאות השותפות לקבלת תמלוגים מהחזקות. לטענת אנרג'יאן, בין היתר, התחייבותה לתשלום תמלוגים אינה חלה בכל הקשור להידרוקרבוניס מקידוח "כריש צפון", ובנוסף, לא כל הנוזלים



GIZA SINGER EVEN

הפחממניים אשר יופקו מחזקת כריש עונים להגדרת קונדנסט תחת ההסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות. עמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים והמקצועיים, הינה כי על-פי ההסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות, מסמכי התמלוג והרישום בספר הנפט, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מחזקת כריש, לרבות מקידוח "כריש צפון", וכי הנוזלים הפחממניים אשר עתידים להיות מופקים מהחזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם.

▪ **מכירת תמלוגי העל של קבוצת דלק ודלק אנרג'יאן לקרן נוי** – ביום 25 במאי 2020 התקשרו קבוצת דלק ודלק אנרג'יאן, חברה בת של קבוצת דלק, עם קרן נוי בהסכם למכירת זכויותיהן לתמלוגי על מחזקות כריש ותנין. בתמורה, שילמה קרן נוי סך של 318 מ' ש"ח אשר חולק בין קבוצת דלק ודלק אנרג'יאן בהתאם לחלקן היחסי בתמלוגים שנמכרו (25%, ו-75% בהתאמה).

▪ **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 תשלם 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. אנרג'יאן מעריכה כי הפרויקט יספק תשואה (IRR) של כ-40% וכי גז טבעי יופק ממאגר זה לראשונה במחצית השנייה של שנת 2023.

▪ **הלוואה בסך 700 מיליון דולר מהבנקים ג'י פי מורגן ומורגן סטנלי** – ביום 14 בינואר 2021 דיווחה אנרג'יאן כי חתמה עם הבנקים ג'י פי מורגן ומורגן סטנלי על הסכם הלוואה בסך 700 מיליון דולר לתקופה של 18 חודשים. הריבית על ההלוואה תעמוד על 5.75% ותעלה ב-0.25% כל שלושה חודשים עד לשיעור ריבית מקסימלי של 7%. ההלוואה תשמש בין היתר למימון



GIZA SINGER EVEN

פיתוח מאגר "כריש צפון"; למימון עסקת רכישת האחזקות של קרן קרוגין באנרג'יאן ישראל; להשקעות נוספות במאגר כריש; וכן למימון קמפיין אקספלורציה נוסף של החברה בתחילת שנת 2022. במקביל, הגיעה אנרג'יאן להסכמות עם המלווים הקיימים שלה למימון פיתוח מאגר כריש, בדבר מימון מחדש של הלוואה בסך 1.45 מיליארד דולר כך שמועד פירעונה יוארך ב-9 חודשים מדצמבר 2021 לספטמבר 2022.

ביום 24 במרץ 2021 הודיעה אנרג'יאן על השלמת הנפקת ארבע סדרות של אגרות חוב בכירות מובטחות, בסך כולל של כ-2.5 מיליארד דולר (625 מיליון דולר כל אחת), במח"מ של 3, 5, 7 ו-10 שנים ובשיעורי ריבית של 4.500%, 4.875%, 5.375% ו-5.875%, בהתאמה (להלן בסעיף זה: "אגרות החוב המובטחות"). אגרות החוב המובטחות דורגו BB- (בינלאומי) על ידי חברת הדירוג S&P והן נסחרות ב-TASE UP (לשעבר רצף המוסדיים).

ביום 28 ביוני 2021, דיווחה אנרג'יאן כי אנרג'יאן ישראל חתמה על הסכם קידוח עם חברת Stena Drilling Limited כחלק מתכנית הקידוחים ופיתוח המאגרים שלה בישראל לשנים 2022-2023. הקידוח המתוכנן יתבצע במהלך שנת 2022 במאגרים כריש, כריש צפון ובלוק 12 (ייתכן קידוח בשני אתרים נוספים).

ביום 3 בנובמבר 2021 דיווחה אנרג'יאן על קבלת מכתב שעניינו ביטול לאלתר של חוזה למכירת גז טבעי בהיקף של כ-0.8 BCM בשנה שנחתם בעבר בין החברה ודליה חברות אנרגיה בע"מ (להלן: "דליה"). ביום 15 במאי 2022 דיווחה דליה כי בסיום הליך בוררות חתמו אנרג'יאן ודליה על הסכם לביטול הסכם המכר לעיל לאלתר וללא פיצוי למי מהצדדים.

ביום 11 בנובמבר 2021 הודיעה אנרג'יאן על כוונתה להנפיק ביום 18 בנובמבר 2021 מספר סדרות של אגרות חוב בכירות מובטחות, בסך כולל של 450 מיליון דולר, שעתידות להיפרע ביום 30 באפריל 2027. שיעור הריבית השנתית של סדרות אלו הינו 6.50% והיא תשולם בתשלומים חצי שנתיים ב-30/04 וב-30/10 בכל שנה. החל מיום 7 בינואר 2022 נסחרות אגרות החוב הנזכרות לעיל ב-TISE (The International Stock Exchange). על פי הדיווח, בכוונת אנרג'יאן להשתמש בסכום זה לפירעון כל התחייבויותיה הקשורות במאגרים במצרים וביוון, לפירעון חוב נדחה, לשלם עמלות והוצאות אחרות הקשורות להנפקה וכן למטרות כלליות של החברה.

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 הפחמניים של אסדת ה-FPSO מ-18 kbo ביום ל-32 kbo ביום. חיבור ה-OTM צפוי להתבצע במהלך המחצית השנייה של שנת 2023.

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: "הסכם הספוט"). על פי הסכם הספוט, לחח"י הזכות לרכוש גז טבעי במחיר חודשי משתנה, ובכמויות אשר



GIZA SINGER EVEN

ייקבעו על בסיס יומי (ללא התחייבות). הסכם הספוט יחול ממועד הפקת גז ראשון ממאגר כריש ולמשך שנה, עם אופציות להארכה בכפוף להסכמות שני הצדדים.

■ **חתימת הסכם למכירת גז טבעי עם שותפות תחנת הכוח חגית מזרח** – ביום 3 במאי 2022 דיווחה אנרגיאן כי התקשרה עם שותפות תחנת הכוח חגית מזרח (אדלטק ושיכון ובינוי אנרגיה) בהסכמים לאספקת גז טבעי ממאגר כריש. על פי ההסכמים, תמכור אנרגיאן 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 לאנרגיאן 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 3 במאי 2022 פרסמה אנרגיאן כי ה-FPSO יצאה לדרכה ומפליגה מסינגפור לכיוון ישראל. ביום 6 ביוני 2022 דיווחה אנרגיאן על הגעת ה-FPSO ליעדה.

■ ביום 9 באוקטובר דיווחה אנרגיאן על הזרמת גז טבעי מהחוף לאסדת ה-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. מערכת הפקת הגז בעלת יכולת הפקה שנתית של עד כ-6.5 BCM, כאשר בסוף שנת 2023 צפויה אנרגיאן לסיים התקנת מרכיבי מערכת נוספים אשר יאפשרו להגדיל את יכולת ההפקה מהמאגר לעד כ-8.0 BCM בשנה. להערכת אנרגיאן, מכירות גז מסחרי צפויות להגיע לרמת הפקה שנתית של כ-6.5 BCM בתוך כארבעה עד שישה חודשים ממועד הפקת הגז הראשונית.

■ ביום 17 בנובמבר 2022 דיווחה אנרגיאן כי חתמה עם Vitol SA על הסכם מכירה לשיווק ראשוני של משלוחי הנוזלים הפחממניים. ביום 14 בפברואר 2023 סיפקה החברה משלוח ראשון של נוזלים פחממניים ממאגר כריש בהתאם להסכם הנ"ל. כמו כן דיווחה אנרגיאן כי תחילת ההפקה ממאגר כריש צפון צפויה בסוף שנת 2023 (חלף המחצית השנייה של שנת 2023 בדיווחים קודמים).

■ ביום 19 בינואר 2023 פרסמה אנרגיאן כי בשנת 2022 הפיקה כ-0.28 BCM גז טבעי ממאגר כריש. כמו כן, צופה אנרגיאן כי קצב ההפקה בשנת 2023 יהיה בין כ-4.5 BCM המבוסס על חוזה Take Or Pay, לבין 5.5 BCM על בסיס סך חוזה מכירת גז שנתיים (Annual Contract Quantity). החברה ציינה כי כמויות אלו לא לוקחות בחשבון מכירות על בסיס הסכם הספוט עם חח"י בשנת 2023. ביום 23 במרץ 2023 עדכנה החברה כי היא עומדת ביעד של הפקת בין 4.5 ל-5.5 BCM בשנת 2023.



GIZA SINGER EVEN

▪ **עדכון היקף המשאבים המיוחסים למאגרי כריש, כריש צפון ותנין – ביום 23 במרץ 2023**
פרסמה אנרג'יאן דו"ח משאבים ועתודות ליום 31 בדצמבר 2021 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-99.6 BCM וכ-95.6 מיליון חביות, בהתאמה.⁴¹ אנרג'יאן דחתה את מועד תחילת ההפקה הצפוי ממאגר תנין לשנת 2030 (חלף 2028). 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.

⁴¹ <https://www.energean.com/media/5400/dm-final-report-energean-israel-2022ye.pdf>



5. הערכת שווי תמלוגים

5.1. מתודולוגיה

בהתאם לתקן דיווח כספי בינלאומי 3, תמורה מותנית מוגדרת כ: "...מחויבות של הרוכש להעביר נכסים נוספים או זכויות הוניות אל הבעלים הקודמים של הרכש כחלק מעסקת ההחלפה עבור השליטה על הרכש, אם אירועים עתידיים מוגדרים יתרחשו, או אם יתקיימו תנאים."

כמפורט בפרק 4 לעיל, התמורה לה זכאית השותפות כוללת אפשרות לתקבולים עתידיים, בנוסף לסכומים שהתקבלו במזומן (40 מיליון דולר), אשר מותנים בהתרחשותם של אירועים עתידיים כמפורט להלן:

- i. תמורה בסך של 108.5 מיליון דולר אשר תשולם למוכרות בעשרה תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית החל מהמועד בו הרוכשת קיבלה החלטת השקעה סופית (FID) או שהרוכשת השקיעה בפיתוח המאגר סכום מצטבר העולה על 150 מיליון דולר (להלן: "החלטת ההשקעה") כמוקדם מביניהם. לפיכך, רכיב תמורה זה דומה במאפייניו לחוב פיננסי של הרוכשת למוכרות, המותנה בפיתוח החזקות, בין אם בהחלטת השקעה סופית (FID) או בביצוע ההשקעה בפועל. ביום 27 במרץ 2018, כאמור, הודיעה אנרג'יאן לשותפות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש ועל כן רכיב החוב מוגדר כתמורה נדחית. לאור הנפקת אגרות החוב, במהלך החודשים מאי-יוני 2021 הוחלפו בין אנרג'יאן לשותפות מכתבים בקשר עם דרישת השותפות לפירעון יתרת התמורה בגין רכיב החוב בתשלום אחד ומייד, בהתאם לתנאי ההסכם למכירת הזכויות בכריש ותנין. נכון למועד העבודה, עמדת השותפות טרם התקבלה על ידי אנרג'יאן ואין ביכולתנו להעריך את הסתברות היענות אנרג'יאן לדרישה זו ו/או את תוצאותיו של הליך משפטי ככל ויתקיים. בשל כך, לא הוערך תרחיש פירעון מוקדם של רכיב החוב במסגרת הערכת השווי במועד זה.
- ii. תמלוגים מההכנסות (בניכוי תמלוגים קיימים⁴²) אשר ישולמו למוכרות בשיעורים של 7.5% לפני ההיטל ו- 8.25% לאחר ההיטל. לפיכך, התמלוגים מותנים גם הם בפיתוח החזקות וביכולת של הרוכשת להפיק הכנסות מגז טבעי וקונדנסט מהמאגרים.

בהתאם למאפייני רכיבי התמורה המפורטים לעיל, שווי התמלוגים בעסקת המכירה של חזקות כריש ותנין נאמד באמצעות שיטת היוון תזרימי המזומנים, תוך התאמת שיעורי היוון לסיכונים הגלומים בהשלמת פיתוח המאגרים ובתזרים המזומנים.

5.2. הנחות עבודה

5.2.1. כללי

הנחות העבודה המרכזיות כמפורט מטה מבוססות בעיקרן על דו"ח עתודות ומשאבים ליום 31 בדצמבר 2022 שנערך על ידי חברת הייעוץ DeGolyer and MacNaughton שהינה מעריך

⁴² הזכויות הנמכרות הועברו לרוכשת יחד עם תמלוגי העל הקיימים בחזקות בהן נשאו כל אחת מהמוכרות ביחס לחלקן המקורי (26.4705%).



GIZA SINGER EVEN

משאבים מוסמך (להלן: "D&M CPR") ופורסם על ידי אנרג'יאן ביום 23 במרץ 2023, בהתאמות כפי שיפורט בהמשך, וכן על ניתוח נתוני שוק ופרסומים של חברות ציבוריות הפועלות בתחום הגז והנפט. יודגש כי ההנחות והמידע המפורטים להלן, לרבות ביחס לתחזיות ולתנאים המסחריים העיקריים בהסכם המכירה של המאגרים, וכן בדבר סוגי הנוזלים הפחממניים אשר יופקו מהמאגרים ושולמו 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.

5.2.2. לוח זמנים

על פי פרסומי אנרג'יאן שהוזכרו לעיל, הפקת גז ראשונה החלה ברבעון הרביעי של שנת 2022. כמו כן, דווח כי באר ההפקה במאגר "כריש צפון" נקדח והושלם במהלך הרבעון השלישי של שנת 2022 וגז ראשון מהמאגר צפוי בסוף שנת 2023. על פי פרסומים אלו תחילת ההפקה מחזקת תנין צפויה בשנת 2030.

במסגרת הערכת השווי הונח כי מועד תחילת הפקת הגז מהמאגרים כריש צפון ותנין יחול ברבעון הראשון של שנת 2024 וברבעון הראשון של שנת 2030, בהתאמה. כמו כן, הונח כי עתודות הגז הטבעי במאגרים כריש, כריש צפון ותנין יסתיימו בשנים 2042, 2041 ו-2042, בהתאמה, בהתאם להנחות שהוצגו בדו"ח D&M CPR.

5.2.3. 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:

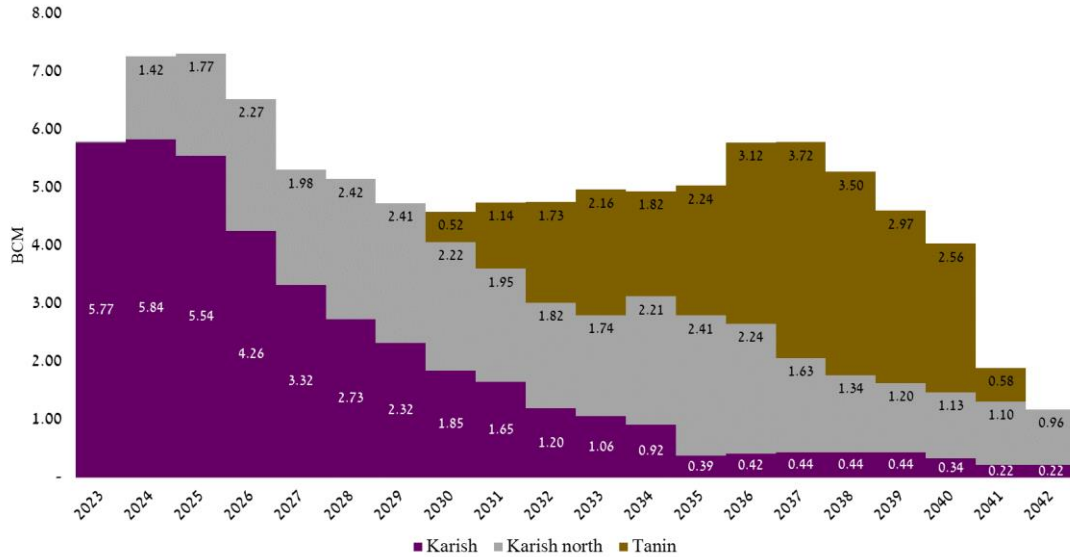
עמודות ומשאבים		מאגר
נוזלים פחממניים (MMBBL)	גז טבעי (BCM)	
2P	2P	
54.2	39.4	כריש
36.9	34.2	כריש צפון
4.5	26.1	תנין
95.6	99.6	סה"כ

על פי דו"ח D&M CPR, מעריכה אנרג'יאן כי היא צפויה למכור עד 7.3 BCM בשנה לאורך שנות התחזית, מתוכם כ-75% הנם במסגרת מנגנוני ה-Take or pay הכלולים בהסכמים עם לקוחותיה.

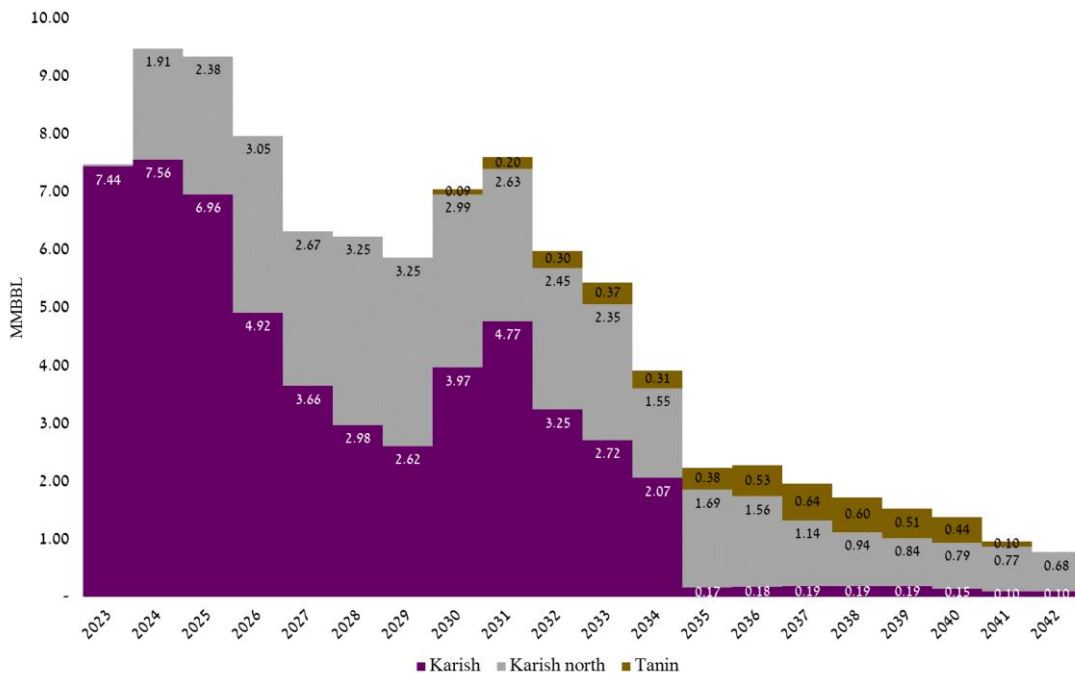


GIZA SINGER EVEN

להלן תרשים המתאר את קצב ההפקה של גז טבעי מהמאגרים על פי דו"ח D&M CPR (עתודות : (2P



להלן תרשים המתאר את קצב ההפקה של הנוזלים הפחמניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) מהמאגרים על פי דו"ח D&M CPR (עתודות : (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'). בנוסף בוצעה התאמה לקצב ההפקת הגז הטבעי בשנת 2023 בהתאם לפרסומים השונים של אנרג'יאן הנוגעים לתחזית ההפקה מהמאגרים אשר פורסמו בסמוך פרסום דו"ח D&M CPR. יתרת הכמות שהופחתה בקצב ההפקה בשנת 2023



GIZA SINGER EVEN

נפרסה על פני השנים הבאות. פרסומים אלו כוללים תחזיות מבוססות Ramp-Up בקצב ההפקה אשר בהיעדר מידע ציבורי נוסף אין ביכולתנו להעריך את היתכנות וסבירות התקיימות. נכון למועד העבודה פרסומים אלו הינם המקור היחיד לתחזיות אנרגיאן הנוגעות לקצב ההפקה הצפוי מהמאגרים.

כמו כן, בהתאם לדו"ח D&M CPR הונח מקדם ההמרה של 37.2 מ' MMBTU ל-BCM 1.

5.2.4 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 לכי"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 31.19 אגורות (דצמבר 2022)⁴³. 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 כח פחמיות לשימוש בגז טבעי, מכירת תחנות כח ליצרני חשמל פרטיים ומעלויות ייצור נוספות. בהתאם לתחזיותינו, תעריף רכיב הייצור צפוי להיות בטווח של כ-31.73-23.16 אגורות לאורך השנים 2023-2037.
- ii. **כי"ל ובז"ן** - מחיר רצפה של 3.975 דולר ארה"ב ל-mmbtu בהתאם להסכם בין החברה לבין כי"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 כי"ל ובז"ן).

נציין כי בדו"ח D&M CPR עבור תרחיש הבסיס והתרחיש הנמוך הונח מחיר גז טבעי של כ-4.34 דולר ארה"ב ל-mmbtu בשנת 2023 והחל משנת 2024 ועל פני כל שנות התחזית הונח מחיר קבוע של כ-4.04 דולר ארה"ב ל-mmbtu.

5.2.5 תחזית מחירי קונדנסט

תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס הערכות השותפות.

⁴³ נציין כי ביום 24 בינואר 2023 החליטה רשות החשמל להוריד את תעריף רכיב הייצור כך שיעמוד על 30.81 אגורות. החלטה זו נובעת בעיקרה ממגמת ירידה במחירי הפחם בעולם. כמו כן, ביום 2 במרץ 2023 פרסמה רשות החשמל שימוע להפחתה נוספת של תעריף רכיב הייצור כך שיעמוד על 30.48 אגורות. שינויים אלו לא היו ידועים במועד העבודה ולכן לא נלקחו בחשבון במסגרת הערכת השווי.



GIZA SINGER EVEN

נציין כי בדו"ח D&M CPR עבור תרחיש הבסיס הונח מחיר קונדנסט של כ-80 דולר ארה"ב לחבית בשנת 2023 וכ-70 דולר ארה"ב לחבית החל משנת 2024 ועל פני יותר שנות התחזית (קבוע).

5.2.6. שיעור התמלוגים

שיעור התמלוגים אשר ישולמו למדינה נקבע בהתאם לחוק הנפט על 12.5% משווי הגז בפי הבאר⁴⁴. שיעור התמלוגים בפועל הינו נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. בהתאם להבהרות השותפות, שיעור התמלוגים האפקטיבי אשר ישולם למדינה בגין הגז והקונדנסט הינו 11.25%. כמו כן, שיעור התמלוגים הקיימים בחזקות בהן נשאו כל אחת מהשותפויות הותאמו באופן דומה.

5.2.7. היטל רווחי נפט

היטל רווחי הנפט הינו היטל פרוגרסיבי שנקבע לפי מנגנון אשר מקשר בין שיעור ההיטל לבין יחס 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 50% (בהתאם לשיעור מס החברות⁴⁵) 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.

5.2.8. שיעור היוון תמלוגים

שיעור ההיוון (לפני מס) נאמד בכ-10.5% על בסיס ממוצע משוקלל לשיעור התשואה הנדרשת להון העצמי, אשר נאמד באמצעות מודל ה-CAPM, מחיר החוב הנורמטיבי ובניכוי סיכון התמלוגים, כמפורט בטבלה להלן:

ביאור	ערך	פרמטר
א	4.09%	ריבית חסרת סיכון
ב	1.39	ביטא
ג	7.16%	פרמיית שוק
ד	6.2%	פרמיית סיכון ספציפית
	20.3%	מחיר ההון העצמי של החברה
ה	6.9%	מחיר החוב
ו	0.0%	שיעור מס
ז	60%	שיעור מינוף
	12.2%	מחיר ההון המשוקלל
ח	-1.70%	בניכוי סיכון תמלוגים
	10.5%	מחיר ההון המשוקלל בניכוי סיכון תמלוגים

⁴⁴ ביום 9 בפברואר 2020 פרסם משרד האנרגיה להערות הציבור, הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בקשר לזכויות נפט בים. לפירוט נוסף ראה: https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/os_090220

⁴⁵ הונח שיעור מס חברות של 23% בהתאם לשיעור המס הסטטורי הידוע למועד הערכת השווי.

להלן פירוט הנחות העבודה אשר שימשו בחישוב שיעור ההיוון:

- א. שיעור תשואת אג"ח ממשלת ארה"ב למח"מ תזרים המזומנים (4.13 שנים).
 ב. על בסיס ממוצע ביטאות לא ממונפות של מדגם חברות דומות כמפורט בטבלה להלן:

חברה	ביטא לא ממונת
Isramco Negev 2 Limited Partnership	0.62
Ratio Energies Limited Partnership	0.84
Tamar Petroleum Ltd.	0.23
Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.	0.28
Newmed Energy Limited Partnership	0.81
ממוצע חברות מדגם	0.55

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 2023).

ד. פרמיית סיכון לגודל ע"פ Duff & Phelps International Valuation Handbook 2023 בתוספת פרמיית סיכון ספציפית בגין רמת הסיכון הגלומה בתחזיות, התנודתיות במחירי הנפט והתחרות בשוק המקומי.

ה. מחיר החוב נאמד בהתבסס על תשואת אגרות החוב שהנפיקה אנרגיאן ביום 18 בנובמבר 2021. מח"מ תזרים המזומנים (4.13) דומה למח"מ אגרות החוב (3.8) ולכן להערכתנו הן מייצגות את מחיר החוב הנורמטיבי של החברה למח"מ התזרים.

ו. מודל הערכת השווי הינו מודל לפני מס ולכן לא נלקח מס בשיעור ההיוון.

ז. שיעור המינוף הממוצע של חברות המדגם (בסעיף 2 לעיל) ליום 31 בדצמבר 2022 נאמד בכ-50.0%. להערכתנו שיעור המינוף הנורמטיבי לטווח ארוך עומד על 60.0%.

ח. שיעור ההיוון של 12.2% 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, הפחתנו שיעור של כ-1.7% משיעור הסיכון התפעולי.

5.3. תוצאות הערכת השווי

בהתאם להנחות המפורטות בגוף העבודה, שווי התמלוגים ליום 31 בדצמבר 2022 נאמד בכ-320.8 מיליון דולר (שווי תמלוגי כריש כולל כריש צפון) ותמלוגי תנין נאמדו בכ-294.1 מיליון דולר ובכ-26.6 מיליון דולר, בהתאמה). **יובהר כי הערכת השווי אינה מתייחסת למחלוקות, ככל וקיימות, בין אנרגיאן והשותפות ולהשלכותיהן** (לפירוט ראה סעיף 4.6.2 לעיל).



5.4. 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	
342.2	325.3	310.8	293.7	299.1	281.1	276.3	+250 bp
354.1	336.6	321.6	303.9	309.2	290.7	285.8	+150 bp
367.1	348.8	333.3	314.9	320.1	301.0	296.0	+50 bp
373.9	355.4	339.5	320.8	325.9	306.5	301.3	-
381.1	362.2	346.0	326.9	332.0	312.2	307.0	-50 bp
396.4	376.8	359.8	340.0	344.8	324.3	318.9	-150 bp
413.2	392.8	375.0	354.3	358.8	337.5	331.9	-250 bp

שינוי בשיעורי
היוון (בנקודות
בסיס)

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	
316.2	307.7	301.1	293.9	309.2	302.9	287.7	+250 bp
326.3	317.9	311.3	304.0	319.7	313.4	298.2	+150 bp
337.2	328.9	322.3	314.9	331.2	324.9	309.6	+50 bp
342.9	334.8	328.2	320.8	337.2	331.0	315.7	-
348.9	340.9	334.3	326.8	343.6	337.4	322.1	-50 bp
361.5	353.8	347.2	339.8	357.2	351.1	335.9	-150 bp
375.3	367.9	361.4	354.0	372.0	366.1	351.2	-250 bp

שינוי בשיעורי
היוון (בנקודות
בסיס)

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	
324.2	312.6	305.1	293.7	303.8	293.1	281.9	+250 bp
335.1	323.1	315.6	303.9	314.1	303.2	291.8	+150 bp
347.0	334.6	327.0	314.9	325.3	314.1	302.5	+50 bp
353.3	340.7	333.1	320.8	331.2	320.0	308.2	-
359.9	347.1	339.4	326.9	337.4	326.0	314.1	-50 bp
373.9	360.7	352.8	340.0	350.6	338.9	326.8	-150 bp
389.2	375.5	367.6	354.3	365.0	353.0	340.6	-250 bp

שינוי בשיעורי
היוון (בנקודות
בסיס)

נספח א - תחזית תזרימי מזומנים

Year	Unit	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Production											
Gas production - Karish*	bcm/y	5.00	7.26	7.31	6.52	5.30	5.15	4.74	4.07	3.61	3.02
Gas production - Tanin	bcm/y	-	-	-	-	-	-	-	0.52	1.14	1.73
Condensate production - Karish*	bbl/y m	7.44	9.48	9.35	7.97	6.32	6.24	5.87	6.96	7.40	5.69
Condensate production - Tanin	bbl/y m	-	-	-	-	-	-	-	0.09	0.20	0.30
Prices											
Natural gas price	US\$	4.28	4.37	4.10	4.03	4.00	4.01	4.01	3.97	3.90	3.90
Condensate Price	US\$	89.61	82.18	79.74	78.02	75.74	76.28	76.15	76.54	77.00	77.61
Revenues											
Karish - Revenues*											
Natural Gas Revenues	US\$ MM	796.3	1,180.2	1,113.9	977.4	789.7	768.6	706.2	600.1	523.1	438.2
Condensate Revenues	US\$ MM	667.0	778.8	745.2	621.8	478.8	475.6	446.8	532.7	570.1	441.9
Total Gross Revenues	US\$ MM	1,463.3	1,958.9	1,859.1	1,599.2	1,268.4	1,244.2	1,152.9	1,132.8	1,093.2	880.1
Tanin - Revenues											
Natural Gas Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	-	77.0	165.7	251.0
Condensate Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	-	6.8	15.2	22.9
Total Gross Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	-	83.9	181.0	273.9
K&T - Total Gross Revenues	US\$ MM	1,463.3	1,958.9	1,859.1	1,599.2	1,268.4	1,244.2	1,152.9	1,216.7	1,274.2	1,154.0
New-Med Energy - Transaction Revenues											
Karish ORRI, Net*	US\$ MM	67.4	90.2	53.7	42.5	29.3	23.1	17.8	17.5	16.9	13.6
Tanin ORRI Net	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	-	2.4	5.2	7.9
Transaction ORRI, Net**	US\$ MM	67.4	90.2	53.7	42.5	29.3	23.1	17.8	19.9	22.1	21.5
Instalments	US\$ MM	13.3	12.8	12.3	11.8	11.3	-	-	-	-	-
Karish Discounted Transaction Revenues*	US\$ MM	64.1	77.7	41.8	30.0	18.7	13.4	9.3	8.3	7.2	5.3
Tanin Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	-	1.1	2.2	3.1
Total Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	64.1	77.7	41.8	30.0	18.7	13.4	9.3	9.4	9.5	8.3

*Including Karish North

**Net of Existing ORRI net of Petroleum Tax



GIZA SINGER EVEN

Year	Unit	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
<u>Production</u>											
Gas production - Karish*	bcm/y	2.80	3.13	2.89	2.75	2.16	1.87	1.73	1.57	1.42	1.30
Gas production - Tanin	bcm/y	2.16	1.82	2.24	3.12	3.72	3.50	2.97	2.56	0.58	-
Condensate production - Karish*	bbl/y m	5.07	3.61	1.86	1.75	1.33	1.13	1.03	0.94	0.87	0.81
Condensate production - Tanin	bbl/y m	0.37	0.31	0.38	0.53	0.64	0.60	0.51	0.44	0.10	-
<u>Prices</u>											
Natural gas price	US\$	3.90	3.90	3.90	3.90	3.90	3.90	3.89	3.89	3.89	3.89
Condensate Price	US\$	77.61	77.61	77.61	77.61	77.61	77.61	77.61	77.61	77.61	77.61
<u>Revenues</u>											
<u>Karish - Revenues*</u>											
Natural Gas Revenues	US\$ MM	406.8	453.4	419.6	399.2	313.5	271.0	250.2	227.0	204.8	188.3
Condensate Revenues	US\$ MM	393.1	280.4	144.3	135.7	103.4	87.5	79.9	73.3	67.7	63.2
Total Gross Revenues	US\$ MM	799.9	733.8	563.9	534.8	416.9	358.5	330.1	300.3	272.4	251.4
<u>Tanin - Revenues</u>											
Natural Gas Revenues	US\$ MM	313.5	263.3	324.4	452.5	538.9	507.7	429.1	370.6	83.7	-
Condensate Revenues	US\$ MM	28.6	24.1	29.6	41.3	49.3	46.4	39.3	34.0	7.8	-
Total Gross Revenues	US\$ MM	342.2	287.4	354.0	493.7	588.2	554.1	468.4	404.6	91.5	-
K&T - Total Gross Revenues	US\$ MM	1,142.1	1,021.2	918.0	1,028.6	1,005.0	912.6	798.5	704.9	363.9	251.4
<u>New-Med Energy - Transaction Revenues</u>											
Karish ORRI, Net*	US\$ MM	12.3	11.3	8.7	8.2	6.4	5.5	5.1	4.6	4.2	3.9
Tanin ORRI Net	US\$ MM	9.9	8.3	10.3	13.9	12.6	8.5	7.2	6.2	1.4	-
Transaction ORRI, Net**	US\$ MM	22.3	19.6	19.0	22.1	19.0	14.1	12.3	10.9	5.6	3.9
Instalments	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Karish Discounted Transaction Revenues*	US\$ MM	4.3	3.6	2.5	2.1	1.5	1.2	1.0	0.8	0.7	0.6
Tanin Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	3.5	2.6	2.9	3.6	3.0	1.8	1.4	1.1	0.2	-
Total Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	7.8	6.2	5.4	5.8	4.5	3.0	2.4	1.9	0.9	0.6

*Including Karish North

**Net of Existing ORRI net of Petroleum Tax

www.gse.co.il

טלפון: 03-5213000

פקס: 03-3730088

ד'בוטינסקי 7 רמת גן

office@gse.co.il

**הגדרות**

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	Energean E&P Holdings Ltd. באמצעות Energean Israel Limited (לשעבר Ocean Energean 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 לווינתן, כריש ותנין ושדות גז טבעי נוספים
שברון	Chevron Energy 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.
LNG	גז טבעי נוזלי
MMBTU	מיליון BTU – יחידת אנרגיה המשמשת כבסיס לקביעת מחירי גז טבעי