



2023

דוח תקופתי

ליום 31.12.2023



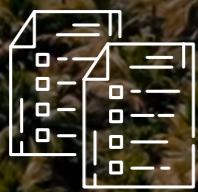
# NEWMED IN NUMBERS

**434**   
רווח נקי

**1,094**   
REVENUES

  
עובדים  
**23**

**330**  
שטח מאגרי לווייתן  
(קמ"ר)  

**9.0**  
מכירות גז טבעי  
לייצוא ממאגר  
לווייתן (BCM)



**6.11**  
מחיר ממוצע מכירות  
גז טבעי מלווייתן  
(דולר) (MMBTU)



**11.0**  
גז טבעי  
ממאגר לווייתן  
(BCM)

**3,846**  
סה"כ נכסים  
במאזן



**1,512**  
הון עצמי



**3,366**  
שווי שוק

**5,337**  
שווי חלק השותפות בלווייתן

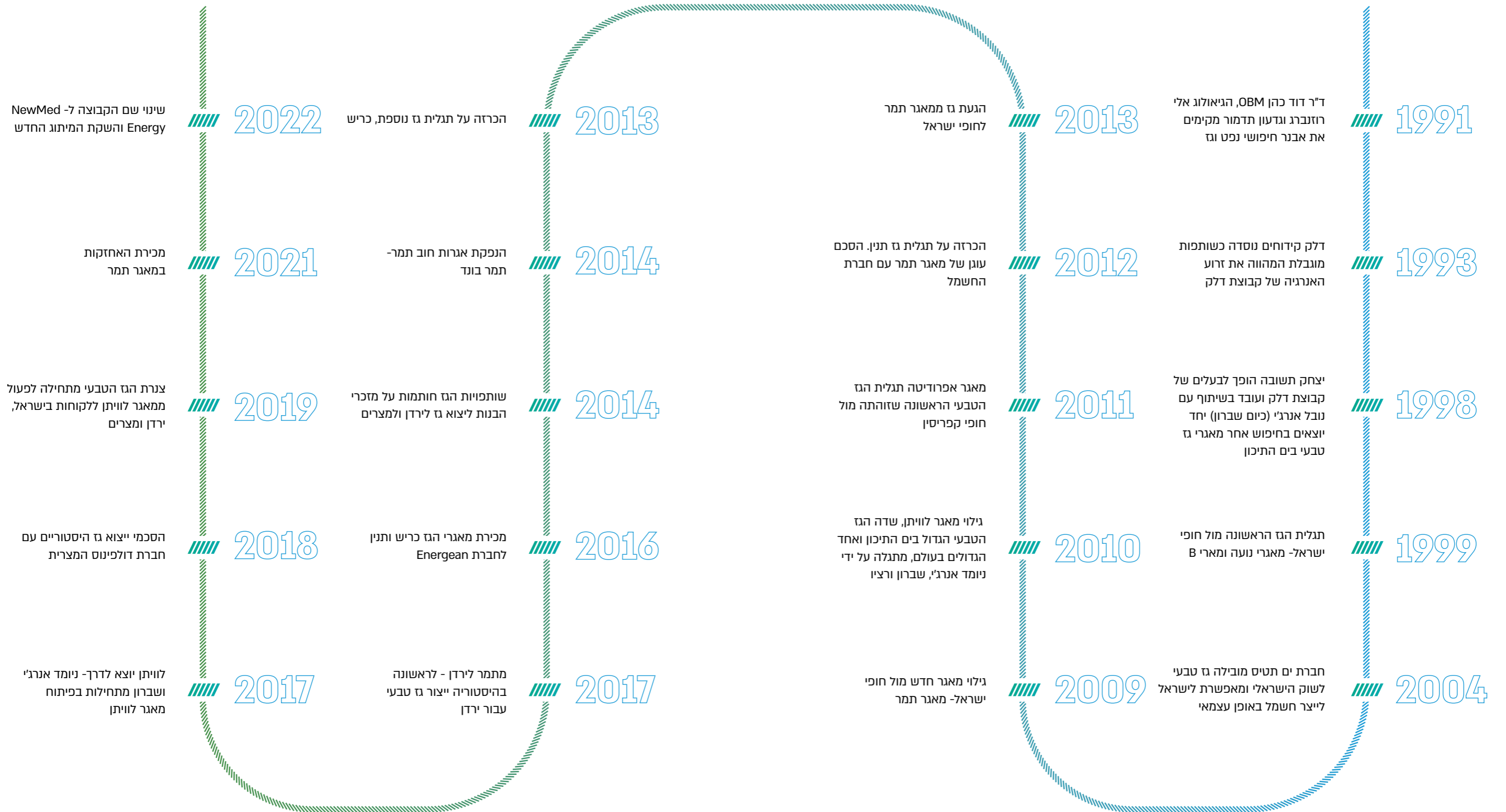
**760**  
EBITDA

## הערות שוליים:

1. הנתונים לעיל מתייחסים לשנת 2023 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 18.03.2024.
3. EBITDA חושב כרווח תפעולי בתוספת פחת והפחתות וחלק השותפות בהפסדי החברה הכלולה.
4. מחיר היה"ש מצוטט בבורסה ליום 31.12.2023 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

סעיף	תיאור	עמוד
.1	תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות	א - 2
.2	תחום הפעילות	א - 6
.3	השקעות בהון השותפות ועסקאות שביצעו בעלי עניין ביחידות ההשתתפות מחוץ לבורסה	א - 10
.4	חלוקת רווחים	א - 10
.5	מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות	א - 12
.6	סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים	א - 12
.7	תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות	א - 20
.7.1	מידע כללי על תחום הפעילות	א - 20
	פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות	א - 30
.7.2	פרויקט לויתן	א - 30
.7.3	זכויות בקפריסין	א - 53
.7.4	פרויקט ים תטיס	א - 68
.7.5	זכות לתמלוגי-על מחזקות תנין וכריש	א - 72
.7.6	רישיון החיפוש Boujdour Atlantique	א - 77
.7.7	רישיונות חיפוש במקבץ "I"	א - 80
.7.8	פעילות שהופסקה	א - 83
.7.9	אנרגיות מתחדשות	א - 85
.7.10	מוצרים	א - 87
.7.11	לקוחות	א - 88
.7.12	שיווק והפצה	א - 100
.7.13	צבר הזמנות	א - 116
.7.14	תחרות	א - 117
.7.15	עונתיות	א - 127
.7.16	מתקנים וכושר ייצור בפרויקט לויתן	א - 127
.7.17	חומרי גלם וספקים	א - 130
.7.18	הון אנושי	א - 131
.7.19	הון חוזר	א - 132
.7.20	מימון	א - 132
.7.21	מיסוי	א - 135
.7.22	סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם	א - 143
.7.23	מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות	א - 151
.7.24	שיעבודים	א - 180
.7.25	הסכמים מהותיים	א - 181
.7.26	הליכים משפטיים	א - 205
.7.27	יעדים ואסטרטגיה עסקית	א - 215
.7.28	כיסוי ביטוחי	א - 219
.7.29	גורמי סיכון	א - 220



## פרק א' – תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד

### 1.1 תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות<sup>1</sup>

- 1.1 ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות")<sup>2</sup> היא שותפות מוגבלת ציבורית, כמשמעותה בפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 (להלן: "פקודת השותפויות"). מאז הקמתה, עוסקת השותפות בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל, בקפריסין ובמרוקו, וכן בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות.
- 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")<sup>3</sup>, כפי שתוקן מעת לעת, (להלן: "הסכם השותפות")<sup>4</sup>. 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")<sup>5</sup>, 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:

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 לשם הנוכחי.

4 כפי שפורסם בדוח המידי של השותפות מיום 18.12.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-137343).

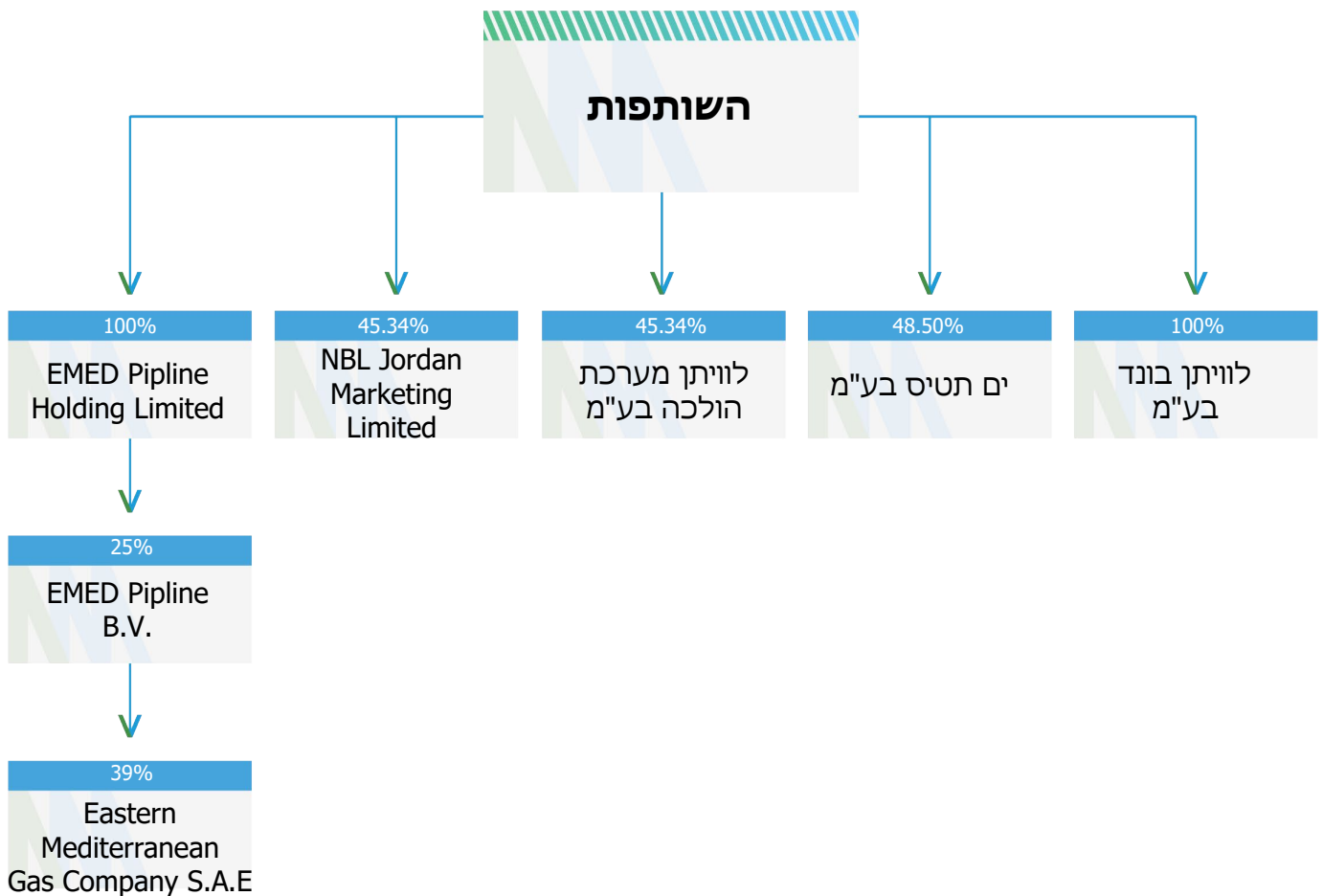
5 כפי שפורסם בדוח המידי של השותפות מיום 7.6.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-058218).



"קבוצת דלק", אשר בעל השליטה בה הינו מר יצחק שרון (תשובה).<sup>6</sup> 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.<sup>7</sup>

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

1.7 מבנה ההחזקות העיקריות של השותפות:



1.7.1 ים תטיס בע"מ היא חברה ייעודית (SPC), אשר הוקמה על-ידי השותפים בפרויקט ים תטיס (להלן: "שותפי ים תטיס") לצורך קבלת רישיון הולכת גז מפלטפורמת ההפקה של פרויקט ים תטיס למתקן הקבלה בחוף אשדוד

<sup>6</sup> נכון למועד אישור הדוח, מר יצחק שרון (תשובה) מחזיק בכ- 49.52% מההון המונפק ובכ- 49.52% מזכויות ההצבעה בקבוצת דלק.

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

(Ashdod Onshore Terminal, AOT) (להלן: "**מתקן הקבלה**") כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי, התשס"ב-2002 (להלן: "**חוק משק הגז הטבעי**").

נכון למועד אישור הדוח, אין לחברת ים תטיס בע"מ פעילות כלשהי מלבד היותה בעלת רישיון הקמה והפעלה של צינור הולכת גז אשר ניתן לה על-ידי שר האנרגיה והתשתיות (להלן: "**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 בפרויקט לוויתן (להלן: "**שותפי לוויתן**"), המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור החזקותיהם בחזקות I/14 לוויתן דרום ו-I/15 לוויתן צפון (להלן: "**חזקת לוויתן דרום**" ו- "**חזקת לוויתן צפון**"), בהתאמה. חזקות לוויתן דרום ולוויתן צפון יקראו להלן יחד: "**חזקות לוויתן**". החברה הוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לוויתן לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "**נתג"ז**"), כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי.

1.7.3 NBL Jordan Marketing Limited היא חברה ייעודית (SPC), אשר בעלי המניות בה הם שותפי לוויתן, המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור החזקותיהם בחזקות לוויתן. החברה הוקמה בקשר עם התקשרות שותפי לוויתן בהסכם לאספקת גז עם חברת החשמל הלאומית של ירדן - The National Electric Power Company (להלן: "**NEPCO**"), לפיו החברה תרכוש את הגז הטבעי משותפי לוויתן בנקודת הכניסה למערכת ההולכה של נתג"ז ותמכור אותו ל- NEPCO בנקודת המסירה הסמוכה לגבול ישראל-ירדן באותם התנאים הקבועים בהסכם אספקת הגז כאמור (back to back). לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.3(ב) להלן.

1.7.4 EMED Pipeline B.V. היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "**EMED**"), אשר הוקמה לצורך עסקת EMG (כהגדרתה בסעיף 7.25.5 להלן) הרשומה בהולנד, ואשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED Pipeline Holding Limited, חברה בת בבעלות מלאה של השותפות הרשומה בקפריסין - 25%; Chevron Cyprus S.A.E Limited - 25%; וחברת Sphinx EG BV, חברה בת בבעלות מלאה של S.A.E East Gas Company, 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")<sup>8</sup> - 17%; השותף המצרי - 9%; Egyptian General Petroleum Corporation (להלן: "EGPC")<sup>9</sup> - 10%. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.5 להלן.

1.7.6 לווייתן בונד בע"מ היא חברה ייעודית (SPC) (להלן: "לווייתן בונד"), אשר הוקמה לשם הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובחול, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.20.2 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 BP Exploration ו- Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) P.J.S.C. (להלן: "הקונסורציום"), בנוגע לעסקה אפשרית במסגרתה ירכוש הקונסורציום במזומן את כל יחידות ההשתתפות המוחזקות על-ידי הציבור ומקצת היחידות המוחזקות על-ידי קבוצת דלק, בכפוף לתנאים מסוימים (להלן בסעיף זה: "העסקה"). ביום 27.3.2023 החליט דירקטוריון השותף הכללי 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 במסגרת העסקה. יובהר כי, הקונסורציום רשאי למשוך ולבטל את ההצעה בכל עת ומכל סיבה. לפרטים נוספים, בין היתר, אודות ההצעה ומינוי הוועדה, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 28.3.2023 (מס' אסמכתא 2023-01-032823), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

יצוין כי, במהלך שנת 2023 קיימה הוועדה ישיבות שוטפות לצורך קידום העסקה, והסתייעה ביועצים משפטיים וכלכליים שמינתה לצורך זה, ובמקביל לכך ביצע הקונסורציום בדיקת נאותות ביחס לשותפות, נכסיה ועסקיה.

ביום 13.3.2024 עדכנו השותפות והוועדה בדוח מיידי כי הוועדה והקונסורציום הסכימו, על רקע חוסר הוודאות שנוצר בסביבה החיצונית, להשהות את הדיונים בקשר עם העסקה. כן עדכנו כי, הקונסורציום שב והביע עניין בעסקה, וכי התהליך יושהה עד למועד בו יתחדשו הדיונים או יופסק התהליך. יצוין כי, אין ודאות כי הדיונים

<sup>8</sup> חברה פרטית, אשר למיטב ידיעת השותפות, נמצאת בשליטת Evsen Group, חברה בראשותו של ד"ר עלי אבסן.

<sup>9</sup> חברה ממשלתית מצרית.

יתחדשו או כי יושג הסכם בעתיד, וכן אין ודאות לגבי תנאי ההסכם, ככל שיושג.

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

1.9 בעקבות המתקפה הרצחנית שביצע ארגון הטרור 'חמאס' ביום 7.10.2023 על ישובים ובסיסים צבאיים בדרום מדינת ישראל, הכריזה ממשלת ישראל על מלחמת "חרבות ברזל" כנגד ארגון הטרור כאמור (להלן: "מלחמת חרבות ברזל" או "המלחמה"). נכון למועד אישור הדוח, נמצאת המלחמה בעיצומה, ולא ניתן לצפות כמה זמן היא תימשך ומה יהיו השלכותיה על השותפות, עסקיה ונכסיה. לפרטים נוספים, ראו סעיף 6.9 להלן וכן את גורם הסיכון בקשר לכך בסעיף 7.29.1 להלן. הנהלת השותפות ועובדיה רתומים למאמץ הלאומי, משתתפים בצער משפחות הנופלים והנרצחים, מייחלים לשובם בשלום של החטופים ושולחים איחולי החלמה לכלל הפצועים.

## 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 7.9 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 7.27 להלן.

2.2 נכס הנפט העיקרי של השותפות במועד אישור הדוח הוא החזקה בשיעור של 45.34% (מתוך 100%) במאגר הגז הטבעי לווייתן, אשר הזרמת הגז ממנו החלה בחודש דצמבר 2019. מאגר לווייתן מספק כיום גז טבעי למספר לקוחות במשק הישראלי והאזורי, ובין לקוחותיו הבולטים נמנים, בין היתר, חברת Blue Ocean Energy במצרים (להלן: "BOE" או "בלו אושן") וחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO). בנוסף לזכויות במאגר לווייתן, מחזיקה השותפות בזכויות במאגר אפרודיטה שהתגלה בשטח בלוק 12 בקפריסין (להלן: "אפרודיטה" או "בלוק 12") ובנכסי נפט נוספים, כמפורט בסעיפים 7.2-7.7 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").<sup>10</sup>
- 2.4 בהתאם להוראות החלטת הממשלה בעניין "מתווה הגז", כמפורט בסעיף 7.23.1 להלן, בחודש דצמבר 2021 השלימה השותפות את מכירת יתרת זכויותיה בחזקות תמר ודלית. המפעילה בפרויקט תמר הינה שברון, המחזיקה ב- 25% מהזכויות בפרויקט תמר. בעקבות מכירת הזכויות כאמור, מאגר תמר והשותפים בו הינם מתחרים עיקריים של השותפות.<sup>11</sup> לפרטים נוספים אודות התחרות, ראו סעיף 7.14 להלן.
- 2.5 בהתאם לתקנון הבורסה, רשאית השותפות לבצע אך ורק פרויקטים של חיפוש, פיתוח והפקה של גז ונפט אשר הוגדרו בהסכם השותפות או בתיקון לו שיאושר על-ידי אסיפת בעלי היחידות. הסכם השותפות מגדיר את האזורים הגיאוגרפיים הנכללים בנכסי הנפט הקיימים של השותפות המפורטים בסעיפים 7.2-7.7 להלן. כמו כן, תקנון הבורסה מאפשר לשותפות, בתנאים מסוימים, להשקיע בפרויקטים שלא הוגדרו במפורש בהסכם השותפות וכן להשקיע בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות. בהתאם, ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות לתקן את הסכם השותפות, בין היתר, על מנת לאפשר לשותפות להשתתף בפרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת. לפרטים אודות הסכם לשיתוף פעולה עם אנלייט, ראו סעיף 7.9 להלן.
- 2.6 בהסכם השותפות נקבע, בין היתר, כי עיקר הוצאותיה של השותפות יהיו בהתאם למטרות השותפות, כהגדרתן בסעיף 5 להסכם השותפות.

<sup>10</sup> 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.

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

2.7 להלן פרטים בדבר ההערכה המיטבית (best estimate) של כמויות העתודות (2P), המשאבים המותנים (2C) והמשאבים המנובאים (2U) המיוחסים לנכסי הנפט לויתן ובלוק 12 בקפריסין (100%), נכון ליום 31.12.2023, 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 <sup>12</sup> (100%)			שיעור זכויות השותפות		
	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	נפט Million Barrels			קונדנסט Million Barrels
33.4	15,171.4	13.9	6,302.8	-	-	-	45.34%	מאגר לויתן
-	-	-	-	379.2	-	390.2	45.34%	פרוספקטי לויתן עמוק
-	-	7.9	3,537	-	0.1	79	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:

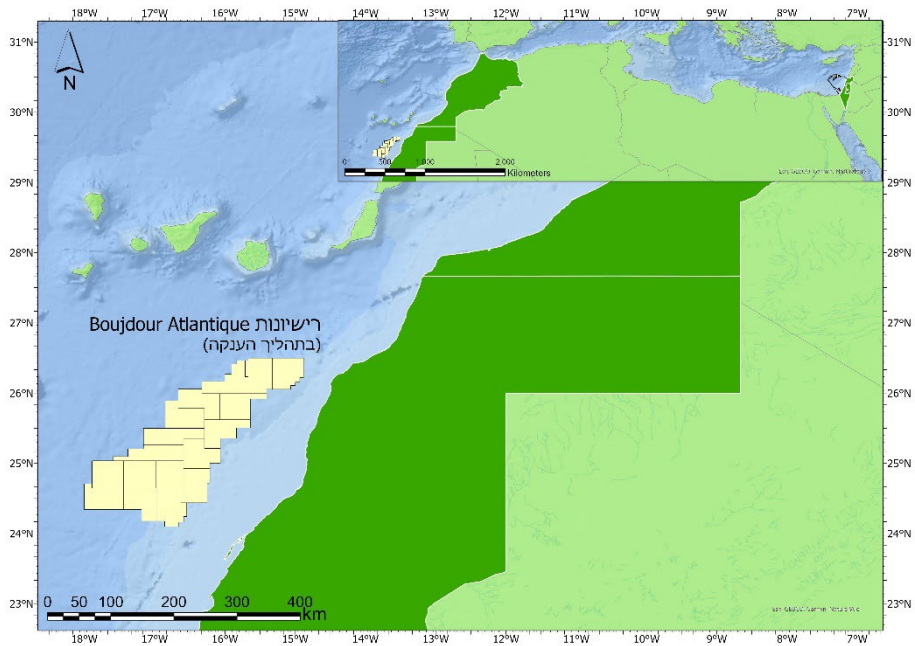
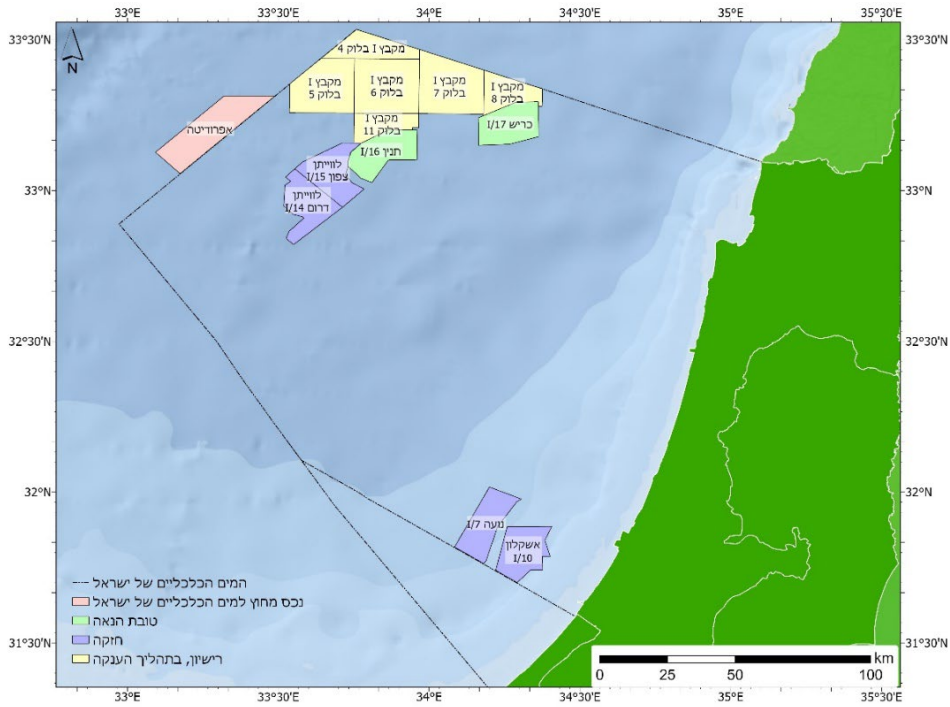
- 2.8.1 פרויקט ים תטיס בחזקות I/7 "נועה" ו-I/10 "אשקלון" (להלן: "חזקת נועה" ו-"חזקת אשקלון", בהתאמה), כמפורט בסעיף 7.4 להלן;
- 2.8.2 זכויות לקבלת תמלוגים מחזקות I/16 "תנין" ו-I/17 "כריש" (להלן: "חזקת תנין" ו-"חזקת כריש", בהתאמה), כמפורט בסעיף 7.5 להלן;
- 2.8.3 זכויות ברישיון החיפוש Boujdour Atlantique הנמצא באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו, הצפויות להתקבל, כמפורט בסעיף 7.6 להלן;
- 2.8.4 זכויות ברישיונות החיפוש במקבץ "I", בשטח בלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, במים הכלכליים של מדינת ישראל, הצפויות להתקבל, כמפורט בסעיף 7.7 להלן.

2.9 לפרטים אודות נכסי נפט של השותפות במועד אישור הדוח, ראו סעיפים 7.2-7.7 להלן. לפרטים אודות נכסי נפט שהפעילות בהם הופסקה, ראו סעיף 7.8 להלן.

<sup>12</sup> המשאבים המנובאים המצוינים להלן נמצאים במספר תאי שבר ו/או בפרוספקטים שונים, אשר הסיכויים להימצאותם שונים.



להלן מפה המציגה את מיקום נכסי הנפט של השותפות בישראל וכן מפה המציגה מיקום הרישיון במרוקו, נכון למועד אישור הדוח.



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

למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, רוב יחידות ההשתתפות שבבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק, ובכלל זאת משועבדות כ- 4.5% מהון יחידות ההשתתפות שבבעלות השותף הכללי.

**4. חלוקת רווחים**

4.1 בתקופה מיום 1.1.2022 ועד למועד אישור הדוח הכריזה השותפות על חלוקות רווחים (כהגדרתם בהסכם השותפות), כמפורט להלן:

תאריך הכרה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות	סכום החלוקה הכולל	דוח מיידי
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	מס' אסמכתא: 2023-01-033114
10.5.2023	15.6.2023	0.04260 דולר	50 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2023-01-050355
20.8.2023	14.9.2023	0.04260 דולר	50 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2023-01-095958
15.11.2023	21.12.2023	0.04260 דולר	50 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2023-01-104098
18.3.2024	11.4.2024	0.05112 דולר	60 מיליון דולר	-

4.2 לפרטים אודות משטר המס שחל על השותפות, ראו סעיף 7.21 להלן.

4.3 נכון ליום 31.12.2023, לשותפות רווחים ראויים לחלוקה בסך של כ- 1,328 מיליון דולר ארצות הברית (להלן: "דולר").

4.4 למעט המגבלות הקיימות בהסכמי מימון, כמפורט בסעיף 7.20 להלן, לא קיימות במועד אישור הדוח מגבלות חיצוניות אשר עשויות להשפיע על יכולת השותפות לחלק רווחים בעתיד.

#### 4.5 הוראות הסכם השותפות בעניין חלוקת רווחים והחלטות אסיפות כלליות בעניין:

4.5.1 בהסכם השותפות נקבע כי כל הרווחים של השותפות, הראויים לחלוקה, על-ידי השותפות על-פי דין, בניכוי סכומים (שלא נלקחו בחשבון לצורך קביעת הרווחים) הדרושים לשותפות לפי שיקול דעתו של השותף הכללי לצורך או בקשר עם התחייבויות קיימות של השותפות, ובכלל זאת החזר הלוואות, ולרבות סכומים הדרושים לדעת השותף הכללי לעמידה בהוצאות בלתי צפויות מראש ושסכומם לא יעלה על 250,000 דולר (להלן בסעיף זה: **"הרווחים"**), יחולקו לשותפים בשותפות, בהתאם לזכויותיהם.

4.5.2 ביום 30.12.2013 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות החלטה בה נקבע, בין היתר, לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך השקעתם בפיתוח מאגר לוויין, בהתאם לתוכנית העבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על חזקות לוויין, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו עד ליום 31.12.2014 לצורך השקעתם בפעולות חיפוש והערכה בחזקות לוויין ובבלוק 12 המצוי במים הכלכליים של קפריסין, בהתאם לתוכנית עבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על נכסי הנפט כאמור.

4.5.3 ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות החלטה בה נקבע, בין היתר, לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך ביצוע תוכנית הפיתוח של בלוק 12, בהתאם לתוכנית עבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-ידי השותפים בבלוק 12 ובהתאם לתנאי הסכם הזיכיון שנחתם עם ממשלת קפריסין, כפי שיתוקן מעת לעת, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו לצורך השקעתם בתוכנית הפיתוח.

כמו כן, במסגרת אסיפה כללית זו, הוחלט לאשר לשותפות לפעול ולבצע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט ובהתאם להוראות תקנון הבורסה, עד לסכום השקעה מצטבר (חלק השותפות בלבד) של 100 מיליון דולר (בהון ו/או בהלוואות 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 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות החלטה בה נקבע, בין היתר, לאשר את התקשרות השותפות בהסכמים לרכישת הזכויות ברישיון במרוקו ואת השתתפות בפעולות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז



טבעי בשטח הרישיון, וכן לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך ביצוע הפעולות האמורות בהתאם לתוכנית עבודה ולתקציבים אשר יאושרו על-ידי השותפים ברישיון ובהתאם לתנאיו. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 12.12.2022 ו- 3.1.2023 (מס' אסמכתאות: 2022-01-150004 ו- 2023-01-002016, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

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

## **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 31.12.2023 וליום 31.12.2022, 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 נזלי (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 7.23.4, 7.23.5 ו- 7.21.2 להלן, בהתאמה.

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

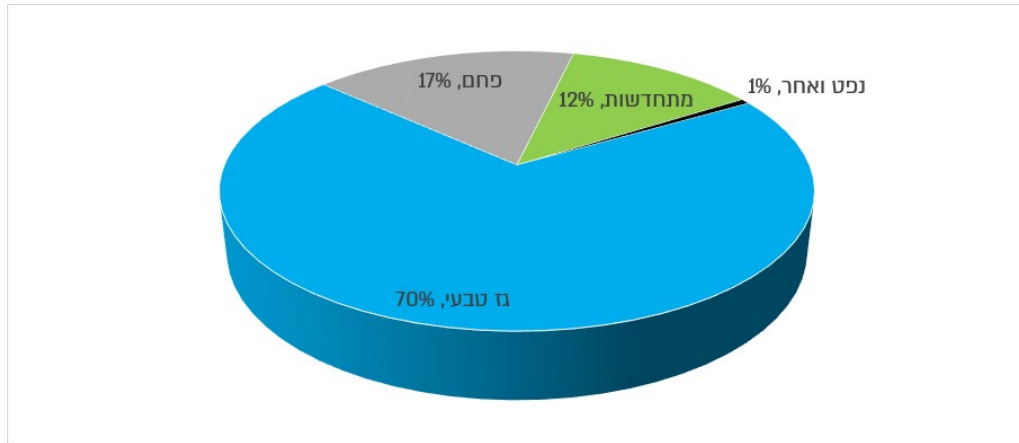
6.3 התפתחות משק הגז הטבעי בישראל החלה בשנים 1999-2000, עם גילוי מאגר נועה בחזקת נועה ומאגר מרי B בחזקת אשקלון. בהמשך, בשנת 2009 נתגלו מאגרי הגז הטבעי תמר ודלית, בשנת 2010 נתגלה מאגר לווייתן ולאחר מכן בשנים 2012 ו- 2013 נתגלו המאגרים תנין וכריש, בהתאמה. יצוין כי, השותפות היתה שותפה בכלל התגליות כאמור.

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. בחודש אוקטובר 2022 דיווחה Energean Oil and Gas Plc (להלן: "**אנרג'יאן**") כי החלה הזרמת גז ממאגר כריש. בחודש מאי 2023 קיבלה אנרג'יאן אישור לתגלית של מאגר הגז הטבעי "קטלן" שנתגלה ברישיון החיפושים "12" שהוענק לאנרג'יאן בשנת 2018. מאגר קטלן ממוקם בתווך שבין המאגרים כריש ותנין ועל-פי דיווחי אנרג'יאן מיוחסים לו כ- 68 BCM של גז טבעי.<sup>13</sup>

6.4 בשני העשורים האחרונים עבר משק הגז הטבעי בישראל שינויים משמעותיים, הכוללים בין היתר שינויים רגולטוריים, כלכליים, מסחריים, פיסקאליים וסביבתיים.

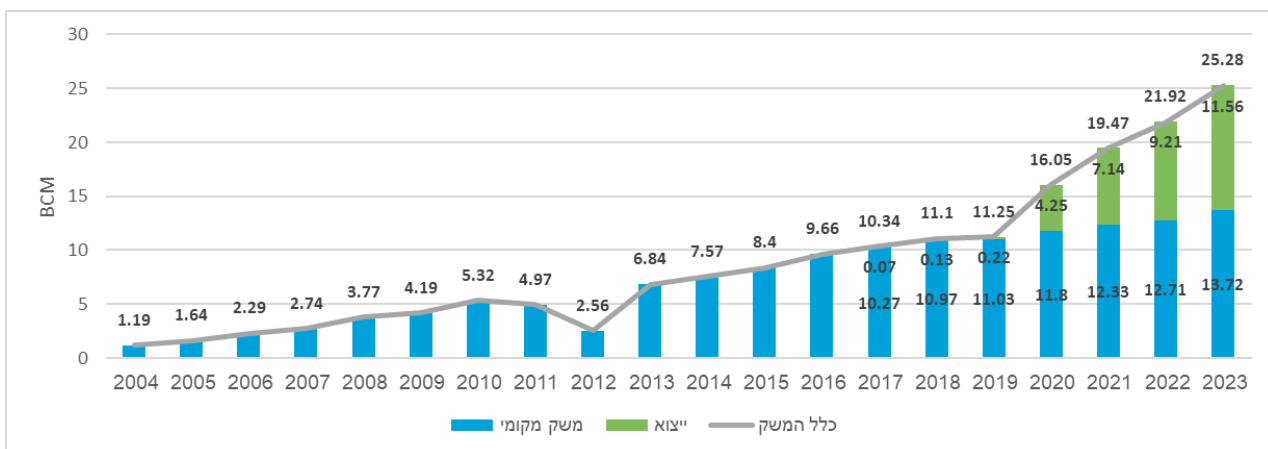
<sup>13</sup> משרד האנרגיה, קטלן תגלית גז טבעי חדשה במימי ישראל, 31 במאי 2023: <https://www.gov.il/he/departments/news/news-310523>

בזכות תגליות הגז הטבעי, הפך המשק הישראלי למשק עצמאי מבחינה אנרגטית. תוך שנים ספורות הפך הגז הטבעי במשק הישראלי למרכיב המרכזי בסל הדלקים לייצור חשמל וכן למקור אנרגיה משמעותי לתעשייה. במשאבי הגז הטבעי שהתגלו בישראל יש כדי לספק את כל צרכי הגז של ישראל בעשורים הבאים, ובכך להקטין בצורה משמעותית את התלות של מדינת ישראל במקורות אנרגיה זרים, וכן לאפשר יצוא גז טבעי בכמויות מהותיות לשווקים אזוריים וגלובאליים.



\*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- 13.7 BCM בשנת 2023. בשנת 2017 החל לראשונה יצוא גז טבעי ממאגר תמר לירדן, בהיקף מצומצם, ובשנת 2020 החל יצוא של גז טבעי למצרים מהמאגרים לווייתן ותמר וכן יצוא גז טבעי ממאגר לווייתן לירדן. על-פי פרסומי משרד האנרגיה, כמות הייצוא עלתה מ- 4.25 BCM בשנת 2020 לכ- 11.6 BCM בשנת 2023. להלן תרשים המציג את הגידול בכמויות הגז שנצרכו במשק המקומי ואת כמויות הגז שסופקו לייצוא, בהתבסס על דוחות משרד האנרגיה.<sup>14</sup>

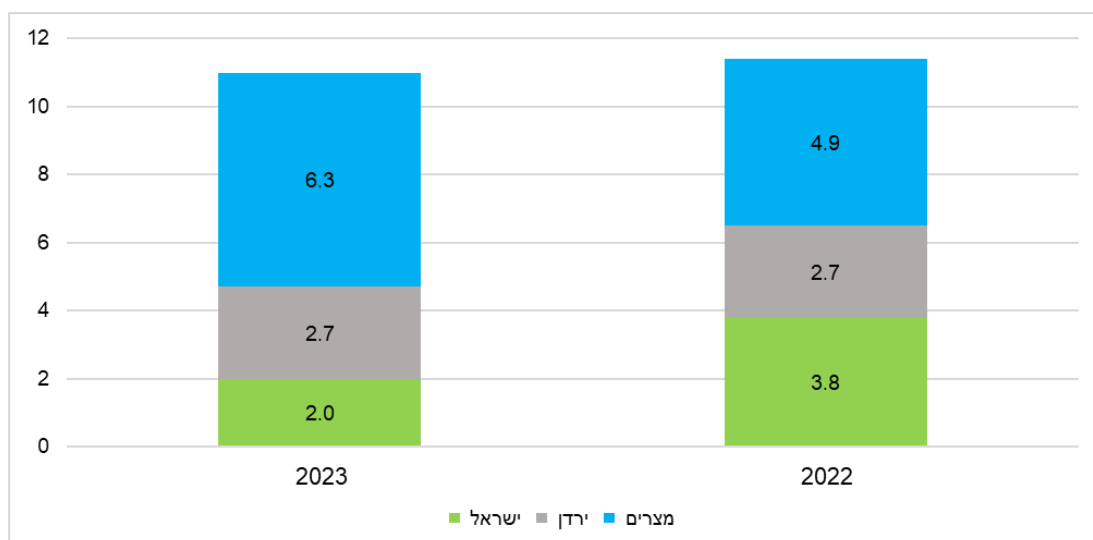




6.6 להלן טבלה המציגה את נתוני המכירות בשנים 2022-2023 בחלוקה לפי ספקי הגז השונים ופילוח מכירות לשוק המקומי ולייצוא, בהתבסס על דוחות משרד האנרגיה,<sup>15</sup> אשר סוכמו וחושבו בהתבסס על נתונים ומתודולוגיה של משרד האנרגיה ואשר בגינם יתכן כי ישנם פערים בין הנתונים בטבלה שלהלן לבין הנתונים אשר פורסמו על-ידי ספקי הגז השונים, לרבות השותפות:

2022			2023			
סה"כ	יצוא	שוק מקומי	סה"כ	יצוא	שוק מקומי	
11.46	7.66	3.80	11.19	9.00	2.19	לוויתן
10.16	1.56	8.60	9.17	2.56	6.61	תמר
0.29	-	0.29	4.92	-	4.92	כריש-תנין
0.05	-	0.05	-	-	-	המצוף הימי (כמפורט בסעיף 7.14.3 להלן)

בשנת 2022 סופק ממאגר לוויתן גז טבעי לשוק המקומי בהיקף של כ- 3.8 BCM ולירדן ולמצרים בהיקף של כ- 2.7 BCM וכ- 4.9 BCM, בהתאמה, ובשנת 2023 סופק ממאגר לוויתן גז טבעי לשוק המקומי בהיקף של כ- 2 BCM ולירדן ולמצרים בהיקף של כ- 2.7 BCM וכ- 6.3 BCM, בהתאמה, כמפורט בגרף שלהלן.



6.7 במסגרת דוח שפרסם משרד האנרגיה ביום 24.1.2024, הסוקר את התפתחויות במשק הגז הטבעי וסיכום לשנת 2022 הוצגה התפלגות הצריכה של הגז הטבעי שהופק בשנת 2022 (במונחי BCM) בין המשק המקומי לשווקי הייצוא, ובהתאם לשימושים השונים:

שנים	כלל המשק	משק מקומי	יצור חשמל	תעשייה (כולל חלוקה)	רשת החלוקה בלבד	ייצוא	ייצוא לירדן*	ייצוא למצרים*
2022	21.92	12.71	10.10	2.61	0.353	9.21	3.40	5.81
2021	19.50	12.33	9.71	2.62	0.299	7.14	2.91	4.23
2020	16.11	11.8	9.29	2.51	0.254	4.25	2.09	2.16
2019	11.28	11.03	8.81	2.22	0.262	0.22	0.22	0
2018	11.13	10.97	9.08	1.89	0.194	0.13	0.13	0
2017	10.35	10.27	8.54	1.73	0.160	0.07	0.07	0
2016	9.66	9.66	8.04	1.62	0.106	0	0	0

6.8 להערכת השותפות, בהתבסס, בין היתר, על עבודות שביצעו חברות ייעוץ בלתי תלויות, עד שנת 2040 צריכת הגז הטבעי בישראל צפויה כמעט להכפיל את עצמה, זאת, בין היתר, בהינתן חיבורם של ספקי גז עתידיים למערכת ההולכה הארצית, מדיניות הממשלה בנוגע להפסקה הדרגתית של יצור החשמל באמצעות פחם עד למחצית העשור הנוכחי, גידול אקסטרני בהיקף הביקושים לחשמל (בין היתר כתוצאה מחדירה משמעותית של רכבים חשמליים והמשך הקמת מתקני התפלת מים), הגדלת השימוש בגז טבעי דחוס (להלן: "CNG") בחלק מענפי התחבורה, הנגשת הגז הטבעי למפעלי תעשייה נוספים ברחבי הארץ ולמגזר החקלאות, בין היתר, באמצעות תוכנית ממשלתית למתן תמיכות לחברות שקיבלו זיכיון ממשלתי להנחת צנרת חלוקה ומהלכי חקיקה ממשלתיים לשינויים במקטע החלוקה זאת לצורך שידרוג תפקודה של מערכת החלוקה, הטמעת השימוש בגז טבעי במקטעים נוספים כגון, שירותים, פיתוח ומיצוי תעשיות המבוססות על גז טבעי כחומר גלם (כדוגמת יצור מימן כחול 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. לפרטים ראו סעיף 7.23.10 להלן.

**6.9 מלחמת חרבות ברזל**

6.9.1 מאז פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023, נורו אלפי רקטות מרצועת עזה בעיקר לדרום ולמרכז שטח מדינת ישראל, ולצד זאת, עם התקדמות הלחימה,

הגביר ארגון הטרור 'חיזבאללה' את המתיחות בגבול ישראל-לבנון וזים פעולות לחימה כנגד ישראל. בעקבות האמור, ולאור האפשרות להרחבת המלחמה בגבול הצפוני ובזירות נוספות, גייס צה"ל מאות אלפי חיילי מילואים, ישובים הקרובים לקווי העימות בגבול הדרומי והצפוני פונו מתושביהם, ופיקוד העורף הגביל לפרקים את פעילותם של מקומות עבודה ומוסדות חינוך. נכון למועד אישור הדוח, מנהל המשק הישראלי פעילות שגרה בצל המלחמה, מרבית המגבלות שהטיל פיקוד העורף עם פרוץ המלחמה הוסרו, ומרבית המגויסים למילואים בצווי חירום שוחררו לבתיהם.

6.9.2 סמוך לאחר פרוץ המלחמה, ארגון המורדים החות'ים, השולטים בחלקים מתימן ונתמכים על-ידי איראן, החלו בתקיפה ושיגור של טילים וכתב"מים לעבר ישראל וכן כנגד אוניות ומיכליות השטות סמוך לחופי תימן בים האדום. פעילות עוינת זו של המורדים החות'ים גורמת לשיבוש של נתיבי הסחר הימי לישראל ומדינות נוספות, ומשפיעה על מחירי ההובלה הימית וכן עשויה להשפיע על מחירי מוצרי האנרגיה.

6.9.3 בעקבות המלחמה, בחודש אוקטובר 2023 הודיעו חברות דירוג האשראי Fitch ו-Moody's כי דירוג האשראי של מדינת ישראל נמצא בבחינה להורדת דירוג. כן הודיעה חברת דירוג האשראי S&P Global Ratings על הורדת תחזית דירוג האשראי של מדינת ישראל מיציבה לשלילית, תוך הותרת דירוג האשראי הקיים ללא שינוי. בהמשך לכך, ביום 10.2.2024 הודיעה חברת דירוג האשראי Moody's על הורדת דירוג האשראי של מדינת ישראל בדרגה אחת ל-A2 וכן ציינה כי דירוג האשראי של ישראל נמצא בבחינה להורדת דירוג נוספת (Negative Rating Watch), וציינה כי המניע המרכזי להורדת הדירוג הוא הערכות Moody's כי המשך המלחמה, השפעותיה והשלכותיה הרחבות מעלים באופן מהותי את הסיכון הפוליטי בישראל ומחלישים את הגוף המבצע והמחוקק ואת החוסן הפיננסי בעתיד הנראה לעין, והוסיפה כי התחזית השלילית נובעת מהסיכונים הנוספים הקיימים ובפרט הסיכון לאסקלציה מול ארגון הטרור חיזבאללה בצפון שהוא בעל פוטנציאל לפגיעה משמעותית הרבה יותר על הכלכלה מזה הקיים כיום. בהמשך לכך, יתכן כי חברות דירוג נוספות עלולות לפרסם אף הן בעתיד הקרוב פעולות דירוג שליליות על כלכלת ישראל.

6.9.4 עם פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023 כאמור, הפסיקו שותפי תמר את הפקת הגז ממאגר תמר בעקבות הוראה שקיבלה המפעילה ממשרד האנרגיה. הפקת הגז ממאגר תמר חודשה ביום 13.11.2023. יצוין כי ההפקה מהמאגרים לוותן וכריש נמשכה כסדרה, ללא הפסקה. עם זאת, כתוצאה מהפסקת ההפקה ממאגר תמר כאמור לעיל, סיפקו שותפי לוותן גז טבעי



גם למספר לקוחות של מאגר תמר במשק המקומי, ובעיקר לחברת החשמל, וכתוצאה מכך, הופחתה כמות הגז הטבעי המופנית לייצוא למצרים. במקביל לכך, עקב המלחמה, הופסקה הזרמת הגז בצינור EMG, וחודשה ביום 14.11.2023. במהלך תקופה זו, כל אספקת הגז למצרים הוזרמה דרך קו הייצוא ירדן-צפון ומערכת ההולכה הירדנית. הולכת הגז למצרים בדרך זו כרוכה בעלויות הולכה נוספות. כתוצאה מן המתואר לעיל, כמות הגז הכוללת שסופקה למצרים במהלך החודשים אוקטובר ונובמבר 2023 היוותה כ- 84% מכמות הגז החוזית אותה היו מחויבים שותפי לווינתן לספק לפי הסכם הייצוא.

6.9.5 מפרוץ המלחמה ועד למועד אישור הדוח, המשיכה ההפקה ממאגר לווינתן כסדרה, כך שלא נגרמה פגיעה מהותית בהכנסות וברווחיות השותפות. עם זאת, כתוצאה מהמלחמה, גדלו הוצאות התפעול הכרוכות בהפקת הגז בשיעור שאינו מהותי, בעיקר עקב קושי של חברות זרות לשלוח לאזור צוותי עבודה, מה שהוביל לעלייה בתעריפים המשולמים ובצורך בפעולות לוגיסטיות נוספות לשינוע כוח אדם וציוד. כמו כן, נדחו, שונו והותאמו פעולות תחזוקה מתוכננות.

6.9.6 בנוסף, בעקבות המלחמה חל עיכוב במספר פרויקטים אשר מקדמים שותפי לווינתן, כדלקמן:

(א) פעילות הנחת הצינור הימי אשדוד-אשקלון במסגרת פרויקט המקטע המשולב. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2(ב) להלן;

(ב) תחילת ההזרמה של הקונדנסט לבית זיקוק אשדוד בע"מ באמצעות הצנרת של חברת תשתיות אנרגיה בע"מ. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.4(ד) להלן.

6.9.7 נכון למועד אישור הדוח, קיימת אי ודאות רבה ולא ניתן להעריך כיצד תפתח המלחמה והאם היא תתרחב לזירות נוספות, מה יהיה משכה ומה יהיו תוצאותיה והשלכותיה. בנסיבות אלה, לא ניתן להעריך את הסיכויים להתממשות גורמי הסיכון הנובעים מהמלחמה והשפעתם האפשרית, ובכלל זאת גורמי הסיכון הספציפיים המפורטים בסעיף 7.29.1 להלן, אשר להתממשותם עלולה להיות השפעה מהותית לרעה על השותפות, נכסיה ועסקיה.

**אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות המפורטות לעיל, לרבות ביחס להשפעה האפשרית של המלחמה על השותפות, הינן מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך. הערכות אלה עשויות שלא להתממש, כולן או חלקן, או להתממש באופן שונה, לרבות באופן שונה מהותית מכפי שנצפה. כל זאת בעיקר עקב אי הוודאות הרבה בעת הזו, לרבות ביחס למשך המלחמה, היקפה, והשלכותיה על כלכלת ישראל, וכן בשל קיומם של**

## אירועים שאינם בשליטת השותפות.

לפרטים נוספים אודות הביקושים לגז טבעי ומוצרי אנרגיה אחרים, ראו סעיף 7.1.4 להלן.

### 6.10 הגורמים החיצוניים העיקריים המשפיעים על תחום זה הינם:

#### 6.10.1 תנודות ברכיבי הצמדה בנוסחאות מחירי הגז הטבעי

מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן מבוססים על נוסחאות מחיר שונות, הכוללות בעיקר הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט (Brent), הצמדה לתערף יצור החשמל, כפי שנקבע מעת לעת על-ידי הרשות לשירותים ציבוריים – חשמל (להלן: "תערף יצור החשמל"), הצמדה לשער החליפין שקל/דולר, והצמדה למדד התעו"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל ולמדד מרווח הזיקוק (להלן יחד: "רכיבי ההצמדה").<sup>16</sup> יצוין כי, הסכמי מכירת הגז הטבעי כוללים מחירי רצפה, למעט הסכמים בהם המחיר הינו קבוע. לפיכך, החשיפה של השותפות לתנודות ברכיבי ההצמדה בהסכמים אלו מגודרת בעיקרה ברף תחתון. לפרטים אודות השפעתם האפשרית של שינויים ברכיבי ההצמדה השונים על עסקי השותפות, ראו סעיף 7.29.3 להלן.

#### 6.10.2 הגולציה

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

לפרטים אודות מגבלות ופיקוח על פעילות חיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי ו/או נפט בישראל וכן בקפריסין, ראו סעיף 7.23 להלן.

#### 6.10.3 תנאי ביקוש והיצע

לפרטים אודות הביקוש וההיצע בשווקים הגלובאליים ובשוק המקומי, ראו סעיפים 7.1.3, 7.12 ו-7.15 להלן.

<sup>16</sup> 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.

**7. תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות****7.1 מידע כללי על תחום הפעילות****7.1.1 מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו**

פעילות חיפוש, פיתוח, הפקה, שינוע והוצאה מכלל שימוש של מאגרי ומתקני גז טבעי ונפט (להלן בסעיף זה: "**הפעילות**") היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות ניכר לגבי עלויות, לוחות זמנים, הימצאות נפט או גז טבעי והיכולת להפיקם תוך שמירה על הסיבה 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.

הפעילות מבוצעת בדרך כלל במסגרת של עסקאות משותפות בין מספר שותפים החותמים על הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA), על-פיו מתמנה אחד השותפים כמפעיל העסקה המשותפת (לתיאור הסכם תפעול משותף, ראו לדוגמה את הסכם התפעול החל על פרויקט לווייתן המתואר בסעיף 7.25.6 להלן).

הפעילות עשויה 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 (Final Investment Decision) (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) הוצאה מכלל שימוש (decommissioning) של מתקני השדה לאחר שהמאגר מוצה (depleted), ולאחר שקילת פרמטרים טכניים, כלכליים ורגולטוריים שונים. פעולות הוצאה מכלל שימוש עשויות לכלול, בין היתר, איטום בארות, שטיפת, פירוק ונטישת מתקנים ושיקום שטח החזקה ככל הנדרש, בהתאם להנחיות הרגולטורים השונים, ולתקינה המקומית המקובלת.

עקב המאפיינים והנתונים השונים של כל פרויקט ופרויקט, השלבים המפורטים לעיל אינם בהכרח ממצים את כל השלבים של הפעילות בפרויקט מסוים, אשר בשל טיבו ומהותו עשוי לכלול רק חלק מהשלבים כאמור ו/או שלבים נוספים ו/או שלבים בסדר אחר.

בנוסף, פרקי הזמן לביצוע כל אחד מהשלבים, משתנים על-פי אופי הפרויקט.

כפי שפורט לעיל, הכדאיות המסחרית של ממצאי נפט ו/או גז טבעי מורכבת ותלויה בגורמים רבים ושונים. בהקשר זה, קיימים הבדלים מהותיים בין ממצא בים שפיתוחו מחייב תשומות כספיות ושימוש בטכנולוגיות ייחודיות, כגון קדיחה בעומק מים ניכר או הנחת צנרת ומתקנים תת-ימיים שביכולתם לפעול ברמה גבוהה של אמינות במעמקי הים, לבין ממצא ביבשה אשר עלויות הפיתוח שלו עשויות להיות נמוכות באופן משמעותי. כמו כן, התשומות הכספיות, הלוגיסטיות והטכניות הנדרשות בכדי לפתח מאגר גז טבעי, לרבות לצורך הקמת הרכיבים המשמשים להולכת ו/או הובלת הגז

הטבעי המיועד לייצוא לשוק האזורי או הבינלאומי, לרוב גבוהות משמעותית ביחס לאלו הנדרשות לפיתוח ולהפקה ממאגר גז טבעי המיועד אך ורק לשוק המקומי. משתנה מרכזי נוסף הינו הביקוש והמחיר בשווקי היעד. קיים קושי גדול בפיתוח פרויקט בהיקף משמעותי כאשר הביקוש ומחירי הגז הטבעי אינם מצדיקים כלכלית את עלויות פיתוח הפרויקט, כאמור להלן, ו/או מאפשרים גיוס מימון פרויקטאלי. בנוסף, קיימים הבדלים טכנולוגיים, שיווקיים וכלכליים משמעותיים בין מאגרי נפט לבין מאגרי גז טבעי. כך לדוגמא, כלכליותו של מאגר גז טבעי נגזרת לרוב מהיכולת לשווקו ליעד אטרקטיבי ומובטח לאורך שנים, וזאת בשל העובדה כי הגז הטבעי, להבדיל מהנפט, אינו סחורה הנמכרת במחירים דומים בכל העולם ובין היתר, מכיוון ששינועו לשווקי היעד עשוי להיות מורכב 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, עקב שינויים מהותיים בתנאי השוק והאסדרה, למאגרים מסחריים, ולהיפך.

7.1.2 מגבלות, חקיקה, תקינה, הנחיות ואילוצים מיוחדים החלים על תחום הפעילות  
לפרטים ראו סעיף 7.23 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 7.11.3 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 בשווקי ה-LNG באירופה ובאסיה, בכפוף למגבלות על יצוא גז, כמפורט בסעיף 7.23.8 להלן. כן מקדמת השותפות שימוש בתשתיות קיימות ו/או אשר יהיו קיימות בעתיד הנראה לעין ו/או שייבנו במיוחד לצורך יצוא גז טבעי, וכן דרכים נוספות לייצוא הגז הטבעי, לרבות בדרך של הנזלתו (LNG) ו/או דחיסתו (CNG). לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.12.2 (יא) ו-7.12.2 (יב) להלן. בהקשר זה יצוין כי, 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"<sup>17</sup>. על-פי מזכר ההבנות, הצדדים יפעלו לאספקה סדירה של גז טבעי למדינות האיחוד האירופי ממצרים, ישראל ויעדים נוספים, באמצעות הנזלת גז טבעי במתקני הנזלה במצרים. זאת, בכפוף לשמירה על הביטחון האנרגטי של השוק המקומי של כל אחת מהמדינות החתומות על מזכר ההבנות וללא מניעה מישראל או מצרים מלייצא גז טבעי למדינות אחרות. בנוסף, מזכר ההבנות קובע כי האיחוד האירופי יעודד חברות אירופאיות להשתתף בהליכים תחרותיים ולהשקיע בפרויקטים של חיפוש והפקה של גז טבעי בישראל ובמצרים.

בנוסף, בוחנת ומקדמת השותפות אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.9 להלן. כמו כן, מקיימת השותפות בחינה ראשונית של אפשרויות להפקת מימן, ובין היתר מימן כחול המופק מגז טבעי.

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

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

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

מחירי הגז הטבעי וה-LNG בשווקים הגלובאליים ומחירי מוצרי אנרגיה חלופיים, לרבות אנרגיות מתחדשות, הנפט והפחם, עשויים להשפיע אף הם על רמות הביקושים ועל היקף מכירות הגז הטבעי של השותפות ומחירי המכירה של הגז הטבעי, 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

<sup>17</sup> [https://www.gov.il/he/departments/news/ng\\_150622](https://www.gov.il/he/departments/news/ng_150622)

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 גיזוח ל- LNG כתוצאה, בין היתר, מהמלחמה באוקראינה ומהירידה המשמעותית בהיקף הגז הטבעי הנמכר בצנרת מרוסיה לשוק האירופי והחלפתו במטעני 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 בהפקת גז מקומי באזורים מסוימים, אשר תחייב לייבא LNG על מנת לענות על הביקוש לגז טבעי.

בשנת 2023 נמשך הגידול ברמות הביקוש העולמי ל- LNG והסתכם על-פי הערכות בכ- 404 מיליון טון (כ- 557 BCM), המשקף עליה של כ- 1.7% לעומת הצריכה בשנת 2022. על-פי הערכות, צפוי הביקוש ל- LNG לצמוח בשיעור של יותר מ- 50% עד שנת 2040, כתוצאה בין היתר ממעבר לשימוש בגז טבעי במקום פחם בסין ומדינות דרום אסיה, וביקושים מוגברים ל- LNG באירופה ובמדינות דרום-מזרח אסיה.<sup>18</sup>

כיום, אוסטרליה, קטאר וארצות הברית הינן יצואניות ה- LNG הגדולות בעולם, כאשר בשנת 2023 הן היוו כ- 60% מאספקת ה- LNG העולמית.

#### התנודתיות במחירי האנרגיה בשנים האחרונות

מחירי האנרגיה מתאפיינים בשנים האחרונות בתנודתיות גבוהה, בעיקר כתוצאה מאירועים ושינויים גלובאליים. בעקבות התפרצות משבר הקורונה

<sup>18</sup> הנתונים מבוססים על דוח שפרסמה חברת Shell בחודש פברואר 2024 -

<https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2024.html>

שהביאה במחצית הראשונה של שנת 2020 לירידה בפעילות הכלכלית נרשמה בתקופה זו ירידה במחירי ה-LNG והגז הטבעי בשוקי ה-Spot באירופה ובאסיה, בהם התפתחו מחירי גז טבעי עצמאיים המנותקים ממחיר הנפט, ושאליהם הופנו עודפי ה-LNG. בשנת 2021, עם ההתאוששות הגלובלית בפעילות הכלכלית, חלו במשק האנרגיה העולמי שינויים דרמטיים, אשר הובילו, בין היתר, 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 2020. עליה זו נבעה, בין היתר, מגידול בביקושים באירופה והסתמכות האירופית על יבוא מוגבר של גז טבעי, בדגש על יבוא LNG, וכן מכניסתה 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.

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.

בעקבות פלישת צבא רוסיה לאוקראינה בתחילת שנת 2022 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, במקביל לצינור הקיים "נורדסטרים 1", 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 בגז טבעי בקרב מדינות שצרכו כמויות משמעותיות של גז טבעי מרוסיה. בנוסף, נרשמה ירידה חדה בהיקף מכירות הנפט מרוסיה למדינות המערב.

המלחמה באוקראינה הביאה בשנת 2022 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 שקדמו לכך.

החל ממחצית שנת 2022 נרשמה בשווקים הגלובליים ירידה במחיר האנרגיה, אותה ניתן לייחס לסימני האטה בכלכלה הגלובלית 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.

במהלך שנת 2023 נרשמה התייצבות יחסית בתנודתיות מחיר הברנט, והוא נסחר בטווח שבין 70-95 דולר לחבית.

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



\*מקור הגרף: Bloomberg.

### המדיניות המוניטרית וקצב האינפלציה בישראל

שיעור האינפלציה בשנת 2022 חצה את הגבול העליון של היעד שקבע בנק ישראל, אך היה נמוך בהשוואה לשיעור האינפלציה ברוב הכלכלות המפותחות. עליות המחירים בישראל בתקופה האמורה 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% ועד לשיעור מירבי של 4.75% שנקבע ביום 25.4.2023. בפתח שנת 2024 הוריד בנק ישראל לראשונה לאחר תקופה ארוכה את ריבית הבסיס במשק לשיעור של 4.5%, שהוא שיעור ריבית בנק ישראל נכון למועד אישור הדוח.

המחצית הראשונה של שנת 2023 התאפיינה בסביבת אינפלציה שהייתה עדיין גבוהה יחסית וחרגה מהגבול העליון של יעד יציבות המחירים, עם זאת, קצב האינפלציה התמתן והאינפלציה בישראל נותרה נמוכה בהשוואה

לרוב הכלכלות המפותחות בעולם. במחצית השניה של שנת 2023 המשיך להתמתן קצב האינפלציה ונכנס לתחום יעד יציבות המחירים הקבוע בחוק בנק ישראל, וזאת על רקע המדיניות המוניטרית המרסנת. קצב האינפלציה בישראל בשנת 2023 הסתכם בכ- 3% לעומת אינפלציה בשיעור של כ- 5.3% בשנת 2022.

על-פי מסמך תחזית מקרו-כלכלית שפרסמה חטיבת המחקר בבנק ישראל בחודש ינואר, 2024<sup>19</sup> שיעור האינפלציה במהלך שנת 2024 צפוי לעמוד על 2.4%. תחזית זו מבטאת את התמתנות האינפלציה בהשוואה לשנת 2023, ומשקפת מגמה שהחלה עוד טרם המלחמה, בהשפעת ההתפתחויות בעולם והמדיניות המוניטרית המקומית וירידה בביקוש לצריכה. מנגד, ייתכנו הפרעות לצד ההיצע כתוצאה מהמלחמה, אשר עשויות להתבטא בייקור מוצרים ושירותים. מגבלות אלו כוללות פגיעה בהיצע העבודה על רקע גיוס המילואים למלחמה, וכן פגיעה ביכולת הייצור באזורי הגבול והפרעות בשרשראות האספקה. במסגרת דוח היציבות הפיננסית של המחצית השנייה של שנת 2023 שפרסם בנק ישראל ביום 31.1.2024, אשר מתמקד בניתוח השלכות והסיכונים הנובעים מהמלחמה על כלכלת ישראל, ציינו הכותבים, בין היתר, כי תרחיש הסיכון המרכזי ליציבות הפיננסית הגלובלית הוא של התפרצות אינפלציונית מחודשת בעולם, אשר תביא לצמצום מוניטרי נוסף על-ידי הבנקים המרכזיים, ואולי אף לסטגפלציה. בתרחיש כאמור, בנקים, לרבות בנקים המוגדרים כחשובים מערכתית במדינות מרכזיות רבות, עלולים להיקלע לקשיים, ולכן עלולה להיות השלכה גם על מערכת הבנקאות המקומית.

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. השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקטים לוותן ואפרודיטה, בוחנת את השפעת הגורמים כאמור על אפשרויות הפיתוח הנוספות ו/או ההרחבה של נכסיה.

**אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות בדבר השלכות 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

בעשורים האחרונים חלו שינויים טכנולוגיים בתחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה, השינוע וההוצאה מכלל שימוש של מאגרי ומתקני נפט וגז טבעי, הן בתחום הניטור, איסוף המידע וניתוחו והן בשיטות הקידוח, הפיתוח וההפקה. שינויים אלה שיפרו את איכות הנתונים העומדים לרשות מחפשי הנפט והגז הטבעי ומאפשרים זיהוי מתקדם יותר של מאגרי נפט וגז טבעי פוטנציאליים, ולכן עשויים גם להקטין את הסיכונים בביצוע הקידוחים. כמו כן, השיפורים הטכנולוגיים 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, ובכלל זאת משקיעים משאבים נכבדים בעיבוד וניתוח מחדש של סקרים סייסמיים באמצעות טכנולוגיות חדשניות, בכדי לטייב את בסיס הנתונים, לעדכן את מפות המאגרים ואת הערכת הפרמטרים המאפיינים אותם, וכך בהתאם לעדכן את היקף המשאבים בהם, לעדכן את תוכניות הפיתוח ולהגדיר פרוספקטים חדשים. כמו כן, מיושמות בפרויקט לויתן, ככל הניתן, טכנולוגיות המוגדרות "מיטביות" (Best Available Technologies) בכדי לייעל את מערך ההפקה, להגביר את הבטיחות במתקנים ולצמצם את השפעתם על הסביבה.

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

גורמי הצלחה קריטיים בתחום הפעילות

(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 7.17 להלן.

7.1.8 מחסומי כניסה ויציאה

מחסומי הכניסה העיקריים בתחום הפעילות הם הצורך בהיתרים וברישיונות לביצוע חיפוש, פיתוח, הפקה והזרמה של נפט וגז טבעי, עמידה בדרישות החוק והרגולציה ובכלל זאת בהנחיות ובקריטריונים שקבע הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה (להלן: "**הממונה על ענייני הנפט**") (ובקפריסין – הנחיות וקריטריונים הקבועים בחקיקה ובהסדרים על-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 השותפות. בנוסף, הן בישראל והן בקפריסין קיימת חובה לאטימה ונטישה של קידוחים והוצאה מכלל שימוש של כלל מתקני ההפקה לפני החזרת שטחי החזקות למדינה, כמפורט בשטרי החזקה, הסכם הזיכיון בקפריסין והוראות הדין הרלוונטיות.

בנוסף, 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 ופטקוק, וכן אנרגיה ממקורות מתחדשים, כגון אנרגיה סולארית, אנרגיית רוח וכו', לרבות אנרגיה מתחדשת שעשויה להיות מופקת מעבר לביקוש בשוק ושתאוחסן במתקני אגירה לטובת שימוש בזמן בו מקור האנרגיה אינו זמין (לדוגמא, שעות הלילה בהן לא ניתן להפיק אנרגיה ממקורות סולאריים). לכל אחד מהדלקים החליפיים ומשיטות הפקת האנרגיה החלופיות כאמור ישנם יתרונות וחסרונות והם כפופים לתנודתיות מחירים, זמינות, אילוצים טכניים, זמינות קרקעות וכו'. המעבר משימוש ממקור אנרגיה אחד למקור אנרגיה אחר כרוך בדרך כלל בהשקעות גדולות. יתרונותיו העיקריים של הגז הטבעי לעומת פחם ודלקים פוסיליים נזליים הם העובדה שהניצולת האנרגטית של תחנות כוח המופעלות בגז טבעי גבוהה משמעותית מזו של תחנות כוח המופעלות בפחם ובמזוט, וכן העובדה שפליטת פחמן דו חמצני, חלקיקים ותחמוצות גופרית וחנקן מבעירת גז טבעי נמוכה משמעותית מזו של פחם ומזוט. לפרטים אודות החלטות ממשלת ישראל בנוגע לקידום השימוש באנרגיות מתחדשות וקביעת יעדים להפחתת הפליטות של גזי חממה, ראו סעיף 7.23.10 להלן, בהתאמה. יצוין כי, טכנולוגיות בפיתוח ו/או בשלבים ראשוניים של הטמעה (כגון מימן, פסולת לאנרגיה והיתוך גרעיני), עשויות לשנות את שוק האנרגיה הגולבאלי במהלך העשורים הקרובים.

#### 7.1.10 מבנה התחרות בתחום הפעילות

לפרטים ראו סעיף 7.14 להלן.

להלן פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות:

#### 7.2 פרויקט לויתן

##### 7.2.1 פרטים כלליים

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
שם נכס הנפט:	לויתן צפון. לויתן 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



<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
-	<b>תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:</b>
13.2.2044	<b>תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:</b>
בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך ב- 20 שנים נוספות.	<b>ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:</b>
שברון.	<b>ציון שם המפעיל (OPERATOR):</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ השותפות (45.34%).</li> <li>▪ שברון (39.66%).</li> <li>▪ רציו אנרגיות – שותפות מוגבלת (להלן: "רציו") (15%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי ברציו, רציו אנרגיות שותף כללי בע"מ, הינו חברה בבעלות ד.ל.י.ן בע"מ (להלן: "ד.ל.י.ן") (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.ן הנה חברה פרטית, בבעלות יאיר רטלוי (1/3) וליגד רטלוי (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.<sup>20</sup></li> </ul>	<b>ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:</b>

<b>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט</b>	
-	<b>בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:</b>
השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 45.34% בכל אחת מחזקות לויתן.	<b>תיאור מהות ואופן החזקה של השותפות בנכס הנפט:</b>
לפני החזר ההשקעה – 37.63%. לאחר החזר ההשקעה – 35.37%.	<b>ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:</b>
כ- 1,374,819 אלפי דולר. <sup>21</sup>	<b>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</b>

<sup>20</sup> למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, שיעור החזקותיהם של כלל בעלי הענין ברציו (למעט החזקות מוסדיים, קרנות נאמנות וקופות גמל) הינו כ- 23.63%.

<sup>21</sup> העלויות בטבלה אינן כוללות עלויות בגין דמי השתתפות לויתן (כמפורט בסעיף 7.25.5(ד) להלן), המקטע המשולב (כמפורט בסעיפים 7.12.2(ה)3(ה), 7.12.2(ה)3(ו) ו- 7.12.2(ה)3(ז) להלן), עסקת EMG (כמפורט בסעיף 7.25.5 להלן), והקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן (כמפורט בסעיף 7.11.3(ב) להלן).

<b>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט</b>
<b>הכספיים):</b>

## 7.2.2 עיקרי תנאי חזקות לויתן

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

(ה) תקופת החזקה

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

(ו) מכירה לצרכנים בישראל וייצוא

1. בעל החזקה לא יסרב סירוב בלתי סביר לספק נפט וגז טבעי לצרכנים בישראל.

2. ייצוא גז טבעי מהחזקה יהיה טעון אישור בכתב מאת הממונה על ענייני הנפט באישור 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 BCM 500 בהתאם לאמור בהחלטת הממשלה.<sup>22</sup> כמו כן, לא יתאפשר יצוא באופן הפוגע ביכולת של בעל החזקה לספק ולהזרים משדה לווייתן למערכת ההולכה הארצית כמות של 1.05 מיליון מ"ק של גז לשעה לפחות (משטחי חזקות לווייתן יחד). למרות האמור לעיל, הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי לשקול להפחית את הכמות שבעל החזקה נדרש לספק ולהזרים משדה לווייתן למערכת ההולכה הארצית כאמור, וזאת אם נוכח, בין היתר, כי בעל חזקה אחר אשר יקבל חזקה לאחר יום 27.3.2014 מזרים או צפוי להזרים בלוח זמנים סביר גז למערכת ההולכה הארצית.

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

#### (ז) הקמת מתקנים והתאמת קיבולת 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

<sup>22</sup> לפרטים אודות החלטות הממשלה בעניין יצוא, ראו סעיף 7.23.8 להלן.

ומערכת ההולכה מתקנים וקידוחים, וכך נקודת כניסה נוספת, באופן שיאפשר הזרמת כמויות של גז העולות על אלה האמורות לעיל בבטיחות, באמינות וביעילות לצרכנים בישראל. דרישה כאמור תינתן רק אם התקיימו נסיבות מיוחדות, תוך שקילה ואיזון של כל השיקולים הנוגעים לעניין, ובהם שיקולי כדאיות כלכלית, ואם ימצא הממונה על ענייני הנפט כי אין לתוספת כדאיות כלכלית לבעל החזקה, רק אם יימצא 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 המזרם על-ידו למערכת ההולכה הארצית בהתאם למפרט הגז שייקבע.

2. בעל החזקה יבצע הפקה מסחרית בהתאם להוראות הרשויות המוסמכות ולכל דין, ובהתאם להוראות כל רישיון, היתר, אישור וכו' הנדרשים לשם כך לפי כל דין.

3. בעל החזקה לא יחל בהפקה מסחרית ולא יחל בהזרמת גז למערכת ההולכה לספק, אלא לאחר שהגיש לממונה על ענייני הנפט בקשה לאישור הפעלה והבקשה אושרה על-ידו.

4. בסוף כל שנה (לפחות 30 יום לפני סוף שנה קלנדרית) יגיש בעל החזקה לממונה על ענייני הנפט תוכנית עבודה מפורטת המתארת את העבודות שבכוונתו לבצע בשנה העוקבת לגבי החזקה לצורך ההפקה וקיום הוראות שטר החזקה, תחזית עלויות לביצוע הפעולות שבתוכנית העבודה האמורה, ותחזית לקצב ההפקה בשנה העוקבת.

5. בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על המועדים שבהם בכוונתו להתחיל בהקמת מתקנים נוספים על מנת לעמוד בהוראות שטר החזקה.

#### (ט) חברות הפיקוח

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

#### (י) תוכנית הפיתוח

1. בעל החזקה יכין ויגיש לאישור הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפיתוח שהוא מציע לשדה לויתן.
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 בשקידה 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 בשקידה ראויה, למנוע או להגביל או להקטין את תוצאותיו.

#### (יא) שינוי תנאים בשטרי החזקות

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

#### (יב) ביטול החזקה או הגבלתה

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



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

#### (ג) תוכנית פירוק

1. לא יאוחר מהמועד שבו יתרת העתודות (2P) בשדה לווייתן לפי דוח הערכת המשאבים המעודכן האחרון תפחת מ- 125 BCM, יגיש בעל החזקה לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית מפורטת לפירוק המתקנים, וכן אומדן של עלויות הפירוק (להלן: "**תוכנית הפירוק**"). לא הגיש בעל החזקה תוכנית פירוק כאמור במועד, או מצא הממונה על ענייני הנפט שתוכנית הפירוק שהוגשה אינה ראויה לאישור, ולא הצליחו הצדדים להסכים על תוכנית הפירוק, יקבע הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפירוק בהתאם לתקנים בינלאומיים מקובלים.
  2. במועד אישור תוכנית הפירוק על-ידי הממונה על ענייני הנפט יקבע הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה תוכנית שלפיה בעל החזקה ייתן בטוחה או יפקיד ל"קרן נטישה", במועדים, במתכונת ובשיטת הצבירה כפי שיורה הממונה על ענייני הנפט, במטרה להבטיח שיהיו בידי בעל החזקה האמצעים הדרושים לביצוע תוכנית הפירוק.
  3. בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על רצונו לנטוש קידוח לפחות 3 חודשים לפני המועד שבו הוא מבקש לבצע את הפעולה, ולא יבצעה אלא לאחר קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט בכתב.
- לפרטים אודות טיוטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה להערות הציבור, ראו סעיף 7.23.9 להלן.

#### (ד) ערבויות<sup>23</sup>

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

<sup>23</sup> ערבות כאמור תינתן לכל אחת מחזקות לווייתן בנפרד, אך כל אחת מהן תשמש לשתי החזקות כאמור.

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 לוותן (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 לוותן 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:

(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 לוותן צפון בלבד – בעל החזקה הפר תנאי שקבע הממונה על ענייני הנפט בקשר לנטישה של קידוח "לוותן 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, ייעשה 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.

(ט) 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 1.1.2021 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות בפרויקט האמור:

<b>חזקות לווייתן</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)<sup>24</sup></b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
2021 <sup>25</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>עלויות בקשר עם סיום שלב 1א', ובכלל זאת פעולות הקשורות בשלמות המערכות (Asset Integrity), ושיפור מערכות ההפקה והבטיחות. בנוסף, הפעלה של מערך הקונדנסט היבשתי, לרבות הפעלת אתר חגית במלואו.</li> </ul>	כ- 35,546	כ- 16,117
	<ul style="list-style-type: none"> <li>תכנון ורכש מקדמי של ציוד עבור קידוח "לווייתן-8" בשטח חזקת I/14 לווייתן דרום (להלן: "לווייתן-8").<sup>26</sup></li> </ul>	כ- 19,092	כ- 8,656
	<ul style="list-style-type: none"> <li>תכנון עבודות תחזוקה ושיפורים במערכות החשמל והבקרה התת-ימיות.</li> </ul>	כ- 6,480	כ- 2,938
	<ul style="list-style-type: none"> <li>(א) בחינת פיתוח שלב 1ב' ו/או חלופות פיתוח נוספות, ככל שיידרשו; (ב) בחינת חלופות נוספות להולכת קונדנסט, כחלק מההכנה לשלב 1ב'; ו- (ג) גיבוש חלופה לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG), בין היתר, באמצעות התקשרות לקבלת שירותי הנדסה לביצוע תכנון הנדסי מפורט FEED (Front End Engineering Design).</li> </ul>	כ- 8,072	כ- 3,660

24 הסכומים לשנים 2021-2023 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

25 העלויות, התקציבים והפעולות המפורטים החל משנת 2021 אינם כוללים עלויות ותקציבים מאושרים בגין: (א) הוספת המדחס הנוסף (כמפורט בסעיף 7.11.3(ג) להלן) בסך של כ- 39.9 מיליון דולר (100%), חלק שותפי לווייתן כ- 27.6 מיליון דולר, חלק השותפות כ- 12.5 מיליון דולר; (ב) הקמת המקטע המשולב (כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)(1) להלן) בסך של כ- 140 מיליון דולר (100%), חלק שותפי לווייתן כ- 96.6 מיליון דולר, חלק השותפות כ- 43.8 מיליון דולר; (ג) הקמת קו ניצנה (כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)(4) להלן) בסך של כ- 29 מיליון דולר (100%), חלק שותפי לווייתן כ- 14.5 מיליון דולר, חלק השותפות כ- 6.6 מיליון דולר; (ד) הסבת צנרת תש"א להזרמת קונדנסט (כמפורט בסעיף 7.11.4(ג) להלן) בסך של כ- 26.6 מיליון דולר (100%), חלק השותפות כ- 12 מיליון דולר; (ה) פרויקט FAJR+ (כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)(2) להלן) בסך של כ- 75 מיליון דולר (100%), חלק שותפי לווייתן כ- 37.5 מיליון דולר, חלק השותפות כ- 17 מיליון דולר; ו- (ו) עלויות הוצאה מכלל שימוש של המאגר ועלויות ביטוח הנהלה וכלליות.

26 ביום 12.7.2021 קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע קידוח פיתוח והפקה לווייתן-8 בשטח חזקת I/15 לווייתן צפון. התקציב שאושר לפרויקט זה היה בסך של כ- 248 מיליון דולר (100%), כולל השלמה וחיבור למערך ההפקה של מאגר לווייתן). הפרויקט הסתיים בחודש יוני 2023 עם חיבור הבאר למערכת ההפקה ותחילת הזרמת הגז ממנה, בהתאם ללוחות הזמנים ומתחת לתקציב המתוכנן.



<b>חזקות לווייתן</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)<sup>24</sup></b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>פעולות שונות נוספות, לרבות: המשך הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים,<sup>27</sup> פעולות ניטור, עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה וגיבוש פרוספקט למטרות העמוקות.</li> </ul>	כ- 211	כ- 96
<b>2022</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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.</li> <li>השלמת פעולות הנדסיות הקשורות בפיתוח שלב 1א'.</li> <li>ביצוע עבודות תחזוקה ושיפורים במערכות החשמל והבקרה התת-ימיות.</li> <li>ביצוע קידוח פיתוח והפקה לווייתן-8 וכן ביצוע עבודות תת-ימיות כהכנה לחיבור הקידוח למערכת ההפקה.</li> <li>המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה, ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספות, ככל שיידרשו.</li> <li>המשך בחינת פיתוח שלב 1ב' ו/או חלופות פיתוח נוספות, ככל שיידרשו ובהן חלופה לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG). בין היתר, באמצעות היערכות לביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט והערכות לביצוע.</li> <li>בחינת אפשרויות להגדלת כמויות הייצוא של גז טבעי למצרים באמצעות מערכות הולכה יבשתיות. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2(ב) להלן.</li> </ul>	כ- 23,185	כ- 10,512
	<ul style="list-style-type: none"> <li>השלמת פעולות הנדסיות הקשורות בפיתוח שלב 1א'.</li> </ul>	כ- 11,056	כ- 5,014
	<ul style="list-style-type: none"> <li>ביצוע עבודות תחזוקה ושיפורים במערכות החשמל והבקרה התת-ימיות.</li> </ul>	כ- 6,482	כ- 2,939
	<ul style="list-style-type: none"> <li>ביצוע קידוח פיתוח והפקה לווייתן-8 וכן ביצוע עבודות תת-ימיות כהכנה לחיבור הקידוח למערכת ההפקה.</li> </ul>	כ- 121,026	כ- 54,873
	<ul style="list-style-type: none"> <li>המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה, ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספות, ככל שיידרשו.</li> </ul>	כ- 102	כ- 46
	<ul style="list-style-type: none"> <li>המשך בחינת פיתוח שלב 1ב' ו/או חלופות פיתוח נוספות, ככל שיידרשו ובהן חלופה לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG). בין היתר, באמצעות היערכות לביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט והערכות לביצוע.</li> </ul>	כ- 13,472	כ- 6,108
	<ul style="list-style-type: none"> <li>בחינת אפשרויות להגדלת כמויות הייצוא של גז טבעי למצרים באמצעות מערכות הולכה יבשתיות. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2(ב) להלן.</li> </ul>	כ- 2,667	כ- 1,209
	<ul style="list-style-type: none"> <li>פעולות שונות נוספות, לרבות:</li> </ul>		

<sup>27</sup> לפרטים אודות עלויות הפעלה בפרויקט לווייתן המיוחסות לשותפות, ראו תוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות, כמפורט בדוח המשאבים בפרויקט לווייתן, כהגדרתו בסעיף 7.2.10(א) להלן.

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

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

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

<b>חזקות לווייתן</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)<sup>24</sup></b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות של ההונות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
	אפשרויות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות.		
<b>2024 ואילך</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>המשך שיפור מערך ההפקה בפלטפורמת לווייתן והמתקנים החופיים, וכן שיפור מערכות תומכות ומערכות סביבתיות, בהתאם לדרישות תפעוליות ודרישות רגולטוריות.</li> <li>שיפור מערכות ה-MEG וטיפול במי תוצר.</li> <li>ביצוע סקר בסיס (baseline) של כבידה (gravity) מעל אזור המאגר בכדי לטייב תחזיות הפקה ולסייע בקבלת החלטות פיתוח בפרויקט.</li> <li>השלמת Pre-FEED עבור מתקן FLNG.</li> <li>סיום פרויקט הצינור השלישי (כהגדרתו בסעיף 7.2.5(ב) להלן).</li> <li>המשך ביצוע פעולות להקטנת מפלי הלחץ במערכות.</li> <li>היערכות לביצוע FEED להרחבת מערך ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות הקמת תשתיות תת-ימיות וביצוע השינויים הנדרשים על הפלטפורמה, במסגרת קידום החלופות לפיתוח שלב 1, וביצועו.</li> <li>פעולות שונות נוספות, לרבות: המשך הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים,<sup>32</sup> ביצוע פעולות ניטור, סקרים, בדיקות, ובחינת אפשרויות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות.</li> <li>קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי לווייתן לפיתוח שלב</li> </ul>	כ- 932	כ- 423
	<ul style="list-style-type: none"> <li>שיפור מערכות ה-MEG וטיפול במי תוצר.</li> </ul>	כ- 13,520	כ- 6,130
	<ul style="list-style-type: none"> <li>ביצוע סקר בסיס (baseline) של כבידה (gravity) מעל אזור המאגר בכדי לטייב תחזיות הפקה ולסייע בקבלת החלטות פיתוח בפרויקט.</li> </ul>	כ- 16,148 <sup>30</sup>	כ- 7,322
	<ul style="list-style-type: none"> <li>השלמת Pre-FEED עבור מתקן FLNG.</li> </ul>	כ- 11,350	כ- 5,146
	<ul style="list-style-type: none"> <li>סיום פרויקט הצינור השלישי (כהגדרתו בסעיף 7.2.5(ב) להלן).</li> </ul>	כ- 426,430	כ- 193,343
	<ul style="list-style-type: none"> <li>המשך ביצוע פעולות להקטנת מפלי הלחץ במערכות.</li> </ul>	כ- 3,023	כ- 1,370
	<ul style="list-style-type: none"> <li>היערכות לביצוע FEED להרחבת מערך ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות הקמת תשתיות תת-ימיות וביצוע השינויים הנדרשים על הפלטפורמה, במסגרת קידום החלופות לפיתוח שלב 1, וביצועו.</li> </ul>	כ- 69,913 <sup>31</sup>	כ- 31,698
	<ul style="list-style-type: none"> <li>פעולות שונות נוספות, לרבות: המשך הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים,<sup>32</sup> ביצוע פעולות ניטור, סקרים, בדיקות, ובחינת אפשרויות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות.</li> </ul>	כ- 102	כ- 46
	<ul style="list-style-type: none"> <li>קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי לווייתן לפיתוח שלב</li> </ul>		

<sup>30</sup> נכון למועד אישור הדוח, מתוך תקציב זה אישרו שותפי לווייתן סך של כ- 6 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 2.7 מיליון דולר).

<sup>31</sup> נכון למועד אישור הדוח, מתוך תקציב זה אישרו שותפי לווייתן סך של כ- 19.9 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 9 מיליון דולר).

<sup>32</sup> לפרטים אודות עלויות הפעלה בפרויקט לווייתן המיוחסות לשותפות, ראו תוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות, כמפורט בדוח המשאבים בפרויקט לווייתן, כהגדרתו בסעיף 7.2.10(א) להלן.

<b>חזקות לווייתן</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)<sup>24</sup></b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
			ב'1. <sup>33</sup>

7.2.5 תוכנית לפיתוח מאגר לווייתן

(א) ביום 2.6.2016 אושרה תוכנית פיתוח שדה לווייתן על-ידי הממונה על ענייני הנפט. תוכנית זו, המחולקת לשני שלבים (שלב א' ושלב ב'), כוללת אספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא בהיקף כולל של עד כ- 21 BCM לשנה, וכן אספקת קונדנסט למשק המקומי (להלן בסעיף זה: "**תוכנית הפיתוח**" או "**התוכנית**"). על-פי התוכנית, תוקם מערכת הפקה הכוללת עד 8 בארות ראשונות שיחוברו בצנרת תת-ימית לפלטפורמה קבועה (להלן בסעיף זה: "**הפלטפורמה**"), הממוקמת בתחומי המים הטריטוריאליים של ישראל, בהתאם להוראות תמ"א ח/37, ושעליה יותקנו מערכות הטיפול בגז ובקונדנסט. מהפלטפורמה יזרם הגז לחוף לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז כפי שהוגדרה בתמ"א ח/37 (להלן: "**נקודת החיבור לנתג"ז**"). הקונדנסט יזרם לחוף בצינור נפרד ובמקביל לצינור הגז, ויחובר לצנרת דלקים קיימת של חברת קו צינור אירופה אסיה (להלן: "**קצא"א**") המובילה למתחם המיכלים של 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. לפרטים נוספים אודות הסכם להזרמת הקונדנסט באמצעות צנרת תש"א לבז"א, ראו סעיף 7.11.4(ג) להלן. לפרטים נוספים אודות אישור תמ"א ח/37 והוראותיה כאמור, ראו סעיף 7.23.12 להלן. לפרטים נוספים אודות מערכת ההפקה של פרויקט לווייתן ואתר חגית הכולל מיכל לאחסון זמני של קונדנסט, ראו סעיף 7.16.1 להלן.

(ב) תוכנית הפיתוח מיושמת בשני שלבים עיקריים, בהתאם לבשלות השווקים הרלוונטיים, כמפורט להלן:

<sup>33</sup> לפרטים נוספים ראו סעיף 7.2.5 להלן.

1. שלב 1א' – 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- 12 BCM בשנה.

ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לווייתן את החלטת ההשקעה הסופית (FID) לפיתוח שלב 1א' בתקציב של כ- 3.75 מיליארד דולר (100%). העלות הכוללת שהושקעה בפיתוח שלב 1א', נכון ליום 31.12.2023, עומדת על סך של כ- 4.1 מיליארד דולר (100%). לאחר תקופת הרצה ראשונית, החלה ביום 31.12.2019 הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן. ביום 1.1.2020 החלה מכירת גז טבעי ממאגר לווייתן לירדן תחת ההסכם עם NEPCO (כמפורט בסעיף 7.11.3(ב) להלן), וביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן למצרים תחת ההסכם עם בלו אושן (כמפורט בסעיף 7.11.3(ג) להלן).

בחודש יוני 2023 חוברה באר הפקה נוספת, חמישית, לווייתן-8, למערכת ההפקה התת-ימית הקיימת של פרויקט לווייתן והחלה ההפקה ממנה, בהתאם ללוחות הזמנים ובמסגרת התקציב. בנוסף, על מנת להגדיל את יכולת הפקת הגז לכ- 14 BCM בשנה, החל ממחצית שנת 2025, קיבלו השותפים בפרויקט לווייתן ביום 29.6.2023 החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע פרויקט במסגרתו יונח צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה, וישודרגו מערכות על גבי הפלטפורמה (להלן: "**פרויקט הצינור השלישי**"), בתקציב כולל של כ- 568 מיליון דולר (100%), חלק השותפות כ- 258 מיליון דולר). בכונת השותפות לממן את חלקה בתקציב פרויקט הצינור השלישי ממקורותיה העצמיים ותזרימי המזומנים השוטפים שלה.

2. שלב 1ב' – צפוי לכלול, בין היתר, 3 בארות הפקה נוספות, ככל שיידרש, מערכות תת-ימיות נלוות והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה באופן שיגדיל את יכולת הפקת הגז הכוללת של המערכת לסך כולל של עד לכ- 21 BCM לשנה.

נכון למועד אישור הדוח, מקדמים שותפי לווייתן את פיתוח שלב 1ב' כאמור לעיל במטרה לקבל החלטת השקעה סופית (FID). תוכנית זו כוללת הרחבה מודולרית של תשתיות להזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן, כאמור לעיל, ועשויה לכלול גם הנחת צינור

הולכה תת-ימי רביעי מהשדה לפלטפורמה (להלן: "**הצינור הרביעי**"), שתאפשר יכולת הפקה יומית מקסימלית של כ- MCMCF 2,350 (כ- 21 BCM לשנה) ואספקה לצרכנים במשק המקומי ובשוק האזורי, ובראשם לשוק המצרי ולשוקי LNG (לפרטים ראו סעיף 7.16.2 להלן).

(ג) במכתב האישור של תוכנית הפיתוח 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- TCF 17.6. 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 בפרויקט לווייתן העבירה ומעבירה לממונה על ענייני הנפט מסד נתונים מקיף, המתעדכן מעת לעת, הכולל, בין היתר, נתונים מקידוחים, תוצרים סייסמיים ובכלל זה תוצרי העיבוד מחדש של הסקרים הסייסמיים, תוצרי מיפוי וניתוח היקף המאגר ותכונותיו בין היתר 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 ויועציו בנוגע לעדכון הערכת המשאבים במאגר לווייתן. יחד עם זאת, יודגש כי ביחס לכל הכמויות המצוינות בהסכמי הייצוא הקיימים ניתנו רישיונות יצוא. בנוסף, להערכת השותפות ובהינתן החלטות הממשלה לעניין יצוא גז טבעי, גם הכמות הניתנת להפקה על-פי חוות דעת הממונה על ענייני הנפט מספקת לשם התקשרות בהסכמי יצוא נוספים הנדרשים לצורך יישום התוכנית להרחבת פרויקט לווייתן.

(ד) בימים 21.6.2023 ו- 21.12.2023 העבירו השותפים בפרויקט לווייתן לממונה על ענייני הנפט פניה עקרונית לאישור הגדלה של היקף יצוא הגז הטבעי המופק מפרויקט לווייתן, בהתאם להחלטת הממשלה החלה על יצוא הגז ממאגר לווייתן, באמצעות צנרת אזורית, קיימת ועתידית, או באמצעות מתקן צף להנזלת גז טבעי (FLNG), וזאת לצד הגדלת היקפי הגז הטבעי שיוזרמו מפרויקט לווייתן למשק המקומי. נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבלה ממשרד האנרגיה תשובה



רשמית לפניית השותפות, ואין ודאות כי תאושר, וככל שתאושר, באילו תנאים.

(ה) במסגרת קידום שלב ב' אישרו שותפי לווייתן בשנים 2023 ו- 2024 בהתאם להסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement) תקציבים בסך כולל של כ- 44.9 וכ- 19.9 מיליון דולר (100%), בהתאמה, לביצוע והשלמת Pre-FEED של החלופות לביצוע ההרחבה של מערכת ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות הקמת תשתיות תת-ימיות, חיבור בארות הפקה נוספות וביצוע השינויים הנדרשים על הפלטפורמה. נכון למועד אישור הדוח, הסתיים שלב ה- Pre-FEED, ולהערכת המפעילה תחילת ה- FEED צפויה באמצע שנת 2024.

נוסף לכך, אישרו שותפי לווייתן בשנים האמורות תקציבים בסך כולל של כ- 51.5 וכ- 11.4 מיליון דולר (100%), בהתאמה, לצורך ביצוע Pre-FEED לבחינת החלופות השונות לייצוא הגז הטבעי, בין היתר, באמצעות הקמת מתקן FLNG. בקשר לכך יצוין כי, במסגרת בחינה של אפשרות הקמת מתקן FLNG התקבלו אינדיקציות המצביעות על שינוי מהותי בהערכת העלויות להקמת מתקן FLNG, ולכן בכוונת שותפי לווייתן לבחון במהלך שנת 2024 אפשרויות נוספות להקמת מתקן FLNG, בין היתר, נוכח האפשרות להרחבה מודולרית של פרויקט לווייתן.

(ו) להערכת המפעילה בפרויקט לווייתן, בטרם ביצוע ה- FEED, העלות המשוערת של שלב ב' (ללא עלויות הצינור הרביעי ומתקן FLNG, ככל שיוחלט לאשרם) מוערכת בכ- 2.4 מיליארד דולר (100%). ככל שתתקבל החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב ב' במהלך המחצית הראשונה של שנת 2025, לוח הזמנים המשוער להפקת גז ראשון (First Gas) צפוי להיות בתקופה שבין מחצית שנת 2028 לבין מחצית שנת 2029.

(ז) במהלך שנות פעילות הפרויקט יידרשו קידוחי הפקה נוספים שיאפשרו הפקה בהיקף הנדרש ובהתאם לרמת יתירות מערכת ההפקה והבארות בשדה המוגדרת מעת לעת על-ידי שותפי לווייתן.

**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) ומועדי השלמה של שלבי התכנון ההנדסי, עלויות הנחת הצינור השלישי, העלות המשוערת של שלב ב', ולמועד ההפעלה האפשרי של פרויקט הצינור השלישי, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך. המידע האמור מבוסס על הערכות והשערות של השותפות והמפעילה במאגר לווייתן, בהתבסס**

על מגוון גורמים שאינם בשליטת השותפות או שעשויים להשתנות, וביניהם התוכנית שגיבשה להנחת הצינור השלישי, וזאת ביחס לעלויות, ללוחות הזמנים ולעצם ביצועה של התוכנית כאמור, תוכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, האפשרות לקבלת אישורים רגולטוריים, נתונים משוערים של זמינות ציוד, שירותים ועלויות, ניסיון העבר, ועל מידע גיאולוגי, גיאופיסי, טכני-הנדסי ואחר שנצבר, בין היתר, מהיקף ההפקה ממאגר לויתן ומהסקר הסייסמי שבוצע בשטח חזקות לויתן. כמו כן, הערכת השותפות ביחס למועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית (FID) מבוססת על מידע שהתקבל מיתר שותפי לויתן, והיא תלויה, בין היתר, בקבלת ההחלטות המתאימות על-ידי שותפי לויתן. 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 לויתן ו/או מגורמים בלתי צפויים הקשורים בחיפושים, הפקה ושיווק של נפט וגז טבעי ו/או כתוצאה מהתקדמות פיתוח מאגר לויתן עד להשלמתו ו/או התקיימות של אחד או יותר מגורמי הסיכון הכרוכים בפעילותה של השותפות, לרבות כמפורט בסעיף 7.29 להלן.

7.2.6 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בחזקות לויתן

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

<u>הסברים</u>	<u>שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה</u>	<u>שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר ההשקעה</u>	<u>אחוז לפני החזר ההשקעה</u>	<u>שיעור השתתפות</u>
					בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

7.2.7 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מחזקות לויתן

<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>	<u>אחוז לאחר החזר ההשקעה</u>	<u>אחוז לפני החזר ההשקעה</u>	<u>פריט</u>
	100%	100%	הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט
<b>פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:</b>			
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 על פי הבאר לזכויות נפט בים, ראו סעיף 7.23.7(ג) להלן.	(12.50%)	(12.50%)	המדינה
	87.5%	87.5%	הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט
	45.34%	45.34%	חלק המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשר) (בשרשר)
	39.67%	39.67%	סה"כ שיעורם של

<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>	<u>אחוז לאחר החזר ההשקעה</u>	<u>אחוז לפני החזר ההשקעה</u>	<u>פריט</u>
			מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
<b>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):</b>			
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. <sup>34</sup> אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה בפרויקט ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.25.8(ב) להלן.	(4.30%)	(2.04%)	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים
	35.37%	37.63%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט

7.2.8 שיעור השתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות

חיפושים, פיתוח והפקה בחזקות לווייתן

<sup>34</sup> הצדדים הזכאים לתמלוגים הם חברה בת בבעלות מלאה של דלק אנרגיה ואחרים שאינם צדדים קשורים.

<b>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</b>	<b>אחוז</b>	<b>פריט</b>
	100%	הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)
<b>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:</b>		
שיעור של 1% בגין הוצאותיו העקיפות של המפעיל מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח והפקה, בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק.	4%-1%	המפעיל
שיעור של 4%-1% בגין הוצאות חיפוש, כאשר שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. 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)
<b>פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):</b>		
	47.15%-45.79%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

7.2.9 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפוש בנכס הנפט (באלפי

דולר)

<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)</u>	<u>פריט</u>
כ- 867	-	כ- 114,614	<b>תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021</b>
כ- 1,273	-	כ- 179,458	<b>תקציב שהושקע בפועל בשנת 2022</b>
כ- 1,744	-	כ- 248,111	<b>תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023</b>

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 31.12.2023, ראו דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לווייתן המצ"ב **כנספח ב'** לפרק זה (להלן: "דוח המשאבים בפרויקט לווייתן"). מצ"ב **כנספח 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: "דוח 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 31.12.2023 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 החלטות 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**") המקנה זכויות חיפוש, הערכה, פיתוח והפקה של נפט ו/או גז בשטח המים הכלכליים של רפובליקת קפריסין בשטח הידוע כבלוק 12 (להלן: "**בלוק 12**") וברישיון חיפוש על-פי הסכם הזיכיון (להלן בסעיף זה: "**רישיון החיפוש**").

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

בהמשך לכך, ביום 9.11.2022 נחתם תיקון נוסף להסכם הזיכיון (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. לפרטים אודות ביצוע קידוח A-3, אשר הסתיים בחודש יולי 2023, ראו סעיף 7.3.3(ב) להלן. 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 7.29.37 להלן.

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. <sup>35</sup>
שטח:	כ- 386 קמ"ר.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) שניתן בכפוף להסכם הזיכיון.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	7.11.2019.
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	7.11.2044.
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	7.11.2044 (25 שנה מיום הענקת הרישיון).
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	ניתן להאריך ב- 10 שנים נוספות.
ציון שם המפעיל (OPERATOR):	שברון קפריסין.
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ שברון קפריסין (35%).</li> <li>▪ BG Cyprus (35%). למיטב ידיעת השותפות, BG Cyprus הינה חברת בת (בשרשור) של Royal Dutch Shell Plc. (להלן: "Shell"), חברת אנרגיה העוסקת בכל תחומי הפעילות של תעשיית הגז והנפט הפועלת ביותר מ- 70 מדינות בעולם.<sup>36</sup></li> <li>▪ השותפות (30%).</li> </ul>

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון	22.1.2009. ביום 11.2.2013 ניתן אישור

<sup>35</sup> 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 ויקבע את חלוקתו בין שטחי המים הכלכליים של ישראל וקפריסין. ראו בכתובת: [https://www.gov.il/he/departments/news/press\\_110422](https://www.gov.il/he/departments/news/press_110422). למיטב ידיעת השותפות, ביום 29.1.2024 התקיימה שיחה בין שרי האנרגיה של ישראל וקפריסין, במסגרתה סוכם על הגברת המאמצים בין הממשלות לפתרון הנושא בהקדם האפשרי.

<sup>36</sup> פרטים נוספים אודות Shell זמינים באתר האינטרנט: <https://www.shell.com/about-us/who-we-are.html>.

<b>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט</b>	
<p>הרשויות בקפריסין להעברת הזכויות בהסכם הזיכיון וברישיון החיפוש לשותפות.</p>	<p><b>תאריך הרכישה:</b></p>
<p>השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 30% ברישיון.</p>	<p><b>תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:</b></p>
<p>לפרטים ראו סעיף 7.3.8 להלן.</p>	<p><b>ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:</b></p>
<p>כ- 47,228 אלפי דולר.</p>	<p><b>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):</b></p>

### 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 מחויבות השותפים להשלמת הקידוח כאמור עד לחודש אוגוסט 2023. לפרטים אודות ביצוע קידוח A-3 ראו פסקה (ב) להלן.

2. השלמת ה- 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).

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, קרי עד לחודש נובמבר 2025. לפרטים נוספים אודות אבן הדרך לביצוע ה- FEED (להלן: "אבן הדרך לביצוע ה- FEED"), ראו בסעיף 7.3.11 להלן.

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

#### (ב) קידוח A-3

בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון, ביום 15.9.2022 אישרו השותפים תקציב לביצוע הקידוח A-3 בסך של 130 מיליון דולר (100%). קידוח A-3 הוא קידוח הערכה שתכליתו לאשש את הערכות המפעילה והשותפות לגבי טיב המאגר והיקפו,

ואשר מיועד לשמש בעתיד כבאר הפקה. לפרטים נוספים אודות ההחלטה על ביצוע הקידוח, ראו דוח מידי של השותפות מיום 18.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-118267), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. קידוח A-3 החל בחודש מאי 2023, והסתיים בחודש יולי 2023, בהתאם ללוחות הזמנים ובמסגרת התקציב. לפרטים אודות דוח מעודכן של המשאבים המיוחסים למאגר אפרודיטה שפורסם לאחר השלמת קידוח A-3, ראו סעיף 7.3.12 להלן.

**(ג) תשלומים לרפובליקת קפריסין**

1. רפובליקת קפריסין זכאית לקבל בונוסים חד פעמיים מבעלי הזכויות בבלוק 12 בהתקיים אבני דרך ביחס לקצב ההפקה היומי הממוצע לתקופה רצופה בת 30 ימים, העשויים להסתכם לסך של 9 מיליון דולר (100%).

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 בבלוק 12 יחלקו את הנפט המופק (לאחר קיזוז הוצאות כמפורט להלן) עם רפובליקת קפריסין בהתאם לקצב ההפקה היומי הממוצע של הנפט, ככל שיופק כדלקמן:<sup>37</sup>

<b>מחיר לחבית (בדולר)</b>			<b>תפוקה יומית ממוצעת</b> <sup>38</sup> <b>(בחביות)</b>
מעל 100	מ- 50.01 ועד 100	עד 50	
<b>חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)</b>			
65%	63%	60%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הנמוך מ- 50,000 (כולל)
72%	67%	63%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת מ- 50,001 ועד 100,000 (כולל)
80%	75%	70%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת מ- 100,001 ועד 150,000 (כולל)
83%	80%	77%	עבור החלק בתפוקה

<sup>37</sup> יצוין כי, מנגנון חלוקת הנפט לא תוקן במסגרת התיקונים להסכם הזיכיון.  
<sup>38</sup> החישוב מתבצע באופן פרוגרסיבי בהתאם למדרגות המפורטות בטבלה.

<b>מחיר לחבית (בדולר)</b>			<b>תפוקה יומית ממוצעת</b> <b><sup>38</sup>(בחביות)</b>
			<b>היומית הממוצעת מ- 150,001 ועד 200,000 (כולל)</b>
85%	85%	83%	<b>עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הגבוה מ- 200,000</b>

(ה) חלוקת גז טבעי

1. 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).

2. לאחר התיקון הראשון להסכם הזיכיון נקבע מנגנון חדש לחלוקת התפוקה של הגז הטבעי, המבוסס על מקדם מסוג R-פקטור. על-פי המנגנון האמור, השותפים יהיו זכאים ל- 55% מההכנסות השנתיות שתנבענה מתפוקת הגז הטבעי, עד לכיסוי כל ההוצאות ההוניות והשוטפות המוכרות שלהם (להלן: "**התפוקה לכיסוי הוצאות**"), ואילו היתרה (להלן: "**התפוקה לחלוקה**") תתחלק בין השותפים 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 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 ההוצאות 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**")<sup>39</sup> בשיעור של עד 55% מסך ההכנסות מהגז שיופק ועד 49% מסך ההכנסות מהנפט שיופק (להלן: "**תפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות**"). במקרה בו ההוצאות יהיו גבוהות מהתפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות, כל עודף יועבר לשנה הבאה עד לכיסוי מלא של ההוצאות או עד לסיום הסכם הזיכיון. הוצאה שלא כוסתה במועד סיום הסכם הזיכיון לא תוחזר.

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

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

(ט) תשלום חלקה של רפובליקת קפריסין בגז ו/או הנפט המופק מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שהיה על בעלי הזכויות לשלם לרפובליקת קפריסין. (י) כמו כן, רשאית רפובליקת קפריסין, תוך מתן הודעה מוקדמת בכתב, לחייב את בעלי הזכויות בבלוק 12 למכור לה גז מהתפוקה שאינה מיועדת לכיסוי החזר הוצאות בכפוף לעמידת בעלי הזכויות בבלוק 12 בהתחייבויותיהם על-פי הסכמים לאספקת גז טבעי, ככל שיחתמו.

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

(יב) ביטול הסכם הזיכיון

בכפוף לתנאים מסוימים הכוללים, בין היתר, נסיבות של כוח עליון, רפובליקת קפריסין רשאית לבטל את הסכם הזיכיון (וביחד עמו גם את הרישיון) בהתקיים אחת מעילות הביטול הבאות: (1) הפרת הוראות החוק הקפריסאי והתקנות

<sup>39</sup> 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.



שפורסמו על-פי; (2) פיגור בתשלום לרפובליקת קפריסין במשך 3 חודשים רצופים; (3) לאחר התקיימות אבן הדרך בנוגע ל- FID, הפסקת עבודות הפיתוח במשך 6 חודשים רצופים; (4) לאחר תחילת ההפקה, הפסקת ההפקה למשך חודשיים רצופים או שיבוש בהפקה במשך 6 חודשים רצופים עקב סיבה שלא אושרה על-ידי רפובליקת קפריסין; (5) בעל הזיכיון לא קיים החלטת בוררות או קביעה מומחה שניתנו לפי הוראות ההסכם; (6) אירוע של פשיטת רגל, הסדר נושים, כינוס נכסים של אחד השותפים או של חברת האם שלו או כל מקרה אחר שיביא לפגיעה ביכולות הפיננסיות או הטכניות של אחד השותפים לעמוד בהתחייבויותיו לפי ההסכם; (7) כל אירוע אחר שאינו נכלל בפסקה (6) לעיל, הגורע באופן מהותי מהיכולות הפיננסיות או הטכניות של בעל הזיכיון לעומת היכולות שהיו לו במועד הענקת הזיכיון, וצפוי להביא לכך שלבעל הזיכיון לא יהיו עוד היכולות הטכניות או הפיננסיות לקיים את התחייבויותיו על-פי ההסכם; (8) אי עמידה באבן דרך שנקבעה בתנאי הזיכיון ו- (9) אי עמידה בחובה להעמיד את הערבויות הנדרשות לפי תנאי הזיכיון.

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

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

(יג) 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.

#### (יד) מתן ערבות ביצוע לרפובליקת קפריסין

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

## 7.3.4 פעולות בשטחי בלוק 12 שבוצעו לפני שהשותפות החזיקה בנכס הנפט

<u>תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה</u>	<u>תיאור תמציתי של הפעולה</u>	<u>תקופה בה הפעולה בוצעה</u>	<u>זהות מבצע הפעולה</u>
-	הכנות לביצוע קידוח הניסיון "אפרודיטה 1-A", ביצוע הקידוח האמור וכן ניתוח של תוצאות הקידוח והכנה לקראת ביצוע קידוח הערכה. <sup>40</sup>	2011-2012	שברון קפריסין

## 7.3.5 עמידה בתנאי תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12

עד למועד אישור הדוח, תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12 קוימה במלואה, למעט בקשר עם אבן הדרך לביצוע ה- FEED, כמפורט בסעיף 7.3.11 להלן.

## 7.3.6 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בבלוק 12

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בנכס הנפט מיום 1.1.2021 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

<u>פרויקט בלוק 12</u>			
<u>תקופה</u>	<u>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</u>	<u>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)<sup>41</sup></u>	<u>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</u>
<b>2021</b>	• תכנון קידוח הערכה, אשר יוסב, ככל שיידרש, לקידוח הפקה.	כ- 2,013	כ- 604
	• בחינת אפשרויות מסחור הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה.	כ- 6,935	כ- 2,080
	• פעולות שונות נוספות, לרבות: ניתוח גיאולוגי של נתונים ועדכון המודל הגיאולוגי, ניתוח טכני וכלכלי של הפרוספקטים בשטח הרישיון.	כ- 221	כ- 66
<b>2022</b>	• הכנות לביצוע קידוח A-3.	כ- 11,722	כ- 3,517
	• בחינת האפשרות לקבלת החלטת השקעה ביחס לחלופות לפיתוח מאגר אפרודיטה.	כ- 7,076	כ- 2,123
	• פעולות שונות נוספות, לרבות: ניתוח גיאולוגי של נתונים ועדכון המודל הגיאולוגי, ניתוח טכני וכלכלי של	כ- 195	כ- 58

<sup>40</sup> ביום 2.10.2013 הסתיים קידוח הערכה "אפרודיטה A-2" אשר החל ביום 7.6.2013.  
<sup>41</sup> הסכומים לשנים 2021-2023 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

<b>פרויקט בלוק 12</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)<sup>41</sup></b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
	הפרוספקטים בשטח הרישיון וחלופות למסחור הגז הטבעי שיופק מהמאגר ביצוע קידוח A-3.	כ- 85,871	כ- 25,761
<b>2023</b>	• עדכון תוכנית הפיתוח וקידום פעולות לקבלת אישור ממשלת קפריסין.	כ- 11,042	כ- 3,313
	• פעולות שונות נוספות, לרבות: ניתוח גיאולוגי של נתונים ועדכון המודל הגיאולוגי, ניתוח טכני וכלכלי של הפרוספקטים בשטח הרישיון וחלופות למסחור הגז הטבעי שיופק מהמאגר.	כ- 200	כ- 60
<b>2024</b> <b>ואילך<sup>42</sup></b>	• המשך בחינת חלופות לפיתוח מאגר אפרודיטה, עדכון ואישור תכנית הפיתוח, ביצוע Pre-FEED ו- FEED, לקראת קבלת החלטת השקעה סופית (FID).	כ- 20,118	כ- 6,035
	• פעולות שונות נוספות, לרבות: ניתוח גיאולוגי של נתונים ועדכון המודל הגיאולוגי, וניתוח טכני וכלכלי של הפרוספקטים בשטח הרישיון.		

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 המתבססות כולן על הערכות שקיבלה השותפות מהמפעילה. ביצוע תוכנית העבודה בפועל לרבות לוחות זמנים ועלויות כפוף לאישור השותפים ועשוי להיות שונה מהותית מההערכות לעיל והוא מותנה, בין היתר, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

<sup>42</sup> נכון למועד אישור הדוח, מתוך התקציבים כאמור, אושר על-ידי השותפים בבלוק 12 תקציב זמני לשנת 2024 בסך של כ- 29 מיליון דולר (100%), אשר יעודכן בהמשך בהתאם להסכמות אליהן יגיעו השותפים במאגר אפרודיטה עם ממשלת קפריסין. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.3.11 להלן.

7.3.7 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בבלוק 12

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

7.3.8 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מבלוק 12 בטבלה שלהלן מובאים פרטים אודות שיעור ההשתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות מההכנסות שתנבענה בגין גז טבעי שיופק מנכס הנפט, ככל שתהיינה, בהתאם למנגנון החלוקה החדש, על-פי 4 תרחישים תיאורטיים בלבד לפיהם נקבע מקדם ה-R-פקטור על 1, 1.5, 2 ו-2.5. יודגש כי, הנתונים בטבלה שלהלן מבוססים על תחשיבים שבוצעו על-פי הערכות והנחות עבודה שונות, בין היתר בנוגע לקצב ההפקה של הגז הטבעי מהמאגר ומכירתו, עלויות הפיתוח של המאגר והמתקנים, 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%	<b>סך ההכנסות מתפוקת הגז הטבעי</b>
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%	<b>חלק רפובליקת קפריסין בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי</b>
	32.5%	49.25%	78.25%	84.25%	<b>חלק השותפים בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי</b>
	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	<b>שיעור ההחזקה של השותפות בנכס הנפט</b>
	9.75%	14.78%	23.48%	25.28%	<b>חלק השותפות בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי, לפני תשלום תמלוגי-על</b>
הצדדים הזכאים לתמלוגים הם דלק אנרגיה, קבוצת דלק, ואחרים שאינם צדדים קשורים. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.25.8 להלן. יצוין כי, הנתונים	0.93%	1.40%	2.23%	1.14%	<b>תשלום תמלוגי-על לגורמים שונים</b>

הערות	R-פקטור 2.5	R-פקטור 2	R-פקטור 1.5	R-פקטור 1	
המפורטים בטבלה זו חושבו בהתאם לעמדת השותפות, לפיה תמלוגי העל בבלוק 12 חלים ביחס לחלקה של השותפות בתפוקת הגז הטבעי, כלומר לאחר ניכוי חלק המדינה בתפוקה (זאת בניגוד לתמלוגי העל מנכסי הנפט בישראל, שחלים ביחס לחלקה של השותפות בתפוקה לפני תשלום תמלוגי המדינה לפי חוק הנפט).					
	8.82%	13.38%	21.25%	24.14%	<b>שיעור ההשתתפות האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי</b>

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 בבלוק 12

<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>	<u>אחוז</u>	<u>פריט</u>
	100%	<b>הוצאות תיאורטיות</b>



<b>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</b>	<b>אחוז</b>	<b>פריט</b>
		של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)
<b>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:</b>		
שיעור של 1.5% בגין הוצאותיה העקיפות של המפעילה מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח, <sup>43</sup> בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק. שיעור של 1%-4% מתייחס להוצאות חיפוש. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעילה והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המשולמות למפעילה. שיעור התשלום למפעילה יורד עם עליית הוצאות החיפוש.	4%-1%	המפעילה
	104%-101%	סה"כ הוצאות 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)
<b>פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):</b>		
	31.2%-30.3%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש,

<sup>43</sup> יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, טרם סוכם השיעור כאמור בקשר עם פעולות ההפקה.

<u>פריט</u>	<u>אחז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
פיתוח או הפקה בנכס הנפט		

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

<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט<sup>44</sup></u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021	כ- 3,678	כ- 55	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2022	כ- 6,597	כ- 100	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023	כ- 30,370	כ- 448	-

7.3.11 תוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה ואבן הדרך לביצוע ה- FEED

תוכנית הפיתוח של מאגר אפרודיטה, כפי שאושרה על-ידי ממשלת קפריסין ביום 7.11.2019, כוללת הקמת מתקן טיפול והפקה צף בשטח הרישיון, בעל יכולת הפקה מקסימלית של כ- 800 MMCF ליום (להלן: "**מתקן ההפקה הצף**"), באמצעות 5 בארות הפקה ראשונות ומערך הולכה תת-ימי לשוק המצרי (להלן: "**התוכנית המאושרת**").

בהמשך לבחינה שביצעו השותפים במאגר אפרודיטה של חלופות פיתוח נוספות, במטרה להפחית את עלויות הפיתוח ולקצר את לוחות הזמנים לתחילת הפקת הגז מהמאגר, בין היתר על-ידי שילוב עם מתקנים קיימים ו/או תוכניות פיתוח של נכסים סמוכים במצרים, הגישו השותפים ביום 31.5.2023 לאישור ממשלת קפריסין תוכנית מעודכנת לפיתוח המאגר, הכוללת שינוי במתווה תוכנית הפיתוח וההפקה המאושרת, לפיו הפקת הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה והטיפול בו יעשו באמצעות הקמת צנרת תת-ימית וחיבורה לתשתית ימית ויבשתית קיימת במצרים, וזאת חלף הקמת מתקן הפקה צף מעל המאגר, אשר נכלל בתוכנית המאושרת (להלן: "**תוכנית השינויים**"). אולם, ממשלת קפריסין החליטה שלא לאשר את תוכנית השינויים, בין היתר, כי זו צפויה, לטענת ממשלת קפריסין, להגדיל את המורכבות הטכנית והמסחרית של

44 לרבות עלויות שבגינן אינם משלמים תשלומים למפעיל.

פיתוח המאגר ואינה צפויה להביא ליתרונות אשר נטענו בתוכנית השינויים, ולפיכך נדרשו השותפים לעמוד באבן הדרך לביצוע ה- FEED אשר נקבעה בהסכם הזיכיון ליום 7.11.2023 בהתאם לתוכנית המאושרת, ובכלל זאת הקמת מתקן ההפקה הצף בשטח המאגר.

במסגרת פגישות וחלופות מכתבים שהתקיימו עם ממשלת קפריסין, אישר שר האנרגיה בממשלת קפריסין לשותפים להגיש לאישורו עד ליום 31.3.2024 הצעה לתוכנית פיתוח מיטבית, כך שאם וככל שהשר יאשרה, אזי יידחה המועד לעמידה באבן הדרך לפי שיקול דעת השר, וכן הבהיר השר לשותפים כי רפובליקת קפריסין שומרת על כל זכויותיה לפי הסכם הזיכיון בקשר להפרת אבן הדרך לביצוע ה- FEED. כמפורט בסעיף 7.3.3 לעיל, אי עמידה באבן דרך שנקבעה בתנאי הזיכיון עשויה, בכפוף לתנאים מסוימים, להקנות לממשלת קפריסין עילה לביטול הסכם הזיכיון והרישיון.

נכון למועד אישור הדוח, ממשיכה ומנהלת המפעילה דיונים עם ממשלת קפריסין בנוגע לתוכנית פיתוח מיטבית למאגר, לרבות בקשר עם בחינה מחדש של דרישת ממשלת קפריסין להקמת מתקן ההפקה הצף ובקשר ללוחות הזמנים לעמידה באבן הדרך לביצוע ה- FEED, אך אין כל בטחון שממשלת קפריסין תאשר שינויים כלשהם בפרטי התוכנית המאושרת ובמקרה כאמור עלולה הממשלה לנקוט בסנקציות כנגד השותפים בהתאם להוראות הסכם הזיכיון. לפרטים אודות תנאים בקשר עם ביטול הסכם הזיכיון, ראו סעיף 7.3.3(יב) לעיל.

בהתאם להערכת המפעילה, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות היתכנות טכניות-כלכליות, לרבות ביצוע ה- FEED, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח המאושרת, הכוללת הקמה של מתקן הפקה צף מעל המאגר, לרבות עלות התקנת הצינורות אל שווקי היעד, הוערכה בשנת 2022 בכ- 3.6 מיליארד דולר (100%). יודגש כי, גיבוש תוכנית הפיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לעדכון תוכנית הפיתוח המאושרת, לביצוע 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 2028.

### 7.3.12 משאבים מותנים ומנובאים המיוחסים לנכס הנפט בלוק 12 בקפריסין

בעקבות השלמת קידוח ההערכה A-3 פרסמה השותפות ביום 5.9.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-102990) דוח הערכת משאבים מותנים ומנובאים שנערך

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

**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 32א 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 במתקנים.<sup>45</sup>

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

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

עם קבלת כל האישורים הנדרשים, החלה המפעילה במהלך 2021 בהוצאה מכלל שימוש (decommissioning) של כלל מתקני הפרויקט, למעט הפלטפורמה. במקביל, מתקיים דיון אודות שימושים עתידיים אפשריים ו/או הוצאה מכלל שימוש של פלטפורמת ים תטיס וזאת בשים לב לזיקה המתקיימת בין מתקני פרויקט ים תטיס לבין ההפקה מפרויקט תמר. תקציב ההוצאה מכלל שימוש של מתקני ים תטיס, למעט הפלטפורמה ומתקן הקבלה החופי, כפי שאושר על-ידי שותפי פרויקט ים תטיס, נכון למועד אישור הדוח, הוא בסך של כ- 277 מיליון דולר (100%).

לפרטים אודות טיוטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה להערות הציבור, ראו סעיף 7.23.9 להלן.

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

#### 7.4.2 פרטים כלליים

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

<sup>45</sup> 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.

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט: חזקת אשקלון – 10.6.2032 חזקת נועה – 31.1.2030	
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט: -	
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט: חזקת אשקלון – 10.6.2032 חזקת נועה – 31.1.2030	
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת 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"> <li>▪ השותפות (48.50%).</li> <li>▪ שברון (47.059%).</li> <li>▪ קבוצת דלק (4.441%).</li> </ul>	

7.4.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט ים תטיס

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת נועה ובחזקת אשקלון מיום 1.1.2021 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

<b>פרויקט ים תטיס</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)<sup>46</sup></b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
<b>2021</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• תחילת אטימה ונטישה ( plugging and abandonment) של בארות ההפקה של הפרויקט, והוצאה מכלל שימוש של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט.</li> <li>• פעולות שונות נוספות, לרבות: תפעול ותחזוקה שוטפים, לרבות בחינת שימושים אפשריים בתשתיות הקיימות של הפרויקט.</li> </ul>	כ- 141,470	כ- 68,613
<b>2022</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• המשך אטימה ונטישה של בארות ההפקה של הפרויקט, והוצאה מכלל שימוש של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט.</li> <li>• פעולות שונות נוספות, לרבות בחינת שימושים אפשריים</li> </ul>	כ- 106,550	כ- 51,677

<sup>46</sup> הסכומים לשנים 2021-2023 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

<b>פרויקט ים תטיס</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)<sup>46</sup></b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
	בתשתיות הקיימות של הפרויקט.		
<b>2023</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>סיום אטימה ונטישה של בארות ההפקה של הפרויקט והמשך הוצאה מכלל שימוש של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט.</li> </ul>	כ- 15,906	כ- 7,715
	<ul style="list-style-type: none"> <li>פעולות שונות נוספות, לרבות בחינת שימושים אפשריים בתשתיות הקיימות של הפרויקט.</li> </ul>		
<b>2024 ואילך<sup>47</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>סיום הוצאה מכלל שימוש של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט.</li> </ul>	כ- 3,460	כ- 1,678
	<ul style="list-style-type: none"> <li>ערכת סקרים של שלמות הנדסית (asset integrity) בהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט עד לשנת 2029.</li> </ul>	כ- 1,500	כ- 728
	<ul style="list-style-type: none"> <li>הוצאה מכלל שימוש של הפלטפורמה ושל הצנרת התת-ימית בתום השימוש בהן, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט.</li> </ul>	כ- 109,002	כ- 52,866
	<ul style="list-style-type: none"> <li>הוצאה מכלל שימוש של מתקן הקבלה היבשתי בתום השימוש בו, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט.</li> </ul>	כ- 8,843	כ- 4,288
	<ul style="list-style-type: none"> <li>פעולות שונות נוספות, לרבות בחינת שימושים אפשריים בתשתיות הקיימות של הפרויקט.</li> </ul>		

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 המתבססות 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,

<sup>47</sup> נכון למועד אישור הדוח, מתוך התקציבים כאמור, אושר על-ידי שותפי ים תטיס תקציב לסיום הוצאה מכלל שימוש של מתקנים תת-ימיים, כמפורט בטבלה לעיל.



**ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.****זכות לתמלוגי-על מחזקות תנין וכריש 7.5****7.5.1 רקע**

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

**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 ושברון בתוספת תמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות. לאחר התקיימות כל התנאים המתלים, ביום 26.12.2016 הושלמה העסקה והועברו מלוא הזכויות (למעט בקשר עם יצוא גז טבעי מישראל) בחזקות לאנרג'יאן ישראל. לפרטים אודות ההסכם כאמור, ראו סעיף 7.25.9 להלן.

נכון ליום 31.12.2023, רואה השותפות בתמלוג-העל מחזקות תנין ובתמלוג-העל מחזקות 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 לכלל נכסי הנפט של השותפות; ו- (ב) הערך הנוכחי של תזרימי המזומנים המיוחסים לתמלוג-העל בחזקות תנין ומתמלוג-העל בחזקות כריש מהווים, בהתאמה, פחות מ- 1% ו- 5% מסך הערך הנוכחי הנקי המיוחס לכלל נכסי הנפט של השותפות הכוללים עתודות או משאבים מותנים.<sup>48</sup> בנוסף, גם מבחינה איכותית יש לראות בנכס כזניח, וזאת לאור העובדה כי זכויות השותפות בחזקות תנין וכריש הינן פסיביות, וכי אין לה יכולת להשפיע על הפעילות בהן.

<sup>48</sup> לצורך חישוב הערך הנוכחי הנקי של התזרימים מנכסי הנפט נלקחו בחשבון שיעורי ההיוון הבאים (אחרי מס): פרויקט לוויטן - 10%; פרויקט אפרודיטה - 13.6%; תמלוג על מחזקות תנין וכריש - 10.88% (לפרטים ראו נספח ב' לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה) וביאור 8 בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)).

לאור סיווגה של טובת ההנאה בחזקות כנכס נפט זניח, מובא להלן תיאור מצומצם של חזקות תנין וכריש.

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
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 - חיפושם 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%).

<b>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט</b>	
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.<sup>49</sup>

במהלך שנת 2018 קיבלה אנרג'יאן החלטת השקעה סופית בנוגע לפיתוח מאגר כריש באמצעות מתקן הפקה ואחסון צף (FPSO). ביום 26.10.2022 דיווחה אנרג'יאן על הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש, וביום 28.10.2022 החלה למכור גז ללקוחותיה.

על-פי נתונים שפרסם משרד האנרגיה, במהלך שנת 2022 שיווקה אנרג'יאן 0.29 BCM גז טבעי שהופק משדה כריש. לפי דיווח אנרג'יאן מחודש ינואר 2024, במהלך שנת 2023 הפיק מאגר כריש כ- 4.4 BCM. כן דיווחה אנרג'יאן כי הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש צפון החלה בסוף חודש פברואר 2024.<sup>50</sup>

כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, הנתונים המעודכנים בנוגע למשאבים המיוחסים למאגרים תנין, כריש וכריש-צפון פורסמו על-ידי אנרג'יאן בחודש מרץ 2023.<sup>51</sup> על-פי דיווח זה, כוללים המאגרים האמורים 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) לפרטים אודות מחלוקת עם אנרג'יאן, אשר הסתיימה בחודש נובמבר 2023, בנוגע לתשלום יתרת התמורה בגין מכירת הזכויות לאנרג'יאן, ראו סעיף 7.26.8 להלן.

(ב) בין אנרג'יאן לשותפות הוחלפו מכתבים בקשר לטענות שהעלתה אנרג'יאן ביחס לזכויות השותפות לקבלת תמלוגים מחזקות תנין

[https://www.gov.il/he/Departments/news/spokesperson\\_development](https://www.gov.il/he/Departments/news/spokesperson_development) 49

<https://www.energean.com/media/5742/karish-north-and-second-gas-export-riser-online-and-new-gspa-signed.pdf> 50

<https://www.energean.com/media/5400/dm-final-report-energean-israel-2022ye.pdf> 51

וכריש. לטענת אנרג'יאן: (א) תמלוג-העל של השותפות אינו חל ביחס למאגר כריש צפון (להבדיל ממאגר כריש); ו- (ב) לא כל הנוזלים הפחממניים שיופקו מחזקת כריש הם בגדר קונדנסט על-פי הסכם המכר הכפוף לחובת תשלום תמלוגים. לעמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, לרבות ממאגר כריש צפון, וכי כלל הנוזלים הפחממניים אשר עתידים להיות מופקים מהמאגרים שבשטח החזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם הכפוף לתמלוגים. עד למועד אישור הדוח, שילמה אנרג'יאן לשותפות תמלוגים בגין הקונדנסט המופק מחזקת כריש, תחת מחאה. על-פי דיווחי אנרג'יאן, הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש צפון החלה בסוף חודש פברואר 2024.

**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 1.1.2021 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:

<b>חזקות תנין וכריש</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)</b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
<b>2021</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח מאגר כריש צפון ולייצור והתקנה של רייזר יצוא שני ומתקן שני לטיפול בנוזלים.</li> </ul>		

<b>חזקות תנין וכריש</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)</b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>המשך עבודות התקנת מערכות ההפקה והטיפול בגז ובקונדנסט על גבי גוף ה-FPSO בסינגפור.</li> </ul>		
<b>2022</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>סיום התקנת והרצת מערכות ההפקה והטיפול בגז ובקונדנסט על גבי גוף ה-FPSO בסינגפור.</li> <li>הפלגה של ה-FPSO על מערכותיו לישראל.</li> <li>השלמת חיבור מערכות ההפקה והרצתן.</li> <li>תחילת הפקה מסחרית מחזקת כריש, תפעול ותחזוקה שוטפים.</li> <li>קידוח באר הערכה ופיתוח בחזקת כריש והשלמת קידוח כריש צפון-1.</li> </ul>		
<b>2023</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>התקנת רייזר יצוא שני, המחבר בין מתקן ההפקה לבין צנרת הייצוא.</li> <li>המשך הפקה מסחרית מחזקת כריש, תפעול ותחזוקה שוטפים.</li> <li>חיבור באר ההפקה בכריש צפון ל-FPSO.</li> </ul>		
<b>2024 ואילך</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>תחילת הפקה מקידוח כריש צפון.</li> <li>המשך פעילות תפעול והפקה מחזקת כריש.</li> <li>התקנה והרצה של מתקן שני לטיפול בנוזלים.</li> <li>קדיחת קידוחי הפקה נוספים בחזקת כריש, ככל שיידרש.</li> <li>פיתוח חזקת תנין, לרבות קדיחת בארות הפקה, ייצור והתקנה של מערכת תת-ימית וחיבורה ל-FPSO. תחילת הפקה מחזקת תנין צפויה, לפי פרסומי אנרג'יאן, בשנת 2030.</li> </ul>		

## 7.6 רישיון החיפוש Boudour Atlantique, הנמצא באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו (להלן: "רישיון בח'דור")

### 7.6.1 רקע

ביום 6.12.2022 חתמה השותפות ביחד עם חברת Adarco Energy Limited<sup>52</sup> (להלן: "אדרקו") על הסכמים בנוגע לפעילות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי ברישיון החיפוש Boudour Atlantique, הנמצא באוקיינוס האטלנטי לחופי מרוקו (להלן בסעיף זה: "נכס הנפט" או "הרישיון"),<sup>53</sup> עם המשרד הלאומי להידרוקרבונים ומכרות של מרוקו (Office National des Hydrocarbures et des Mines, "ONHYM") (להלן בסעיף זה: "ההסכמים"). ההסכמים מקנים, בין היתר, לשותפות ולאדרקו (כל אחת) 37.5% מהזכויות ברישיון, כשיתרת הזכויות ברישיון, בשיעור של 25%, מוקנית ל- ONHYM, בהתאם לאסדרה הקיימת במרוקו. ביום 1.6.2023 חתמה NewMed Energy UK Limited (לשעבר Delek Energy Limited), חברה בת אשר התאגדה באנגליה, בבעלות מלאה של השותפות (להלן: "ניו-מד מרוקו"), על ההסכמים חלף השותפות ונכנסה בנעליה.

כמו כן, מקנים ההסכמים לשותפות, לאדרקו ול- ONHYM זכות לחפש הידרוקרבונים בשטח הרישיון לתקופה בת 8 שנים, בכפוף לעמידה בתוכנית עבודה, הניתנת להארכה במקרה של תגלית. השותפות תשמש כמפעילה ברישיון.

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

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

יצוין כי, בחודש דצמבר 2022 העמידה השותפות לטובת ONHYM ערבות

<sup>52</sup> כפי שנמסר לשותפות על-ידי אדרקו, אדרקו הינה חברה בשליטת מר יריב אלבז (משקיע מרוקאי) ובני משפחתו.

<sup>53</sup> יצוין כי, הרישיון כולל בפועל 17 שטחי רישיונות שונים.

בנקאית בסך של כ- 1.75 מיליון דולר (100%).

עוד 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.

ככל שההסכמים יאושרו על-ידי ממשלת מרוקו 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, תחת ההנחה שההסכמים יאושרו והזכויות בנכס הנפט יוענקו.

7.6.2 פרטים כלליים

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
<b>שם נכס הנפט:</b>	Boujdour Atlantique.
<b>מיקום:</b>	שטח ימי בדרום המים הכלכליים של מרוקו (ראו להלן מפה של נכס הנפט).
<b>שטח:</b>	כ- 33,815 קמ"ר.
<b>סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:</b>	רישיון חיפוש והפקה.
<b>תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:</b>	בהתאם להחלטת משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו.
<b>תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:</b>	בהתאם להחלטת משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו.
<b>תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:</b>	-
<b>תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:</b>	ההסכמים מקנים את הזכות לבצע חיפושי 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 השניה) – שנתיים; הארכה שניה (בכפוף להחלטת השותפות, ובכפוף להתחייבות לתוכנית עבודה של התקופה השלישית) – שלוש שנים וחצי.
<b>ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:</b>	קיימת אפשרות לבקש הארכה מיוחדת במקרה בו נמצאו הידרוקרבונים ויש צורך בשהות נוספת לבחינת כלכליות.
<b>ציון שם המפעיל (OPERATOR):</b>	השותפות.
<b>ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ השותפות – 37.5%</li> <li>▪ אדרקו – 37.5%</li> <li>▪ ONHYM – 25%</li> </ul>
<b>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט</b>	
<b>בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון</b>	-



<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
	<b>תאריך הרכישה:</b>
השותפות תחזיק באמצעות ניו-מד מרוקו ב-37.5% מהזכויות ברישיון	<b>תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:</b>
לפני מועד החזר השקעה - 34.5%; לאחר מועד החזר השקעה - 32.63%.	<b>ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:<sup>54</sup></b>
-	<b>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):</b>

7.6.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברישיון בז'דור

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

<b>רישיון בז'דור</b>			
<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקופה</b>
כ- 3,300	כ- 3,300	<ul style="list-style-type: none"> <li>ניתוח גיאולוגי וגיאופיסי ברישיון לרבות עיבוד מחדש של נתונים סייסמים (2D+3D) ועבודות בהיבטי סביבה, חברה וממשל (Environment, Social and Government), להלן: "ESG".</li> </ul>	30 חודשים מיום הענקת הרישיון
כ- 12,500	כ- 25,000	<ul style="list-style-type: none"> <li>קדיחת קידוח חיפוש ראשון.</li> </ul>	הארכה ראשונה - 24 חודשים מסיום

<sup>54</sup> 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).

<b>רישיון בוז'דור</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)</b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
התקופה הראשונה			
הארכה שניה – 42 חודשים מסיום התקופה השניה	• קדיחת קידוח חיפוש/ הערכה.	כ- 25,000	כ- 12,500

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע בדבר הפעולות המתוכננות ברישיון בוז'דור, לרבות לעניין העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר מבוסס על המידע הקיים אצל השותפות במועד אישור הדוח, וכולל הערכות והשערות של השותפות נכון למועד אישור הדוח. ביצוע תוכנית העבודה בפועל, לרבות לוחות הזמנים והעלויות, עשוי להיות שונה מהותית מהמידע המפורט לעיל, והדבר מותנה, בין היתר, בתנאי השוק, ברגולציה, בנסיבות חיצוניות רבות, ובכלל זאת בצרכים טכניים, ביכולת טכנית, בממצאים חדשים שיתגלו ובכדאיות כלכלית. הענקת רישיון בוז'דור כפופה לאישור משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו, כמפורט לעיל.

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

**7.7.1 רקע**

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

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

השלמת תהליך הנפקת הרישיונות לשותפים, בהתאם להוראות חוק הנפט, התקנות ותנאי ההליך התחרותי, טעונה, בין היתר, העמדת ערבות בסך של 5 מיליון דולר (100%) ותשלום מענק חתימה למשרד האנרגיה בסך של כ- 5 מיליון דולר (100%), עד ליום 28.12.2023.

ביום 18.12.2023 אישרה האסיפה כללית של בעלי היחידות את השתתפות השותפות בפעולות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח הרישיונות. בהתאם, בחודש דצמבר 2023 העמידו השותפים את הערבות וכן שילמו את מענק החתימה, כאמור לעיל.

להערכת השותפות, השלמת תהליך הנפקת הרישיונות לשותפים צפויה במהלך הרבעון השני של שנת 2024.

להלן מובאים פרטים נוספים בדבר הרישיונות. נכון למועד אישור הדוח, רואה השותפות את הרישיונות כנכס נפט זניח ביחס לכלל פעילות השותפות ונכסיה, ולפיכך מובא להלן תיאור מצומצם של הרישיונות, בהתאם למתכונת הגילוי הנדרשת ביחס לנכס נפט זניח. עוד יצוין כי, התיאור המובא להלן מבוסס על ההנחה כי הרישיונות יונפקו לשותפים, כאמור בהודעת הזכייה.

7.7.2 פרטים כלליים

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
<b>שם נכס הנפט:</b>	מקבץ "I" (בלוקים 4, 5, 6, 7, 8 ו-11).
<b>מיקום:</b>	האזור הצפון-מערבי של המים הכלכליים של מדינת ישראל בים התיכון.
<b>שטח:</b>	השטח הכולל של מקבץ הרישיונות הוא 1,677 קמ"ר.
<b>סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:</b>	נכס הנפט כולל 6 רישיונות, בהתאם להוראות חוק הנפט. רישיון מקנה לבעליו, בכפוף להוראות חוק הנפט: (1) זכות לחפש נפט בשטח הרישוי; (2) זכות לערוך, במידה ובתנאים שיקבע המנהל, פעולות חיפוש מחוץ לשטח הרישוי, שיש בהן כדי להעמיד על סיכויי הנפט שבתוך השטח הרישוי; ובכל הנוגע לזכות זו יהיה דינו של בעל הרישיון כדין בעל היתר מוקדם; (3) זכות ייחודית לקדוח קידוחי ניסיון וקידוחי פיתוח בשטח הרישוי ולהפיק ממנו נפט; ו- (4) זכות לקבל חזקה לאחר שהגיע לתגלית בשטח הרישוי.
<b>תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:</b>	טרם הוענקו.
<b>תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:</b>	3 שנים ממועד ההענקה.
<b>תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:</b>	-
<b>תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:</b>	3 שנים ממועד ההענקה.
<b>ציון האם קיימת אפשרות נוספת</b>	בהתאם להוראות חוק הנפט, ניתן להאריך

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
<p>את הרישיון עד ל- 7 שנים מתאריך ההענקה המקורי, עם אפשרות להארכה של עד שנתיים נוספות במקרה של תגלית. SOCAR.</p>	<p><b>להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:</b></p> <p><b>ציון שם המפעיל (OPERATOR):</b></p>
<p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ השותפות – 33.33%;</li> <li>▪ SOCAR – 33.34%, למיטב ידיעת השותפות, בעלת השליטה ב- SOCAR היא ממשלת רפובליקת אזרבייג'ן;</li> <li>▪ BP – 33.33%, למיטב ידיעת השותפות, בעלת השליטה בשרשור של BP היא BP plc, שהיא חברה ציבורית שמניותיה נסחרות בבורסה בלונדון וכן בבורסות בפרנקפורט ובניו יורק, ואין לה בעל שליטה.</li> </ul> </p>	<p><b>ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:</b></p>
<b>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט</b>	
<p>חלק יחסי (33.33%) מבנוס החתימה אשר ישולם למדינה בסך כולל של כ- 5 מיליון דולר (100%).</p>	<p><b>בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:</b></p>
<p>השותפות תחזיק במישרין ב-33.33% מהזכויות ברישיון.</p>	<p><b>תיאור מהות ואופן החזקה של השותפות בנכס הנפט:</b></p>
<p>זכויות השותפות בנכס הנפט כפופות לתשלום תמלוגים למדינת ישראל ולבעלי זכות לתמלוגים הכוללים, בין היתר, את קבוצת דלק, כמפורט בסעיף 7.25.8 להלן. להלן החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט, לאחר ניכוי התמלוגים: לפני מועד החזר השקעה – 27.66%; לאחר מועד החזר השקעה – 26.00%.</p>	<p><b>ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:</b></p>
<p>-</p>	<p><b>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):</b></p>

**7.7.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברישיונות**

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

<b>הרישיונות</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)</b>	<b>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</b>
<b>2024-2026</b>	רכישה, ביצוע ועיבוד של סקרים סיסמיים ועבודות נוספות.	כ- 25,000	כ- 8,333

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

#### 7.8 פעילות שהופסקה

להלן פרטים בדבר נכסי נפט שהפעילות בהם הופסקה בשנים האחרונות:

##### 7.8.1 רישיון ערן

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

מדינת ישראל ולבעלי הזכויות ברישיון ערן מתנהל משא ומתן לגבי האופן בו יוסדרו זכויות המדינה ובעלי הזכויות ברישיון ערן בנושאים נלווים נוספים, אולם נכון למועד אישור הדוח, הצדדים טרם הגיעו לכלל הסכמה בדבר אופן יישום הסדר הגישור, כמפורט לעיל.

## 7.8.2 רישיון אלון D

השותפות החזיקה בעבר כ- 53% מהזכויות ברישיון אלון-D, אשר פקע ביום 21.6.2020, לאחר שבקשות השותפים להארכתו נדחו על-ידי הממונה על ענייני הנפט. ביום 26.11.2023 דחה בית המשפט העליון בשבתו כבג"ץ עתירה שהגישו השותפות ברישיון כנגד שר האנרגיה ואחרים בקשר לזכויותיהן ברישיון אלון D, וקבע כי העותרות אינן זכאיות להארכתו או לחידושו של הרישיון.

על רקע פקיעת רישיון אלון D, השותפות ושברון (להלן בסעיף זה: "**המציעות**"), שהיו השותפות ברישיון, הגישו הצעה במסגרת הליך תחרותי עליו הכריז משרד האנרגיה ביום 23.6.2020, להענקת רישיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבלוק 72, אשר מקיים חפיפה משמעותית בשטחו עם השטח שבו השתרע רישיון אלון D (להלן: "**בלוק 72**"), שהיתה בעלת הניקוד הגבוה ביותר. בהמשך לכך, ביום 10.1.2021 פרסמה ועדת הריכוזיות את המלצתה שלא לאפשר למציעות לזכות בהליך התחרותי נוכח תחרות במשק הגז הטבעי ושיקולי ריכוזיות כלל משקיים. בעקבות זאת, פנו המציעות לממונה על ענייני הנפט בבקשה שלא להתחשב בהמלצת ועדת הריכוזיות באשר הינה חסרה, מתעלמת מעובדות מהותיות ולא מדויקת. נכון למועד אישור הדוח, טרם נתקבלה החלטת הממונה בהליך התחרותי בנוגע לבלוק 72. יצוין כי, חלק משטחו של בלוק 72 מצוי באזור שזכויות החיפוש בו הועברו ללבנון במסגרת ההסכם הימי עם מדינת לבנון, כמפורט להלן.

### ההסכם הימי עם מדינת לבנון

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 נחתם בין מדינת ישראל לקונסורציום החברות הבינלאומיות המחזיקות ברישיון החיפושים בבלוק 9

בלבנון הגובל בבלוק 72 בישראל מסמך עקרונות המתייחס לזכויות הכלכליות של ישראל במקרה של תגלית בבלוק 9. למיטב ידיעת השותפות, בחודש אוקטובר 2023 דיווח הקונסורציום כי בקידוח הראשון שבוצע בשטח בלוק 9 לא נתגלתה תגלית מסחרית.

### 7.8.3 **פרויקט תמר (חזקת תמר (I/12) וחזקת דלית (I/13))**

בהתאם למתווה הגז, ביום 9.12.2021 הושלמה העסקה למכירת יתרת זכויותיה של השותפות בחזקות "תמר" ודלית, על-פי הסכם המכר, כמפורט בסעיף 7.24.13 לפרק א' בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2022, אשר פורסם ביום 28.3.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-033096) (להלן: "**הדוח התקופתי לשנת 2022**"), 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 1ג7 ו- 10ה לדוחות הכספיים שצורפו לדוח התקופתי לשנת 2022.

### 7.8.4 **רישיונות אופק חדש ויהל חדש**

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**"). זכויות השותפות ברישיונות אופק חדש ויהל חדש סווגו על-ידי השותפות כנכסי נפט זניחים ביחס לכלל פעילות השותפות ונכסיה. ביום 20.6.2022 פקע תוקפם של רישיונות אופק חדש ויהל חדש. ביום 12.3.2024 קיבלו השותפים ברישיון אופק חדש מכתב מהממונה על ענייני הנפט, לפיו על SOA לסיים את נטישת הקידוח עד למוקדם מבין: (א) שלושה חודשים לאחר סיום ההכרזה על מצב מיוחד בעורף; ו- (ב) יום 31.8.2024.

### 7.9 **אנרגיות מתחדשות**

ביום 13.3.2023 התקשרה השותפות עם אנלייט בהסכם מפורט בנוגע לשיתוף פעולה בלעדי לתקופה קצובה בזמן לאיתור, יזום, 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 למינוי חברים לדירקטוריון התאגידים המשותפים על בסיס שיעור החזקותיהם, וכן נקבע כי מר אבו יכהן כיו"ר הדירקטוריון של התאגידים המשותפים לתקופה של 24 החודשים הראשונים.

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

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



- (1) 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.
- (2) 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. 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.

נכון למועד אישור הדוח, פועלים הצדדים לאיתור הזדמנויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות במסגרת שיתוף הפעולה.

## 7.10 מוצרים

### 7.10.1 גז טבעי

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

ככלל, ניתן להוביל גז טבעי בשלוש דרכים עיקריות: (א) באמצעות צנרת; (ב) באמצעות הנזלתו (קרי, הפיכתו לנזל - 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 7.12.2 להלן.

#### 7.10.2 קונדנסט

במהלך תהליך ההפקה והטיפול בגז טבעי מופק גם קונדנסט כתוצר לוואי, 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 7.11.4 להלן.

### 7.11 לקוחות

#### 7.11.1 כללי

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

#### 7.11.2 לקוחות עיקריים

בשנת 2023, NEPCO בירדן ובלו אושן במצרים היו הלקוחות הגדולים ביותר של מאגר לווייתן. הכנסות השותפות ממכירות גז מפרויקט לווייתן בשנת 2023 ל-NEPCO ובלו אושן היו כ- 27% וכ- 58%, בהתאמה, מסך הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן. ההסכמים שנחתמו בין שותפי לווייתן לבין NEPCO ובלו אושן הם ארוכי טווח, וביטולם או אי קיומם עלול להשפיע באופן מהותי על עסקי השותפות והכנסותיה העתידיות. יתרת ההכנסות שנבעו לשותפות בשנת 2023 ממאגר לווייתן היו ממכירות בישראל ליצרני חשמל פרטיים, לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק של גז טבעי.

#### 7.11.3 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.<sup>55</sup>

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם <sup>56</sup>	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2022 (100%) (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- 19.1	כ- 2.3	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. במרבית ההסכמים לא מוקנית לצדדים אופציה להארכת תקופת ההסכם.	כ- 4.2	כ- 0.9	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	2020	15 שנים.	כ- 45	כ- 10	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה

<sup>55</sup> יצוין כי, הנתונים בטבלה אינם כוללים הסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן שהינם על בסיס מזדמן.

<sup>56</sup> במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז עשויה להסתיים במועד בו סופקה ללקוחות הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם.

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם <sup>56</sup>	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2022 (100%) (BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
(המתואר בסעיף קטן (ד) להלן)		בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תוארך תקופת האספקה בשנתיים נוספות.			למחירי וכוללת רצפה". הברנט "מחיר
הסכם יצוא – בלו אושן (המתואר בסעיף קטן (ה) להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תקופת האספקה תוארך בשנתיים נוספות.	כ- 60	כ- 16.4	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט "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- 128	כ- 30 <sup>57</sup>	

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 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 צרכני הגז, מימוש אופציות הניתנות ללקוחות בהסכמי האספקה ומועד מימושו וגורמים נוספים שאינם בשליטת שותפי לוותן.

<sup>57</sup> יצוין כי, הכמות הכוללת שסופקה מפרויקט לוותן עד ליום 31.12.2023 (100%) (הן תחת ההסכמים המפורטים בטבלה והן תחת הסכמי Spot והסכמים שהסתיימו) עומדת על סך של כ- 40 BCM.

להלן טבלה הכוללת פילוח של הכנסות השותפות ממאגר ללוויתן בשנים 2022-2023:

שנת 2022		שנת 2023		שם הלקוח
ב- % מסך כל הכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב- % מסך כל הכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	
יצרני חשמל פרטיים וחברת החשמל				
19 - כ	217 - כ	11 - כ	125 - כ	אחרים
לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק				
6 - כ	69 - כ	4 - כ	43 - כ	אחרים
ייצוא גז טבעי				
28 - כ	325 - כ	27 - כ	296 - כ	NEPCO
47 - כ	533 - כ	58 - כ	630 - כ	בלו אושן

(א) פרטים נוספים אודות ההסכמים למכירת גז טבעי ממאגר לוויתן ליצרני

חשמל פרטיים ולקוחות תעשייתיים במשק המקומי

1. במהלך שנת 2023 ועד למועד אישור הדוח חתמה השותפות על מספר הסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט לוויתן עם לקוחות שונים במשק הישראלי על בסיס מזדמן (Spot). יצוין כי, במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2023 עם ההפסקה הזמנית של ההפקה ממאגר תמר בעקבות פרוץ מלחמת חרבות ברזל, פעלו שותפי לוויתן לחתימת הסכמים על בסיס מזדמן כאמור עם כלל הלקוחות הרלבנטיים במשק הישראלי, וזאת על מנת לוודא שלא יתקיים מחסור של גז טבעי במשק באמצעות אספקה של גז טבעי ללקוחות אלו, ככל שידרש.

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

3. בהסכמים נקבעו הוראות נוספות, בין היתר בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי לווינתן לספק גז לרוכשות האמורות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

4. בהתאם לתנאי מתווה הגז, לכל אחת מהרוכשות בהסכמים שנחתמו עד ליום 13.6.2017 ולתקופה העולה על 8 שנים, ניתנה אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, לכמות השווה ל- 50% מהכמות השנתית הממוצעת אותה צרכה בפועל בשלוש השנים שקדמו למועד ההודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמות כפי שנקבע בהסכם האספקה. עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. כל אחת מהרוכשות האמורות תהיה רשאית לממש את האופציה כאמור בהודעה, שתינתן למוכרים במהלך תקופה של 3 שנים שתחל בחלוף 5 שנים ממועד תחילת הזרמת הגז מפרויקט לווינתן לרוכשת. הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

#### (ב) הסכם לייצוא גז ממאגר לווינתן לחברת NEPCO בירדן

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

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

נקודת מסירת הגז על-פי הסכם הייצוא לירדן הינה בחיבור שבין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה הירדנית, בגבול בין ישראל לירדן. בחודש דצמבר 2019, השלימה נתג"ז את הקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן בעלות של כ- 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 לווייתן כי היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי ל- NEPCO עשוי להסתכם בכ- 10 מיליארד דולר וזאת בהנחה ש- NEPCO תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, ועל בסיס הערכת השותפות לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת ההסכם.

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

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

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

האספקה הכוללת תחת הסכם הייצוא לירדן (כ- 45 BCM), כמפורט לעיל.

**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 32א 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 לווייתן לבלו אושן במצרים

1. בהמשך להתקשרויות קודמות עם בלו אושן, ביום 26.9.2019 נחתם בין שותפי לווייתן לבין בלו אושן הסכם לאספקת גז טבעי למצרים (להלן: "**הסכם הייצוא למצרים**"), ובמקביל נחתם בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים והנשיאה בהשקעות הכרוכות ברכישת והשמשת צנרת זו (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.5 (ד) להלן). אספקת הגז הטבעי למצרים ממאגר לווייתן בהתאם להסכם החלה ביום 15.1.2020.

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

(א) כמות הגז החוזית הכוללת שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת, על בסיס מחייב (firm), היא כ- 60 BCM (להלן: "**הכמות החוזית הכוללת**").

(ב) אספקת הגז, שהחלה ביום 15.1.2020, תימשך עד ליום 31.12.2034 או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית הכוללת, המוקדם מביניהם (להלן: "**תקופת האספקה**"). במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, יהיה כל צד רשאי להאריך את תקופת האספקה בשנתיים נוספות.

(ג) שותפי לווייתן התחייבו לספק לרוכשת כמויות גז יומיות, כדלקמן: (1) בתקופה שהחלה ביום 15.1.2020 והסתיימה ביום 30.6.2020 – 200 MMCF ביום (כ- 2.1 BCM לשנה); (2) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2020 והסתיימה ביום 30.6.2022 – 350 MMCF ביום (כ- 3.6 BCM לשנה), ו- (3) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2022 ומסתיימת בסיום תקופת האספקה – 450 MMCF ביום (כ- 4.7 BCM לשנה). כמו כן, ההסכם כולל הוראות בנוגע לאפשרות להזרמת כמויות גז נוספות, מעבר



לכמויות היומיות הנקובות לעיל, על בסיס מזדמן (Spot). לפרטים בנוגע לייצוא הגז למצרים באמצעות צינור EMG ודרך ירדן באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון ומערכת ההולכה הירדנית, ראו בסעיף 7.12.2(ב) להלן. הסכם הייצוא קובע הוראות לפיהן במקרים של אספקת חסר של כמויות הגז היומיות בחודש מסוים (Shortfall), זכאית הרוכשת, בתנאים מסוימים, לפיצוי בדמות הנחה על הגז שיסופק לה בחודש העוקב, בשיעור הנקבע בין היתר כפונקציה של שיעור אספקת החסר בחודש הנוכחי.

(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. המחיר הממוצע של הברנט בשנת 2023 וכן מחיר חבית ברנט סמוך למועד אישור הדוח היו כ- 80 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.

(1) הסכם הייצוא למצרים כולל הוראות מקובלות הנוגעות לסיומו ובנוסף הוראות במקרה של סיום הסכם הייצוא שנחתם בין שותפי תמר לבין בלו אושן כתוצאה מהפרתו, ואי הסכמת שותפי לווייתן לספק גם את הכמויות לפי הסכם תמר

האמור, וכן כולל מנגנוני פיצוי במקרה כאמור. לפרטים בנוגע להתקשרות בין שותפי תמר לבלו אושן לייצוא גז טבעי למצרים ראו בסעיף 7.14.1(ד) להלן.

3. עד ליום 31.12.2023 סיפקו שותפי לווייתן לרוכשת כ- 16.45 BCM, בתמורה כספית כולל של כ- 3.54 מיליארד דולר. במועד חתימת הסכם הייצוא למצרים העריכה השותפות כי ההיקף החוזי הכולל (ביחס לכלל שותפי לווייתן) עשוי להסתכם בכ- 12.5 מיליארד דולר. הערכה זו 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 שמרביתם אינם בשליטת השותפות.

4. על מנת לאפשר הגדלה של כמויות הייצוא למצרים ולאור העיכוב בהשלמת פרויקט המקטע המשולב אשדוד-אשקלון, כמפורט בסעיף 7.12.2 להלן, חתמו שותפי לווייתן ובלו אושן על תיקון להסכם הייצוא למצרים, במסגרתו הוסכם, בין היתר, על הגדרת נקודת מסירה נוספת של הגז בעקבה שבירדן תחת הסכם הייצוא למצרים, במסגרתו נקבעה הנחת מחיר מסוימת, כפיצוי לבלו אושן על הוצאות ההולכה הנוספות הכרוכות בהולכת הגז מנקודת המסירה הנוספת בהן היא נושאת. הזרמת הגז למצרים לנקודת המסירה בעקבה החלה בחודש מרץ 2022, ומתבצעת באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון, כמפורט בסעיף 7.12.2 להלן.

**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 32 לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, זאת 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.**

7.11.4 הסכמים לאספקת קונדנסט ממאגר לווייתן

(א) כללי

כמתואר בסעיף 7.10.2 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 יזרם באמצעות צנרת הדלקים הקיימת של חברת קצא"א אל מתחם מיכלים של תש"א בקרית חיים ומשם יזרם 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 תתבצע 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. יצוין כי, בעקבות חתימת ההסכם עם בז"א (כהגדרתו להלן) שלחה בז"ן מכתב לשותפי לווייתן לפיו, ההתקשרות עם בז"א מהווה הפרה של ההסכם עם בז"ן, הפרה צפויה של ההסכם והתנהגות בחוסר תום לב. בהמשך, ביום 4.2.2024 הודיעו שותפי לווייתן לבז"ן כי תחילת הזרמת הקונדנסט לבז"א

צפויה במהלך חודש מרץ 2024, וכי החל ממועד זה יופחתו משמעותית הכמויות המועברות לבז"ן. בתגובה להודעה זו, שלחה בז"ן מכתב לשותפי לווייתן לפיו הודעתם האמורה של שותפי לווייתן מהווה הפרה של ההסכם עם בז"ן. בפנייתה זו אף דרשה בז"ן משותפי לווייתן להבהיר מהן כמויות הקונדנסט שבכוונתם להזרים לבז"ן. לעמדת השותפות, טענות ודרישות בז"ן האמורות הינן חסרות כל בסיס.

#### (ג) הסכם עם תש"א

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

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

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

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

(ד) ביום 1.2.2024 נמסר לשותפות כי התקיימו כל התנאים המתלים לתוקף ההסכם ובהמשך לכך, ביום 7.3.2024 החלה הזרמת הקונדנסט בצינור,

במסגרת התקציב, כאמור לעיל.

(ה) הסכם עם בית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "בז"א")

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

1. על-פי ההסכם, התחייבו המוכרים לספק לבז"א קונדנסט המופק ממאגר לווייתן, שיוזרם באמצעות צינור תש"א.

2. בהסכם נקבעו, בין היתר, הוראות בדבר מגבלות על הכמויות המירביות (ברמה יומית וחודשית) של הקונדנסט שיסופק לבז"א, קנסות במקרה של הפרת הוראות ההסכם, והוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה.

3. ההזרמה של הקונדנסט לבז"א תחל במועד תחילת ההזרמה בצינור תש"א (להלן בסעיף זה: "מועד תחילת ההזרמה"), ותימשך לתקופה של 4 שנים. יצוין כי, ביום 7.3.2024 החלה הזרמת הקונדנסט לבז"א.

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 ולהיקף ההכנסות שעשוי לנבוע לשותפות מביצוע ההסכם, וכי ההכנסות בפועל ייגזרו ממכלול גורמים, לרבות מכמויות הקונדנסט שיופק ויימכר בפועל לבז"א ומחירי הברנט.

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

**7.12 שיווק והפצה****7.12.1 אספקה לשוק המקומי**

השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, מספקת גז טבעי וקונדנסט ללקוחותיה בישראל, בהתאם להתקשרויות המתוארות בסעיף 7.11.3 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 נתג"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 בתפקידו דאז כשר הכלכלה, ועל-פי הסכמי אספקה שנחתמו בין הלקוחות לבין כלל שותפי לווייתן.

**7.12.2 יצוא****(א) כללי**

השותפות, ביחד עם שותפי לווייתן, מייצאת גז טבעי ללקוחות בירדן ובמצרים, בהתאם להתקשרויות המתוארות בסעיף 7.11.3 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), כמפורט לעיל ולהלן.

**(ב) היצוא באמצעות צנרת למצרים וירדן**

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

מתחלקת בין שותפי תמר לשותפי לווייתן.

(1) צינור EMG, המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש, אשר משמש כקו הייצוא העיקרי למצרים מאז תחילת ההפקה ממאגר לווייתן. לפרטים אודות עסקת EMG המאפשרת הזרמת גז טבעי למצרים באמצעות צינור EMG, ראו סעיף 7.25.5 להלן.

בחודש יולי 2020, עם הפעלת מדחס בכניסה למערכת EMG באשקלון, עמדה יכולת ההזרמה בצינור EMG, במגבלות תשתית מערכת ההולכה הקיימת של נתג"ז, על כ- 500 MMCF ליום (כ- 5 BCM בשנה). בחודש מרץ 2022 הותקן באשקלון המדחס הנוסף, אשר איפשר להגדיל את יכולת ההזרמה במערכת EMG ל כ- 600 MMCF ליום (כ- 6 BCM בשנה). יצוין כי, ניצול מירבי של קיבולת זו מותנה בתנאי מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז, העשויים להשתנות מעת לעת.

לצורך הגדלת יכולת ההולכה בצינור EMG לכ- 800 MMCF ביום (כ- 8 BCM בשנה), מבצעת נתג"ז פרויקט להקמת מקטע ימי חדש בין אשדוד לאשקלון באורך של כ- 46 ק"מ (לעיל ולהלן: "**המקטע המשולב**"). המועד הצפוי להשלמת פרויקט הקמת המקטע המשולב נדחה מספר פעמים.

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

לפרטים אודות הסכם להקצאת קיבולת בצינור EMG בין שותפי לווייתן לשותפי תמר, ראו סעיף 7.25.5 להלן.

(2) קו הייצוא ירדן-צפון, המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית לבין מערכת ההולכה הירדנית בסמוך למעבר שייח חוסיין. הקמת קו יצוא זה הושלמה בחודש דצמבר 2019, בין היתר, באמצעות הקמת צינור גז טבעי על-ידי נתג"ז מתחנת תל קשיש לגבול עם ירדן, לרבות הקמת תחנה בסמוך לגבול שמטרתה מדידת הגז המיוצא לירדן. צינור ההמשך בצד הירדני הוקם על-ידי FAJR, חברת ההולכה הירדנית (שהינה בבעלות מצרית), המחבר את מערכת ההולכה הישראלית לצנרת ההולכה הקיימת בירדן והצינור הפן ערבי, ומתחבר למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה (לעיל ולהלן: "**קו הייצוא ירדן-צפון**"). נכון למועד

אישור הדוח, הקיבולת המירבית הכוללת של אספקת הגז בקו הייצוא ירדן-צפון בצינור היא כ- 7 BCM בשנה, מתוכם כ- 3.5 BCM מוקצים לטובת הסכם NEPCO. לפרטים אודות אספקת גז למצרים על-פי הסכם הייצוא באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון החל מחודש מרץ 2022, ראו פסקה (ו) להלן.

לצורך הגדלת יכולת ההולכה למצרים באמצעות קו הייצוא ירדן צפון אישרו שותפי לווייתן עד למועד אישור הדוח תקציבים מקדמיים וזאת בטרם קבלת החלטת השקעה סופית (ככל שתתקבל) בסך כולל של כ- 37.5 מיליון דולר (100%), לצורך הקמת תחנת מדחסים ועבודות נלוות נוספות במערכת ההולכה הירדנית (להלן: "**פרויקט FAJR+**"). להערכת המפעילה, תקציב פרויקט FAJR+ מוערך בכ- 335 מיליון דולר (בחלקים שווים בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר, חלק השותפות כ- 76 מיליון דולר). פרויקט FAJR+ צפוי להגדיל את יכולת ההולכה הכוללת בקו הייצוא ירדן צפון לכ- 10.5 BCM בשנה במהלך המחצית הראשונה של שנת 2026. נכון למועד אישור הדוח, פועלים שותפי לווייתן לקבלת החלטת השקעה סופית לפרויקט FAJR+ אשר צפויה להתקבל עד תום המחצית הראשונה של שנת 2024.

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

(4) נכון למועד אישור הדוח, בוחנת המפעילה בשם שותפי לווייתן ושותפי תמר את האפשרות להשתתף בהקמת פרויקט חיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה (להלן: "**קו ניצנה**"), הכולל קו צנרת והקמת תחנת מדחסים באזור רמת חובב. קו ניצנה (ככל שיוקם) יהווה חלק ממערכת ההולכה של נתג"ז, וצפוי להגדיל את יכולת ההולכה למצרים בכ- 6 BCM לשנה. לפרטים אודות החלטת מועצת הגז הטבעי בעניין מיום 9.8.2023, ראו סעיף 7.23.5(ו) להלן.

לצורך קידום הקמת קו ניצנה אישרו שותפי לווייתן עד למועד אישור הדוח תקציבים מקדמיים וזאת בטרם התחייבות להשתתפות במימון קו ניצנה, בהתאם להחלטת מועצת הגז הטבעי בעניין, ובטרם קבלת החלטת השקעה סופית (ככל שתתקבל) בסך כולל של כ- 14.5 מיליון דולר (100%). להערכת



המפעילה, תקציב פרויקט קו ניצנה מוערך בכ- 360 מיליון דולר (בחלקים שווים בין יצואני הגז שישתתפו במימונו, חלק השותפות כ- 82 מיליון דולר). נכון למועד אישור הדוח, בוחנת השותפות, ביחד עם יתר שותפי לווייתן, את כלל התנאים המסחריים בפרויקט זה בהשוואה לחלופות של פרויקטים אחרים להגדלת קיבולת הייצוא למצרים, ובהתאם, תקבל החלטה האם להשתתף בפרויקט ניצנה ובאיזה אופן.

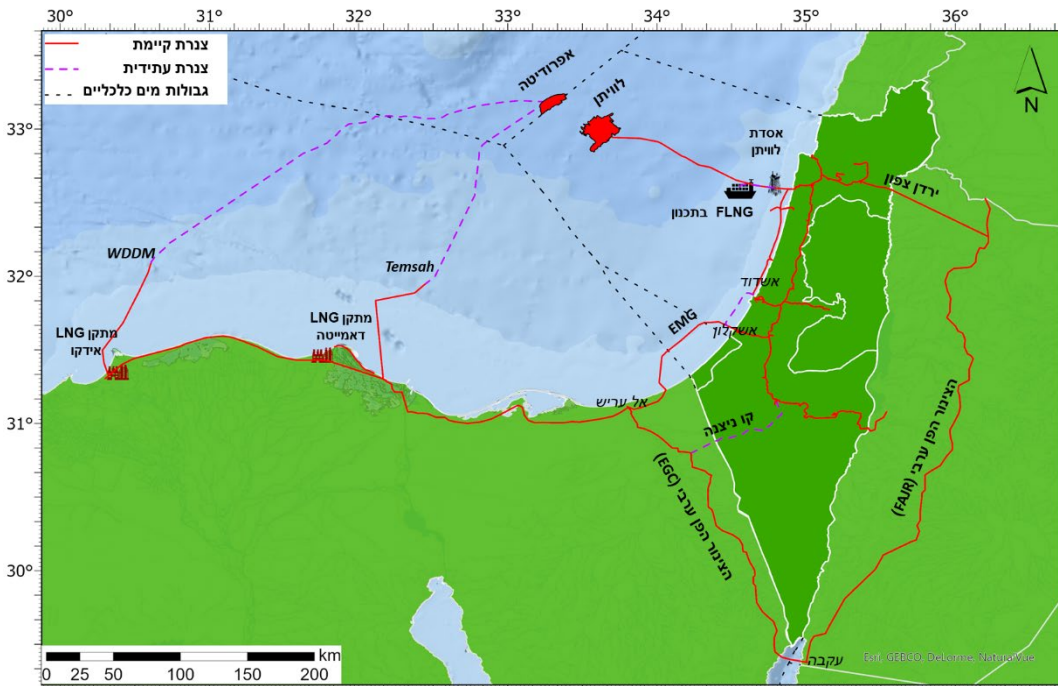
להלן טבלה המסכמת את אומדני יכולת ההולכה הנוכחית והאפשרית של כל אחת ממערכות ההולכה לייצוא, וכן יכולת הייצוא הנוכחית והאפשרית הכוללת ממאגר לווייתן, במונחי BCM:

תשתית	יכולת הולכה נוכחית	יכולת הולכה אפשרית	יכולת הולכה נוספת אפשרית	סה"כ יכולת הולכה אפשרית	יכולת יצוא נוכחית ואפשרית כוללת ממאגר לווייתן	יכולת הולכה נוספת מותנית ב:
EMG	כ- 6	כ- 8	כ- 2		כ- 6	השלמת המקטע המשולב
קו הייצוא ירדן-צפון	כ- 7 (כ- 3.5) למצרים, וכ- 3.5 לירדן) <sup>58</sup>	כ- 11 (כ- 7.5) למצרים, וכ- 3.5 לירדן)	כ- 4 למצרים		כ- 7.25 (כ- 3.75) למצרים, וכ- 3.5 לירדן) <sup>58</sup>	פרויקט FAJR+
קו ניצנה	-	כ- 6	כ- 6		כ- 3 (מוערך) <sup>59</sup>	פרויקט קו ניצנה
סה"כ	כ- 13	כ- 25	כ- 12		כ- 16.25	

<sup>58</sup> יכולת הייצוא האפשרית ממאגר לווייתן כאמור לעיל הינה בהתאם להערכת השותפות את שיעור ההקצאה המוערך של פרויקט לווייתן בהקצאה מתוך יכולת הייצוא האפשרית של פרויקט FAJR+.

<sup>59</sup> יכולת הייצוא האפשרית ממאגר לווייתן כאמור לעיל הינה בהתאם להערכת השותפות את שיעור ההקצאה המוערך של פרויקט לווייתן בהקצאה מתוך יכולת הייצוא האפשרית של פרויקט קו ניצנה. לפרטים ראו סעיפים 7.12.2(ב) ו- 7.23.5(ו) להלן.

להלן מפה המציגה את מערכת קווי הייצוא הקיימים והעתידיים:



### (ג) שוק הגז הטבעי בירדן<sup>60</sup>

למיטב ידיעת השותפות, ובהתבסס על מידע וניתוח שנתקבל מחברות ייעוץ בלתי תלויות, צריכת הגז בירדן לשימוש מקומי עמדה על כ- BCM 3.9 בשנת 2023, עליה קלה לעומת זו שבשנת 2022. הגז הטבעי מהווה את מקור האנרגיה העיקרי לייצור חשמל בירדן, כך שההערכה היא שבשנת 2024 כ- 70% מהחשמל בירדן ייוצר באמצעות גז טבעי, וכ- 30% ייוצר באמצעות אנרגיות מתחדשות. להערכת השותפות, בשנת 2024 צפויה צריכת הגז הטבעי בירדן לעלות במעט לרמה של כ- BCM 4.4, ובעשור הקרוב צפויה הצריכה לעמוד על טווח של BCM 4.3-4. 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 הכוח Attarat כאמור לעיל. נכון למועד אישור הדוח, מאגר לווינתן הוא מקור הגז הטבעי העיקרי המיובא לירדן לצורך יצור חשמל, לצד יבוא של כ- BCM 0.5 בשנת 2023 ממצרים במסגרת הסכמי עבר בין ירדן למצרים. בנוסף, בירדן ישנה הפקה של כמויות זניחות של גז טבעי.

<sup>60</sup> המידע בקשר עם שוק הגז הטבעי בירדן ובמצרים מתבסס, בין היתר, על דוחות שפורסמו על-ידי חברות ייעוץ חיצוניות.

למיטב ידיעת השותפות, לירדן מתקן יבוא LNG תפעולי בעקבה וביכולתה לייבא LNG על-ידי ניצול הזדמנויות בשווקי ה-Spot של LNG. על אף היכולת של ירדן לייבא LNG, למיטב ידיעת השותפות, לא התקיים יבוא שכזה בשנת 2023, בין היתר, בשל מחירי ה-LNG.

#### (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 2023 כ- 90% מהחשמל במצרים יוצר באמצעות גז טבעי, כאשר יתרת יצור החשמל התבצע על-ידי מזוט ואנרגיות מתחדשות. ההפקה המקומית במצרים בשנת 2023 עמדה על כ- 59 BCM, קיטון של כ- 11% ביחס לשנת 2022, והביקוש המקומי לגז טבעי במצרים בשנת 2023 עמד על כ- 63 BCM, עליה של כ- 3% ביחס לשנת 2022. העליה בביקוש התרחשה חרף ירידה חדה ביכולת המקומית להפקת גז, אשר על-פי פרסומים בתקשורת, הובילה להפסקות חשמל יזומות של כשעות ספורות ביום, שנמשכת מאז קיץ 2023, על מנת להתמודד עם המחסור בגז טבעי למשק המקומי.

בנוסף לביקוש המקומי, במצרים ישנם שני מתקנים להנזלת גז טבעי לצורך יצוא LNG, בעלי יכולת הנזלה כוללת של כ- 12.2 מיליון טון גז טבעי נזולי בשנה. תפעולם בקיבולת מלאה מקביל לכמויות גז טבעי בהיקף של כ- 19 BCM בשנה. נכון למועד אישור הדוח, הפקת הגז הטבעי במצרים אינה מספקת לצורך מילוי צרכי השוק המקומי, ולכן אינה מספיקה להפעלת שני מתקני ההנזלה.

יצוא סדיר של LNG מתאפשר באמצעות יבוא גז מישראל, וזאת כעדיפות שניה למתן מענה לביקושים במשק המקומי, כמפורט לעיל.

על-פי דוחות של חברות ייעוץ בלתי תלויות, תחזיות הביקוש לשוק המקומי המצרי (למעט מתקני ההנזלה) לשנים 2024, 2025 ו- 2026 עומדות על כ- 62 BCM, כ- 60 BCM וכ- 64 BCM, בהתאמה. הפקת הגז למצרים חוותה ירידות משמעותיות במהלך השנה האחרונה, מעבר לתחזיות משנים קודמות. הגורם העיקרי לכך הוא ירידה בתפוקה משדות גז משמעותיים בים התיכון, ובראשם שדה Zohr, אשר מהווה כ- 35% 40% מכלל הפקת הגז למצרים. עוד גורם לירידה בהפקת הגז כאמור, הינו תיעדוף החברות הפעילות ביבשה להפקת נפט על פני גז, בעקבות מחירי גז נמוכים. ההפקה המקומית משדות מפיקים, בשלבי פיתוח או בסבירות גבוהה לתחילת הפקה צפויה לעמוד על כ- 59 BCM, כ- BCM

56 וכ- 51 BCM בשנים 2024, 2025 ו- 2026, בהתאמה. לפיכך, 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, זאת 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. יצוין כי, מצרים היא המדינה המובילה בעולם מבחינת פעילות חיפושים אשר מתבצעת על-ידי חברות הענק בתעשייה (ה- Majors), וביניהן שברון, ExxonMobil, BP, ENI, Shell, ועוד. יובהר כי, כתוצאה מפעולות אלה, יתכן שיתגלו תגליות חדשות במצרים, ו/או שיואצו פיתוחים של שדות קיימים, באופן שישנה את תחזיות ההפקה שצינו 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 באמצעות צינור EMG (להלן בסעיף זה: "**הסכם 2019**"). התשלום על-פי הסכם 2019 התבצע על בסיס כמות הגז המוזרמת 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- BCM 5 בשנה). בהתאם להסכם הייצוא למצרים, כמתואר בסעיף

7.11.3 (ג) לעיל, הותקן באשקלון המדחס הנוסף, אשר איפשר להגדיל את יכולת ההזרמה במערכת EMG ל-600 MMCF ליום (כ- 6 BCM בשנה). עם השלמת המקטע המשולב יתאפשר להגדיל את יכולת ההזרמה במערכת EMG ל-800 MMCF ליום (כ- 8 BCM בשנה), ובהינתן 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), אשר יחליף את הסכם 2019, לצורך הזרמת גז טבעי מהמאגרים לוותן 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, כפי שתוקן מעת לעת:

(א) במסגרת הסכם ההולכה התחייבה נתג"ז לספק שירותי הולכה לגז הטבעי שיסופק מהמאגרים לוותן 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 שתזרם בפועל (Throughput), בהתאם לתעריפי ההולכה המקובלים בישראל, כפי שיעודכנו מעת לעת.<sup>61</sup> כמו כן, התחייבה נתג"ז לספק שירותי הולכה לא רציפים על בסיס מזדמן (Interruptible) של כמויות גז נוספות מעבר לקיבולת הבסיסית, בכפוף לקיבולת שתהיה זמינה במערכת ההולכה. בגין הולכת הכמויות הנוספות כאמור תשלם שברון תעריף הולכה בגין שירותי הולכה לא רציפים ביחס לכמויות שיוזרמו בפועל.

(ב) במסגרת הסכם ההולכה התחייבה שברון לתשלום בגין הזרמה של כמות גז שלא תפחת מ- 44 BCM לאורך כל תקופת ההסכם. היה והצדדים יסכימו על הגדלת הקיבולת הבסיסית, אזי הכמות המינימאלית להזרמה כאמור לעיל

<sup>61</sup> נכון למועד אישור הדוח, דמי הקיבולת ודמי ההזרמה הנגבים על-ידי נתג"ז מלקוחותיה עומדים על סך של כ- 67 ו- 11.5 אגורות ל- MMBTU, בהתאמה, וזאת בהתאם להחלטה מס' 2/2022 של המועצה לענייני משק הגז הטבעי מיום 1.1.2024.

תוגדל בהתאם.

(ג) במסגרת הסכם ההולכה, התחייבה נתג"ז להקים את המקטע המשולב המבוצע בהתאם לאמור בהחלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בקשר למימון פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב, כמתואר בסעיף 7.23.5(ה) להלן (להלן בסעיף זה: "**החלטת המועצה**"), באופן שיאפשר את הזרמת מלוא בכמויות תחת הסכם ההולכה.

הזרמת הגז על-פי הסכם ההולכה תחל במועד שיתואם ויוסכם בין הצדדים, אך לא מוקדם מיום 1.7.2022 ולא יאוחר מיום 1.4.2023 (להלן בסעיף זה: "**מועד תחילת ההזרמה**"), ובכפוף לזכותה של נתג"ז לדחות את מועד תחילת ההזרמה במקרה של עיכוב באישור התמ"א שמכוחה מוקם המקטע המשולב.

יצוין כי, בחודש פברואר 2023 קיבלה שברון מכתב מנתג"ז, לפיו בעקבות תקלה באוניה המבצעת עבודות התשתית להנחת המקטע המשולב (להלן בסעיף זה: "**העבודות**"), ובהמשך להערכה ראשונית שקיבלה נתג"ז מהקבלן המבצע של העבודות, צפויה דחיה של לפחות 6 חודשים בהשלמתן, כך שחלון הזמן בו יכול לחול מועד תחילת ההזרמה נדחה לתקופה שמיום 1.10.2023 ועד ליום 1.4.2024. הודעה זו של נתג"ז ניתנה כהודעה בדבר קיומו של "כוח עליון" (Force Majeure) על-פי הסכם ההולכה, בה ציינה כי השלכותיו המלאות עדיין לא ידועות לה בשלב זה. במכתב מיום 9.3.2023 דחתה שברון את טענת ה"כוח עליון" של נתג"ז, עד למועד בו ינתן מידע אודות התקלה והשפעתה על יכולתה של נתג"ז לקיים את התחייבויותיה על-פי הסכם ההולכה.

בחודש אוקטובר 2023 עדכנה שברון את השותפות כי קיבלה הודעה מנתג"ז לפיה בעקבות פרוץ מלחמת חרבות ברזל, הושהו העבודות בפרויקט כאמור וכי הצפי למועד תחילת ההזרמה הינו כארבעה חודשים ממועד חידוש העבודות. בחודש פברואר 2024 עדכנה שברון את השותפות כי קיבלה הודעה מנתג"ז לפיה אין בכוונתו של הקבלן הזר המבצע את עבודות ההקמה של המקטע המשולב להמשיך להמתין במתכונת זמינות לטובת המשך ביצוע העבודות, וכי בכוונתו

לחזור במהלך החודשים אוגוסט-ספטמבר 2024 על מנת להשלים את התחייבויותיו בפרויקט. לאור האמור, בוחנים שותפי לווייתן את המשמעויות הנובעות מכך ואת האפשרויות העומדות בפניהם.

בחודש פברואר 2024 שלחה שברון לנתג"ז מכתב, בו צוין כי לעמדת שברון, מועד תחילת ההזרמה חל ביום 30.4.2023, לכל המאוחר, ולפיכך, בין היתר, נתג"ז נדרשת לספק שירותי הולכה בהתאם להסכם ההולכה החל ממועד זה, ולהחזיר לשברון את עודפי דמי ההולכה שגבתה מהמועד האמור ועד היום. ביום 26.2.2024 קיבלה שברון מנתג"ז מכתב תשובה, בו דחתה נתג"ז את כל טענותיה של שברון ולפיו מועד תחילת ההזרמה יתאפשר רק לאחר השלמת המקטע המשולב. לעמדת שברון ושותפי לווייתן, עמדתה זו של נתג"ז הינה בניגוד להוראות הסכם ההולכה. נכון למועד אישור הדוח, מתנהלים בין הצדדים דיונים במטרה לנסות ולהסדיר את המחלוקת כאמור.

(ד) הסכם ההולכה יסתיים במועד המוקדם מביין: (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.

(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 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. (ו) 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 ערבויות, בגין זכויותיה

בפרויקט לווייתן, בהיקף כולל, נכון למועד אישור הדוח, של כ- 152 מיליון ש"ח, וכן שעבדה לטובת מסגרת הערבויות פיקדון בסך של כ- 11.5 מיליון דולר.

(ז) שותפי לווייתן ושותפי תמר ישאו בעלויות האמורות בסעיף קטן (ה) לעיל ויעמידו את הערבויות 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 מועד פקיעת הסכם 2019 לפי תנאיו, או עד ליום 1.1.2025, 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 להוליך גז טבעי (באמצעות שברון) תחת הסכם ההולכה וכן יהיו אחראים לקיום התחייבויות שברון על-פי ההסכם ההולכה (back-to-back), כאילו שותפי לווייתן ושותפי תמר היו צד להסכם ההולכה במקום שברון, כל אחד בהתאם לחלקו כפי שנקבע בהסכם הקצאת הקיבולת בין שותפי לווייתן ושותפי תמר כמפורט בסעיף 7.25.5(ג) להלן. עוד נקבע בהסכם השירותים, כי הקיבולת הבסיסית שתישמר במערכת ההולכה לשברון תוקצה בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר לפי השיעורים המפורטים ובהתאם לסדר הקבוע בהסכם הקצאת הקיבולת. שותפי לווייתן ותמר ישאו בדמי קיבולת (Capacity) ביחס קבוע של 69% (שותפי לווייתן) ו- 31% (שותפי תמר), למעט במקרה בו צד



(שותפי לווייתן או שותפי תמר, לפי העניין) השתמש בקיבולת הלא מנוצלת של הצד האחר.

לפרטים נוספים אודות פרויקט המקטע המשולב, ראו סעיף 7.12.2(ב) לעיל.

**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,<sup>62</sup> 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'.**

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

לאור העיכוב בהשלמת פרויקט הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון, חתמו שותפי לווייתן על מערכת הסכמים שנועדו לאפשר הזרמת כמויות של גז טבעי למצרים על-פי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, תוך שימוש בקו הייצוא ירדן-צפון. בהתאם למערכת ההסכמים כאמור, בחודש מרץ 2022 החלה הזרמת הגז הטבעי למצרים דרך ירדן, המאפשרת למקסם את מכירתו של הגז הטבעי המופק ממאגר לווייתן ולהעביר את עודפי הגז הטבעי, אשר אינם נצרכים בישראל ובירדן ו/או מוזרמים למצרים באמצעות צינור EMG, לשוק המצרי, דרך מערכת ההולכה הירדנית, וזאת בעיקר עד להשלמת המקטע המשולב על-ידי נתג"ז כאמור. נכון למועד אישור הדוח, וכפי שנמסר לשותפות מהמפעילה בפרויקט לווייתן, באמצעות תשתיות ההולכה הקיימות ובתנאי התפעול הנוכחיים, ניתן להזרים גז טבעי למצרים, דרך ירדן, בכמות יומית ממוצעת של עד כ- 350 MMCF (כ- 3.5 BCM בשנה). בהקשר זה יצוין כי, משרד האנרגיה אישר לשותפי לווייתן הוספת נקודת מסירה של גז טבעי למצרים בעקבה, ירדן. עוד יצוין כי הולכת הגז למצרים באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון כרוכה בעלויות הולכה נוספות לעומת הולכת הגז באמצעות צינור EMG.

מערכת ההסכמים כאמור כוללת את ההסכמים המפורטים להלן:

<sup>62</sup> לפרטים אודות הזרמת גז טבעי על-פי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, וזאת בעיקר עד להשלמת המקטע המשולב, ראו סעיף 7.11.3(ג) לעיל וסעיף 7.12.2(ו) 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 באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון אל נקודת החיבור למערכת ההולכה של FAJR בגבול בין ישראל לירדן (להלן: "**הסכם נתג"ז ירדן-צפון**"). התשלום על-פי הסכם נתג"ז ירדן-צפון יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה של נתג"ז, בכפוף להתחייבות שברון לתשלום בגין כמות מינימלית כמפורט בהסכם. תקופת הסכם נתג"ז ירדן-צפון הוארכה עד ליום 1.1.2025, אלא אם יוארך בהסכמה בין הצדדים בכפוף להחלטות רשות הגז הטבעי באותו מועד. במקביל לחתימת הסכם נתג"ז ירדן-צפון, שברון ויתר שותפי לווייתן התקשרו back-to-back בהסכם שירותים בקשר עם הסכם נתג"ז ירדן-צפון.
  4. שותפי לווייתן ובלו אושן חתמו על תיקון להסכם הייצוא למצרים כמפורט בסעיף 7.11.3(ג)4 לעיל.
- על-פי הסכם הייצוא למצרים, מחויבים שותפי לווייתן, מאז חודש יולי 2022, לספק לבלו אושן כמויות גז טבעי בהיקף של 450 MMCF ביום. הזרמת מלוא כמות זו באמצעות צינור EMG תתאפשר רק לאחר השלמת המקטע המשולב, שהקמתו כאמור מתעכבת. יצוין כי, חרף העובדה שעד למועד אישור הדוח מתנהלת הזרמת הגז דרך ירדן כסדרה, הואיל והסכמי ההולכה עם נתג"ז שהם בתוקף במועד אישור הדוח הינם למתן שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible), אין ודאות במועד אישור הדוח כי ניתן יהיה להזרים דרך ירדן בכל עת את מלוא הכמויות אשר שותפי

לוויתן מחוייבים כאמור לספק לבלו אושן.  
 כמפורט בפסקה (ב)(2) לעיל, נכון למועד אישור הדוח מקדמת שברון  
 עבור שותפי לווייתן ותמר את פרויקט FAJR+, שנועד לאפשר את הגדלת  
 יכולת ההולכה למצרים באמצעות קו הייצוא ירדן צפון.

**אזהרת מידע צופה פני עתיד – ההערכות לעיל בקשר עם  
 עלויות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון, עלויות  
 ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, עלויות  
 הולכת הגז, מועד תחילת ההזרמה, הכמויות שניתן יהיה להזרים  
 תחת הסכמי ההולכה, ההערכה בדבר האפשרות להארכת  
 הסכם ההולכה והכמויות שניתן להזרים למצרים, דרך ירדן, וכן  
 האפשרות להגדיל את יכולת ההולכה למצרים באמצעות פרויקט  
 FAJR+, 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, זאת 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 הרשות הפלסטינית וברצועת עזה

ישראל היא המקור העיקרי לחשמל באזור הרשות הפלסטינית ורצועת  
 עזה. בשנים האחרונות מפתחת הרשות הפלסטינית יכולת עצמאית  
 לייצור חשמל, זאת, 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 ברצועת עזה עתיד לעמוד על כ-  
 0.25 BCM בשנה.

נכון למועד אישור הדוח, עקב מלחמת חרבות ברזל, הוקפאו המשאים  
 ומתנים שניהלה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים  
 לאספקת גז טבעי לתחנת הכוח ברצועת עזה ובשלב זה אין כל ודאות  
 האם ומתי יתחדש, ובאילו תנאים.

(ח) שוק הגז הטבעי בקפריסין

נכון למועד אישור הדוח, 85% 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 ("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 7.14.6(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 אפשרויות חיבור לתשתיות קיימות באגן הים התיכון לצורך אספקת גז טבעי לטיפול והנזלה באחד ממתקני ההנזלה הקיימים במצרים.

**אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע למגעים ו/או למשאים ומתנים כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א 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 בעבר באמצעות יבוא גז מאלג'יריה, דרך צינור GME. ביום 1.11.2021 הופסקה הזרמת הגז בצינור GME עקב פקיעת הסכם האספקה בין המדינות, ולמיטב ידיעת השותפות, לאור 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, מגוון שם ומזרם 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 MMCF ליום, 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, Kosmos ו-Repsol, 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. יצוין כי, בחודש דצמבר 2023 הודיעה אנרג'יאן על חתימת הסכם לכניסתה לרישיונות הימיים של Chariot כמפעילה.

(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 אנרג'יה – 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.

במהלך שנת 2023 המשיכו שותפי לווייתן לבחון אפשרות להקמת מתקן FLNG בבעלותם שימוקם בים וישמש לייצור ולאחסנה של LNG. העלויות של הקמת מתקן FLNG מושפעות ממגוון רחב של גורמים שאינם בשליטת השותפות, המשתנים מעת לעת בין היתר כתוצאה מרמות ההיצע והביקוש בשוק הגלובאלי. לאור קבלת אינדיקציות המצביעות על שינוי מהותי בהערכת העלויות להקמת מתקן FLNG, בכוונת שותפי לווייתן לבחון במהלך שנת 2024 אפשרויות נוספות להקמת מתקן FLNG, בין היתר, נוכח האפשרות להרחבה מודולרית של פרויקט לווייתן.

**7.13 צבר הזמנות**

7.13.1 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 2024 במסגרת חוזי אספקה על בסיס Spot, מזדמן (Interruptible). תחשיב צבר ההזמנות בוצע על בסיס ההנחות העיקריות הבאות: (א) כל האופציות המוקנות ללקוחות בישראל להקטנת הכמות החוזית, כמפורט בסעיף 7.11 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 המהוונים בפרויקט לווייתן שנכללו בדוח המשאבים המצ"ב **כנספת ב'** לפרק זה; ו- (ד) לא יחול שינוי בכמויות השנתיות המינימליות בהסכם הייצוא למצרים, כמפורט בסעיף 7.11 לעיל.

צבר הזמנות (במיליוני דולר) נכון ליום 31.12.2023 <sup>63</sup>	תקופה
כ- 204	*2024 1Q
כ- 202	*2024 2Q
כ- 202	*2024 3Q
כ- 202	*2024 4Q
כ- 758	2025
כ- 732	2026
כ- 744	2027
כ- 756	2028
כ- 754	2029
כ- 729	2030
כ- 739	2031
כ- 749	2032
כ- 758	2033

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

**אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות בדבר מועד והיקף ההכנסות הצפויות מצבר ההזמנות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו 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 7.29 להלן.**

7.13.2 יצוין כי, צבר ההזמנות מפרויקט לווייתן לשנת 2023, כפי שנכלל בדוח התקופתי לשנת 2022, היה בהיקף כספי של כ- 800 מיליון דולר. בפועל, הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן הסתכמו בשנת 2023 לסך של כ- 1.1 מיליארד דולר. הפער בין נתוני צבר ההזמנות לשנת 2023 לבין ההכנסות בפועל בתקופה זו נבע בעיקר מכך שכמויות הגז שסופקו ללקוחות בפועל עלו על כמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמי האספקה וכן בשל מכירות ללקוחות בהתאם לחוזי אספקה על בסיס Spot.

## 7.14 תחרות

### 7.14.1 תגליות גז טבעי בישראל

א. אספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן מתבצעת כיום באמצעות צנרת

<sup>63</sup> נכון למועד אישור הדוח, לא חל שינוי מהותי בצבר ההזמנות, וזאת על אף שצבר ההזמנות אינו כולל כמויות הנכללות בהסכמים שנחתמו החל מיום 1.1.2024 ועד למועד אישור הדוח.

ומיועדת לשוק המקומי ולשווקי הייצוא במצרים וירדן. נכון למועד אישור הדוח, התחרות העיקרית שיש לשותפות בשוק הגז הטבעי המקומי היא עם השותפים בפרויקט תמר ועם אנרג'יאן, הבעלים של המאגרים תנין וכריש, וכן עם בעלי נכסי נפט וגז טבעי הפועלים במדינות שכנות.

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

ב. ההפקה ממאגר כריש החלה בחודש אוקטובר 2022. על-פי דיווח אנרג'יאן מחודש ינואר 2024, בשנת 2023 כולה הפיקה אנרג'יאן ממאגר כריש 4.4 BCM גז טבעי, ולהערכתה כמות ההפקה של גז טבעי בשנת 2024 תהיה בטווח של 5.7-6.4 BCM. כמו כן, במסגרת סדרת קידוחים שביצעה אנרג'יאן במספר רישיונות שהוענקו לה במסגרת ההליכים תחרותיים של משרד האנרגיה נתגלו, לפי פרסומי אנרג'יאן, מספר תגליות גז טבעי. ביום 31.5.2023 העניק שר האנרגיה לאנרג'יאן אישור על תגלית גז טבעי בבלוק מס' 12, במספר מאגרים הנקראים יחד שדה "קטלן", אשר מיוחסים לו על-פי הפרסום כ- 31 BCM של עתודות גז טבעי, והוא ממוקם בתווך שבין המאגרים כריש ותנין. יצוין כי, על-פי הוראות מתווה הגז, מאגרי תנין וכריש שבבעלות אנרג'יאן מיועדים לאספקת גז לשוק המקומי בלבד, אך מגבלה זו אינה חלה על תגליות חדשות מחוץ לחזקות תנין וכריש. על אף האמור, למיטב ידיעת השותפות, אנרג'יאן פועלת לקבלת היתר לייצוא גז טבעי מהמאגר כריש-צפון, אך היתר כאמור טרם אושר.

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

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



לרוכשת הינה כ- BCM 4 (כמות יומית המשתנה על פני תקופות השנה, הנעה בין 350 ל- 450 MCF), וזאת בנוסף לכמות החזית הקבועה בהסכם המקורי. התיקון להסכם המקורי הותלה בתנאים שונים אשר צפויים להתממש עד ליום 1.7.2025 (למעט במקרה דחיה עקב נסיבות כוח עליון).

ה. 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 בפרויקט לווייתן עשוי הדבר להגביר את התחרות.

#### 7.14.2 חיפוי הגז והנפט בישראל בשנים האחרונות

ב-15.11.2016 פתח משרד האנרגיה את המים הכלכליים של ישראל לחיפוי נפט וגז טבעי. בהליך תחרותי ראשון, הוענקו 5 רישיונות חיפוי לאנרג'יאן ורישיון נוסף הוענק לקונסורציום הודי שויתר עליו. כמו כן, אנרג'יאן ויתרה על אחד מרישיונותיה. בהליך תחרותי שני ב-4.11.2018, הוענקו 12 רישיונות שהוחזרו ללא קידוחים. השותפות ושברון היו מנועות מהשתתפות בשני ההליכים הראשונים.

ביום 23.6.2020 פרסם משרד האנרגיה הליך תחרותי שלישי, במסגרתו הוצע רישיון יחיד, בלוק 72, המשתרע על חלקים נרחבים מרישיון אלון D שעד לפקיעתו היה בבעלות שברון והשותפות. נכון למועד אישור הדוח, לא נתקבלה עדיין החלטת משרד האנרגיה בקשר עם זכיה בהליך התחרותי השלישי. לפרטים אודות הליך זה ראו סעיף 7.8.2 לעיל.

ביום 13.12.2022 פרסם משרד האנרגיה הודעה בדבר פתיחת הליך תחרותי רביעי לחיפוי גז ונפט במים הכלכליים של מדינת ישראל, במסגרתו הוצעו 4 מקבצים של רישיונות חיפוי. ביום 16.7.2023 הגישה השותפות הצעה במסגרת הליך התחרותי הרביעי כאמור ביחד עם החברות הבינלאומית BP ו-SOCAR (שהוצעה לשמש כמפעיל), וביום 29.10.2023 הודיע הממונה על ענייני הנפט לשותפות ולחברות SOCAR ו-BP על זכיית הצעתם בקשר עם הרישיונות במקבץ "I". לפרטים נוספים אודות הרישיונות כאמור, ראו

סעיף 7.7 לעיל. כמו כן, במסגרת הליך תחרותי זה הכריז הממונה גם על זכייתם של ENI East Med BV (כחברה המפעילה), Dana Petroleum (sns) Limited ורציו בשישה רישיונות הנכללים במקבץ "G". יצוין כי, תוצאות ההליך התחרותי עבור המקבצים הנותרים "E" ו-"H" טרם הוכרו.

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

בתחילת שנת 2024, הודיע משרד האנרגיה על כוונתו לפרסם הליך תחרותי נוסף במהלך השנים 2024-2025. ככל שקידוחים שיבוצעו בשטחי רישיונות קיימים ו/או חדשים יובילו לתגליות של גז טבעי בהיקפים משמעותיים, וככל שתגליות אלה, ככל שתהיינה, תפותחנה, יהוו מאגרים אלה אף הם תחרות לתחום הפעילות של השותפות.

#### 7.14.3 יבוא LNG

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

#### 7.14.4 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 7.23.10(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.

על-פי פרסומי משרד האנרגיה, רשות הגז הטבעי עורכת בחינה של המשמעויות השונות של ההתפחויות במשק המימן בעולם ובישראל והשלכותיהן על משק הגז הטבעי ומקדמת גיבוש רגולציה, תקינה וכללי בטיחות לשילוב עתידי של מימן בתשתיות משק הגז הטבעי. כמו כן, רשות הגז הטבעי הנחתה את נתג"ז לקדם בחינה לכניסה לתחום הולכת המימן דל הפליטות, ובמקביל לכך מקדמת הנפקת אישור לנתג"ז להולכת מימן במסגרת פיילוט מתוכנן באזור יוטבתה לייצור, הולכה ושימוש במימן ירוק המיוצר מאנרגיה סולארית.

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

#### 7.14.5 מקורות אנרגיה מתחדשת

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

(ב) על-פי דוח סקירה מחודש פברואר 2024 שפרסם מרכז המחקר והמידע של הכנסת, בשנת 2023 ייצור החשמל בישראל התפלג בין אנרגיות מתחדשות – 11.5%; פחם – 17.2%; גז טבעי – 70.8%; ודלקים אחרים – 0.5%. על-פי דוח סקירה מחודש יולי 2023 שפרסם משרד האנרגיה,<sup>64</sup> ייצור החשמל ממתקני אנרגיות מתחדשות בשנת 2022 שהסתכם בכ- 7,061 MWH והיווה כ- 10.1% מסך צריכת החשמל בשנה זו, התפלג בין מתקנים פוטו-וולטאיים – כ- 83%; מתקנים תרמו-סולריים – 11%; מתקני רוח – כ- 4%; ומתקני ביוגז, הידרו, ביומסה ומטמנות – כ- 2%. החשמל שיוצר במתקנים אלו בשנת 2022 היווה כ- 10.1% מסך החשמל שנצרך באותה שנה. על-פי הדוח, על מנת לעמוד ביעד שהציב משרד האנרגיה לשנת 2030, לפיו 30% מייצור החשמל במשק יהיה מאנרגיות מתחדשות, יהיה צורך להכפיל פי 3.5 את הספק הייצור המותקן כפי שהיה קיים בסוף שנת 2022.

#### 7.14.6 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:<sup>65</sup>

#### (א) מצרים

1. משאבים: עתודות בהיקף כ- 28 TCF ומשאבים מותנים בהיקף של כ- 11 TCF.
2. יכולת הפקת גז נוכחית: הקיבולת מאפשרת כ- 72 BCM, אך דעיכה טבעית של המאגרים מביאה את יכולת ההפקה לכ- 60 BCM.
3. ביקוש מקומי: סך הביקוש המקומי בשנת 2023 הסתכם לכ- 63 BCM. לפרטים אודות היקף הביקוש המקומי במצרים בשנים 2022 ו- 2023 ותחזיות לביקוש המקומי במצרים לשנים הקרובות, ראו סעיף 7.12.2(ד) לעיל.
4. מתקנים עיקריים: במצרים קיימים שני מתקני LNG: (א) מתקן

<sup>64</sup> לפרטים נוספים, ראו דוח סקירה מחודש יולי 2023:

[https://fs.knesset.gov.il/globaldocs/MMM/694b85d6-ab73-ed11-8155-005056aa4246/2\\_694b85d6-ab73-ed11-8155-005056aa4246\\_11\\_20199.pdf](https://fs.knesset.gov.il/globaldocs/MMM/694b85d6-ab73-ed11-8155-005056aa4246/2_694b85d6-ab73-ed11-8155-005056aa4246_11_20199.pdf)

<sup>65</sup> יצוין כי, לשותפות אין יכולת לאמת באופן עצמאי את המידע בסעיף זה, שמקורו בפרסומים פומביים שונים.

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. לפרטים נוספים אודות שוק ה-LNG במצרים, ראו סעיף 7.12.2 (ד) לעיל.

5. הפקה: הפקת הגז במצרים בשנת 2023 עמדה על כ- 59 BCM, מתוכם כ- 70% הופקו מהמאגרים שבים התיכון. בתוך כך, המאגר הבולט ביותר הינו מאגר Zohr, אשר ההפקה ממנו מהווה כ- 35%-40% מסך הפקת הגז המקומית במצרים. בשנת 2023 ההפקה ממאגר Zohr עמדה על כ- 20 BCM (כ- 2 BCF ליום), המהווה כ- 63% מיכולת ההפקה המקסימלית של השדה. למיטב ידיעת השותפות, בהתבסס על פרסומים בתקשורת, מאגר Zohr מצוי בדעיכה (decline) ואינו צפוי לחזור לקצבי הפקה שהיו בשנים 2020-2022 (עד כ- 3.2 BCF ליום).

6. פעילות חיפוש: בשנים האחרונות הציעה מצרים רישיונות חיפוש בהיקף נרחב, בין היתר, במסגרת מכרזים. מרבית הרישיונות באזור הים התיכון הוענקו לחברות הענק בתעשייה (ה- Majors), וביניהן Shell, Chevron, BP, Eni, ExxonMobil, ו- TotalEnergies, ועל-פי פרסומים בתקשורת, חברות אלה מתכננות פעילות חיפוש מגוונת באגן הים התיכון. ביום 15.1.2023 הודיעה שברון כי מצאה כמות גז משמעותית בקידוח Nargis-1, אשר על-פי פרסומים בתקשורת מכיל כ- 3.5 TCF. בנוסף, על-פי פרסומים בתקשורת, בחודש נובמבר 2023 החלה Eni לקדוח את קידוח Orion-1. נכון למועד אישור הדוח, טרם התפרסמו תוצאות קידוח זה. מלבד הקידוחים כאמור, בשנת 2023 התבצעו מספר קידוחי אקספלורציה, בין היתר Thuraya-1 של Eni, ו- Oud-1 של Shell, אשר על-פי פרסומים בתקשורת נמצאו יבשים.

7. מאזן יבוא/יצוא: מאז תחילת ההפקה ממאגר Zohr בשנת 2017, כמויות הגז שהופקו במדינה עלו על הביקושים המקומיים. עם זאת, החל מחודש מאי 2023 חזרה מצרים להיות יבואנית של גז. על-פי התחזיות, הביקושים המקומיים צפויים להיות גדולים מיכולת ההפקה המקומית, וזאת, בין היתר, כתוצאה מגידול האוכלוסייה מחד, וירידה ביכולת ההפקה מאידך. יתרה מכך, בכדי להזין את מתקני ההנזלה שבאמצעותם שואפת מצרים לייצא גז טבעי, נדרשת כמות גז טבעי נוספת בכמות של עד כ- 19 BCM.

ככל שלא יתגלו תגליות משמעותיות נוספות בשטחה, מצרים תתקשה לחזור להיות יצואנית גז משמעותית.

### (ב) קפריסין

1. משאבים: פרט למאגר אפרודיטה, הוכרו 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.<sup>66</sup> נכון למועד אישור הדוח, לא פורסמו תוצאות קידוח הערכה בתגלית גלאוקוס שבוצע על-ידי ExxonMobil בשנת 2023, וקידוח ההערכה בתגלית 'קאליפסו' טרם בוצע. בחודש אוגוסט 2022 הכריזה Eni על תגלית גז משמעותית בבלוק 6 במים הכלכליים של קפריסין בבאר Cronos-1 המוערכת בכ- TCF 2.5 in place, ובחודש דצמבר 2022 הכריזה Eni על תגלית גז נוספת בבלוק 6 בבאר Zeus-1 המוערכת בכ- TCF 2-3 in place. בחודש פברואר 2024 הודיעה Eni על קידוח הערכה מוצלח במאגר קרונוס, ועל-פי פרסומים בתקשורת צפויה Eni להיכנס לתהליך של פיתוח המאגר על בסיס תשתיות שדה Zohr שבמצרים, ובכך להזרים את הגז מקרונוס למצרים. 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 7.12.2 (ח) לעיל.
4. מתקנים עיקריים: אין. בחודש ינואר 2023 החלו עבודות הקמה של מתקן גיזוז צף (FSRU) לייבוא LNG בואסיליקוס שבדרום קפריסין על-ידי קונסורציום בהובלת חברת China Petroleum Pipeline Engineering Co. Ltd. על-פי פרסומים בתקשורת זרה, על אף שמתקן FSRU כבר מוכן לשינוע לקפריסין, תשתיות הגז אינן מותקנות ובהתאם ספק אם תחל פעילותו של מתקן FSRU בשנת 2024.

<sup>66</sup> "in place" - משמעו, כמות הגז במאגר. הכמות שניתן להפיק בפועל (recoverable) נמוכה באופן משמעותי מה-in place. יובהר כי, עתודות ומשאבים, המדווחים בין היתר על-ידי השותפות, הינם כמויות שניתן להפיק בפועל.

5. הפקה: אין.
6. פעילות חיפושים: קפריסין העניקה רישיונות על פני רוב שטחה הימי לחברות הענק בתעשייה, וביניהן Eni, TotalEnergies, ו-ExxonMobil. במהלך שנת 2023, ביצעו שלוש החברות כאמור פעילות חיפושים הכוללת ביצוע סקרים סייסמיים וקידוחי חיפוש והערכה, ומגמה זו צפויה להימשך בשנת 2024. 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 חיפושים, ובכלל זאת קידוחים במים הכלכליים של קפריסין. לפרטים נוספים בנוגע למחלוקת, ראו סעיף 7.29.37 להלן.
7. מאזן יבוא/יצוא: נכון למועד אישור הדוח, השלמת מתקן FSRU לייבוא LNG צפויה בסוף שנת 2024-תחילת שנת 2025. באשר לייצוא עתידי, בהיעדר רגולציה רלוונטית בקפריסין בכל הנוגע למתקני יצוא של גז טבעי, קיים קושי להעריך כיצד התגליות הקיימות וכן תגליות נוספות, ככל שתהיינה, עשויות להשפיע על אופן יצוא הגז הטבעי מקפריסין ועל התחרות, ככל שתפתח, 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 חיפושים: נכון למועד אישור הדוח, העניקה לבנון שני רישיונות בלבד לקונסורציום בראשות TotalEnergies, הכולל את החברות ENI ו-QatarEnergies. בכל אחד משני הרישיונות כאמור בוצעו קידוחי אקספלורציה בשנים האחרונות, אשר נמצאו יבשים. האחרון שבהם, על-פי פרסומים בתקשורת, נקדח בבולק 9, הגובל במים הכלכליים של ישראל, אשר נקדח במהלך שנת

2023, ולא הסתיים בהכרזה על תגלית. יתר השטחים במים הכלכליים של לבנון מוצעים כעת במסגרת המכרז השלישי של ממשלת לבנון. לפרטים אודות להסכם הימי שנחתם בין ממשלות ישראל ולבנון, ראו סעיף 7.8.2 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- MMCF 60 ליום. עם זאת, למיטב ידיעת השותפות, יצוא מסוג זה לא התקיים.

#### (ד) ירדן

1. משאבים: כלל משאבי הגז בירדן מסתכמים לכ- BCF 70 בשדה Risha. בנוסף, קיים מצבור של פצלי שמן המפותח המסגרת פרויקט תחנת הכוח Attarat.

2. יכולת הפקת גז נוכחית: בשדה Risha מופקים כ- BCM 0.1 בשנה.

3. ביקוש מקומי: הביקוש המקומי בירדן מסתכם לכ- BCM 3.8-4.2 בשנה ומושפע מהיקף הביקוש לחשמל ומייצור החשמל באמצעים חליפיים לגז, הכוללים אנרגיות מתחדשות ותזקיני נפט. הגז הטבעי מהווה כ- 80% מסך המקורות לייצור חשמל של חברת החשמל הירדנית NEPCO.

4. מתקנים עיקריים: במפרץ עקבה 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- BCM 0.2 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 7.12.2(ג) לעיל.

## 7.15 עונתיות

7.15.1 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.

7.15.2 להלן נתונים אודות התפלגות מכירות הגז הטבעי (100%) מפרויקט לווייתן בשנתיים האחרונות:<sup>67</sup>

תקופה	רבעון ראשון (ב-) (BCM)	רבעון שני (ב-) (BCM)	רבעון שלישי (ב-) (BCM)	רבעון רביעי (ב-) (BCM)
2022	2.7	2.8	3.0	2.9
2023	2.8	2.5	2.9	2.8

## 7.16 מתקנים וכושר יצור בפרויקט לווייתן

7.16.1 שלב 1א' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

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

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

(ב) מערך הפקה תת-ימי: מקשר בין בארות ההפקה לבין פלטפורמת ההפקה ומצוי על קרקעית הים. המערך התת-ימי מורכב מצינורות בשדה (infield) בקוטר 14 אינטש שדרכם מוזרמים הגז הטבעי, הקונדנסט ונוזלים נלווים מכל באר אל המסעפת התת-ימית (manifold). מהמסעפת יוצאים שני צינורות בקוטר 18 אינטש וכן הצינור השלישי (בהקמה) בקוטר 20 אינטש, באורך של כ- 120 ק"מ, המוליכים גז, קונדנסט ונוזלים נלווים אל פלטפורמת ההפקה. בנוסף, כולל המערך התת-ימי שני

<sup>67</sup> הנתונים מתייחסים לכלל מכירות הגז הטבעי שהופק ממאגר לווייתן ומעוגלים לעשירית BCM.

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.

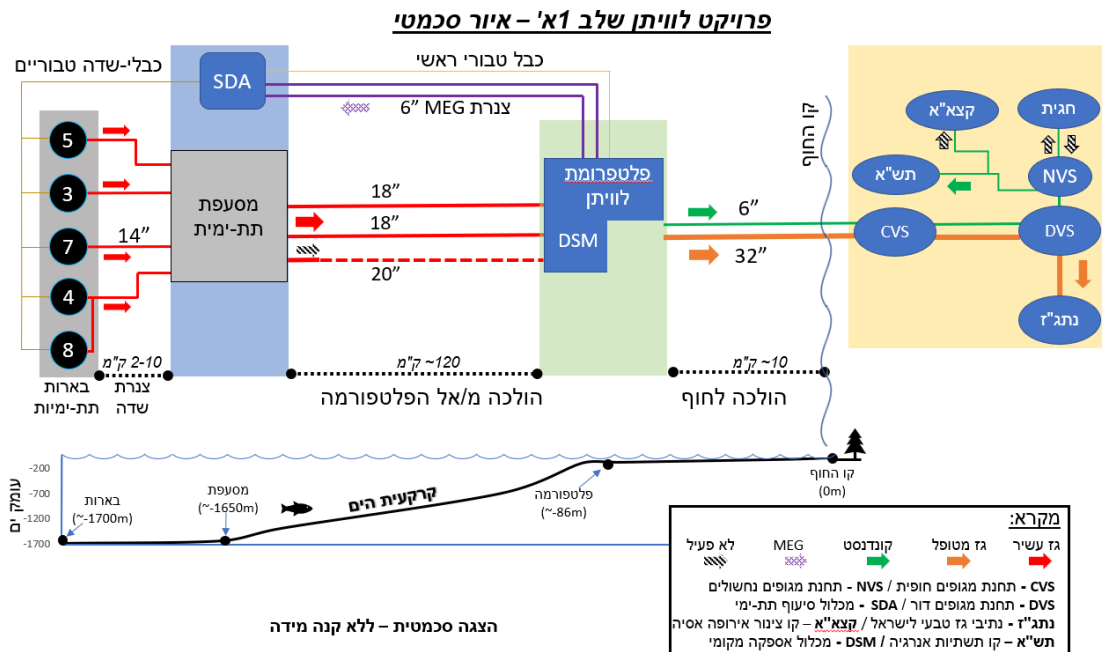
(ג) פלטפורמת טיפול והפקה: פלטפורמת לווייתן ממוקמת כ- 10 ק"מ מהחוף. על גבי הפלטפורמה מתבצע כל תהליך הטיפול בגז ובנוזלים. הפלטפורמה מקובעת לקרקעית הים בעומק מים של כ- 86 מטר באמצעות מגדל כלונסאות (jacket). על חלקו העליון של המגדל (topsides), הבולט מעל פני הים, מורכבים הסיפונים (decks) של הפלטפורמה, שנחלקים 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, מגורי עובדים, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה, מתקני אבטחה, מתקני ייבוש הגז, מתקני עזר ושירותים וכיו"ב; ו- (ב) יחידת אספקת הנוזלים (LSM – liquids supply module), בה מאוחסנים קונדנסט ו- MEG. קיבולת הפלטפורמה עומדת בכ- 1,200 MMCF גז ליום ובעד כ- 5,400 חביות קונדנסט ליום. עם זאת, בתנאי תפעול מסוימים, ניתן להגיע להפקה גבוהה במקצת מהכמות כאמור.

(ד) מערך הולכה אל החוף: הצנרת היוצאת מפלטפורמת לווייתן אל החוף מורכבת מצינור 32 אינטש להובלת גז טבעי<sup>68</sup> וצינור 6 אינטש להובלת קונדנסט. צינורות אלה עוברים מתחת לקו החוף, מגיעים אל תחנת המגופים החופית (Coastal Valve Station), ומשם אל תחנת המגופים של דור (Dor Valve Station), הממוקמת בסמוך לתחנת מגופים של נתג"ז, אליה מועבר הגז הטבעי. צינור הקונדנסט מתחבר בתחנת המגופים נחשולים (Nahsholim Valve Station) לקווי הנפט של קצא"א ושל תש"א, וכן לאתר חגית.

(ה) אתר חגית: אתר חגית כולל מיכל לאחסון זמני של קונדנסט, הכולל את הצנרת, האביזרים, הציוד, המשאבות, מערכות הפיקוד, הבקרה והתפעול, מתקן למילוי מיכליות, מתקני עזר ושירותים, הנדרשים לתפעול בטיחותי של האתר. הקונדנסט מגיע לאתר חגית באמצעות

<sup>68</sup> לפרטים אודות רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, ראו סעיף 7.23.13 (א) להלן.

צינור 6 אינטש כאמור, ובהיעדר יכולת להזרמה מיידית של הקונדנסט ללקוחות פרויקט לווייתן, ועל מנת לאפשר המשך הפקה סדירה של גז טבעי, נועד האתר לאפשר הזרמה ואחסון זמני של הקונדנסט באתר חגית וכאשר יתאפשר, יוזרם ללקוחות השותפות, או במידת הצורך יפונה משם באמצעות מיכליות ללקוחות. נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן לאחסן קונדנסט באתר חגית בשל נזק שנגרם למיכל האחסון בעקבות פגעי מזג האוויר. בהמשך לכך, פועלת המפעילה להערכת הנזק ותיקונו, ולהערכתה, לאור החלופות הקיימות בהיעדר יכולת הזרמה לבז"א, האמור לא צפוי להשפיע על פעילות פרויקט לווייתן. לפרטים אודות ההסכמים עם לקוחות הקונדנסט, ראו סעיפים 7.11.4(ב) ו- 7.11.4(ה) לעיל.

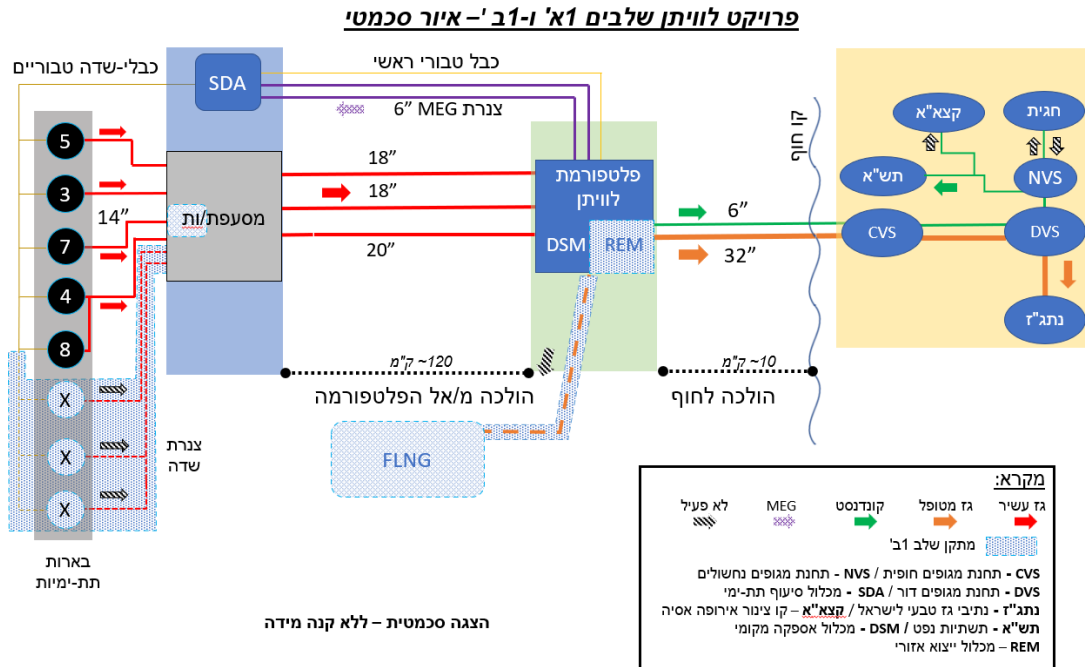


### 7.16.2 שלב 1ב' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

שלב 1ב' לתוכנית הפיתוח המאושרת מיועד להגדיל את יכולת ההפקה היומית של פרויקט לווייתן לכ- 2.1 BCF, ובתנאי תפעול מסוימים אף מעבר לכך. המתקנים המתוכננים במסגרת זו (כתוספת לשלב 1א') כוללים, בין היתר, 3 בארות הפקה נוספות בעלות יכולת הפקה של עד כ- 400 MMCF ליום, כל אחת, אשר יחוברו אל הפלטפורמה באמצעות צנרת וציוד תת-ימי שברובו משמש את מערך ההפקה הקיים. על-פי התוכנית, לפלטפורמה יתווסף מכלול טיפול המכונה 'מכלול יצוא אזורי' (REM – Regional Export Module), הכולל בעיקר מערכים נוספים לטיפול בגז. יצוין כי, יתכנו עדכונים בפרטי שלב 1ב' לתוכנית הפיתוח המאושרת, כפי שצוינו לעיל, אשר

עשויים לדרוש אישור רגולטורי לרבות הצינור הרביעי ומתקן FLNG ככל שיוחלט על הקמתם.

7.16.3 לפרטים אודות האפשרויות להגדלת יכולת ההפקה היומית בפרויקט לווייתן וחלופות שונות שבוחנים שותפי לווייתן בקשר לכך, ראו סעיף 7.2.5 לעיל.



### 7.17 חומרי גלם וספקים

ככלל, התקשרויות עם ספקים וקבלנים מקצועיים מתבצעת על-ידי המפעילה בפרויקטים השונים. יצוין כי, בישראל אין כיום חברות אשר יכולות לבצע את הפעולות העיקריות המבוצעות בפרויקטים, כדוגמת קדיחת קידוחים בים עמוק, יצור והנחת תשתיות תת-ימיות, יצור והקמת מתקנים ימיים דוגמת פלטפורמות טיפול והפקה וכו', ולפיכך, חלק ניכר מעבודות הפיתוח והתשתית בפרויקטים השונים בהם שותפה השותפות, מתבצעות באמצעות ספקים בינלאומיים, איתם מתקשרת המפעילה באופן ישיר, בשם השותפים בפרויקט. עם זאת, יצוין כי הספקים הבינלאומיים מונחים לשלב בפעילותם, ככל שניתן, שירותים ויועצים מקומיים. יודגש כי, מצב זה, במסגרתו שירותים מיובאים ממדינות שונות לצורך הקמה ותפעול של הפרויקטים, מקובל בתעשיית הגז והנפט, גם כאשר הפרויקט ממוקם במדינה עתירת יכולות בתחום, כדוגמת ארצות הברית או אנגליה. בתוך כך, כלים וחומרים ייעודיים, כדוגמת אוניות קידוח ואסדות מנוף וכן צינורות ומלט, נחכרים או נרכשים ומובלים מרחבי העולם בהתאם לזמינותם, לסוג העבודה ולצרכים של כל פרויקט. בהתאם, העלויות של כל כלי וחומר תלויות בשרשראות אספקה

עולמיות, והינן רגישות, בין היתר, לתנודתיות במחירי הנפט הגולמי ולביקושים נוכחיים וחזויים לגז טבעי.

### 7.18 הון אנושי

7.18.1 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.

7.18.2 ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות הסדר בנוגע להוצאות הניהול של השותפות, לפיו החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות בכל הוצאות הניהול של השותפות והשותף הכללי, ובכלל זאת עלות העסקתם של יו"ר הדירקטוריון הפעיל, המנכ"ל וכל יתר נושאי המשרה ועובדי השותפות, למעט שכרם של דירקטורים שמונו על-ידי קבוצת דלק, בעלת השליטה בשותפות. לפרטים נוספים אודות ההסדר האמור ואישורו 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.

7.18.3 נכון ליום 31.12.2022 וליום 31.12.2023, הועסקו בשותפות עובדים, כדלקמן:

מספר עובדים ליום 31.12.2023	מספר עובדים ליום 31.12.2022	מחלקה
16 (מתוכם 8 נושאי משרה)	17 (מתוכם 7 נושאי משרה)	הנהלה, מטה וכספים
7 (מתוכם 2 נושאי משרה)	7 (מתוכם 2 נושאי משרה)	מחלקות מקצועיות
<b>23</b>	<b>24</b>	סה"כ

7.18.4 בנוסף למנהלי ועובדי השותפות, כאמור לעיל, השותפות נעזרת ביועצים שונים, לרבות יועצים גיאולוגים ומקצועיים, עורכי דין ויועצים פיננסיים, ככל שייעוץ כאמור נדרש. כמו כן, במסגרת הסכמי התפעול בפרויקטים השונים, המפעילה בפרויקטים מעסיקה כוח אדם לצורך ניהול ותפעול הפרויקטים.

7.18.5 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.

### 7.19 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 שהוכרו וטרם חולקו והתחייבויות לזמן קצר לסילוק נכסי נפט וגז. לפרטים נוספים ראו דוחות על המצב הכספי בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

### 7.20 מימון

#### 7.20.1 כללי

נכון למועד אישור הדוח, מממנת השותפות את פעילותה בעיקר מהכנסות ממכירת גז טבעי ללקוחות פרויקט לויתן ומהנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בישראל ובחו"ל.

#### 7.20.2 אגרות חוב של לויתן בונד

ביום 18.8.2020 השלימה לויתן 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 לויתן בונד**", בהתאמה):

(א) אגרות חוב בהיקף כולל של 500 מיליון דולר ע.ג., אשר נפרעו עד ליום 30.6.2023, ונשאו ריבית שנתית קבועה של 5.75%.

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

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

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

הקרן והריבית של אגרות החוב הן דולריות, כאשר ריבית אגרות

החוב של כל אחת מהסדרות תשולם פעמיים בשנה, ביום 30 ליוני וביום 30 בדצמבר. אגרות החוב נרשמו למסחר במערכת "רצף מוסדיים" של הבורסה. למידע נוסף אודות הנפקת לויתן בונד, ראו דוח מידי 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 31.12.2023 (בניכוי עלויות גיוס) עמדה על סך של כ- 1.74 מיליארד דולר.

ביום 1.5.2023 בוצע פירעון מוקדם חלקי של הסדרה הראשונה של אגרות החוב, אשר מועד פירעונה המקורי חל ביום 30.6.2023, בהתאם לתנאי אגרות החוב, בהיקף של 280 מיליון דולר (מתוך היקף סדרה כולל של 500 מיליון דולר), וביום 30.6.2023 נפרעה יתרת הסדרה הראשונה של אגרות החוב במלואה ובמועד המתוכנן, וזאת בהתאם לתנאי אגרות החוב.

ביום 22.1.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי לאמץ תוכנית לרכישת אגרות החוב, בסכום מצטבר של עד 100 מיליון דולר, לתקופה של שנתיים (להלן: "**תוכנית הרכישה**"). ביום 15.11.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי להמשיך בביצוע רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה, וזאת מסדרת אגרות החוב אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2025 ו/או מסדרת אגרות החוב אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2027. עד למועד אישור הדוח, ביצעה השותפות רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה בסך כולל של כ- 7.7 מיליון דולר. יובהר כי, אין בהחלטה כאמור בכדי לחייב את השותפות ו/או את לויתן בונד לבצע רכישה של אגרות החוב, וכי הנהלת השותפות תהיה רשאית להחליט שלא לרכוש אגרות חוב כלל.

לפרטים נוספים אודות תוכנית הרכישה ראו דוח מידי של השותפות מיום 23.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-010464), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה, וכן סעיף 3 לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

לפרטים נוספים אודות אגרות החוב ראו בחלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

7.20.3 מסגרת אשראי

השותפות קיבלה מבנק ישראלי מסגרת אשראי בנקאי, המיועדת לשמש אותה בפעילותה השוטפת. בהתאם לתנאי מסגרת האשראי, תוכל השותפות, במשך תקופה אשר תחל ביום 14.3.2024 ותסתיים ביום 7.3.2025, למשוך מעת לעת הלוואות דולריות עד לסכום כולל של 100 מיליון דולר, וזאת לתקופה עד למוקדם מבין מועד הפירעון הסופי המבוקש על-ידי השותפות בהודעה על כוונתה ליטול את ההלוואה, ובין יום 15.4.2026 (להלן: "**מסגרת האשראי**"). יצוין כי, מסגרת האשראי הינה חלף מסגרות האשראי אשר הועמדו לשותפות בעבר. לפרטים נוספים ראו ביאור 10ד לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). נכון למועד אישור הדוח, השותפות לא משכה כל סכום מתוך מסגרת האשראי.

7.20.4 אמות מידה פיננסיות

מסגרת האשראי קובעת אמות מידה פיננסיות בהן השותפות נדרשת לעמוד ואשר הפרתן 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 מידי חציון ככל שהשותפות תערוך רק דוחות חצי שנתיים.<sup>69</sup>

(ב) היחס בין עודף המקורות לסכום מסגרת האשראי לא יפחת מ-

<sup>69</sup> לעניין זה, "**שווי נכסי השותפות**" – סך התזרים המהוון (בשיעור של 10%), לאחר ניכוי מיסים של העתודות הצפויות ו/או המותנות (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 ושבגינם 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, כתבי נחיתות). למען הסר ספק, המונח "חוב פיננסי" אינו כולל מסגרות לערבויות וערבויות בנקאיות שהוצאו על-פיהן לבקשת השותפות.

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



1, כאשר לצורך חישוב זה יתווסף למקורות סכום השווה ליתרת מסגרת האשראי אשר טרם נמשכה באותו המועד, ויחשב כחלק מ"עודף המקורות". בדיקת יחס הכיסוי תהיה מדי חציון על-פי דוח המקורות והשימושים.<sup>70</sup> לפרטים נוספים ראו ביאור 10ד לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, עומדת השותפות באמות המידה כאמור.

## 7.21 מיסוי

### 7.21.1 כללי

בהתאם לתיקון של תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוי נפט), התשמ"ט-1988 (להלן: "**תקנות מס הכנסה**") שאושר ביום 3.8.2021, החל משנת המס 2022 משטר המס שחל על השותפות הוא משטר המס החל על חברות. כתוצאה משינוי זה, החל משנת המס 2022 מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות כפופים למשטר מס בגין חלוקת רווחים שתבצע השותפות, בדומה למשטר המס החל על בעלי מניות בחברה בגין חלוקת דיבידנדים (קרי, בשיטה הדו-שלבית).<sup>71</sup> לפרטים נוספים בנושא זה, ראו ביאור 20א לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

### 7.21.2 סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע

לפרטים אודות הליך משפטי שקיימה השותפות בנוגע לסעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, ואודות המרצת פתיחה שהגישו השותפות והשותף הכללי לבית המשפט המחוזי בקשר עם יישום הוראות סעיף 19, ראו ביאור 19ג לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

### 7.21.3 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:

<sup>70</sup> לעניין זה, "**עודף מקורות**" – סכום המקורות המצטבר עד ליום 30.6.2025 (כמפורט בדוח מקורות ושימושים בנוסח מוסכם) בניכוי סכום השימושים (כהגדרתו בדוח מקורות ושימושים) המצטבר עד ליום 30.6.2025.

<sup>71</sup> להלן קישור לקובץ תקנות המס כפי שפורסם ברשומות ביום 14.9.2021: [https://www.nevo.co.il/law\\_word/law06/tak-9627.pdf](https://www.nevo.co.il/law_word/law06/tak-9627.pdf)

"היטל רווחי נפט" או "ההיטל"). לפרטים אודות ההיטל והמנגנון לחישובו, וכן אודות ההליכים המשפטיים המתנהלים בקשר עם ההיטל בגין המאגרים לויתן ותמר, ראו ביאור 19ג 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")<sup>72</sup>, מכוח סעיפים 10(ב) ו-51 לחוק, שנועדו להסדיר את נושא תשלום המקדמות בגין היטל רווחי נפט שישולמו על-ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט, לרבות אופן חישובן של המקדמות, מועדי תשלומן והדיווח עליהן. להלן תמצית ההוראות העיקריות הכלולות בתקנות:

1. בתקנות נקבע שבעל זכות נפט של מיזם נפט (להלן בסעיף זה: "**בעל זכות נפט**") ישלם מקדמות על חשבון ההיטל לאותה שנת מס, כאשר התשלום יחל משנת המס העוקבת לשנת המס שבה היה מקדם ההיטל בגובה 1 או יותר, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית מהמועד שנקבע לתשלום ועד לתשלום סכום המקדמה.

2. עוד נקבעו נוסחאות לחישוב סכומה של המקדמה, שיעורה, מועד תשלומה ואופן דיווח הסכום המשולם. לפי התקנות, כל מי שהוא בעל זכות נפטיחויב בתשלום המקדמות מהתקבולים השוטפים של המיזם בהתאם לחלקו היחסי בזכות הנפט (במקרה של שיווק משותף), או התקבולים השוטפים של בעל זכות הנפט (במקרה של מכירת נפט בנפרד). עוד נקבע כי ב-3 שנות המס הראשונות, החל משנת המס העוקבת לשנת המס שבה היה מקדם ההיטל בגובה 1 או יותר או החל משנת המס 2021, לפי המאוחר, יהיה שיעור המקדמה: בשנת המס הראשונה – 21%; בשנת המס השנייה – 30%; ובשנת המס השלישית – 37%.

3. על-פי סעיף 9(ב)(1) לחוק, "תשלום נגזר" הוא תשלום המחושב כשיעור מהנפט שהופק בשטח מיזם הנפט, מתקבולי המיזם או מרווחי הנפט של המיזם, ומקבל תשלום נגזר חייב בתשלום היטל הקרוי "סכום

<sup>72</sup> [https://www.gov.il/BlobFolder/legalinfo/law8957/he/LegalInformation\\_kesher\\_8957.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/legalinfo/law8957/he/LegalInformation_kesher_8957.pdf)

ההשתתפות". הסעיף קובע כי סכום ההשתתפות יופחת מן ההיטל שבעל זכות הנפט חב בו, ולפיכך נקבע בתקנות כי בעל זכות נפט זכאי לקיזו 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 הקיזו 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 בירור המחלוקת), ותיקונים נוספים שנועדו להקנות לפקיד השומה סמכויות לצורך ייעול הטיפול בגביית ההיטל. לפרטים נוספים ראו ביאור 19ג לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

#### 7.21.4 שנות המס 2015-2016

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

(ב) ביום 20.10.2021 פרסמה השותפות דוח מידי 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 ואי ההסכמות בעניין גובה ההכנסות החייבות של השותפויות לצרכי מס לשנת 2016, ביום 22.11.2018 התקבלו מאת רשות המיסים שומות לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה, התשכ"א-1961 (להלן: "**פקודת מס הכנסה**") ולהלן בסעיף זה: "**שומת המס**").

עיקר המחלוקות נוגעות לאופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאו השותפויות בפועל, ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין.

בהמשך להשגה שהגישה השותפות על שומת המס, הוצאו לשותפויות שומות בצו לפי סעיף 152(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצווים").

על-פי הצווים, ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר היא כ- 125.8 מיליון דולר וכ- 114 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 107.2 מיליון דולר וכ- 95.4 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- 67.1 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 7.6 מיליון דולר וכ- 18.1 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 31.12.2023.

ככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המיסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל ריבית והפרשי הצמדה), על חשבון המס בו חייבים בעלי יחידות השותפות בשותפויות, בסך של כ- 43.7 מיליון דולר.

ביום 15.9.2020 הגישה השותפות הודעת ערעור על הצווים לבית המשפט המחוזי בתל-אביב. נימוקי השומה בערעור הוגשו על-ידי פקיד השומה ביום 21.12.2020 ובהתאם להחלטת בית המשפט, ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור מטעם השותפות הוגשה ביום 3.5.2021. דיון קדם משפט בערעור התקיים ביום 25.11.2021, ולאחר מספר דחיות בשל קיום הידברות עם פקיד השומה, טרם נקבע מועד לקיום דיון קדם משפט נוסף.

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.

#### 7.21.5 שנת המס 2017

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

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

עיקר המחלוקות נוגעות לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאה השותפות בפועל, לרבות זקיפת הכנסות מימון הנובעות מהפרשי שער לנכס בהקמה, אופן יישום סעיף 20(ב) לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע לעניין ניכוי הוצאות פחת והפסדים שהתהוו בגינן 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- 344.2 מיליון דולר (חלף סך של כ- 205.4 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת 2017 של השותפות הינו כ- 654 מיליון דולר (חלף סך של כ- 593.5 מיליון דולר, כפי שנכלל בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2023.

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

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- 105 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.

#### 7.21.6 שנת המס 2018

(א) ביום 19.2.2020 פרסמה השותפות דוח מיידית 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 המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המיסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2018, ביום 24.3.2021 התקבלה מרשות המיסים שומה שלא בהסכם, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן בסעיף זה: "**שומת המס**"), לפיה ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2018 של השותפות הינה כ- 179.5 מיליון דולר (חלף סך של כ- 137.8 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת

2018 של השותפות הינו כ- 15.9 מיליון דולר, כמוצהר בדוח אשר הוגש על-ידה כאמור. יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2023.

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 7.21.4(ג) ו- 7.21.5(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- 14.2 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.

#### 7.21.7 שנת המס 2019

(א) ביום 14.7.2021 פרסמה השותפות דוח מיידי 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.

#### 7.21.8 שנת המס 2020

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

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

#### 7.21.9 שנת המס 2021

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

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

7.21.10 יצוין כי, על אף שבהתאם לתיקון לתקנות מס הכנסה, החל משנת 2022 השותפות ממוסה כחברה (קרי, בשיטה הדו-שלבית), כאמור בסעיף 7.21.1 לעיל, בהתאם להבהרה שהתקבלה מרשות המסים, התשלומים ששולמו בחודש ינואר 2022 (לאחר כניסתן לתוקף של תקנות המס) לא ימוסו כחלוקת דיבידנד בחברה בהתאם לתקנות.

7.21.11 יובהר כי, ביחס לכל אחת משנות המס 2016 ואילך, לגביהן עדיין מתקיימים הליכים בפני בית המשפט או הליכי השגה מול פקיד השומה או טרם הסתיימה הביקורת של רשות המסים לדוחות המס של השותפות, יתכן ויתברר לאחר הכרעה סופית במחלוקות המתבררות בבתי המשפט או הגעה להסכמות עם פקיד השומה או השלמת ביקורת רשות המסים שקיימים הפרשי שומות כך ששומת המס הסופית גבוהה מתשלומי המס ששולמו על-ידי השותפות (בניכוי החזרים ששולמו לה), ובמקרה כאמור יהיה על השותפות



לשלם לרשות המסים, על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות, את יתרת המס הנובע מהפרשי השומות, בהתאם לחישוב המס לפי סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע. יצוין כי, בהתאם להוראות פסק הדין מיום 28.6.2021, כמפורט בביאור 19ב לדוחות 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.

7.21.12 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.

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

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

## 7.22 סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם

7.22.1 פעילות חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש 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.

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

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

(ב) כמו כן, פעילותה של השותפות באמצעות המפעילה כפופה

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

(ג) ביום 12.9.2023 אישרה ועדת השרים לענייני חקיקה את טיוטת חוק האקלים, התשפ"ג-2023 (להלן: "**טיוטת חוק האקלים**") לקראת קריאה ראשונה בכנסת. ביום 22.9.2023 התקבלה החלטת ממשלה מס' 927, במסגרתה אישרה הממשלה את טיוטת חוק האקלים בכפוף לתיקונים מסוימים. טיוטת חוק האקלים מעגנת יעד לאומי להפחתת פליטות גזי חממה לשנת 2030, הפחתה של 27%, כך שהיא תעמוד על 73% מכמות פליטות גזי החממה שנמדדה בשנת 2015 (שנת הבסיס). נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך מתי, אם בכלל, יקודמו הליכי החקיקה של טיוטת חוק האקלים ואלו שינויים ייערכו בה.

(ד) במסגרת חוק ההסדרים של שנת 2024, נכללה הצעה להטלת מס פחמן על דלקים פוסלים המשמשים לייצור חשמל ותעשייה וכן על הטמנת פסולת. בהתאם למתווה שפורסם, יוטל מס בהדרגה על פחם, גז טבעי, מזוט, גפ"מ ופטקוק החל משנת 2025 בכדי לעודד מעבר למקורות אנרגיה חלופיים. המתווה שפורסם הינו כללי כך שעוד קיימת אי וודאות בנושא. עם זאת, המתווה הכללי אושר על-ידי הממשלה, וכעת נמצא בתהליך אישור. יצוין כי, החלת מס הפחמן תלויה בכך ששרדי הממשלה יפרסמו נוהל תמיכה תקציבית במפעלים הצורכים דלקים (אחרת ישהה השר את הטלת המס). להערכת

השותפות, למס פחמן, ככל שיאושר במתכונת המוצעת, לא תהיה השפעה מהותית על פעילותה.

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

(ו) ביום 27.3.2023 אישרה הכנסת בקריאה ראשונה את הצעת החוק 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 אחד לפעילות בעלת פוטנציאל לגרום להשפעה סביבתית ניכרת. הצעת החוק, אשר ביום 2.4.2023 פוצלה ומוגה עם הצעת חוק אחרת, נמצאת במועד אישור הדוח בהכנה לקריאה שניה ושלישית.

(ז) ביום 14.4.2022 פורסם תזכיר הצעת חוק מוכנות ותגובה לתקריות של זיהום הים והסביבה החופית בשמן, התשפ"ב-2022, שמטרתו ליישם את האמנה בדבר מוכנות, תגובה ושיתוף פעולה מפני זיהום משנת 1990 (International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Cooperation) במישור הישראלי-המקומי. על-פי ההצעה כאמור, כל הגופים שבתחומם או באחריותם יש רצועת חוף או הפועלים בים, ביניהם בעלי מתקנים לחיפוש ולהפקה של נפט וגז טבעי, ייערכו לתקריות של זיהום הים והסביבה החופית בשמן. הצעת החוק כוללת את דרך האסדרה של תקריות מסוג זה בכמה מישורים: מוכנות – הכנת תכניות חירום, הצטיידות ותרגול. על גופים אלה להכין תכניות להתמודדות עם תקריות ולהיערך לפעול על-פיהן באם יתרחשו; תגובה לתקרית – צמצום הנזקים בכלל והסביבתיים בפרט; ניקוי ושיקום – ניקוי מה שזוהם, החזרת המצב לקדמותו, ופינוי הפסולת שנוצרה.

(ח) מלבד הרגולציה הקבועה בדין הישראלי, ישנן הוראות נוספות בנושאים סביבתיים הקבועות גם בתנאי שטרי החזקות

והרישיונות שניתנו לשותפות וכן באישורים השונים הדרושים לצורך ביצוע פעולות החיפוש וההפקה ולצורך הקמה והפעלה של מערכות ההפקה של הפרויקטים בהם שותפה השותפות. בעת ביצוע חיפוש, קידוח ו/או במסגרת פעילות הפקה של נפט וגז טבעי הוכשת השותפות באופן עצמאי ו/או באמצעות המפעילה, בהתאם להנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט (לפרטים ראו סעיף 7.23.7(א) להלן), ביטוח לכיסוי נזקים להוצאות ניקוי של הסביבה, פינוי הריסות ונזקים לגוף ו/או לרכוש של צדדים שלישיים הנובעים מהתפרצות תאונתית, פתאומית בלתי צפויה ובלתי מבוקרת של נפט ו/או גז טבעי. השותפות אינה עורכת ביטוח לנזקי זיהום שאינם תאונתיים ונובעים מתהליך הדרגתי ומתמשך. בהקשר זה יצוין כי, תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפוש נפט והפקתו בים), התשע"ז-2016 (אשר ביטלו את התקנות משנת 2006) כוללות הוראות שונות בנוגע לפעילות חיפוש והפקת נפט בים, ובין היתר, תנאים ביחס לזהותו של מפעיל, לרבות בכל הנוגע לניסיון שלו בשמירת הבטיחות וההגנה על הסביבה במסגרת פעולות החיפוש וההפקה של הנפט.

(ט) 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 החיפוש, 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 חיפוש, 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.

(י) 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.

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

#### 7.22.4 אירועים בקשר עם איכות הסביבה

בהתאם למידע שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה בפרויקט לוויין, בשנת 2023 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 7.22.7 להלן.

#### 7.22.5 מדיניות ניהול סיכונים סביבתיים

(א) המפעילה בפרויקט לוויין 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 וגהות. 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 ( SEMS Safety & Environmental Management ) System). 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 וגהות 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 לנוהל פנימי בעניין שאימצה השותפות.

(ב) במהלך שנת 2019 התקבלו אצל המפעילה בפרויקט לווייתן רישיון עסק, היתר פליטה לאוויר, היתר הזרמה לים, והיתר רעלים ראשוניים לאסדת לווייתן, אשר מוארכים מפעם לפעם בהתאם לנדרש בחוק. נכון למועד אישור הדוח, תוקפו של רישיון העסק הינו עד ליום 31.12.2029, תוקפו של היתר הפליטה לאוויר הינו עד ליום 5.11.2026, תוקפו של היתר ההזרמה לים הינו עד ליום 31.3.2024, ותוקפו של היתר הרעלים הינו עד ליום 3.6.2024. כן נתקבלו רישיון עסק והיתר הרעלים לאתר חגית אשר תוקפם מוארך באופן דומה.

#### 7.22.6 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.

#### 7.22.7 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

1. 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.

יצוין כי, בשל חלוף הזמן הרב מאז החל התהליך וטרם התקבלה תגובה של המשרד להגנת הסביבה לבקשת חופש המידע, אין ודאות לגבי השלמת ההליך.

2. ביום 2.8.2023 קיבלה שברון הודעה מהמשרד להגנת הסביבה על כוונת חיוב בעיצום כספי, בסך של כ-2.9 מיליון ש"ח (100%), בגין הפרה נטענת של היתר ההזרמה לים של פרויקט לווייתן. שברון הגישה את טענותיה להודעה כאמור, וביום 7.12.2023 התקבלה החלטת המשרד להגנת הסביבה לפיה הוחלט לדחות את טענותיה של שברון וכי סכום העיצום כאמור יוותר ללא שינוי. תשלום בגין עיצום זה הועבר ביום 26.12.2023.

ב) שימועים

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

סמכויותיו כחוק.

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

(ג) ביום 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 'לוויתן', 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. ביום 7.2.2024 ניתן פסק-דין הדוחה את בקשת האישור, תוך חיוב המבקש בהוצאות.

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

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

7.22.10 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.

## 7.23 מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות

### 7.23.1 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"<sup>73</sup> ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי "לויתן", "כריש" ו"תנין" ושדות גז טבעי נוספים" (להלן בסעיף זה: "**החלטת הממשלה**"), אשר נכנסה לתוקף ביום 17.12.2015 עם הענקת פטור מהוראות מסוימות בחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988<sup>74</sup> לשותפות, אבנר, רציו ושברון (להלן בסעיף זה: "**הצדדים**") על-ידי ראש הממשלה, בתפקידו דאז כשר הכלכלה, בהתאם להוראות סעיף 52 לחוק התחרות הכלכלית (להלן בסעיף זה: "**הפטור**" או "**הפטור לפי חוק התחרות הכלכלית**"). הפטור חל ביחס להסדרים כובלים מסוימים שעשויים היו לכאורה להיות מיוחסים לצדדים, כמפורט בהחלטת הממשלה (להלן: "**ההסדרים הכובלים**"). החלטת הממשלה והפטור יקראו לעיל ולהלן: "**מתווה הגז**".

להלן מובא תיאור תמציתי של עיקרי מתווה הגז:

(א) להלן ההגבלים העסקיים שביחס אליהם ניתן הפטור:

1. ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, על-פי עמדת הממונה על התחרות, כתוצאה מרכישת הזכויות בהיתר רציו-ים על-ידי השותפות, אבנר ושברון; וכן ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, כתוצאה מחבירת הצדדים כבעלים במשותף של היתר רציו-ים ומאגר לויתן.
2. ההסדר הכובל שיווצר, לכאורה, במקרה בו הצדדים או חלק מהם ישווקו במשותף את הגז שיופק ממאגר לויתן לשוק המקומי עד ליום 1.1.2030.<sup>75</sup>

<sup>73</sup> בפטור לפי סעיף 52 לחוק ההגבלים העסקיים אשר צורף כנספח א' למתווה, "תמר" הוגדרה כ"מאגר גז טבעי הנמצא בשטח חזקות תמר I/12 ודלית I/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".

<sup>74</sup> ביום 1.1.2019 אושר התיקון לחוק התחרות, שכלל את שינויי שם החוק מ- "חוק ההגבלים העסקיים" ל- "חוק התחרות הכלכלית".

<sup>75</sup> 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.

3. ההסדר הכובל שייווצר, 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, ולפרטים ראו סעיף 7.23.2(א).

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

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

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

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

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

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

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

7.23.2 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 הופעלו סעיפים נוספים מתוקף צו הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים ביחס למחירי הגז המשוק בישראל. לפרטים אודות גורם סיכון הנוגע להשפעה האפשרית של הטלת פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל, ראו סעיף 7.29.19 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 7.25.5 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,<sup>76</sup> 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 7.25.5 להלן) ללא קבלת היתר מראש מהממונה על התחרות.

[https://www.gov.il/BlobFolder/legalinfo/decisions037056/he/decisions\\_037056.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/legalinfo/decisions037056/he/decisions_037056.pdf)

ביום 8.9.2019 הוגש לבית הדין לתחרות ערר נגד החלטת הממונה על התחרות לאישור המיזוג. ביום 21.12.2022 ניתן פסק הדין בערר, במסגרתו קבע בית הדין כי לא עלה בידי העוררות להראות כי המיזוג מעלה חשש סביר לפגיעה משמעותית בתחרות ולפיכך דחה את הסעד שביקש לבטל את האישור שניתן לעסקת המיזוג. יחד עם זאת, הורה בית הדין לממונה על התחרות לתת החלטה משלימה בעניין התנאים שהטילה הממונה במיזוג, נוכח הקשיים שהעלו תנאים אלה (להלן בסעיף זה: "**החלטה משלימה**"). פסק הדין הפך לחלוט ביום 5.2.2023. בהמשך לפסק הדין, ביום 22.3.2023 העבירה רשות התחרות לב"כ השותפות "טיעון בכתב לפני שימוע בנושא התנאים לאישור מיזוג EMED-EMG" אותו הגישו העוררות. ביום 9.7.2023 הגישו EMED ו-EMG, על דעת ובהסכמת השותפות ושברון, התייחסות לטיעון העוררות. נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבלה החלטה משלימה מטעם הממונה על התחרות.

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

#### "חוק הריכוזיות"

על-פי חוק הריכוזיות, לרגולטורים סמכות לשקול שיקולי תחרותיות ענפית ושיקולי ריכוזיות כלל משקית, במסגרת הקצאת נכסי הציבור על-ידי המדינה, בכדי להבטיח את הגברת התחרותיות הענפית ואת ביזור הריכוזיות הכלל משקית. בהתאם, רגולטור רשאי שלא להקצות לגוף המנוי ברשימת הגורמים הריכוזיים שפורסמה ברבים ואשר תקבע על בסיס קריטריונים שנקבעו בחוק הריכוזיות, זכות, לרבות חוזה, בתחום פעילות שבו נעשה שימוש בתשתית חיונית או במשאב ציבורי או שבמסגרתו מוענק שירות חיוני לציבור, המנוי בחוק הריכוזיות (להלן: "**תחום תשתית חיונית**"), אלא לאחר שמצא שלא תיגרם פגיעה של ממש לתחום שבו מוקצית הזכות ולהסדרת התחום האמור בשל אי ההקצאה, וכן לאחר שלקח בחשבון שיקולי מניעת הרחבת הפעילות של הגורם הריכוזי, בשים לב לתחומי הפעילות הנוגעים לעניין ובהתחשב בזיקה ביניהם (להלן: "**שיקולי ריכוזיות כלל משקית**").

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

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

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

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

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

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

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

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

לפיכך, הוראות חוק הריכוזיות אינן חלות עוד על קבוצת דלק ועל השותפות.

7.23.4 חוק הנפט והתקנות מכוחוחוק הנפט (א)

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 בחיפוש נפט כפי שיקבעו על-ידי נציגיה המוסמכים של המדינה לעניין זה.
3. רישיון מקנה לבעלי הרישיון, בכפוף להוראות החוק ותנאי הרישיון, בעיקר את הזכות לחפש נפט בשטח הרישיון בהתאם לתוכנית המוגשת לממונה על ענייני הנפט על-פי החוק, וזכות ייחודית לקדוח קידוחי ניסיון ופיתוח בשטח הרישיון ולהפיק ממנו נפט. ככלל, רישיון יינתן לתקופה מקורית של 3 שנים והוא ניתן להארכה, בתנאים הקבועים בחוק, לתקופה נוספת שלא תעלה על 4 שנים.
4. אם מגיע בעל הרישיון לתגלית נפט רשאי הוא לקבל הארכה של תקופת הרישיון לתקופה שיש בה כדי ליתן לבעל הרישיון זמן מספיק לשם קביעת גבולותיו של שדה הנפט, אך לא יותר משנתיים, וכן רשאי לקבל בשטח מסוים מתוך שטח הרישיון (שלא יעלה על 250 קמ"ר), "חזקה" המקנה זכות ייחודית לחפש ולהפיק נפט בשטח החזקה כל ימי תוקפה. החזקה ניתנת לתקופה של עד 30 שנה מיום נתינתה, אולם אם ניתנה חזקה מכוח רישיון שתוקפו הוארך לאחר תגלית בשטח הרישיון, תתחיל התקופה ביום שבו היה פוקע הרישיון אלמלא הוארך. ניתן להאריך חזקה, בתנאים הקבועים בחוק, לתקופה נוספת של עד 20 שנה. שר האנרגיה רשאי להפקיע את החזקה, אם בעל הרישיון לא

- הפיק נפט בכמויות מסחריות במהלך השלוש השנים הראשונות לקבלת הרישיון. בנוסף, חזקה עלולה לפקוע לאחר מתן הודעה מתאימה על-ידי שר האנרגיה, אם לא הפיק בעל החזקה או חדל להפיק נפט בכמויות מסחריות.
5. החוק מחייב כי בעל חזקה ישלם למדינה תמלוג בשיעור של שמינית מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה, למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מהתמלוג המינימאלי שנקבע בחוק.
6. חזקה עלולה לפקוע לאחר מתן הודעה מתאימה על-ידי שר האנרגיה, אם לא הפיק בעל החזקה או חדל להפיק נפט בכמויות מסחריות.
7. נקבע בחוק כי הממונה על ענייני הנפט רשאי לבטל זכות נפט או זכות קדימה אם בעל הזכות לא מילא אחר הוראות החוק או תנאי זכות הנפט או ההיתר המוקדם, או שלא פעל בהתאם לתוכנית העבודה שהגיש או איחר בביצועה, או שלא השקיע בחיפושי הנפט את הסכומים שהתחייב להשקיע, וכל זאת על אף התראה בכתב שנמסרה לבעל זכות הנפט או ההיתר המוקדם 60 יום קודם לכן.
8. הממונה על ענייני הנפט יקיים ספר נפט שיהא פתוח לעיון הרבים (להלן: "**ספר הנפט**"). בספר הנפט יירשמו כל בקשה לזכות נפט, הענקתה, הארכתה, שינויה או פקיעתה וכן העברתה או שיעבודה של זכות הנפט או של טובת הנאה בה או בדבר הענקתו של כל שטר חכירה. שום עסקה כזאת לא יהא כוחה יפה עד שלא נרשמה כן.
9. בחוק נקבע כי לא יהיה לאדם אחד יותר מ- 12 רישיונות, ולא יהיו לו רישיונות על שטח כולל העולה על 4 מיליון דונם, אלא באישורה המוקדם של מועצת הנפט.
10. שר האנרגיה רשאי, לאחר התייעצות עם מועצת הנפט, לחייב בעלי חזקות לספק תחילה, במחיר השוק, מן הנפט אשר מופק בישראל וכן ממוצרי הנפט שהפיקו ממנו, אותה כמות נפט ומוצרי נפט הדרושים לדעת שר האנרגיה לצריכה המקומית. עם זאת, יצוין כי בעל חזקה לא יהא נדרש (א) להפיק מבאר יותר משיעור התפוקה המקסימלי היעילה



שלה; (ב) לספק אחוז מתפוקתו שהוא גדול מאחוז התפוקה הנדרש מבעל חזקה אחר, אלא אם ראה שר האנרגיה לנכון לסטות מהכלל, אם הדבר דרוש, לדעתו, מטעמים של ביטחון המדינה או מניעת בזבז או אי יושר כלפי בעל חזקה אחר.

11. סעיף 54 לחוק הנפט קובע כי אם בעל זכות נפט לא שילם במועד אגרות או תמלוגים ונמסרה לו הודעה על כך בכתב ולאחר שלושים יום טרם שולמו על-ידו, רשאי השר לעקל כל מלאי נפט, מתקנים ושאר הזכויות השייכות לבעל זכות הנפט וכן רשאי לתפוס את כל הנכסים המעוקלים עד קבלת התשלום במלואו.

12. סעיף 76 לחוק הנפט קובע כי היתר מוקדם, רישיון וחזקה הם אישיים ואינם ניתנים, לא הם ולא כל טובת הנאה בהם, לשיעבוד או להעברה בכל דרך שהיא, פרט להורשה, אלא ברשות הממונה על ענייני הנפט, ולא ירשה הממונה על ענייני הנפט שיעבוד או העברה של רישיון או של חזקה, אלא לאחר התייעצות עם מועצת הנפט.

13. בעל חזקה רשאי לבנות קווי צינור להעברת נפט ומוצרי נפט. לא יבנה בעל חזקה צינור נפט, פרט לצינורות איסוף המובילים אל מיכלים שבתחומי בארות שטח החזקה או בסביבתו, אלא לפי קו שאישר הממונה על ענייני הנפט. בניית צינור נפט תהיה לפי תרשימים מפורטים בהתאם לחוק, אשר יהיו טעונים תחילה את אישורו של הממונה על ענייני הנפט, והוא לא ימנע את אישורם אלא מטעמים המתקבלים על הדעת. הממונה על ענייני הנפט רשאי, לאחר התייעצות עם מועצת הנפט, לחייב בעל קו צינור אשר 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 בחיפוש 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 חיפוש 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.

#### 7.23.5 חוק משק הגז הטבעי והתקנות מכוחו

(א) חוק משק הגז הטבעי והתקנות שהותקנו מכוחו קובעים הוראות

בדבר אופן הקמת מערכות להולכה, שיווק ואספקת גז טבעי.

חוק משק הגז הטבעי קובע, בין היתר, כי:

1. אין לעסוק בפעילויות הבאות, אלא על-פי רישיון שנתן שר

האנרגיה (להלן בסעיף זה: "**השר**") ובהתאם לתנאיו:

א. הקמה והפעלה של מערכת הולכה או חלק ממנה.

ב. הקמה והפעלה של רשת חלוקה או חלק ממנה.

ג. הקמה והפעלה של מתקן LNG.

ד. הקמה והפעלה של מתקן אחסון.

ה. הקמה והפעלה של צינור יצוא של מי שאינו בעל חזקה.

2. רישיון הולכה יינתן רק לחברה שהתאגדה בישראל לפי חוק

החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: "**חוק החברות**").

3. לא יעסקו במכר ושיווק של גז טבעי בעל רישיון הולכה, ספק

חשמל, או מי שהוא בעל שליטה או בעל זיקה בהם.

4. העיסוק במכר ובשיווק של גז טבעי אינו טעון רישיון אולם

ניתן שיקול דעת לשר, בהתקיים התנאים הקבועים בחוק

משק הגז הטבעי, לקבוע בהסכמת שר האוצר ובאישור ועדת

הכלכלה של הכנסת, כי לתקופה שיקבע, עיסוק בשיווק גז

טבעי, יהיה טעון רישיון.

בחוק משק הגז נקבעו הוראות נוספות הכוללות, בין היתר,

תנאים למתן הרישיונות, מתן סמכויות לשר, לרשות משק הגז

הטבעי (שמונתה לפי סעיף 63 לחוק משק הגז הטבעי) ולמנהל

הרשות בנוגע למתן רישיונות וקביעת תנאים ומגבלות שונות

שיחולו ביחס לרישיונות או לבעל הרישיון וכן מקנה להם

סמכויות לקבוע הוראות ביחס לספקי גז טבעי, הוראות בנוגע

לביטול רישיונות, ערבויות הנדרשות מבעל רישיון ועוד.

יצוין כי, בהתאם להוראות חוק משק הגז הטבעי, הוענק רישיון

הולכה לחברת לווייתן מערכת הולכה, לצורך הזרמת הגז

מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לווייתן לנקודת הכניסה

הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז.

ההגדרה של המונח "תעריפים" בחוק משק הגז הטבעי 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. הגדרה זו עשויה לאפשר הטלת חיובים מכוח החוק גם על ספקי גז טבעי.

ביום 28.12.2023 פורסם תיקון מס' 13 לחוק משק הגז הטבעי, התשפ"ד-2023, לפיו רשאי שר האנרגיה להאריך את תוקף רישיון ההולכה של נתג"ז בתקופה נוספת של 15 שנים. בנוסף, נקבע כי שר האנרגיה רשאי להעניק לנתג"ז רישיון חלוקה, לרבות הקמה והפעלה של רשת חלוקה, בהתחשב בשיקולים ובמגבלות המפורטות בתיקון.

(ב) תקנות משק הגז הטבעי (ניהול משק גז טבעי בעת שעת חירום).

התשע"ז-2017 (להלן: "תקנות לשעת חירום")

התקנות לשעת חירום הותקנו מכוח סעיף 91 לחוק משק הגז הטבעי המסמיך את שר האנרגיה, באישור הממשלה, להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי ולהתקין תקנות שיחולו על הפעלת משק הגז הטבעי בשעת חירום.

במקרה ששר האנרגיה יכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי, התקנות לשעת חירום קובעות כי אם הביקוש בשעה כלשהי יעלה על הכמות המירבית שיכול ספק גז טבעי לספק מהשדה שבגללו ניתנה ההכרזה (להלן: "**ספק הגז שבכשל**"), אזי ספק הגז ובעל רישיון הולכה מחויבים לבצע הקצאות של גז טבעי ו-LNG לצרכנים בהתאם להוראות המפורטות בתקנות. בנוסף, התקנות מסמיכות את שר האנרגיה, בתנאים מסוימים, לחרוג מהוראות התקנות ולהורות על הקצאה שונה של כמויות הגז וה-LNG, ובלבד שהחריגה לא תעלה על הנדרש.

בתקנות נקבע כי אין בהן כדי לגרוע מהתרופות והסעדים הקיימים למי שחתום בהסכם עם ספק הגז שבכשל ולפי ההסכם האמור.

יצוין כי, בעקבות פרוץ מלחמת חרבות ברזל קיבלה ממשלת ישראל, בהתאם לסעיף 91(א) לחוק משק הגז הטבעי, החלטות

המתחדשות מעת לעת, לאשר לשר האנרגיה להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי, ככל שיש צורך בהפעלת הסמכויות הקבועות בתקנות לשעת חירום כדי להתמודד עם המחסור בגז טבעי. נכון למועד אישור הדוח, לא התקיימו התנאים המצריכים הכרזה כאמור, ובהתאם לתקנה 8 לתקנות שעת חירום, במקרה שיוכרז מצב חירום במשק הגז הטבעי, מוסמך השר, בין היתר, להורות על הקצאה שונה של כמויות הגז הטבעי לאספקה. לפיכך, במקרה כאמור עשוי השר להורות לשותפי פרויקט לוותר להקצות כמויות של גז טבעי לטובת המשק המקומי, על חשבון אספקת הגז ללקוחות הייצוא במצרים וירדן.

(ג) תקנות משק הגז הטבעי (חובת מסירת מידע של מוכר ומשווק גז טבעי), התשפ"ב-2022 (להלן בסעיף זה: "התקנות")

ביום 6.4.2022 נכנסו לתוקפן התקנות, לפיהן כל העוסקים במכר או בשיווק של גז טבעי יהיו מחויבים למסור למנהל רשות הגז הטבעי דיווחים רבעוניים הכוללים פרטים אודות כמויות הגז הטבעי שנמכרו או שווקו בכל חודש, המחירים עליהם סוכם בכל הסכם אספקת גז טבעי, סך הכנסותיו של המוכר או המשווק ממכירות גז טבעי לצרכנים במשק הישראלי, העתקי הסכמים שנחתמו וכן פרטים נוספים.

(ד) הסדרת אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה

1. המועצה לענייני משק הגז הטבעי מקבלת מעת לעת החלטות המעדכנות את התעריפים של שירותי ההולכה השונים.

2. על-פי החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מיום 3.1.2021 בעניין אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה, קבעה המועצה כי העלויות בגין פערי המדידה במערכת ההולכה הנובעים מסיבות שלא ניתן לשייכן לתפעול לקוי של מערכת ההולכה, אלא לגורמים שאינם ניתנים למניעה או שליטה, כגון עיתוי מדידה, הפרשי לחצים והפרשי טמפרטורה יושתו על ספקי הגז. עוד ההחלטה קובעת כי פער מדידה שנחשב בטווח הסביר הוא פער שנע בין 0%-0.5% (באופן חיובי או שלילי). העלויות בגין פער מדידה סביר יחולקו באופן שווה בין ספקי הגז וצרכני הגז.

(ה) החלטות המועצה לענייני משק הגז הטבעי בנוגע למימון

פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית

המועצה לענייני משק הגז הטבעי קיבלה מספר החלטות בנוגע לתעריפי ההולכה שיחולו ביחס לייצוא גז טבעי באמצעות מערכת ההולכה הארצית ובקשר למימון הקמתם של מקטעי מערכת ההולכה המיועדים לשמש לצורך יצוא גז טבעי כאמור על-ידי יצואני הגז.

בהתאם להחלטות המועצה, ביום 23.6.2020 הודיע מנהל רשות הגז הטבעי כי הוא קובע שעלות המקטע המשולב, המיועד לצורך הזרמת גז טבעי מהמאגרים לווייתן ותמר אל תחנת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכת הגז למצרים על-פי הסכמי הייצוא, מוערכת (נכון למועד חתימת הסכם ההולכה) בסך כולל של 738 מיליון ש"ח, אשר יעודכן בהתאם למנגנון עדכון והתחשבנות 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, תזורם 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 7.12.2(ה) לעיל.  
(1) ביום 9.8.2023 פורסמה החלטת מועצת הגז הטבעי מס' 3/2023 בנושא מימון והקצאת מקום בכלל קווי הייצוא, אשר עיקריה הם כדלקמן:

1. לכל יצואן יוקצה מקום לפי אחוזים שיחושבו בהתאם לפרמטרים מסוימים, כדוגמת יכולת ההפקה השנתית של היצואן והיקפי הייצוא הקיימים והאפשריים לאותו יצואן. בהתאם להקצאה הראשונית, 54% מהמקום הכולל לייצוא יוקצה למאגר לווייתן, 33% למאגר תמר ו-13% למאגר כריש. למען הסר ספק הובהר כי, הסכמי הולכה קיימים לא יפגעו.  
2. ככל שתוקם תשתית יצוא שלא על-ידי בעלת רישיון ההולכה, חלקו של כל יצואן באותה תשתית יילקח בחשבון כחלק מהקצאתו לייצוא.

3. המועצה תיבחן ותקבע מחדש את ההקצאה בקרות אירוע משמעותי במשק הגז הטבעי, גילוי עתודות משמעותיות נוספות, כניסת יצואן חדש, הקמת תשתית נוספת לייצוא גז טבעי או שינוי מהותי אחר במשק הגז הטבעי כפי שתקבע המועצה.

4. המועצה תהא רשאית לקבוע כי ייעשה שימוש בחלק או בכל קווי הייצוא לצורך יבוא גז טבעי במקרה שתקבע כי יש צורך באספקת ביקוש בשוק המקומי.

5. ביחס לקו רמת חובב-ניצנה נקבע כדלקמן:

א. הקצאת המקום תהא שוויונית בין היצואנים הקיימים, כך שכל יצואן קיים יהיה רשאי לבקש שליש מקיבולת הקו ולבחור האם לממש את הקצאתו. יתרת הקיבולת של יצואן שיבחר שלא לממש הקצאתו, או חלקה, תחולק באופן שוויוני בין יתר היצואנים, בכפוף למגבלת ההקצאה הכוללת של כל יצואן.

ב. יצואן שמימן את הקו יהיה זכאי להחזר יחסי להקצאתו



בגין שימוש בקו על-ידי גורם אחר במהלך תקופת הסכם ההולכה.

ג. יצואן שלא יחתום על הסכם הולכה תוך חודשיים מקבלת ההקצאה בקו, או לא ישלים את חלקו במימון בהתאם להוראות הסכם ההולכה, יחשב ליצואן שוויתר על הקצאתו. בהתאם, ההקצאה תועבר ליצואן אחר והוא יקבל החזר בגין העלויות ששילם.

ד. עלויות הקמת הקו (CAPEX) כוללות את עלויות המדחס ומוערכות ביותר מ- 1 מיליארד ש"ח, ותקופת הקמתו מוערכת בכ- 36 חודשים. יצוין כי, הפעלת המדחס צפויה להטיל עלויות תפעול שנתיות גבוהות ביחס לתפעול יתר מערכת ההולכה הארצית, אשר מוערכות בכ- 20 מיליון ש"ח בשנה.

6. ביחס לקו ירדן צפון נקבע כי לאחר העברת תשלום לגורמים שמימנו את הקמתו (NBL Jordan Marketing Limited ונתג"ז), יצואן יהא רשאי לחתום על הסכם הולכה לשימוש בו, בהתאם לכמות הפנויה מעבר להסכמי ההולכה הרציפה הקיימים, נכון ליום 1.8.2023.

7. הסכמי ההולכה הרציפה בקו רמת חובב-ניצנה ובקו ירדן צפון של כל יצואן לא יעלו על 70% מהקצאת היצואן באותו קו, כאשר יתרת המקום תישמר להזרמה לא רציפה.

8. עלות מימון קו בפועל, וכפועל יוצא עלות השימוש ל- MMBTU, תיקבע על-ידי מנהל רשות הגז הטבעי לאחר סיום הקמת קו הייצוא.

9. במקרה של גילוי מאגר גז טבעי חדש שיש כוונה לייצא ממנו גז טבעי, היצואן החדש יקבל את מלוא הקצאתו בקו רמת חובב-ניצנה ואת יתרת הקצאתו בקו ירדן צפון, ובלבד שהקצאתו לא תעלה על 20% מהמקום בכל קו. הקצאה כאמור תיעשה על חשבון הסכמי ההולכה הלא רציפים ובכפוף לחתימה על הסכם הולכה תוך 24 חודשים לפני תחילת ההזרמה בקו.

10. מנגנון יצוא דרך סחר משני יתאפשר באמצעות הסכמי הולכה לא רציפים, בכמות של עד 5% מהמקום בכל קו יצוא.

יצוין כי, שותפי לווייתן הגישו לרשות הגז את השגותיהם בקשר עם ההסדרה

הנוגעת להשתתפות בקו ניצנה ובין הצדדים מתנהל דיון בנושא.

7.23.6 חוק להסדרת הביטחון בגופים ציבוריים, התשנ"ח-1998 (להלן

בסעיף זה: "החוק")

(א) החוק מטיל חובות שונות על "גוף ציבורי" (כהגדרתו בחוק), ובכלל זאת: (1) מינוי ממונה ביטחון שיהיה כפוף במישרין למנהל הגוף, על מנת להבטיח את רמת הביטחון הנדרשת לפעילותו של הגוף הציבורי; (2) מינוי אחראי על אבטחת מערכות ממוחשבות חיוניות; ו- (3) מינוי מאבטח בהתאם לדרישות קצין מוסמך.

(ב) על-פי התוספת השישית לחוק, בעל רישיון מכוח חוק משק הגז שבבעלותו מתקן ימי, או שהוא מפעיל מתקן ימי, נחשב כגוף ציבורי לעניין הטלת החובות המנויות בחוק, ובכלל זאת קיום פעולות אבטחה ימית הדרושות לשם שמירה על ביטחונו של אדם או שמירה על רכוש, במבנה או במקום של גוף ציבורי הנמצא באזור הימי, וכן פעולות למניעת פגיעה בהם. ההגדרה בחוק של מתקן ימי כוללת, בין היתר, כל מתקן או כלי שיט המשמשים לביצוע סקר לגילוי נפט או לקידוח להפקה, להולכה, להנזלה או לגיזוז של נפט, או לטיפול בנפט, לאגירתו או להובלתו, ולכן חלים על מתקני ההפקה הימיים של פרויקט לווייתן. בהתאם, הוראות התוספת השישית לחוק, חלות על לווייתן מערכת הולכה, המחזיקה ברישיון ההולכה מפרויקט לווייתן.

(ג) מלבד מתקנים ימיים, הוראות החוק חלות גם על מפעיל של מתקן יבשתי לעיבוד גז טבעי המתקבל מצנרת מהים או ממדינה זרה, מכוח רישיון או על-פי דין, ולפיכך הוראות החוק חלות על מתקני אתר חגית. מפעיל של מתקן יבשתי כאמור מחויב בביצוע פעולות אבטחה פיזית ופעולות לאבטחת מידע.

(ד) בהתאם לחוק, השותפות ויתר שותפי לווייתן אחראים, בין היתר, לאבטחת מערכות ממוחשבות חיוניות הקיימות במתקני המאגר, בהתאם להנחיות מערך הסייבר הלאומי (להלן: "**מערך הסייבר**"). מאחר שהמפעילה היא האחראית לתפעול מערכת ההפקה של המאגר, היא זו שמיישמת בפועל את הנחיות מערך הסייבר בעניין. כפי שנמסר לשותפות ולמיטב ידיעתה, בחודש יוני 2021 התקבל אצל המפעילה חידוש אישור ממערך הסייבר לגבי עמידת מאגר לווייתן בדרישות האבטחה באופן מלא. יצוין

כי, תוקפו של אישור זה הוארך עד לחודש פברואר 2026.  
 (ה) נכון למועד אישור הדוח, וכפי שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה, בקשר עם תפעול מאגר לווייתן, עומדת המפעילה בהוראות החוק להסדרת הביטחון בגופים ציבוריים ובסעיפים העוסקים בהסדרת הביטחון בשטר החזקה, ובכלל זאת, בהנחיות בענייני ביטחון שניתנו לה מאת גורמי המקצוע בחיל הים בהתאם לדין.

#### 7.23.7 הנחיות הממונה על ענייני הנפט

##### (א) מתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט

בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט פרסם הממונה על ענייני הנפט הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט, המתעדכנות מעת לעת (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"). ההנחיות מפרטות, בין היתר, הוראות בדבר ערבויות שנדרשים מבקשי רישיונות חדשים להפקיד בעת הגשת הבקשה וטרם ביצוע קידוח, ומקנות שיקול דעת נרחב לממונה על ענייני הנפט בקשר לכך. כמו כן, נקבע בהנחיות כי הערבויות יעמדו בתוקפן גם לאחר פקיעת הזכות בגינה ניתנו, כל עוד לא הודיע הממונה על ענייני הנפט אחרת, אך לא יותר מ- 7 שנים לאחר פקיעת הזכות בגינה ניתנו.

עוד נקבע בהנחיות כי, הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי להורות על חילוט הערבויות או חלקן אם לדעתו בעל זכות נפט לא פעל בשקיידה ראויה בזכות נפט או גרם נזק בפעולותיו עקב זכות הנפט או לא הוציא הוצאות או לא קיים חובות שעליו להוציא או לקיים לפי חוק הנפט ולפי הוראות הממונה על ענייני הנפט, במהלך תקופת הזכות.

בנוסף, ההנחיות מחייבות בעל זכות נפט לעשות על 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,

לוויתן צפון, לוויתן דרום, הרישיונות במקבץ "I" ורישיונות אופק חדש ויהל חדש.<sup>77</sup> סך חלקה של השותפות בערביות כאמור מסתכם לכ- 54.5 מיליון דולר.

(ב) הנחיות לעניין דיווח על אירועי בטיחות במתקנים ימיים

ביום 1.1.2023 פרסם הממונה על ענייני הנפט את טיטת ההנחיות לעניין דיווח על אירועי בטיחות במתקנים ימיים להערות הציבור (להלן בסעיף זה: "**ההנחיות**"). טיטת ההנחיות מתייחסת לאירועים חריגים הנובעים מפעילות של חיפוש והפקה של נפט בים. נכון למועד אישור הדוח, טרם פורסמו ההנחיות.<sup>78</sup>

(ג) הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר

1. ביום 14.5.2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה הנחיות בדבר אופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בהתאם לסעיף 32(ב) לחוק הנפט (להלן בסעיף זה: "**ההנחיות**").

במסגרת ההנחיות נקבע כי שווי התמלוג על פי הבאר יהיה שווה ל- 12.5% ממחיר המכירה ללקוחות בנקודת המכירה, בניכוי עלויות הכרחיות של טיפול, עיבוד והובלת הנפט, אשר הוצאו בפועל על-ידי בעל החזקה בין פי הבאר לבין נקודת המכירה.

ההוצאות שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר יהיו הוצאות שהוצאו בפועל על-ידי בעל החזקה בין פי הבאר לנקודת המכירה המפורטות להלן, ובלבד שהן הכרחיות לדעת הממונה על ענייני הנפט על מנת שהנפט יהיה ניתן למכירה: (א) ההוצאות ההוניות (capex) הבאות: (1) הוצאות טיפול בנפט ועיבודו; ו- (2) הוצאות הובלת הנפט באמצעות צנרת עד לנקודת החיבור הראשונה למערכת ההולכה הארצית; ו- (ב) הוצאות תפעוליות (opex) הנובעות ישירות מסוגי ההוצאות ההוניות.

הממונה על ענייני הנפט יקבע לכל בעל חזקה, מזמן לזמן,

<sup>77</sup> לפרטים אודות ערביות נוספות שהעמידה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לוויתן בהתאם לתנאי החזקה, ראו סעיף 7.2.2(יד) לעיל. לפרטים אודות ערבות שהעמידה השותפות בגין רישיון בז'דור, ראו סעיף 7.6.1 לעיל. לפרטים אודות ערביות שהעמידה השותפות לטובת המכס בקשר עם פרויקט לוויתן ופרויקט ים תטיס, ראו ביאורים 12יא5 ו- 12יא6 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

<sup>78</sup> ראו בקישור שלהלן: [https://www.gov.il/he/departments/publications/Call\\_for\\_bids/reporting-jan-2023](https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/reporting-jan-2023).

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 לויתן, וביום 1.9.2022 הוגשה תגובת שותפי לויתן 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. לפרטים אודות מחלוקת שהתגלעה בין שותפי תמר למשרד האנרגיה בנוגע לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר, ראו סעיף 7.25.8(ב) להלן.

(ד) העברה ושיעבוד של זכות בנכס נפט וטובת הנאה בזכות נכס

#### נפט

ביום 28.12.2020 פרסם הממונה על ענייני הנפט נוסח מעודכן של הנחיות לעניין סעיף 76 לחוק הנפט, הקובעות הוראות ותנאים להעברה ושיעבוד של זכות נפט (היתר מוקדם, רישיון וחזקה) וטובת הנאה (לרבות זכות לתמלוגים חוזיים) בזכות נפט (להלן בסעיף זה: "**ההנחיות**"). תנאים אלו תלויים, בין היתר, בשאלה האם החלה הפקה 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 הדוח, התקבלו אישורי יצוא להסכמי הייצוא שנחתמו על-ידי השותפות המפורטים בסעיף 7.11.3 לעיל.

#### 7.23.8 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 בהחלטה מס' 4442 את עיקרי ההמלצות של צוות מקצועי בין משרדי, בראשות מנכ"ל משרד האנרגיה אודי אדירי, אשר בחן מחדש את נושא ההיצע והביקוש לגז טבעי נכון לשנת 2018 (להלן בסעיף זה: "החלטה 4442").

(ב) על-פי החלטה 4442, היקף הגז הטבעי שיש להבטיח לטובת השוק המקומי יעמוד על 500 BCM (להלן: "הכמות המינימאלית למשק המקומי"), אשר יאפשר אספקה של גז טבעי לצרכי המשק לתקופה של 25 השנים העוקבות להחלטת הממשלה. לעניין זה, "כמות הגז הטבעי" משמעותה כמות גז טבעי לפי קטגוריות 2P ו-2C במצטבר לפי מערכת PRMS בתגליות המוכרות על-ידי הממונה על ענייני הנפט, לגביהן ניתנו חזקות ואשר חיבורי החזקות לחוף הושלם בהתאם לתוכנית פיתוח באופן המאפשר את אספקתן למשק הישראלי.

(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 החלטה 4442 תהיה כמפורט להלן:

שיעור אספקה מינימאלי למשק המקומי מכמות הגז הטבעי במאגר	כמות הגז הטבעי במאגר
55%	על כל 1 BCM נוסף מ- BCM 200 ומעלה
50%	על כל 1 BCM נוסף מ- BCM 50 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.<sup>79</sup> 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 בהחלטה 4442 הוראות בדבר חובת חיבור של מאגרים למשק המקומי בהתאם לגודל המאגר, הוראות בנוגע למכירה של גז טבעי לצרכנים במשק המקומי המיועד לייצור מוצרי המשך המיועדים בעיקרם לייצוא, הוראות בנוגע לאסדרת סחר משני בגז טבעי שעשוי להיות מופנה לייצוא וכו'.

(ו) במסגרת החלטה 4442 נקבע כי זו תיבחן על-ידי הממשלה בתום חמש שנים ממועד אישורה לצורך עריכת שינויים, ככל שיידרשו, לגבי המדיניות ביחס לתגליות שזוכרו על-ידי הממונה לאחר חמש שנים ממועד אישור ההחלטה, בהתאם לצורכי המשק המקומי ובהתחשב בהיצע הגז הטבעי, כך שהחלטה נוספת בנושא צפויה להתקבל בשנת 2024.

(ז) בהמשך להחלטה 4442, ביום 28.12.2023 פורסם כי שר האנרגיה הנחה את מנכ"ל משרדו להתחיל בהקמת הוועדה הבין-משרדית לבחינה התקופתית של מדיניות משק הגז הטבעי. בהמשך לכך, ביום 14.2.2024 החלה הוועדה את דיוניה. הוועדה צפויה לבחון את מדיניות הייצוא של הגז הטבעי ביחס למאגרי גז טבעי חדשים, ולא ביחס למאגרים מפיקים, וכן את כלל ההיבטים הרלוונטיים – אנרגטיים, כלכליים, סביבתיים וביטחוניים. הוועדה צפויה להשלים את עבודתה בתוך פרק זמן של מספר חודשים ולהגיש את מסקנותיה לממשלה עוד בשנת 2024.

(ח) במהלך החודשים אוגוסט ודצמבר 2023 קיבלו שותפי תמר

<sup>79</sup> 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 7.23.1(ב) לעיל.



אישור מהממונה על ענייני הנפט לייצוא כמויות גז נוספות מפרויקט תמר בהיקף מרבי של כ-4 BCM לשנה, בכפוף לביצוע ההרחבה של יכולת ההפקה ממאגר תמר.

לפרטים אודות פניית שותפי לווייתן לממונה בקשר עם אישור יצוא גז טבעי נוסף מפרויקט לווייתן, ראו סעיף 7.2.5(ד) לעיל.

#### 7.23.9 טיוטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה משימוש (decommissioning)

##### של תשתיות חיפוש והפקה בים

ביום 2.5.2023 פרסם משרד האנרגיה להערות הציבור טיוטת מסמך מדיניות המפרט עקרונות כלליים בכל הנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי בים, וזאת מבלי לגרוע מהוראות הדין החלות בעניין זה ומהוראות שטרי החזקה ואישורי ההפעלה. בטיוטת מסמך המדיניות מפורטים, בין היתר, כללים, אמות מידה ומסגרות זמנים להוצאה מכלל שימוש של קידוחים ומתקני הפקה וכן נטישת תשתיות תת ימיות וצנרות אשר אין להם עוד שימוש, וזאת, בין היתר, בהתאם למיקום המתקנים האמורים בעומק הים, על הקרקעית או מתחת לקרקעית.

על-פי הערכה ראשונית של השותפות, ככל שתאושרנה הדרישות המחמירות שבטיוטת מסמך המדיניות, צפוי הדבר להגדיל את עלויות ההוצאה מכלל שימוש של נכסי השותפות.

#### 7.23.10 החלטות ותוכניות של ממשלת ישראל ורשויות ממשלתיות בנוגע

##### להפחתת פליטות גזי חממה וקידום אנרגיות מתחדשות

##### (א) הפסקת השימוש בפחם לייצור חשמל

ביום 3.6.2018 אישרה הממשלה בהחלטה מס' 3859 את רפורמת משק החשמל ושינוי מבני בחברת החשמל.<sup>80</sup> על-פי ההחלטה, חברת החשמל תקטין את פעילותה בתחום יצור החשמל על-ידי מכירת 5 אתרי יצור עם קיבולת מקסימלית כוללת של כ-4,500 מגה-וואט המהווים כ-40% מיכולת יצור החשמל שלה, וכן יוקמו על-ידי חברת החשמל שתי יחידות יצור חדישות באמצעות גז טבעי באורות רבין, וזאת כחלק מהמגמה לצמצום השימוש בפחם בתהליך יצירת החשמל. לפי החלטת שר האנרגיה מיום 20.11.2019, שתי יחידות ייצור פחמיות באתר "אורות רבין" בחדרה וארבע יחידות הייצור הפחמיות באתר "רוטנברג" באשקלון תוסבנה לגז טבעי עד לשנת 2025 ולא

יאוחר משנת 2026, כך שבשנה זו יסתיים עידן השימוש הפחם לייצור חשמל בישראל.<sup>81</sup>

על אף האמור, על-פי דיווחי חברת החשמל, דירקטוריון חברת החשמל החליט ביום 18.5.2023 להמשיך בקידום ההסבה של שתי יחידות הייצור באתר "רוטנברג" בלבד אך להשהות את פרויקט ההסבה של ארבע יחידות הייצור הנוספות באתר "רוטנברג" ובאתר "אורות רבין" עד לקבלת החלטה של משרד האנרגיה להכרה עקרונית בעלויות הפרויקט.<sup>82</sup>

ביום 15.6.2023 החליט דירקטוריון חברת החשמל לבטל את השהיית פרויקט הסבת שתי יחידות הייצור הנותרות באתר "רוטנברג" על מנת למנוע את הנזק לפרויקט שעלול לנבוע מעיכוב בלוח הזמנים להשלמת ההסבה. השהיית פרויקט הסבת שתי יחידות הייצור באתר "אורות רבין" תישאר בעינה.<sup>83</sup>

ביום 9.8.2023 בוצעו בדיקות תקינות ליחידה המוסבת הראשונה באתר "רוטנברג", אשר בעקבות מלחמת חרבות ברזל לא הושלמו במלואן. נכון למועד אישור הדוח, ובהתבסס על פרסומים עדכניים של חברת החשמל, על אף ההצהרה של חברת החשמל כי הסיכויים לביצוע הסבת שש יחידות הייצור הפחמיות בלוח הזמנים עולים על הסיכויים לאי ביצוע ההסבה במלואה, קיימת ודאות חלקית לגבי המשך פרויקט ההסבה ומועד השלמתו. לוח הזמנים העדכני המשוער להשלמת הפרויקט במלואו טרם פורסם.<sup>84</sup>

(ב) החלטת ממשלה מס' 1261 בעניין תמחור פליטות מזהמים מקומיים וגזי חממה

ביום 14.1.2024 התקבלה החלטת ממשלה מס' 1261 (להלן: "**החלטה 1261**") במסגרתה הוטל על שר האוצר לתקן את צו הבלו על דלק, את צו תעריף המכס והפטורים ואת מס הקניה על טובין, על מנת להביא להפנמה מדורגת של העלויות החיצוניות הסביבתיות של פליטות הפחמן ומזהמים מקומיים. המיסוי הנוגע לגז טבעי יחל בהדרגה החל משנת 2025 באופן הבא: בשנת 2025 סכום הבלו ומס הקנייה על גז טבעי יעמוד על

[https://www.gov.il/he/departments/policies/electricity\\_nov\\_2019](https://www.gov.il/he/departments/policies/electricity_nov_2019) 81

דוח רבעון 1 לשנת 2023, הבורסה לניירות ערך תל אביב, מאי 2023. 82

דוח רבעון 3 לשנת 2023, הבורסה לניירות ערך תל אביב, נובמבר 2023. 83

מצגת משקיעים חברת החשמל לישראל בע"מ, חברת החשמל, פברואר 2024. 84

סך של כ- 33 ש"ח לטון; בשנת 2026 יעמוד על סך של כ- 54 ש"ח לטון; בשנת 2027 יעמוד על סך של כ- 80 ש"ח לטון; בשנת 2028 יעמוד על סך של כ- 114 ש"ח לטון; בשנת 2029 יעמוד על סך של כ- 149 ש"ח לטון; בשנת 2030 יעמוד על סך של כ- 192 ש"ח לטון וכן הלאה. כמו כן, במסגרת ההחלטה נקבע: (1) להטיל על משרד האוצר, משרד האנרגיה, משרד הכלכלה והתעשייה והמשרד להגנת הסביבה לקבוע נוהל תמיכה תקציבית במפעלים הצורכים דלקים, אשר תדמה את התמורה אותה היו זכאים לקבל במסגרת מכסת פליטות במנגנון הסחר בפליטות האירופאי (EU ETS) אילו היו כפופים למנגנון זה, זאת, תוך שמירה על תמריצים להתייעלות המפעלים, ובשים לב לשינויים הנדרשים למאפייני השוק ולמבנה מס הפחמן הישראלי ולעקרונות שנקבעו בהחלטת הממשלה; (2) לשם צמצום השימוש בדלקים מזהמים, כגון מזוט וגפ"מ, תיושם תוכנית להאצת פריסת רשת הגז הטבעי בידי רשות הגז; (3) להורות למשרד להגנת הסביבה לפנות לקרן הניקיון על מנת שתקצה תקציב מהקרן לתמוך בהסבת דלקים לשימוש בפסולת; (4) אם בכל שנה עד תום 2029 מחיר החשמל הממוצע לצרכן ביתי במועד עדכון תעריף החשמל השנתי, עלה, מעבר למדד המחירים לצרכן, בגין שינוי במדדים: מחירי הריבית, עלויות הדלקים ושערי החליפין, שר האוצר יביא צו להשהיה או צמצום של עליית הבלו על הגז הטבעי לשנה אחת, באופן שימנע עלייה של מחירי החשמל מעבר לשיעור העלייה במדד המחירים לצרכן, והכול בכפוף לסעיפים 40 ו-40א לחוק יסודות התקציב; (5) משרד האוצר יפרסם מתווה לסיוע לשכבות חלשות על מנת לסייע להתמודד עם העלייה במחירי האנרגיה ככל שתהיה; (6) ככל שתהיינה התפתחויות טכנולוגיות אשר יאפשרו צמצום פליטות הפחמן מדלקי המקור, משרד האנרגיה, משרד האוצר והמשרד להגנת הסביבה יבחנו את המשמעות של התפתחויות טכנולוגיות אלו; (7) ביטול החלטת הממשלה מס' 286 מיום 1.8.2021 בעניין תמחור פליטות גזי חממה.

(ג) תוכנית לאומית למניעה ולצמצום של זיהום האוויר בישראל

ביום 14.3.2022 התקבלה החלטת ממשלה מס' 1282 המציגה תוכנית לאומית רב-שנתית למניעה וצמצום זיהום האוויר ופליטות

גזי חממה בישראל (להלן בסעיף זה: "התוכנית").<sup>85</sup> ההחלטה קובעת, כי התוכנית תהווה חלק מהתמודדות מדינת ישראל עם משבר האקלים והיא נועדה, בין היתר, לשם ביצוע חלק מהתחייבויותיה של מדינת ישראל במסגרת הסכם פריז וועידת האקלים בגלזגו. במסגרת ההחלטה נקבעו יעדים כמותיים להפחתת הפליטות של מזהמי אוויר וגזי חממה מתעשייה, מייצור חשמל, מתחבורה, מחקלאות ומפסולת עד שנת 2030, כמו גם קידום המידע הסביבתי והבריאותי הנוגע למזהמי אוויר וקידום טכנולוגיות בתחום הסביבה והאקלים, ובכלל זאת אשרור יעד לאומי לחדירת אנרגיה מתחדשת בשיעור של 30% בשנת 2030 והפחתת פליטות גזי חממה ממשק החשמל עד לשנת 2030 בשיעור של 30% ביחס לפליטות ממשק החשמל בשנת 2015. במסגרת דוח על יישום התוכנית שפרסם המשרד להגנת הסביבה ביום 11.7.2023,<sup>86</sup> התריע המשרד להגנת הסביבה כי קיים חשש שיעדי התוכנית לא יושגו, בעיקר עקב השהיית תוכנית ההסבה של היחידות הפחמיות לפי החלטת חברת החשמל מיום 18.5.2023, כמפורט בפסקה (א) לעיל.

#### (ד) הסכם פריז והסכם PPCA

בשנת 2016 הצטרפה ישראל להסכם פריז, אשר הוסכם במהלך התכנסות ועידת האקלים של האו"ם בשנת 2015, ועוסק בהפחתת פליטת גזי חממה והטיפול בפליטת גזי חממה על-ידי מדינות העולם. ההתחייבות המרכזית של כל מדינה החתומה על הסכם פריז היא להגיש תוכנית בכל 5 שנים שבה יפורטו הדרכים שתנקוט כדי להתמודד עם שינויי האקלים.

כמו כן, בחודש דצמבר 2018 הצטרפה ישראל להסכם ה-PPCA שמטרתו לעודד צמצום והוצאה משימוש של פחם. השותפים ליוזמה מתחייבים להפחית באופן הדרגתי יצור חשמל מפחם וכן לתמוך באנרגיה נקיה במדיניות ממשלתית ותאגידית. המדינות והארגונים החתומים על ההסכם תומכים בהפחתת השימוש בפחם במדינות ה-OECD עד שנת 2030 ובעולם כולו עד שנת 2050.

<sup>85</sup> [https://www.gov.il/he/departments/policies/dec1282\\_2022](https://www.gov.il/he/departments/policies/dec1282_2022)

<sup>86</sup> [https://www.gov.il/he/Departments/news/status\\_report\\_regarding\\_the\\_national\\_plan\\_to\\_reduce\\_air\\_pollution](https://www.gov.il/he/Departments/news/status_report_regarding_the_national_plan_to_reduce_air_pollution)

7.23.11 שילוב מימן במשק האנרגיה הישראלי

(א) ביום 15.5.2023 פרסם משרד האנרגיה מסמך אסטרטגיה לשילוב מימן במשק האנרגיה הישראלי. המסמך סוקר את מאפייני הייצור, ההובלה, האחסון והאגירה של מימן, ובוחן את אופן השימוש במימן, שילובו בעולם ואפשרויות שילובו בישראל. במסגרת המסמך, מוצע לגבש, עד לשנת 2030, צעדי מדיניות שיניחו תשתית ראשונית לשימוש במימן, לרבות מיפוי אזורים מתאימים לאגירת מימן, קידום שטחי נסיינות, הקמת עמקי מימן, ליווי פרויקטים ופיילוטים במשק, קידום תקינת בטיחות וקידום מתווים רגולטוריים לנסיינות.

(ב) ביום 3.5.2023 פורסמה החלטת ממשלה מס' 482 הקובעת כי סעיף המטרות בתקנונה של נתג"ז יתוקן כך שנתג"ז תהא רשאית לעסוק בהקמה והפעלה של צנרת גז מימן לרבות מתקנים נלווים לכך וכן בהקמה והפעלה של צנרת פינוי פחמן דו-חמצני הקשור או הנוצר מייצור מימן, בכפוף להיתר, ככל שיינתן, ולמפורט בו והכול בהתאם להוראות סעיף 14(ב) לחוק משק הגז הטבעי, התשס"ב-2002. ביום 21.12.2023 העניק שר האנרגיה היתר עיסוק נוסף לנתג"ז לעיסוק בתחום המימן.

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

לצורך יצירת התשתית התכנונית לחיבור מאגרי הגז הטבעי למערכת ההולכה הארצית והקמת המתקנים הדרושים לשם כך, אישרו המועצה הארצית לתכנון ולבניה (להלן בסעיף זה: "**המועצה הארצית**") וממשלת ישראל את "תוכנית מתאר ארצית חלקית ברמה מפורטת בעניין קבלה וטיפול בגז הטבעי מתגליות ועד למערכת ההולכה הארצית" (להלן בסעיף זה: "**התוכנית**" או "**תמ"א 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.

7.23.13 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.

7.23.14 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.

#### 7.23.15 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.

#### 7.24 שיעבודים

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

**7.25 הסכמים מהותיים**

השותפות התקשרה בהסכמים מהותיים אשר היו בתוקף במהלך התקופה מיום 1.1.2022 ועד למועד אישור הדוח, כמפורט להלן:

- 7.25.1 ההסכמים העיקריים למכירת גז טבעי מפרויקט לויתן למשק המקומי ולייצוא, כמפורט בסעיף 7.11.3 לעיל.
- 7.25.2 מסמכי המימון של אגרות החוב שהנפיקה לויתן בונד, כמפורט בסעיף 7.20.2 לעיל.
- 7.25.3 הסכם הזיכיון בבלוק 12, כמפורט בסעיף 7.3.3 לעיל.
- 7.25.4 הסכמים בקשר עם לכניסה לתחום האנרגיות המתחדשות, בשיתוף פעולה עם אנלייט ומנכ"ל השותפות, כמפורט בסעיף 7.9 לעיל.
- 7.25.5 מערכת הסכמים לרכישת מניות EMG והסדרת התנאים לייצוא הגז

למצרים(א) כללי

במטרה לאפשר את ביצועו של הסכם הייצוא למצרים המתואר בסעיף 7.11.3(ג) לעיל, רכשה EMED 39% מהון המניות של EMG, חברה פרטית הרשומה במצרים שבבעלותה צינור ימי בקוטר של 26 אינץ' ובאורך של כ- 90 ק"מ המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש וכן מתקנים נלווים (לעיל ולהלן יחד: "**צינור EMG**", ו- "**עסקת EMG**", בהתאמה).

עסקת EMG הושלמה ביום 6.11.2019 וביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן 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 להשמשת 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 31.12.2023 השקיעו שברון והשותפות וכן יתר שותפי לויתן ותמר בהשמשת 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 (כפי שתוקן ביום 21.8.2023) 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 MMSCF ליום יוקצה לטובת שותפי לווייתן.
2. רובד שני – הקיבולת מעבר לרובד הראשון, עד 150 MMSCF ליום עד ליום 30.6.2022 (להלן: "**מועד הגדלת הקיבולת**"), ועד 200 MMSCF ליום לאחר מועד הגדלת הקיבולת – תוקצה לטובת שותפי תמר.
3. רובד שלישי – כל קיבולת נוספת מעבר לרובד השני תוקצה לטובת שותפי לווייתן.

בהתאם להסכם הקצאת הקיבולת, במועד השלמת עסקת EMG שילמו שותפי לווייתן ושותפי תמר לשותפות ולשברון סך של 250 מיליון דולר (80% על-ידי שותפי לווייתן ו- 20% על-ידי שותפי תמר), כדמי השתתפות בתמורה להתחייבות לאפשר הזרמת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר והבטחת קיבולת בצינור EMG. בהסכם נקבע כי גובה התשלומים האמורים יעודכן בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם ולמועדים שנקבעו בו, על בסיס השימוש בפועל בצינור EMG. לאור כך, עבור התקופה שבין 1.1.2022 ל-30.6.2022 חלוקת התשלומים בין שותפי לווייתן לשותפי תמר היתה כ- 83% וכ- 17%, בהתאמה. בהסכם הקצאת הקיבולת נקבעו הסדרים נוספים בנוגע לנשיאה בעלויות ובהשקעות הנוספות שתידרשנה לצורך השמשת צינור EMG וניצול מקסימלי של הקיבולת בצינור, שתשלומנה 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 התחשבות בסכומים שאינם מהותיים לצורך התאמת שיעורי הנשיאה של הצדדים בעלויות השימוש בפועל בקיבולת צינור EMG בתקופה כאמור.

עוד קובע הסכם הקצאת הקיבולת כי החל מיום 30.6.2020 ועד למועד הגדלת הקיבולת, ככל ששותפי תמר לא יוכלו לספק את הכמויות שהתחייבו לספק לבלו אושן, יספקו שותפי לווייתן לשותפי תמר את הכמויות הנדרשות.

תקופת הסכם הקצאת הקיבולת היא עד לסיום הסכם הייצוא למצרים, אלא אם הגיע לסיומו קודם לכן במקרים הבאים:

הפרת התחייבות תשלום שלא תוקנה על-ידי הצד המפר; או במקרה בו רשות התחרות לא אישרה הארכתו של הסכם הקיבולת וההפעלה בהתאם להחלטת הממונה על התחרות, כמפורט בסעיף 7.23.2 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 7.12.2(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 מבוטלים בשל הפרה של הרוכש או עקב כוח עליון, והכל בהתאם להוראות ההסכם. על-פי ההסכם ובכפוף להוראותיו, לרבות הארכת הסכם החכירה בין שירותי תשתיות אילת-אשקלון בע"מ לבין רשות מקרקעי ישראל, EMG תהיה רשאית להאריך את תקופת ההסכם עד ליום 6.10.2043.

לצורך הבטחת התשלומים לחברות קצא"א, EMG נדרשה להמציא ערבות בנקאית (המתחדשת על פני תקופת ההסכם) על סך של 4 מיליון דולר (להלן בסעיף זה: "**סכום הערבות**"). נכון למועד אישור הדוח, EMG לא העמידה את הערבות הבנקאית ובמקומה EMED העמידה ערבות חברה עד לסך של סכום הערבות, המגובה בשתי ערבויות בנקאיות בסך של 2 מיליון דולר כל אחת, אשר סופקו על-ידי השותפות ושברון (להלן בסעיף זה: "**הערבויות הבנקאיות**"). הערבות שהעמידה EMED תפקע ותבטל במקרים הבאים: (1) בוטלו כל התחייבויות EMG כלפי חברות קצא"א; (2) חברות קצא"א קיבלו תשלום בגובה סכום הערבות עקב מימוש הערבויות הבנקאיות; (3) הערבויות הבנקאיות הוחלפו בערבות בנקאית שסופקה על-ידי EMG; או (4) פקעו או בוטלו הערבויות הבנקאיות. עוד יצוין כי, על-פי תנאי הערבות שהעמידה EMED, חברות קצא"א תהיינה מחויבות לממש קודם את הערבויות הבנקאיות, ורק במקרה של אי תשלום תהיינה רשאיות להפעיל את ערבות EMED.

לצד חתימת ההסכם, סיפקו שותפי לווייתן ושותפי תמר מכתב שחרור לפיו כל אחת מהשותפות משחררת את חברות קצא"א מכל תביעה עתידית שתהיינה בגין נזק שייגרם לה (אם ייגרם) עקב פעולה או מחדל של חברות קצא"א או מי מטעמן כצדדים להסכם קצא"א או כמפעילות נמל אשקלון (למעט נזק הנגרם בזדון). חברות קצא"א סיפקו מכתב דומה לטובת שותפי לווייתן ושותפי תמר.

(ח) לפרטים אודות להסכמים שנחתמו בין שברון לבין נתג"ז בנוגע להולכת גז טבעי לצינור EMG באמצעות מערכת נתג"ז, ראו סעיף

7.25.6 הסכם התפעול המשותף בחזקות לווייתן<sup>87</sup>

## (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 ההתחשבנות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכס הנפט, ברכוש המשותף ובכל ההידרוקרבונים שיופק מהם, יהיו בכפוף לתנאי נכס הנפט והכללים החלים עליו, ובהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בו. כמו כן, אלא אם נאמר אחרת ב-JOA, התחייבויות הצדדים על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA וכל החבויות וההוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות,<sup>88</sup> וכל זיכויים לחשבון המשותף,<sup>89</sup> יישאו בהם הצדדים, בינם לבין עצמם, בהתאם לשיעורי ההשתתפות שלהם בנכס הנפט, וכל צד ישלם במועד בהתאם להוראות ה-Accounting Procedure שב-JOA (להלן: "**כללי ההתחשבנות**") את חלקו בהתאם לשיעור ההשתתפות שלו בכל הוצאות החשבון המשותף. יצוין כי, מועדי התשלום הם מעיקרי ה-JOA, וכי תשלומים על-ידי צד של חיוב כלשהו על-פי ה-JOA אינם שוללים את זכותו לאחר מכן לחלוק על אותו חיוב. על-פי כללי ההתחשבנות זכאית שברון להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר

<sup>87</sup> יצוין כי, עד ליום 1.1.2012 הפעילות בחזקות לווייתן נעשתה במסגרת הסכם תפעול משותף אחד.

<sup>88</sup> 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.

<sup>89</sup> בהתאם להגדרות ב-JOA "החשבון המשותף" הינם חשבונות המוחזקים על-ידי המפעיל לטובת הפרויקט המשותף בהתאם לכללים שנקבעו ב-JOA ובכללי ההתחשבנות.

ההוצאות הבלתי ישירות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה  
המשותפת בשלב החיפושים כמפורט להלן:

שיעור התשלום למפעיל (כאחז 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 לוויטן, 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 לביצוען, 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/מסונף<sup>90</sup> 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

<sup>90</sup> 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.

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 ההתחשבנות הקבועים ב- JOA.

בכפוף לתנאי נכס נפט, התנאים החלים עליו וה- JOA, המפעיל יקבע את מספר העובדים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם להם בקשר לפעולות המשותפות. המפעיל יעסיק אך ורק את כוח האדם הדרוש באופן סביר לביצוע הפעולות המשותפות.

המפעיל יספק לצדדים האחרים מידע ונתונים כמפורט ב- JOA ויאפשר להם גישה בכל זמן סביר לכל המידע כאמור.

המפעיל, כפי שתורה לו ועדת התפעול, יודיע לצדדים מיד על כל התביעות המהותיות ותביעות אחרות שהוגשו כתוצאה מהפעולות המשותפות ו/או הנוגעות להם. המפעיל ייצג את הצדדים ויתגונן בפני תביעות כאמור. המפעיל רשאי לפי שיקול דעתו הבלעדי להתפשר בכל תביעה או סדרת תביעות בסכום שלא יעלה על 50,000 דולר בתוספת הוצאות משפטיות, והוא יבקש את אישור ועדת התפעול לכל סכום/ים העולים על הסך האמור. כל צד יהיה זכאי, על חשבוננו, להיות מיוצג על-ידי עורך דין משלו בכל הסדר פשרה או הגנה בתביעות 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 השתתפות 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 השתתפות אשר אותו צד מייצג. ה-JOA קובע את סדרי ההליכים והפרוצדורה להזמנת

שיבות ועדת התפעול והדיון בהן והוא כולל הליכים והסדרים לקבלת החלטות בכתב.

אלא אם כן נקבע במפורש אחרת ב- JOA, כל ההחלטות, האישורים, ופעולות אחרות של ועדת התפעול לגבי כל ההצעות המובאות בפניה, יוכרעו על-ידי הצבעה חיובית בעד ההצעה של שני צדדים או יותר (שאינם צדדים קשורים/מסונפים, כהגדרתם לעיל), המחזיקים ביחד בעת ההצבעה לפחות 60% מסך כל זכויות ההשתתפות בשטח נכס הנפט הנוגע בדבר.

עוד יצוין כי, על מנת לאשר החלטה לסיום החזקה או ויתור על חלק כלשהו מאזור החזקה, יש צורך בהצבעה חיובית של כל הצדדים. די בהחלטה חיובית של צד אחד כלשהו ל- JOA על מנת לאשר כל בקשת רישיון או חידוש רישיון או חזקה.

#### (ה) תוכניות עבודה ותקציבים

ה- JOA קובע פרוצדורה והליכים להגשת ואישור תוכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שה- JOA חל עליהם.

ביום הראשון לחודש אוקטובר או לפני מועד זה בכל שנה קלנדרית, המפעיל יגיש לצדדים תוכנית עבודה ותקציב מוצעים להפקה, המפרטים את הפעולות המשותפות שיבוצעו באזור ההפקה וכן את לוחות זמני ההפקה המתוכננים עבור השנה הקלנדרית הבאה, ועל ועדת התפעול להחליט בתוך 30 יום מהגשת ההצעה כאמור על תוכנית העבודה והתקציב להפקה.

התקשרות המפעיל בחוזים במסגרת פעולות חיפוש והערכה וכן בפעולות הפקה, שערך התמורה בהם עולה על 2.5 מיליון דולר, וכן בפעולות פיתוח, שערך התמורה בהם עולה על 5 מיליון דולר, יהיו טעונים את אישורה של ועדת התפעול. לפני הוצאה או מתן התחייבות בסכום העולה על 500,000 דולר בכל פריט שבתוכנית העבודה ותקציב שאושרו ביחס לפעולות חיפוש, הערכה והפקה, או בסכום העולה על 1,000,000 דולר בכל פריט שבתוכנית העבודה ותקציב שאושרו ביחס לפעולות פיתוח, ישלח המפעיל לכל הצדדים האחרים בקשה להרשאה להוצאה (AFE) שתכלול, בין היתר, הערכה של הסכומים ולוחות הזמנים הדרושים לביצוע העבודה האמורה, וכן כל מידע נוסף הדרוש לתמיכה בבקשה כאמור. על אף האמור לעיל, המפעיל



לא יהיה חייב להגיש AFE לצדדים לפני שהתחייב להוצאה כלשהי בקשר להוצאות תפעול, כלליות והנהלה שוטפות, המסווגות כפריטים נפרדים בתוכנית העבודה והתקציב שאושרו. המפעיל רשאי לחרוג ללא קבלת אישור ועדת התפעול, בשיעור שלא יעלה על 10% לפריט מסכום שאושר לאותו פריט ובתנאי שהסך הכל המצטבר של החריגות בשנה קלנדרית לא יעלה על 5% מסך כל תוכנית העבודה והתקציב שאושרו. ככל שלדעת המפעיל החריגה תעלה על הגבולות כאמור, הוא יגיש לאישור ועדת התפעול AFE נוסף בגין הוצאת היתר. ההגבלות כאמור אינן פוגעות בזכותו של המפעיל לחרוג מהוצאות בשל עניינים תפעוליים דחופים ומקרי חירום כמפורט ב-JOA.

יצוין כי, ה-JOA מתיר לצדדים האחרים שאינם המפעיל להגיש תוכניות עבודה ותקציבים שונים מאלו שהוגשו על-ידי המפעיל, לאישור ועדת התפעול. במידה ותוכניות העבודה והתקציבים שהוגשו על-ידי הצדדים לא יאושרו על-ידי ועדת התפעול ברוב קובע, כאמור לעיל, אזי תוכנית העבודה שקיבלה את מירב ההצבעות בעד תאושר, ככל שזו עומדת במחויבות הנדרשות על-פי תנאי העבודה המינימליים שנקבעו ביחס לנכס הנפט.

#### (1) פעולות Sole Risk

פעולות שאין משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרים בהסכם כ-"Exclusive Operations" ומוכרות בתעשיית חיפושי הנפט כפעולות "Sole Risk") לא תבוצענה אם הן סותרות פעולות משותפות שכל הצדדים משתתפים בהן. ההסכם קובע כללים לגבי מסגרת ביצוע הפעולות כאמור.

ה-JOA כולל הוראות שונות המתייחסות לפעולות Sole Risk, כלומר ביצוע קידוחים, מבחנים ופיתוח, שלא בהסכמת כל הצדדים ואשר בתנאים מסוימים המפורטים בהסכם ניתן לבצען על-ידי חלק מהצדדים. לצדדים שלא הצטרפו לפעילות כאמור, ניתנה אפשרות, בכפוף לתנאים ולתשלומים שנקבעו בהסכם, לקבל חזרה את חלקם באותה פעילות וכל הנובע ממנה. כמו כן, צדדים שלא הצטרפו לפעילות ה-Sole Risk אך החליטו להצטרף מאוחר מהמועד להצטרפות, יישאו בקנסות וריביות הקבועות ב-JOA.

(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: (1) אם נעשה חדל פירעון, פושט רגל או אם עשה הסדר לטובת נושיו; (2) אם ניתנה הודעה על-ידי צד להסכם במקרה של צו בית משפט או החלטה בת תוקף לארגון מחדש על-פי חוקי חדלות הפירעון; (3) אם מתמנה כונס נכסים לחלק משמעותי מנכסיו; או (4) אם המפעיל התפרק או מפסיק את קיומו באופן אחר.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהחלטה של צדדים אחרים ל- JOA (שאינם המפעיל) אם הפר הפרה יסודית של ה- JOA ולא החל בתיקון ההפרה בתוך 30 יום מהמועד שיקבל הודעה המפרטת את דבר ההפרה האמורה, או שלא פעל להשלמת תיקון ההפרה. כל החלטה של צדדים אחרים ל- JOA (שאינם המפעיל) ליתן הודעת הפרה למפעיל או להעברת המפעיל מתפקידו תדרוש הצבעה חיובית בעד ההחלטה של אחד או יותר מהצדדים שאינם המפעיל (או שאינם צד קשור/מסונף של המפעיל), המייצגים ביחד לפחות 65% מסך זכויות ההשתתפות של הצדדים שאינם מפעיל.

כאשר חל שינוי בזהות המפעיל כאמור לעיל, אזי ועדת התפעול תתכנס בהקדם האפשרי על מנת למנות מפעיל, ואולם שום צד ל- JOA לא ימונה לתפקיד המפעיל נגד רצונו. למפעיל שהועבר מתפקידו או לצד קשור/מסונף לו אין זכות להצביע עבור עצמו או להיות מועמד לתפקיד המפעיל.

(ח) סנקציות החלות על הצדדים ותנאים להטלתן

צד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות המשותפות (כולל מקדמות וריביות) או שלא השיג או שמר על בטחונות הנדרשים ממנו, יחשב כצד מפר (להלן: "**צד מפר**").

החל מתום 5 ימים מיום שניתנה לצד המפר הודעת הפרה, וכל עוד ההפרה נמשכת, לא יהיה הצד המפר זכאי, בין היתר, להשתתף באסיפות ועדת התפעול או להצביע בהן, לקבל מידע הנוגע לפעולות המשותפות ולהעביר את זכויות ההשתתפות שלו או חלק מהן למעט לצדדים מפריים.

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.

העברת זכויות (ט)

העברת זכויות השתתפות של צד בנכס הנפט, כולן או חלקן, תהיה תקפה אם ענתה על כל התנאים המפורטים ב-JOA, הכוללים, בין היתר, את התנאים כדלקמן:

1. פרט למקרה שצד מעביר את כל זכויות ההשתתפות שלו בנכס נפט, לא תעשה העברת זכויות אשר על-פי תוצאתה ישארו בידי המעביר או הנעבר זכויות השתתפות בנכס הנפט וב-JOA של פחות מ-10%.

2. על אף ההעברה, ישאר הצד המעביר חייב כלפי הצדדים האחרים ל-JOA בגין כל החיובים הפיננסיים והאחרים, אשר היו מוקנים, הבשילו או נצברו על-פי נכס הנפט וה-JOA לפני מועד ההעברה, לרבות כל ההוצאות שאושרו על-ידי ועדת התפעול לפני שהצד המעביר נתן הודעה בדבר העברת הזכויות המוצעות לצדדים האחרים ל-JOA.

3. לנעבר לא תהיינה זכויות על-פי נכס הנפט או על-פי ה-JOA, כל עוד ועד אשר: (א) קיבל את האישור הממשלתי הדרוש וסיפק את הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה או על-פי תנאי נכס הנפט; (ב) התחייב במפורש במסמך בכתב לשביעות רצון הצדדים האחרים, לבצע את התחייבויות המעביר על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA בגין זכויות ההשתתפות המועברות אליו; ו- (ג) כל הצדדים האחרים הסכימו בכתב להעברה. יצוין כי, הצדדים יהיו רשאים להימנע ממתן אישורם רק אם הנעבר לא הראה לשביעות רצונם הסבירה שיש לו את היכולת לקיים את חובות התשלום שלו לפי החזקות וה-JOA ויכולת טכנית לתרום לתכנון ולביצוע הפעילות המשותפת. עם זאת, במקרה של העברה לצד קשור, לא נדרשת הסכמת יתר הצדדים, וזאת בכפוף לכך שהצד המעביר נותר אחראי לכך שהגוף הנעבר ממלא את מלוא התחייבויותיו.

4. אין באמור לעיל בכדי למנוע מצד ל-JOA לשעבד כל או חלק מזכויות ההשתתפות שלו כבטוחה למימון, בכפוף לכך שאותו צד ישאר אחראי לכל ההתחייבויות הנוגעות לזכות האמורה. השיעבוד או המשכון כאמור יהיו כפופים לכל אישור ממשלתי שידרש ויעשה במפורש כמשני (Subordinated) לזכויות של הצדדים האחרים לפי ה-JOA.

5. העברת זכויות השתתפות של צד בנכסי הנפט, כולן או חלקן, (למעט העברה לצד קשור או שיעבוד הזכויות כמפורט לעיל) תהא כפופה למתן הודעה לצדדים האחרים, בה יגלה המעביר לצדדים האחרים את תנאי העסקה הסופיים ויעניק להם זכות סירוב ראשונה. עם מסירת ההודעה כאמור, תעמוד לכל אחד מהצדדים האחרים הזכות לרכוש את זכויות ההשתתפות נשוא העסקה מהמעביר באותם תנאים (וללא כל הסתייגות) על-ידי מתן הודעה נגדית בתוך 30 ימים ממסירת ההודעה. במקרה שיותר מצד אחד מודיע בדבר כוונתו לממש את זכות הסירוב הראשונה, מכירת הזכויות תתבצע באופן יחסי לשיעור זכויות ההשתתפות של אותם צדדים.

(י) שינוי שליטה

במקרה של שינוי שליטה אצל אחד מהשותפים, יספק אותו צד ליתר הצדדים: (1) את כל האישורים הממשלתיים הנדרשים, וכן הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה; ו- (2) בטוחות ביחס ליכולת הפיננסית לעמוד בהתחייבויות על-פי ההסכם. בנוסף, על הצד שאצלו מתבצע שינוי כאמור, למסור הודעה על שינוי השליטה לצדדים האחרים (להלן בסעיף זה: "**ההודעה**"). בסעיף זה, "שינוי שליטה" פירושו – כל שינוי ישיר או עקיף בשליטה של צד (לרבות בדרך של מיזוג, מכירת מניות, אינטרסים אחרים או דרך אחרת) אשר שווי חזקות לויתן שברשותו מהווה למעלה מ- 50% משווי השוק של מלוא הנכסים של אותו צד. ההודעה תכלול, בין היתר, את שווי השוק של זכויות השותף לפי הסכם ה- JOA, על סמך הסכום שרוכש השליטה מוכן לשלם בעסקה הבלתי תלויה (arm's length transaction). עם מסירת ההודעה כאמור, תעמוד לכל אחד מהצדדים האחרים הזכות לרכוש את מלוא זכויות השותף שאצלו מתבצע שינוי השליטה, בפרק זמן של 30 ימים ממסירת ההודעה, והרכישה תהיה בהתאם לתנאים ולגובה סכום הרכישה שנמסר. עוד יצוין כי, בהתאם לתנאים שנקבעו ב- JOA הצדדים האחרים יכולים לערער על השווי שנמסר בהודעה על שינוי השליטה.

במקרה שיותר מצד אחד מודיע כי ברצונו לממש את זכותו לרכוש את הזכויות כאמור, החלוקה תתבצע באופן יחסי לשיעור

זכויות ההשתתפות של הצדדים.

(יא) פרישה מה-JOA

ה-JOA כולל הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה (withdrawal), מלאה או חלקית, של צד מכל נכס נפט שהוא משתתף בו (ומה-JOA החל עליו) וכן קובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית, ואת זכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים לנכס הנפט וה-JOA.

צד המבקש לפרוש מנכס הנפט, חייב במתן הודעה על החלטתו ליתר הצדדים (להלן בסעיף זה: "**הודעת פרישה**"). הודעת הפרישה תהא בלתי מותנית ובלתי חוזרת מיד עם מסירתה, בכפוף לתנאים הקבועים ב-JOA. בתוך 30 ימים מיום מסירת הודעת הפרישה יהיו יתר הצדדים ל-JOA זכאים למסור הודעת פרישה גם הם. במקרים שכל הצדדים ימסרו הודעת פרישה, הם יפעלו לסיום ה-JOA ויתר התחייבויותיהם הקשורות לנכס הנפט ול-JOA. במקרה ולא כל הצדדים יחליטו לפרוש, יפעל כל אחד מהצדדים הפורשים על מנת להעביר בהקדם האפשרי את זכויותיו כאמור לשותף/שותפים שבחר/ו לא לפרוש. העברת זכויות כאמור תהיה ללא כל תמורה, כאשר כל אחד מהצדדים הפורשים נושא בכל ההוצאות בגין פרישתו, למעט אם הוחלט אחרת. העברת הזכויות לצדדים הנשארים תהיה בהתאם לשיעור החזקותיהם.

(יב) זכויות וחובות לגבי הפקה

לכל צד יש את הזכות והחובה לקחת את חלקו בהידרוקרבונים שהופקו מהחזקות, אלא אם יוסכם אחרת.

(יג) הדין החל ויישוב סכסוכים

ה-JOA כפוף לחוקי אנגליה וויילס. סכסוך יוכרע במסגרת הליך בוררות בהתאם לכללי הבוררות של בית המשפט הבינלאומי לסכסוכים בלונדון (LCIA).

7.25.7 הסכם תפעול משותף בבלוק 12

הסכם התפעול המשותף בבלוק 12 מכסה את אותם הנושאים והינו במתכונת דומה להסכם התפעול המשותף בפרויקט לויתן, כמפורט בסעיף 7.25.6 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

ברישיין. שברון קפריסין משמשת כמפעיל בבלוק 12. עם זאת, יצוין כי בהסכם התפעול המשותף שחל בבלוק 12 לא מוקנית לצדדים זכות סירוב ראשון במקרה של העברת זכויות בנכס הנפט.

7.25.8 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 7.25.8(ג)2 להלן, והתחייבויות שמקורן בהסכם השותפות המוגבלת של אבנר, כמפורט בסעיף 7.25.8(ג)3 להלן.

(ב) חישוב שווי השוק של התמלוגים על פי הבאר

1. כללי

על-פי חוק הנפט, בעל החזקה ישלם למדינה את "שווי השוק של התמלוג על פי הבאר". קביעת שיטה לחישוב שווי השוק של התמלוג על פי הבאר נדרשת, שכן מכירות הגז הטבעי מתומחרות בנקודת מסירת הגז בחוף, ולכן המחיר החוזי שנקבע בהסכמי מכירת הגז גבוה יותר מהמחיר שהיה נקבע אם הגז היה נמסר על פי הבאר. כתוצאה מכך, השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה נמוך למעשה משיעור של שמינית (להלן: **"השיעור האפקטיבי"**).

2. השיעור האפקטיבי של התמלוגים בפרויקט תמר

בין שותפי תמר לבין משרד האנרגיה התגלעה מאז תחילת ההפקה בשנת 2013 מחלוקת בנוגע לאופן חישוב השיעור האפקטיבי של התמלוגים. לטענת שותפי תמר, התשלומים אשר שולמו על-ידם, לפי דרישת המדינה, הם תשלומי יתר שנגבו שלא כדיון, ולפיכך פועלים שותפי תמר באמצעות שברון להסדרת מחלוקת זו מול משרד האנרגיה. בהמשך

לטיטות דוחות ביקורת התמלוגים לשנים 2013-2018 שנתקבלו ממשד האנרגיה, ובהתבסס על ההבנות המתגבשות מול משרד האנרגיה בעקבות דיונים שנערכו לאחרונה בקשר לטיטות דוחות הביקורת כאמור, עדכנה השותפות פערים לא מהותיים בסכומים המצטברים שנוקפו בדוח על הרווח הכולל בסעיף הוצאות תמלוגים למדינה (בשנים 2013-2018). להערכת השותפות, ובהתבסס על ההבנות המתגבשות כאמור, השותפות תהיה זכאית לקבל מהמדינה (בדרך של קיזוז מתשלומי תמלוגים עתידיים בשנת 2024) סכום של כ- 17.2 מיליון דולר, בגין השנים 2013-2018. כן תהיה זכאי השותפות לקבל מבעלי התמלוג סכום כולל של כ- 8.3 מיליון דולר בגין השנים כאמור. לפרטים נוספים ראו ביאור 4ב15 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). 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 לויתן

בהתאם למכתבי דרישה שהתקבל ממשד האנרגיה בחודשים אוקטובר 2023 וינואר 2024, על שותפי לויתן לשלם למדינה מקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לויתן בשנים 2023 ו-2024 בשיעור של 11.06%, וזאת חלף שיעור של 11.26% כפי ששילמו שותפי לויתן החל ממועד תחילת אספקת הגז ממאגר לויתן בהתאם למכתב דרישה שהתקבל ממשד 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 לויתן צריך לעמוד על כ- 9.58%. בהתאם, שיעור התמלוגים עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים לשנת 2022 הינו כ- 10.9%, ובדוחותיה הכספיים



בגין שנת 2023 הינו כ- 10.73%<sup>91</sup> הפער בין התמלוגים ששילמה השותפות בפועל למדינה בפרויקט לויתן לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים, בגין השנים 2019-2023, עומד על כ- 15 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 לויתן אשר השותפות משלמת לבעלי התמלוגים נעשה בהתאם לשיעור האפקטיבי של התמלוגים שמשלמת השותפות למדינה.

### (ג) התחייבויות לתשלום תמלוגים לבעלי התמלוגים<sup>92</sup>

#### 1. כללי

נוסף לתמלוגי המדינה, משלמת כאמור השותפות תמלוגים לבעלי התמלוגים, הכוללים צדדים קשורים וצדדים שלישיים, בהתאם להתחייבויות שהשותפות ואבנר קיבלו על עצמן בעבר, כמפורט להלן.

#### 2. תמלוגי קבוצת דלק

(א) במסגרת הסכם העברת זכויות משנת 1993 (להלן: "**הסכם העברת הזכויות**"), שנחתם בין דלק אנרגיה וחברת הדלק הישראלית בע"מ<sup>93</sup> (להלן: "**דלק ישראל**"), ולהלן יחד בסעיף זה: "**המעבירות**") לבין השותף הכללי, העבירו המעבירות לשותפות זכויות במספר רישיונות נפט, כנגד התחייבות השותפות לשלם למעבירות (דלק אנרגיה - 75% ודלק ישראל - 25%) תמלוגי-על בשיעורים המפורטים להלן, מכל חלקה של השותפות בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים, שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט, שבהם יש או יהיה בעתיד

<sup>91</sup> יצוין כי, בנתוני התזרים המהוון של פרויקט לויתן הניחה השותפות כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.06%.

<sup>92</sup> יצוין כי, בעקבות מיזוג השותפויות, כל ההתחייבויות לתשלום תמלוגים לבעלי התמלוגים חלות כיום בגין כל נכסי הנפט של השותפות (הקיימים והעתידיים), אולם במועד מיזוג השותפויות הופחת שיעור התמלוגים האמורים ב- 50% ביחס לשיעור התמלוגים ערב המיזוג, הואיל והשותפות ואבנר החזיקו בחלקים שווים בנכסי הנפט הללו, למעט חזקות אשקלון ונועה, בהן החזיקה השותפות ב- 25.5% ואבנר ב- 23%, ובגין שיעור התמלוגים הופחת ב- 47.42% ביחס לתמלוגים ששילמה השותפות טרם מיזוג השותפויות לקבוצת דלק ודלק אנרגיה, וב- 52.58% ביחס לתמלוגים ששילמה אבנר טרם מיזוג השותפויות.

<sup>93</sup> בעקבות רה-אירגון שבוצע בעבר, זכות התמלוג כאמור של דלק ישראל הועברה לקבוצת דלק.

לשותפות אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג, אך לאחר הפחתת הנפט, אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה) (להלן: "תמלוגי קבוצת דלק").

(ב) שיעורי תמלוגי קבוצת דלק, כפי שנקבעו בהסכם העברת הזכויות (לאחר התאמה בעקבות מיזוג השותפויות), הם כדלקמן: עד מועד החזר ההשקעה של השותפות (כהגדרתו להלן) - ישולמו תמלוגים בשיעור של 2.5% מנכסי נפט ביבשה ו- 1.5% מנכסי נפט בים, ולאחר מועד החזר ההשקעה של השותפות - ישולמו תמלוגים בשיעור של 7.5% מנכסי נפט ביבשה ו- 6.5% מנכסי נפט בים.

ביחס לקביעת מועד החזר ההשקעה נקבעו בתנאי התמלוגים ההוראות הבאות:

1. המונח "מועד החזר ההשקעה" משמעו – המועד לאחר חתימת הסכם העברת הזכויות אשר בו שווי התקבולים (נטו) (כהגדרתו להלן) אשר השותפות קיבלה או זכאית לקבל בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רישיון או חזקה) בו נמצא הממצא, כשהם מחושבים בדולרים (לפי השער היציג המתפרסם על-ידי בנק ישראל) יגיע לסכום השווה למלוא שווי כל הוצאות השותפות באותו נכס הנפט (כהגדרתו להלן) כשהן מחושבות בדולרים (לפי השער היציג כאמור).
2. המונח "שווי התקבולים (נטו)" משמעו – שווי כל התקבולים כפי שיאושרו על-ידי רואי חשבון של השותפות בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רישיון או חזקה) (להלן: "שווי התקבולים (ברוטו)") לאחר ניכוי כל הוצאות הפקתם ותמלוגים ששולמו בגינם.
3. המונח "שווי כל הוצאות השותפות" משמעו – כל ההוצאות שהשותפות הוציאה בנכס הנפט (דהיינו - רישיון או חזקה) 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 אודות הליך משפטי שהתקיים בקשר עם חישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, ראו סעיף 7.26.5 להלן.

(ג) נכון למועד אישור הדוח, בעלת הזכות לתמלוגי קבוצת דלק בפרויקט לויתן היא דלק תמלוג על לויתן בע"מ, חברה בת בבעלות מלאה של דלק אנרגיה (להלן: **"דלק תמלוג על"**).<sup>94</sup> קבוצת דלק ודלק אנרגיה זכאיות לתמלוגי קבוצת דלק ביחס לכל יתר נכסי הנפט של השותפות הקיימים במועד אישור הדוח, וביחס לנכסי הנפט בהם יהיה בעתיד לשותפות אינטרס.

### 3. תמלוגי שותפות אבנר

במסגרת השלמת מיזוג השותפויות קיבלה על עצמה השותפות את התחייבויותיה של שותפות אבנר לתשלום תמלוגים, כפי שנקבעו בהסכם שותפות אבנר<sup>95</sup> (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

<sup>94</sup> 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 לויתן לדלק תמלוג על.

<sup>95</sup> הסכם השותפות מיום 6.8.1991 (כפי שתוקן מעת לעת) שנחתם בין אבנר נפט וגז בע"מ כשותף הכללי באבנר מצד אחד ובין אבנר נאמנויות בע"מ כשותף מוגבל באבנר מצד שני (להלן: **"הסכם שותפות אבנר"**).

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.

(ו) הזכות לתמלוגים כאמור תהא צמודה לחלקה של השותפות בכל אחד מנכסי הנפט בהם יש לה אינטרס. אם תעביר השותפות את זכויותיה בנכס נפט בו יש לה אינטרס תגרום השותפות לכך שמקבל ההעברה יקבל על עצמו את כל ההתחייבויות לתשלום התמלוג כאמור. האמור לעיל לא יחול במקרה של חילוט נכס עקב פיגור השותפות בתשלום. לעניין התמלוגים מכוח הסכם שותפות אבנר, האמור לעיל לא יחול גם במקרה של העברה לשותפים הממשיכים בפעולות על-ידי חלק מהמשתתפים (Sole Risk).

5. לאור המחלוקת שהתגלעה בין שותפי תמר למדינה בנוגע לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר, כמתואר בסעיף 7.25.8(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 7.26.1 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. לפרטים אודות ההליך המשפטי שמקיימת השותפות מול המדינה בנוגע למחלוקת ים תטיס, ראו סעיף 7.26.1 להלן.

#### 7.25.9 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 בפרק ד' לדוח זה. לפרטים אודות מחלוקות שהתגלעו בין השותפות לאנרג'יאן ראו סעיף 7.5.4 לעיל.

#### 7.25.10 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.

#### 7.25.11 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

1- Tamar Investment 2 RSC Limited. 96

לפרטים נוספים אודות ההסכם, ראו סעיף 7.24.12 לדוח התקופתי לשנת 2021.

## 7.26 הליכים משפטיים

7.26.1 ביום 12.3.2015 הגישו השותפות ושברון (להלן יחד בסעיף זה:

"**התובעות**") תביעה לבית המשפט המחוזי בירושלים נגד מדינת ישראל, באמצעות נציגיה ממשרד האנרגיה, הכוללת בעיקרה דרישה להשבת תמלוגים אשר התובעות שילמו למדינה, ביתר ותחת מחאה, בגין הכנסות שנבעו לתובעות מהסכמי אספקת גז אשר נחתמו בין צרכני גז טבעי לבין שותפי ים תטיס, ואשר חלקו סופק בפועל 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, ביום 13.8.2023 הגישה הנתבעת את תשובתה לערעור, ודיון בערעור נקבע ליום 15.7.2024.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, קיים קושי להעריך את סיכויי קבלת טענות התובעות בערעור, וזאת בהמשך למתן פסק הדין ומכיוון שטרם התקיים דיון בערעור.

יצוין כי, ההחלטה בנושא זה, כאשר תהיה חלוטה, תחול, בשינויים המחויבים, גם ביחס לתמלוגי-העל ששילמה השותפות לאורך השנים בגין פרויקט תמר, וזאת בהתאם להסכמות המתוארות בסעיף 7.25.8(ג) לעיל. בהתאם, ככל שהחלטת בית המשפט כאמור מיום 14.11.2022 תישאר בעינה, תישא השותפות בתשלום נוסף לבעלי תמלוגים בגין

<sup>96</sup> 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.

כמויות הגז שסופקו על-ידי השותפות ללקוחות פרויקט ים-תטיס, בגינה בוצעה הפרשה בדוחות הכספיים בסך של כ- 6.2 מיליון דולר (כולל ריבית והצמדה).

עוד יצוין כי, בהתאם לתנאי ההסכמים למכירת זכויות השותפות בחזקות תמר ודלית, גם לאחר השלמת העסקה השותפות אחראית וזכאית, לפי העניין, ביחס לסכומים שבמחלוקת מול המדינה ובעלי התמלוגים.

לפרטים נוספים ראו ביאור 9ג7 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.26.2 ביום 25.12.2016 הגישו מחזיקי יחידות השותפות באבנר, בטרם מיזוג

השותפויות (להלן בסעיף זה: "**המבקשים**"), בקשה לאישור תובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**") בטענה כי עסקת מיזוג השותפויות בין השותפות לאבנר, אושרה בהליך שאינו הוגן והתמורה ששולמה למחזיקי יחידות המיעוט באבנר, כפי שנקבעה בהסכם מיזוג השותפויות, הינה בלתי הוגנת. הבקשה הוגשה נגד אבנר, השותף הכללי באבנר וחברי הדירקטוריון בו, קבוצת דלק כבעלת השליטה באבנר (בשרשור), ונגד פרייס ווטרואוס קופרס ייעוץ בע"מ (להלן: "**PWC**"), כיועציה הכלכליים של ועדת דירקטוריון בלתי תלויה שהקימה אבנר (להלן בסעיף זה: "**המשיבים**"). בבקשה נטען, בין היתר, כי חברי הוועדה, דירקטוריון אבנר והשותף הכללי הפרו את חובת הזהירות כלפי אבנר, וכי אבנר התנהלה באופן שקיפח את המיעוט.

סך הנזק הוערך על-ידי המבקשים בסכום של 320 מיליון ש"ח. ביום 13.2.2017 אישר בית המשפט הסדר דינוי לפיו בקשת האישור תתוקן על-ידי הוספת טענה לקיפוח המיעוט על-ידי קבוצת דלק, וביום 6.7.2017 הורה בית המשפט על צירוף השותפות כמשיבה בהתאם לבקשתה. ביום 7.5.2023 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את בקשת האישור.

ביום 6.7.2023 הגישו המבקשים ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון, במסגרתו התבקש בית המשפט העליון לקבל את הערעור ולהורות על קבלת בקשת האישור.

ביום 27.12.2023 הגישה PWC ערעור שכנגד על פסק הדין, אשר מתנהל בגדרי הערעור כאמור, במסגרתו טענה כי בית המשפט המחוזי שגה בכך שלא פסק הוצאות לזכותה (להלן בסעיף זה: "**הערעור שכנגד**").

בהתאם להחלטות בית המשפט, על הצדדים להגיש את התשובות לערעור ולערעור שכנגד עד ליום 15.4.2024. דיון בערעור ובערעור שכנגד נקבע ליום 2.1.2025.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים,



סיכויי הערעור להידחות גבוהים מסיכויי להתקבל.

7.26.3 ביום 4.2.2019 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה

הכלכלית) תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**"), על-ידי בעל מניות בתמר פטרוליום ועמותת נציגי הציבור (להלן יחד בסעיף זה: "**המבקשים**"), נגד תמר פטרוליום, השותפות, מנכ"ל השותפות ויו"ר הדירקטוריון בתמר פטרוליום במועד ההנפקה, מנכ"ל תמר פטרוליום, סמנכ"ל הכספים בתמר פטרוליום ולידר הנפקות (1993) בע"מ (להלן: "**לידר**"), ולהלן יחד בסעיף זה: "**המשיבים**"), בקשר עם הנפקת מניות תמר פטרוליום בחודש יולי 2017 (להלן בסעיף זה: "**ההנפקה**").

לטענת המבקשים, בתמצית, הטעו המשיבים את ציבור המשקיעים בעת ההנפקה ביחס ליכולתה של תמר פטרוליום לחלק דיבידנד לבעלי מניותיה בגין התקופה שתחילתה ממועד ההנפקה וסיומה בסוף שנת 2021 (להלן בסעיף זה: "**התקופה**"), והפרו חובות על-פי חוקים שונים, ובין היתר חובת הזהירות של נושאי המשרה האמורים וחובות השותפות כבעלת מניות וכבעלת השליטה בתמר פטרוליום טרם ההנפקה.

הסעדים המבוקשים במסגרת בקשת האישור כללו בעיקר סעד כספי בסך של לפחות 53 מיליון דולר, שהינו, לטענת המבקשים, 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 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 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.

ביום 23.4.2023 הגישו המבקשים בקשה למתן צו לגילוי מסמכים, וביום 17.7.2023 דחה בית המשפט את הבקשה לגילוי מסמכים ביחס לכלל המשיבים, למעט ביחס ללידר, לגביה התקבלה הבקשה באופן חלקי. כמו כן, ביום 16.8.2023 אישר בית המשפט הסדר דיוני מוסכם בין הצדדים, לפיו חקירות העדים במסגרת בקשת האישור יתקיימו במהלך החודשים פברואר-אפריל 2024. נכון למועד אישור הדוח, התיק מצוי בשלב ההוכחות, אשר צפוי להסתיים במהלך חודש אפריל 2024. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ- 50%.

7.26.4 ביום 27.2.2020 נודע לשותפות אודות הגשת תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**") אשר הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב על-ידי צרכן חשמל (להלן בסעיף זה: "**המבקש**") נגד השותפות ושברון ונגד יתר המחזיקות בפרויקט תמר ובפרויקט לויתן (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 ישראלמק, 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 לויתן 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 לויתן לחברת החשמל, בהמשך ההליך התחרותי, הינו מחיר בלתי הוגן; ועושר שעשו ויעשו השותפות ושברון בהתאם להסכם זה ותוך פגיעה בתחרות עולה לכדי עשיית עושר ולא במשפט.

לטענת המבקש פעולות אלו של השותפות ושברון גרמו וצפויות לגרום נזק לקבוצות אותן הוא מבקש לייצג בסך של כ- 1.16 מיליארד ש"ח, אותו הוא מבקש לפסוק לטובת הקבוצות אותן הוא מבקש לייצג, ולפיו

מתבקש בית המשפט לפסוק גמול ושכר טרחה. הסעד העיקרי המבוקש במסגרת בקשת האישור הינו קביעה של בית המשפט כי השותפות ושברון אינן רשאיות למנוע מיתר המחזיקות בפרויקט תמר לחתום על התיקון להסכם תמר.

ביום 22.12.2020 הגישו יתר המחזיקות בפרויקט תמר בקשה למחיקתן על הסף, וביום 9.9.2021 אישור בית המשפט את מחיקתן. כמו כן, ביום 17.11.2021 נעתר בית המשפט לבקשתה המוסכמת של רציו למחוק אותה מבקשת האישור.

ביום 9.12.2021 הגישו השותפות ושברון את תשובתן לבקשת האישור וכן בקשה להוצאת חוות הדעת המשפטית שצורפה לבקשת האישור, וביום 27.2.2022 קבע בית המשפט כי הבקשה כאמור תידון בדיון קדם המשפט הקבוע ליום 24.4.2022. ביום 28.2.2022 הגיש המבקש תגובה לתשובת המשיבות לבקשת האישור.

ביום 24.4.2022, במסגרת דיון קדם משפט, הורה בית המשפט כדלקמן: (א) חוות הדעת המשפטית שצורפה לבקשת האישור תימחק, והמבקש יישא בהוצאות המשיבות בבקשה בעניין זה; (ב) עד ליום 24.5.2022 תינתן למבקש הזדמנות להגיש בקשה לתיקון בקשת האישור; (ג) עד לאותו מועד תינתן לצדדים אפשרות להגיש לבית המשפט רשימת שאלות שיופנו למאסדר הרלוונטי לבקשת האישור; ו- (ד) ביום 25.5.2022, או סמוך לאחר מכן, בית המשפט יאפשר למשיבות להשיב לבקשה לתיקון בקשת האישור, ככל שתוגש בקשה כזו, או לחילופין יעביר את כתבי בית הדין, בצירוף השאלות שהגישו הצדדים, להתייחסות המאסדר.

ביום 25.5.2022 הגישו הצדדים רשימת שאלות שיופנו למאסדר, וביום 31.5.2022 הורה בית המשפט על העברת כתבי בית הדין בתיק לפרקליטות מחוז תל-אביב (אזרחי) על מנת לקבל את עמדת המאסדר במחלוקת מושא בקשת האישור. ביום 19.1.2023 הוגשה עמדת המאסדר (רשות התחרות, בהסכמת משרד האוצר ומשרד האנרגיה ובתיאום עם היועמ"ש). בתמצית, העמדה נמנעה מלומר במפורש אם יש או אין ממש בטענות המועלות בבקשת האישור, אך סקרה את הרקע העובדתי והמשפטי הרלוונטי באופן שככלל עולה בקנה אחד עם טענות השותפות ושברון. ביום 6.2.2024 נעתר בית המשפט לבקשת המבקש, בהסכמת המשיבות, לביטול דיוני ההוכחות שנקבעו לחודשים מרץ-אפריל 2024, וטרם קבע מועדים חדשים לקיומם.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה

של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ- 50%.

7.26.5 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,<sup>97</sup> 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

<sup>97</sup> ביום 13.6.2021 הודיעה דלק תמלוגים (2012) בע"מ על שינוי שמה לתומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ (להלן: "**תומר תמלוגי אנרגיה**").

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.

ביום 21.12.2023 הורה בית המשפט, לבקשת הצדדים, על מחיקת תביעת המפקחים והתביעה שכנגד ללא צו להוצאות לאור הסכמות שהושגו בין הצדדים, במסגרתן, בין היתר, אישרו הצדדים את התחשיב המקורי שערכה השותפות (בכפוף לתיקון טעות לגבי עלויות סילוק שיוחסו לשותפות, בגינה בוצעה הפרשה בסך של כ- 1.6 מיליון דולר בספרי השותפות עוד בשנת 2018). בנוסף, בעלות התמלוג והשותפות אישרו כי העקרונות לפיהם חושב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר יחולו (בהתאמות מסוימות שפורטו במסגרת ההסכמות) גם ביחס לחישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט לויתן.

7.26.6 ביום 23.4.2020 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות (להלן בסעיף זה: "**המבקש**") תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית נגד השותפות, השותף הכללי, קבוצת דלק, יצחק שרון (תשובה), הדירקטורים של השותף הכללי (לרבות יו"ר הדירקטוריון לשעבר) ומנכ"ל השותף הכללי (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**" ו- "**המשיבים**", בהתאמה), למחלקה הכלכלית בבית המשפט המחוזי בתל-אביב.

בבקשת האישור נטען כי, המשיבים נמנעו מלגלות בדיווחי השותפות על קיומה של תניה בהסכמים למכירת גז טבעי ממאגרי לויתן ותמר לחברת בלו אושן (לשעבר Dolphinus Holdings Limited) (להלן בסעיף זה: "**הסכמי המכר**" ו- "**הרוכשת**", בהתאמה), לפיה בשנה בה המחיר היומי הממוצע של חבית ברנט (כהגדרתה בהסכמי המכר) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, הרוכשת רשאית להקטין את הכמות השנתית המינימלית הנרכשת על-פי הסכמי המכר כך שכמות זו תעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית (להלן: "**תניית ההפחתה**"). לטענת המבקש, אי-הגילוי הנטען בדיווחי השותפות מקים עילות תביעה מכוח סעיפים שונים בחוק ניירות ערך, מכוח עוולת הפרת חובה חקוקה, ומכוח עוולת הרשלנות. הסעד העיקרי המבוקש במסגרת בקשת האישור הינו פיצוי הקבוצה אותה מתעתד לייצג המבקש על הנזק שנטען שנגרם לה המוערך, בהתאם לחוות דעת שצורפה לבקשת האישור, בכ- 55.5 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש להורות על מתן כל סעד אחר לטובת הקבוצה, כפי

שבית המשפט ימצא לנכון בנסיבות העניין.

ביום 17.1.2021 הגישו המשיבים את תשובתם לבקשת האישור, בצירוף חוות דעת מומחה, במסגרתה נטען, בין היתר, כי בתקופה הרלוונטית לבקשת האישור תניית ההפחתה לא היתה מהותית ולא היתה כל חובה לגלותה לציבור וכי אין כל קשר סיבתי בין הגילוי על תניית ההפחתה לבין הירידה שנצפתה בשערי יחידות ההשתתפות של השותפות. ביום 2.1.2022 הודיע היועץ המשפטי לממשלה, לאחר שנדרש לעשות כן על-די בית המשפט, כי בשלב זה הוא לא מצא לנכון לנקוט עמדה בהליך. דיוני הוכחות התקיימו בחודש נובמבר 2022. ביום 10.12.2023 הגיש המבקש סיכומים מטעמו, ובהתאם להחלטת בית המשפט, על המשיבים והמבקש להגיש סיכומים וסיכומי תשובה במהלך שנת 2024 והכל עד ליום 7.6.2024.

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

7.26.7 ביום 3.5.2021 הגישה חברת נמל חיפה בע"מ (להלן בסעיף זה: "**נמל**

**חיפה**") תביעה נגד שברון, חברת קוראל שירותי ים בע"מ (להלן בסעיף זה: "**קוראל**") וחברת גולד-ליין ספנות בע"מ (להלן בסעיף זה: "**גולד ליין**"), בסך של כ-77 מיליון ש"ח (להלן בסעיף זה: "**התביעה העיקרית**"). לטענת נמל חיפה, פריקה ישירה של מטענים בשטח אסדת לויתן, 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 לדין, 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. בימים 8.7.2023 ו-18.7.2023 דחה בית המשפט את הבקשות שהגישו הצדדים בעניין ההליכים המקדמיים, וכן קבע דיון קדם משפט אחרון ליום 4.6.2024.

עוד יצוין כי, ביום 3.4.2023 הגישה נמל חיפה בקשה לסילוק התביעה שכנגד על הסף, בטענה כי לא מתקיימת יריבות בינה לבין שברון, וזאת מכיוון שהחשבוניות ודמי המעגן שולמו על-ידי סוכן, וביום 21.6.2023 דחה בית המשפט את הבקשה כאמור, וכן חייב אותה בהוצאות. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סביר יותר כי התביעה העיקרית תידחה מאשר כי תתקבל.

7.26.8 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 במזומן בסך של 108.5 מיליון דולר (להלן: "**יתרת התמורה**"). 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 לחשבוניתיה, מהווה עילה לתשלום מיידית של יתרת התמורה. ביום 19.4.2023 התקיים דיון קדם משפט בתביעה, ובהתאם להחלטה שהתקבלה במסגרתו, ביום 10.5.2023 הגישו הצדדים הודעה משותפת לבית המשפט אודות הסכמתם לפנות להליך גישור, מבלי שיהיה בכך בכדי לעכב את בירור התביעה. ביום 13.8.2023 אישר בית המשפט הסדר דיוני מוסכם בין הצדדים, לפיו, בין היתר, נקבע דיון קדם משפט ליום 7.12.2023. ביום 5.11.2023 ניתן תוקף של פסק דין להסכמות שהושגו בין הצדדים, אשר לפיהן אנרג'יאן תשלם לשותפות, בשני תשלומים בשנת 2024, סך כולל של כ- 47.4 מיליון דולר, המהווה את

מלוא יתרת התמורה בתוספת ריבית שנתית מוסכמת. האמור מהווה סילוק מלא וסופי של טענות הצדדים ביחס למחלוקות מושא ההליך המשפטי.

7.26.9 ביום 3.12.2023 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות

(להלן בסעיף זה: "**המבקש**") בקשה כנגד השותפות, בהתאם לסעיף 65מא לפקודת השותפויות ולסעיף 198א לחוק החברות, למתן צו לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת כנגד השותף הכללי; מר יוסי אבו, מנכ"ל השותף הכללי; וחברי דירקטוריון השותף הכללי (ובכללם חברי ועדת התגמול) בתקופה הרלוונטית (להלן בסעיף זה: "**בקשת הגילוי**"). בתמצית, בקשת הגילוי מבוססת על הטענה כי אישור תנאי הכהונה וההעסקה הנוכחיים של מר אבו על-ידי ועדת התגמול והדירקטוריון, ב"אוברולינג", כנגד עמדת האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות נעשה בניגוד לדין, תוך הפרת חובות הזהירות והאמון החלות על חברי הדירקטוריון ותוך הפרת חובתו של מר אבו, כמנכ"ל השותף כללי, לפעול לטובת השותפות. במסגרת בקשת הגילוי נטען כי אישור תנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו באוברולינג נעשה מבלי שהתקיימו התנאים הנדרשים לכך על-פי פקודת השותפויות; כי לא התקיים דיון מחדש מספק בתנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו ולא ניתנה במסגרתו התייחסות להתנגדות האסיפה הכללית; וכי הנימוקים שפורטו על-ידי הדירקטוריון לא התייחסו לעצם דחיית אישור תנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו על-ידי האסיפה הכללית.

יצוין כי, בסמוך להגשת בקשת הגילוי הגיש המבקש לבית המשפט הודעה בעניין בקשות נוספות לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת שהוגשו על-ידו או על-ידי באי כוחו, המתבססים, לטענתו, על "מסכת עובדתית דומה"; כנגד משיבות אחרות: קבוצת דלק בע"מ (תנ"ג 58205-11-23); אלקטרה בע"מ (תנ"ג 50050-11-23) מטריקס אי.טי בע"מ (תנ"ג 60805-11-23); וסקופ מתכות בע"מ (תנ"ג 47021-11-23) (להלן: "**ההליכים הנוספים**").

ביום 6.12.2023 הורה בית המשפט כי הצדדים להליכים הנוספים ישקלו לאחד את שמיעתם על-ידי בחירת תיק מוביל ("תיק קטר") שאליו תוכפף ההכרעה בכלל ההליכים הנוספים; או בכל דרך אחרת (להלן: "**איחוד הדיון**"). ביום 8.1.2024 הודיע המבקש לבית המשפט על הסכמתו לאיחוד הדיון, ובאותו מועד הגישה השותפות לבית המשפט את התנגדותה לאיחוד הדיון, וזאת, בין היתר מכיוון שמדובר בהליכים שונים ונבדלים, שעניינם בהחלטות אחרות, שהתקבלו על-ידי גופים אחרים,



ביחס לתנאי כהונה של נושאי משרה אחרים ובתאגידי אחרים; וכי בנסיבות אלו איחוד ההליכים אינו צפוי לפשט ולייעל את הדיון בהם, ואין חשש להכרעות סותרות ביניהם, כפי שנדרש בדין לשם איחוד הדיון בהליכים מקבילים. למיטב ידיעת השותפות, המשיבות בהליכים הנוספים התנגדו גם הן להצעה לאיחוד הדיון.

בהתאם להחלטת בית המשפט, על השותפות להגיש את תשובתה לבקשת הגילוי עד ליום 2.4.2024.

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

## **7.27 יעדים ואסטרטגיה עסקית**

### 7.27.1 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 תוך שמירה על ערכי קיימות. מימוש האסטרטגיה כאמור מתבצע בעיקר באמצעות חתירה למיצוי פוטנציאל ההפקה והמכירות של שלב 1א' וקידום פיתוח שלב 1ב', כמפורט בסעיף 7.2.5 לעיל, טיוב ההפקה והתפעול של מאגר לויתן, קידום פיתוח מאגר אפרודיטה, וכן קידום אפשרויות לשימוש, בעלות, פיתוח והרחבה של תשתיות להולכת גז טבעי מנכסי הנפט של השותפות לשוק המקומי ולשוקי הייצוא, לרבות כ- LNG, וזאת בהתאם למדיניות ESG שאימצה השותפות, על מנת ליצור ערך מיטבי עבור בעלי העניין בשותפות.

לצורך כך, פועלת השותפות, בין היתר, להגדלת הביקושים לגז טבעי, הן באמצעות הרחבה והטמעה של השימוש בגז טבעי במשק המקומי והן באמצעות יצוא של גז טבעי, וזאת באמצעות צנרת ו/או הנזלה ו/או דחיסה של הגז הטבעי ושיווקו לשווקים הגלובאליים ובשים לב למדיניות הממשלה בעניין.

בנוסף, 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, בכדי לממש יעדים של צמצום לכדי אפס פליטות גזי חממה מנכסי השותפות, ולאור השינויים המתרחשים בענף האנרגיה, המדיניות הממשלתית בישראל ובמדינות המפותחות לעודד מעבר לייצור חשמל מאנרגיות אלטרנטיביות, בוחנת השותפות אפשרויות השקעה בתחום האנרגיות האלטרנטיביות. במסגרת זו, התקשרה השותפות בהסכם עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.9 לעיל, וכן בוחנת כניסה לתחום המימן הכחול, באופן שיכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה, כמפורט בסעיף 7.1.3 לעיל.

## 7.27.2 גז טבעי

השותפות תמשיך ותפעל למצוי הפוטנציאל הכלכלי של נכסי הגז הטבעי בהם היא מחזיקה, לצד בחינת רכישת נכסים נוספים, ובכלל זאת:

### (א) פרויקט לויתן

1. הבטחת אספקה של גז טבעי וקונדנסט ממאגר לויתן, בהתאם להסכמים שנחתמו, וכן ניהול משאים ומתנים והתקשרות בהסכמים נוספים לאספקת גז טבעי וקונדנסט לצרכנים פוטנציאליים שונים בישראל ובמדינות האזור ובראשן, מצרים וירדן.

2. קידום פיתוח שלב 1' והגדלת יכולת ההפקה היומית המקסימאלית בהיקף של עד כ- 2,350 MMCF (לסך כולל של עד כ- 21 BCM לשנה), כמפורט בסעיף 7.2.5(ב)(2) לעיל, במטרה לקבל החלטת השקעה סופית (FID), לצרכנים במשק המקומי, לשוק האזורי, ובראשם לשוק המצרי ולשוקי LNG, וזאת באמצעות הרחבת יכולת ההולכה (כמפורט בסעיף 7.12.2 לעיל).

3. קידום בחינת גיבוש פרוספקט חיפוש למטרות נפט בחזקות לויתן, 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 הולדת עלויות הקמה והולכה וכן הגדלת ההיתכנות לקידום פרויקטים שונים. לפרטים אודות האפשרויות להזרמת הגז למצרים אשר נבחנות על-ידי השותפות, ראו סעיף 7.12.2(ד) לעיל.

(ד) חיפושי גז ונפט

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 בוז'דור במרוקו, וכן זכתה ברישיונות במקבץ "I", בשטח בלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, המצויים בים התיכון, בשטח המים הכלכליים של ישראל. לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.6 ו-7.7 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 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, נבחנו 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.

### 7.27.3 אנרגיות אלטרנטיביות

#### (א) אנרגיות מתחדשות

השותפות בוחנת אפשרויות להשקיע בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם אנלייט, כמפורט בסעיף 7.9 לעיל.

#### (ב) ייצור מימן

השותפות בוחנת מיזם מימן כחול, שבמסגרתו מפורק גז טבעי למימן ולפחמן דו חמצני (CO<sub>2</sub>), כאשר הפחמן הדו חמצני נאסף ומוטמן באתרי אחסון תת-קרקעיים יעודיים, או מחובר בדרכים שונות לסלעים בתת הקרקע או במי הים, או משמש לייצור מוצרים שונים. יצוין כי, המימן נחשב לאחד מהאדנים העיקריים בקיום ושגשוג של כלכלה דלת פחמן, ומהווה דרך מרכזית להתמודדות עם משבר האקלים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.14.4 לעיל.

### 7.27.4 תחום ה- ESG

השותפות שואפת לממש את הפוטנציאל של נכסיה העיקריים, מאגרי לווייתן ואפרודיטה, בצורה אחראית ויעילה על מנת לפתוח ערך מיטבי עבור מחזיקי העניין, תוך שמירה אקטיבית על ערכי ה- ESG שלה. השותפות, בשיתוף עם יתר שותפי לווייתן, דנים עם בעלי עניין, בעיקר ממשלת ישראל, בתוכנית הפיתוח האופטימלית, המאזנת בין שיקולים טכניים, לאומיים, מסחריים, סביבתיים וחברתיים. בהקשר זה יצוין כי, על אף שגז טבעי הינו דלק מאובנים ומשאב מתכלה, הביקוש אליו צפוי לגדול במהלך העשורים הקרובים, ובמיוחד במזרח התיכון.

השותפות מגדילה את פעילותה על מנת לגלות משאבים נוספים ולעמוד בביקוש הצומח, הן בים התיכון והן בחופי צפון אפריקה. השותפות מכירה בכך שגז טבעי הוא דלק מעבר ולכן פועלת להרחבת פעילותה בתחום האנרגיות המתחדשות, כמפורט בסעיף 7.9 לעיל, וכן מקדמת יכולות בטכנולוגיות אנרגיה נקיות, כדוגמת מימן.

7.27.5 ההיקף והמגוון של פעילות השותפות מחייבים השקעת אמצעים כספיים משמעותיים, בין היתר, לשם ביסוס והעמקת הידע והיכולות המסחריים, הטכניים, הכספיים, המשפטיים, הרגולטוריים, וכו'. לכן, בכונת השותפות לשקול לעשות שימוש במגוון האמצעים העומדים לרשותה לצורך גיוס כספים, בדרך של חוב ו/או הון עצמי, זאת בנוסף לשימוש בעודפי ההכנסות העתידיות מפרויקט לווייתן ובעודפי המזומנים הנמצאים

ברשותה.

יובהר כי, היעדים והאסטרטגיה של השותפות המפורטים לעיל הינם בגדר כוונות ויעדים כלליים ולפיכך אין כל ודאות כי יתממשו, בין היתר, עקב שינויים בתנאי השוק, שינויים גיאופוליטיים, שינויים ברגולציה ובחוקי המס, שינויים בסדרי העדיפויות כתוצאה מתוצאות הפעילות בפרויקטים של השותפות וכן עקב התפתחויות אחרות, אירועים בלתי צפויים, וגורמי הסיכון, כמפורט בסעיף 7.29 להלן. עוד יובהר כי, מימוש היעדים והאסטרטגיה המפורטים לעיל כפוף לאישורים של האורגנים המוסמכים בשותפות שחלקם טרם התקבלו, לרבות האסיפה הכללית של בעלי היחידות, וכן אישורים מצדדים שלישיים.

### 7.28 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 מבטוחים, המכסות את הנכסים והחבובות בפעילויות השונות של השותפות, וזאת רק כנגד חלק מהסיכונים האפשריים, כמקובל בענף החיפוש, הפיתוח וההפקה של גז טבעי ותוצריו, והכל בכפוף לאמור בסעיף זה. מערך הביטוח מכסה, בין היתר, הוצאות בגין אובדן שליטה בבאר (Control Of Well), כיסוי מסוים לסיכונים פוליטיים, נזקי רכוש ואובדן תוצאתי מסוים הנלווה לנזקי הרכוש המבוטח בשלב ההפקה, סיכונים לעבודות קבלניות בעת פיתוח הנכסים (לרבות בעת תקופת תחזוקה הנוגעת לפיתוח מאגר לווייתן) וכן חבובות 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. חלקן של פוליסות הביטוח כפופות להסכמי שיעבוד והמחאת זכויות, בהתאם להסכמי מימון אשר נחתמים מעת לעת.

כמו כן, השותפות עוקבת מעת לעת אחר השינויים בערכו של הרכוש המבוטח וסכומי הנזק התוצאתי הנלווה לנזק לרכוש המבוטח ו/או הנלווה לרכושו של לקוח ו/או של ספק כדי להתאים את היקף הביטוח הנרכש על-פי החשיפה, וזאת

בכפוף לעלויות הביטוח והיצע הביטוח בעולם לענף האנרגיה. כתוצאה מכך, השותפות יכולה להחליט על שינוי ו/או צמצום הכיסוי הנרכש ו/או הקטנה של סכום הביטוח הנרכש ו/או להחליט שלא לרכוש כלל ביטוח עבור סיכון זה או אחר.

עוד יצוין כי, השותפות התקשרה בהסכם עם קבוצת דלק (להלן בסעיף זה: "**הערב**"), לפיו העמיד הערב ערבות ביצוע לטובת רפובליקת קפריסין בקשר עם פעילות השותפות בבילוק 12, כמפורט בסעיף 7.3.3(יד) לעיל. לפרטים נוספים ראו סעיף (ג) לתקנה 22 לפרק ד' לדוח זה. כתנאי למתן הערבות כאמור, נדרשה השותפות לערוך ביטוח נוסף לשביעות רצונו של הערב, בשלב ביצוע עבודות הקידוח, בקשר עם ביטוח חבויות כלפי צדדים שלישיים וכן הוצאות בגין השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כיסוי נזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכוני זיהום תאונתי.

לפרטים אודות הסיכון בהיעדר כיסוי ביטוחי מספיק, ראו סעיף 7.29.12 להלן.

## 7.29 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.

### 7.29.1 מלחמת "חרבות ברזל"

נכון למועד אישור הדוח, נמשכת בעצימות משתנה מלחמת חרבות ברזל בעזה כנגד ארגון הטרור חמאס וכן נמשכת הלחימה בגבול הצפוני כנגד ארגון הטרור חיזבאללה, וקיימת אי-ודאות רבה בנוגע להתפתחות המלחמה ותוצאותיה. הסיכון של החרפת המלחמה בגבול הצפוני או הסלמת המצב בגזרות לחימה נוספות קיים, ולא ניתן להעריך מה תהיה השפעת המלחמה על פעילות השותפות, ובעיקר על המשך ההפקה הסדיר ממאגר לויתן ושיווק הגז ללקוחות הייצוא ולמשק המקומי. לפרטים אודות הפסקת ההפקה ממאגר "תמר" בשלביה הראשונים של המלחמה, ראו בסעיף 6.9.4 לעיל.

אסדות הגז הטבעי, מתקני ההפקה וההולכה בים וביבשה, ומערכות תשתית חיוניות נוספות בישראל וכן במדינות הייצוא עלולים להוות מטרות לירי טילים ולפעולות חבלה, ופגיעה בהם, ככל שתקרה, עלולה לגרום

לנזקים משמעותיים ביותר ולשבש או להשבית את פעילות ההפקה ו/או ההולכה לפרק זמן ובהיקף אשר עשויים להיות משמעותיים. במקרים אלה, יתכן כי פוליסות הביטוח שרכשו שברון והשותפות לא יספיקו לכיסוי הנזקים וההפסדים שייגרמו לשותפות. בהקשר זה יצוין כי, קיים סיכון כי במועד חידוש פוליסות הביטוח, בעיקר בקשר עם מלחמה וטרור, לא ניתן יהיה לרכוש פוליסות מתאימות בתנאים מסחריים סבירים או בכלל. סיכון נוסף הנובע מהמלחמה הינו פגיעה במתקני קליטת הקונדנסט, שהינו תוצר לוואי של הפקת הגז הטבעי מפרויקט לויתן. יצוין כי, להערכת השותפות, הסיכון לאירועים מסוג זה רלוונטי בעיקר ביחס למקרה של הסלמה בחזית הצפונית של מדינת ישראל. במקרה של הסלמת המלחמה כאמור, עלול גם לגדול הסיכון לכך שהממשלה תטיל מגבלות על פעילות ההפקה הסדירה ממאגר לויתן ו/או ממאגרי תמר ו/או כריש. הגבלה או הפסקת ההפקה ממאגרי תמר ו/או כריש צפויה לחייב את שותפי לויתן להגדיל את כמויות האספקה למשק המקומי בעיקר על חשבון הייצוא למצרים.

כמו כן, על רקע הימשכות המלחמה, גדל הסיכון הגיאופוליטי בקשר עם יצוא גז טבעי ממאגר לויתן על-פי הסכמי הייצוא, אשר היווה את רוב הכנסות השותפות בשנת 2023.

נוסף לאמור, במקרה של החרפה משמעותית במצב הבטחוני, אשר תביא לסיום מוקדם של הסכמי הייצוא או שכתוצאה ממנה ייגרם נזק פיזי לפרויקט לויתן שלא תוקן או יתקיימו אירועים אחרים הצפויים באופן סביר לגרום להשפעה מהותית לרעה, ובכפוף לתקופות ריפוי, סייגים ותנאים, קיים סיכון להפרה של תנאי אגרות החוב של לויתן בונד, המובטחות בזכויות השותפות בפרויקט לויתן ונסחרות במערכת רצף מוסדיים בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ (להלן בסעיף זה: "**אגרות החוב**"), אשר עלולה להקנות למחזיקי אגרות החוב עילה לפירעון מיידי ומימוש הבטוחות. לפרטים נוספים אודות אגרות החוב, ראו סעיף 7.20.2 לעיל. בנוסף, יצוין כי עלייה בתשואות של אגרות החוב עקב התפתחות המלחמה, עלולה להשפיע לרעה על יכולת השותפות לגייס חוב נוסף ולהגדיל את עלויות המימון בגין גיוס חוב נוסף כאמור.

#### 7.29.2 התפרצות מגיפות

למשבר הקורונה, אשר החל בשנת 2020, היתה השפעה על הכלכלה הגלובאלית בכלל ועל תחום האנרגיה בפרט. נכון למועד אישור הדוח, שיעורי התחלואה מנגיף הקורונה נמוכים באופן משמעותי מכפי שהיו בשנים הקודמות, והשפעות המגיפה על הכלכלה ומשק האנרגיה

מוגבלות ביותר. עם זאת, קיימת אפשרות להתפרצות מחודשת של נגיף הקורונה, או להתפרצות של מגיפות אחרות, אשר עלולה להיות להן השפעה משמעותית על השווקים הפיננסיים, מרווחי ריבית, שערי מטבעות ומחירי סחורות בתחום האנרגיה, באופן שעלול לגרום לפגיעה בענפים רבים, לרבות תחום האנרגיה בו פועלת השותפות, זאת בדומה להשפעות שהיו להתפרצות מגיפת הקורונה, או אף השפעות אחרות קשות יותר. נכון למועד אישור הדוח לא ניתן להעריך את ההסתברות להתממשותם של הסיכונים מסוג זה.

### 7.29.3 תנודות ברכיבי הצמדה בנוסחאות מחירי הגז הטבעי בחוזי האספקה

בהסכמים לאספקת גז טבעי נקבע מחיר הגז על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובכלל זאת בעיקר הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט, לתעריף יצור החשמל, לשער החליפין שקל/דולר, למדד התעו"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל ולמדד מרווח הזיקוק. בכל ההסכמים לאספקת גז טבעי בהם התקשרה השותפות, למעט הסכמים הכוללים מחיר קבוע שאינו מוצמד, נקבע, לצד נוסחאות המחיר, גם מחירי רצפה אשר מגבילים במידה מסוימת את החשיפה לתנודות ברכיבי הצמדה. עם זאת, אין ודאות כי השותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בהסכמים חדשים שיחתמו 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.

### 7.29.4 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 שמשווקת 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 לווייתן.

עליה בהיצע, ירידה בביקוש או ירידת מחירים של מקורות אנרגיה חלופיים לגז טבעי, לרבות פחם, מקורות אנרגיה מתחדשת ומוצרים אחרים, בשוק המקומי או בשווקים הגלובאליים, עשויה להקטין את הביקושים מצד הלקוחות הקיימים והפוטנציאליים ולהביא לירידה במחיר של הגז הטבעי שמוכרת השותפות, דבר אשר עלול להשפיע לרעה על השותפות, מצבה הכספי ותוצאות פעילותיה.

כמו כן, רפורמות והחלטות הקשורות במשק החשמל ובמשק האנרגיה, לרבות שינויים בחוקי איכות הסביבה, עשויים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו.

בנוסף, התרחשויות מהותיות בכלכלה העולמית, כדוגמת מלחמות, סכסוכים ועימותים צבאיים מקומיים או אזוריים, האטה כלכלית, מיתון, אינפלציה, תנודתיות בלתי שגרתית בשערי מט"ח, מלחמות סחר, פגיעה בתפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה (supply chains) העולמיות בכלל, ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז בפרט, וכן תנאי מזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, התפרצות מגיפות, כדוגמת מגיפת הקורונה 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.

#### 7.29.5 גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים

יכולת השותפות למכור גז טבעי מנכסיה, וכן לחתום על הסכמים ארוכי טווח חדשים למכירת גז טבעי ולקבל החלטות השקעה בקשר עם פרויקטים חדשים להפקת גז טבעי או הרחבה של פרויקטים קיימים, 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, מלחמות, סכסוכים ועימותים צבאיים מקומיים או אזוריים, שינויים בקצב הצמיחה או האטה כלכלית גלובאלית, מיתון גלובאלי, אינפלציה גלובאלית, תנודתיות לא שגרתית בשערי מט"ח, מצב הסחר הגלובאלי, עליה במרווחי הריבית, תפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה העולמיות בכלל ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז בפרט, כדוגמת פגיעה באוניות השטות לישראל לישראל מצד המורדים הח'ותים, 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, 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 2023 פעילות השותפות ותוצאותיה הושפעו מגורמים שונים, ובכלל זאת מהשינויים במחיר האנרגיה בשל המלחמה 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.

#### 7.29.6 גיאופוליטיקה

המצב הביטחוני, הכלכלי והפוליטי במזרח התיכון בכלל, ובישראל, מצרים, ירדן וקפריסין בפרט, עלולים להשפיע על נכונותם של מדינות וגופים זרים, לרבות במזרח התיכון, להתקשר ביחסים עסקיים עם גופים ישראלים, לרבות השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים. לפיכך, הרעה במצב הגיאופוליטי במזרח התיכון ו/או הרעה במערכת היחסים בין ישראל לשכנותיה בשווקי היעד הרלוונטיים, מטעמים ביטחוניים ו/או מדיניים ו/או כלכליים, עלולה לפגוע מהותית בהכנסות השותפות מהסכמי יצוא הגז למצרים ולירדן, קרי לבלו אושן ול- NEPCO, שהינם

לקוחות עיקריים של השותפות, כמו גם ביכולתה של השותפות לקדם את עסקיה עם מדינות וגופים נוספים במדינות השכנות.

#### 7.29.7 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 ממסגרת האשראי, כמפורט בסעיף 7.20.3 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.

#### 7.29.8 תחרות באספקת גז

השותפות חשופה לתחרות באספקת הגז הטבעי לשוק המקומי ולשווקי הייצוא, ובכלל זאת תחרות מול מאגרי גז מתחרים קיימים, או מאגרים חדשים שעשויים להתגלות בעתיד בישראל או במדינות השכנות, ותחרות מצד מקורות אנרגיה חלופיים, לרבות פחם, דלקים נוזליים (כגון סולר ומזוט) ומקורות של אנרגיה מתחדשת (כגון שמש ורוח). התגברות התחרות עלולה להביא לירידה בביקושים ובמחירי הגז הטבעי שייקבעו בהסכמי אספקת 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 ובירדן, 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 לווייתן. עם זאת, על-פי הסכם התפעול המשותף זכאי כל שותף, בכפוף לתנאים מסוימים, ליטול את חלקו בגז המופק מהמאגר ולשווקו בנפרד מיתר השותפים, והדבר, אם וככל שיקרה, עשוי 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 7.14 לעיל.

#### 7.29.9 מגבלות על יצוא

תוצאות פעילות השותפות תלויות במידה רבה באפשרות לייצא גז ממאגר לווייתן ומכירתו בשוק האזורי והבינלאומי. החלטות הממשלה בעניין יצוא, כמפורט בסעיף 7.23.8 לעיל, מגבילות את כמות הגז שניתן לייצא. לפיכך, ככל שתתקבל החלטה בדבר מגבלות נוספות בקשר עם כמויות הגז הטבעי המותרות לייצוא, עלול הדבר להביא לפגיעה משמעותית בעסקי השותפות.

יצוין כי, במקרה של ירידה ביכולת אספקת הגז הטבעי ממאגר תמר ו/או מחזקת כריש, בעיקר בחודשי השיא, בהם הביקוש לגז טבעי בשוק המקומי ובשווקי הייצוא עולה על יכולת ההפקה ממאגרי לווייתן, תמר וכריש, יתכן ויידרשו שותפי לווייתן לספק את הביקוש בשוק המקומי על חשבון כמויות המיועדות לייצוא. לפרטים אודות התיקון להסכם הייצוא למצרים ראו סעיף 7.11.3(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.

#### 7.29.10 תלות בהתפתחות ובתקינות מערכות הולכת הגז

יכולתה של השותפות לספק את הגז המופק מנכסיה ללקוחות הקיימים וללקוחות פוטנציאליים נוספים בישראל ומחוצה לה מותנית, בין היתר,

בפיתוחן 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 משמעותיות במערכות ההולכה המשמשות ו/או אשר ישמשו את השותפות בעתיד, עשויות להגביל את יכולתה של השותפות לספק גז ללקוחותיה, תוך חשיפתה לאובדן הכנסות ולהליכים משפטיים, להם עלולה להיות השפעה שלילית על עסקי השותפות ועל תוצאות פעילותה.

בנוסף, דחיה בישום תוכניות הפיתוח וההרחבה של מערכות הולכת הגז עשויה לפגוע ביכולת השותפות לעמוד בהתחייבויותיה ללקוחותיה ובתחזיותיה בקשר עם מכירות גז טבעי.

#### 7.29.11 סיכוני תפעול

פעילות חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש של נכסי נפט וגז טבעי, בפרט במים עמוקים, כרוכה בסיכונים רבים, הכוללים, בין היתר, התפרצות בלתי מבוקרת של נוזלים וגז מבאר, התפוצצות, התמוטטות והתלקחות באר, תקלות, תאונות, ואירועים אחרים העלולים לפגוע בתפקוד מערכות ההפקה וההולכה. ביצועים מתחת לרמה הצפויה או היעילה עשויים גם להיגרם, בין היתר, כתוצאה מטעויות הקבלן או המפעיל, סכסוכי או שיבושי עבודה, פציעות, עיכוב או אי קבלת היתרים, אישורים או רישיונות, הפרת דרישות ההיתרים או הרישיונות, מחסור בכוח אדם, בציוד או בחלקי חילוף, עיכובים בהעברת ציוד או חלקי חילוף, פירצות אבטחה, מתקפות סייבר, פעולות טרור ואסונות טבע. התרחשות כל אחד מהאירועים כאמור עלולה להפחית באופן משמעותי את יכולת הפקת או אספקת הגז הטבעי או להפסיקה כליל, לפגוע בלוח הזמנים ובתקציב הפעילות, לפגוע באיכות הפחמנים הנמכרים, וכתוצאה מכך להביא להשתת קנסות בגין אי עמידה בתנאי הסכמים ואף לביטול הסכמי מכירת הגז הקיימים של השותפות.

כמו כן, פעילות קידוח, השלמה ואטימה של בארות במים עמוקים מצריכה שימוש בטכנולוגיות וציוד ייעודיים, לרוב נמשכת זמן רב יותר ועלויותיה גבוהות יותר משל המקבילה היבשתית, וזאת בשל המורכבות הגדולה של הפעילות כאמור ובשל הצורך לקיים ולתחזק מערכי אספקה ארוכים. לאור זאת, פעילות זו חשופה לאתגרים ולסיכונים משמעותיים.

#### 7.29.12 היעדר כיסוי ביטוחי מספיק

על אף שהשותפות מבוטחת בכיסוי נזקים שונים אשר עלולים להיגרם בקשר עם פעילותה, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים

לכיסוי מלא בפוליסות השונות שנערכו ולפיכך תקבולי הביטוח, ככל שיתקבלו, לא בהכרח יכסו את מלוא היקף הנזקים ו/או את כל ההפסדים האפשריים, הן לעניין נזקים לצדדים שלישיים (לרבות במהלך חציית תשתיות), הן לעניין אובדן הכנסות אפשרי, הן לעניין עלויות ההקמה והשיקום של מערך ההפקה במקרה של אירוע בגינו יגרם נזק למערך ההפקה לרבות עקב טרור, מלחמה, סייבר ואובדן שליטה בבאר, והן לעניין נזק לרכוש מכל סוג בתוך הבאר. יצוין כי, מערך הביטוח של השותפות כולל, בין היתר, כיסוי מסוים בגין החזקותיה של השותפות בפרויקט לווייתן בפני נזק פיזי ואובדן רווחים הנלווה לנזק פיזי, עקב סיכוני אלימות פוליטית, לרבות סיכוני מלחמה וטרור. הפוליסה מכסה נזקי רכוש מעבר לכיסוי לו זכאית השותפות מהמדינה על-פי חוק מס רכוש וקרן פיצויים, התשכ"א-1961, וכן כיסוי מסוים לאובדן הכנסות לתקופה מסוימת. כיסוי כאמור מתחדש מעת לעת וכפוף לזמינותו בשוק הביטוח בתנאים סבירים. עוד יצוין כי, פוליסות הביטוח שרכשה השותפות אינן מכסות מקרה של אובדן הכנסות כתוצאה מעצירת ההפקה עקב קבלת הוראה רגולטורית מחייבת, כפי שקיבלו שותפי תמר לאחר פרוץ מלחמת חרבות ברזל. לפרטים נוספים אודות השפעת מלחמת חרבות ברזל על מערך הביטוח של השותפות, ראו סעיף 7.29.1 לעיל. כמו כן, קיימים ביטוחים מסוימים שהשותפות עשויה להחליט שלא לרכוש כלל, מטעמים שונים, כגון היעדר כדאיות כלכלית, ואף אין כל ודאות כי ניתן יהיה לרכוש פוליסות מתאימות בעתיד בתנאים מסחריים סבירים או בכלל.

בנוסף, פעילותה של השותפות בירדן (כמפורט בסעיף 7.12.2(ג) לעיל) ובמצרים (כמפורט בסעיפים 7.12.2(ד) ו- 7.25.5 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 הפנויה עבור השותפות והפרויקט בשוק הביטוח ובסיכונים הצפויים.

#### 7.29.13 סיכוני הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים

כיום, אין בישראל קבלנים וספקים שביכולתם לבצע את הפעולות העיקריות המבוצעות בנכסי השותפות, כדוגמת קדיחת קידוחים 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 לתפעולו, נדרש לשריין את ההתקשרות עימם זמן רב מראש, דבר המוסיף מורכבות לפרויקט, ואף עלול לייקר אותו באופן משמעותי. פעילות השותפות, ובכלל זאת היכולת להתקשר עם קבלנים זרים וכן היכולת של הקבלנים כאמור להוציא לפועל את ההתקשרות עימם, עלולה להיתקל בקשיים גם עקב מצבה הפוליטי והביטחוני של מדינת ישראל, ובפרט מלחמת חרבות ברזל. יצוין כי, מחיר השירותים והעלויות של פעולות חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש נקבע על-פי היצע וביקוש בשווקים המושפעים, בין היתר, ממחירי הסחורות, שינויי רגולציה, היצע של מוצרים חליפיים ורמת הפעילות בענף.

#### 7.29.14 סיכוני פעילות חיפושים והסתמכות על הערכות, אומדנים ונתונים

##### חלקיים ומשוערים

פעולות חיפושים של מאגרי נפט וגז כרוכה בדרגה גבוהה של סיכון, וזאת בעיקר מכיוון שהאמצעים הגיאולוגיים והגיאופיסיים אינם מספקים תמונה מדויקת על המיקום, הצורה, המאפיינים או הגודל של תת הקרקע, ולפיכך פעולות חיפושים עשויות להסתיים בממצאים שאינם מאפשרים

פיתוח והפקה מסחריים.

הערכת כמות המשאבים בנכסי השותפות בכלל, ובפרויקט לווייתן בפרט, נבחנת באופן רציף ומתעדכנת מעת לעת, בהסתמך, בין היתר, על נתוני הפקה ועל מידע נוסף שנצבר, וזאת באמצעות המפעילה, מעריך עתודות בלתי תלוי ומשרד האנרגיה. תהליך הערכת היקף המשאבים הוא סובייקטיבי ומבוסס על אומדנים והנחות שונות ועל מידע חלקי, ולכן ההערכות לגבי אותם מאגרים, המבוצעות על-ידי מומחים שונים, עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי.

יצוין כי, לאור האמור, המידע הנכלל בדוח לעניין כמויות המשאבים המיוחסים לנכסי הנפט של השותפות הינו אומדן בלבד ואין לראות בו מידע על כמויות מדויקות של גז טבעי שניתן יהיה להפיק מהמאגרים השונים. עוד יצוין כי, אומדן כמות משאבי הגז הטבעי משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים בדוחותיה הכספיים של השותפות ולאור מהותיות הפחתת הנכסים, יכולה להיות לשינויים המתוארים לעיל השפעה מהותית על תוצאות הפעילות והמצב הכספי של השותפות.

כמו כן, נתוני תזרים המזומנים המהוון המיוחסים לפרויקט לווייתן מבוססים על הנחות שונות שרבות מהן אינן בשליטתה המלאה של השותפות, בין היתר ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ההפקה והמכירות ומחירי המכירה, אשר אין ודאות כי יתממשו. לפרטים אודות ההנחות העיקריות אשר בבסיס תזרים המזומנים בפרויקט לווייתן, ראו בדוח המשאבים המצ"ב **כנספח ב'** לפרק זה.

#### 7.29.15 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של היעדר אמצעים

עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפוש, פיתוח, הפעלה ותחזוקה, ולוחות זמנים משוערים לביצוען מבוססים על ניסיון העבר ואומדנים כלליים, ולכן יכולות להיות בהן סטיות ניכרות, לרבות בשל אירועים שאינם בשליטת השותפות. כמו כן, תוכניות חיפוש ופיתוח עשויות להשתנות במידה משמעותית, בין היתר, בעקבות ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולגרום לסטיות ניכרות בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות. כמו כן, תקלות הנגרמות תוך כדי פעולות חיפוש, פיתוח, תפעול או תחזוקה עלולים לגרום לכך שלוח הזמנים יתארך הרבה מעבר למתוכנן וכי בפועל ההוצאה שתידרש לשם השלמת הפעולות תהיה גבוהה בהרבה מהעלויות שתוכננו לפעולות אלה.

#### 7.29.16 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 בנכס/ 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.

#### 7.29.17 תלות בקבלת אישורים רגולטוריים ואחרים

פעולות חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש בנכסי הנפט של השותפות מחייבות קבלת אישורים רגולטוריים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה, לרבות משרד האנרגיה, המשרד להגנת הסביבה, משרד הביטחון, רשויות המס, רשויות התכנון השונות, משרד החקלאות, רשות הנמלים ומשרד התחבורה (להלן בסעיף זה: "**האישורים**"). במסגרת האישורים הנדרשים לפעילות השותפים בנכסי הנפט נקבעים תנאי תוקף, אשר חלק ניכר מהם אינו בשליטת השותפים. הפרת תנאים אלה עלולה להוביל, בין היתר, לעצירת פעילות ההפקה ממאגרים מפיקים, להטלת מגבלות על הפעילויות השונות ולחשיפת השותפים בנכסי הנפט לסנקציות כספיות, מנהליות או פליליות. יצוין כי, לשותפים בנכסי הנפט אין שליטה לגבי האישורים החדשים שיידרשו בעתיד והתנאים שיקבעו במסגרתם, ולכן אין ודאות כי ניתן יהיה לקבל אותם או לעמוד בתנאיהם.

#### 7.29.18 שינויים רגולטוריים

ככלל, היקף הרגולציה שחלה על תחום הפעילות של השותפות מתאפיין בגידול מתמיד. הכבדת הרגולציה החלה, בין היתר, על פעולות חיפוש, פיתוח, הפקה, שיווק, והוצאה מכלל שימוש של מאגרי ומתקני גז ונפט, תנאי האספקה של גז טבעי, יצוא גז טבעי, מיסוי רווחי נפט וגז, כללים להקצאת זכויות נפט חדשות, ביטוח וערבבויות, 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 שיגרום עיכוב בקבלת אישורים רגולטוריים, או שהשותפות או לקוחותיה לא יקבלו את האישורים הרגולטוריים הנדרשים או לא יקיימו את תנאיהם, עשויים לגרום לכך שהשותפות ו/או לקוחותיה לא יהיו מסוגלים לקיים את התחייבויותיהם על-פי הסכמים קיימים.

לפרטים אודות הרגולציה העיקרית החלה על פעילות השותפות נכון למועד אישור הדוח, ראו סעיפים 7.22.2 ו-7.23 לעיל.

#### 7.29.19 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 7.23.2(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.

#### 7.29.20 כפיפות לרגולציה סביבתית

פעילות השותפות, המתבצעת ברובה באמצעות המפעילה בנכסי הנפט השונים, כפופה למגוון חוקים, תקנות והנחיות בנושא הגנת הסביבה, המתייחסים לנושאים שונים, כגון זליגה או דליפה של נפט, גז טבעי או של מזהמים אחרים לסביבת הים, שחרור לים של חומרים מזהמים ופסולת מסוגים שונים (שפכים, ציוד, נוזלי תפעול, מלט וכו'), חומרים כימיים בהם משתמשים בשלבי העבודה השונים, פליטת מזהמים לאוויר, מפגעי תאורה, רעש, הקמת תשתיות צנרת על קרקעית הים ומתקנים נלווים. בנוסף, נדרשת השותפות, באמצעות המפעילה בנכסי הנפט השונים, להשיג אישורים מגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט, חוק משק הגז הטבעי וכן חוקים אחרים, כגון חוקים להגנת הסביבה, לצורך פעילות המפעילה.

אי עמידה בהוראות הרגולציה הסביבתית כאמור, עלולה לחשוף את המפעילה, השותפות ושותפיה בנכסי הנפט השונים, וכן את נושאי המשרה בהם, לצעדי 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, פעולות של חיפוש, פיתוח, הפקה והוצאה מכלל שימוש של נכסי נפט וגז טבעי במים עמוקים כרוכים בסיכונים שונים, וביתר שאת מפעילות במים רדודים וביבשה, לרבות פליטת חומרים ופסולת מסוכנים לסביבה, וכן חשיפה של בני אדם לאותם חומרים ופסולת מסוכנים. בעקבות כך, עשויה השותפות להיות אחראית לחלק או לכל ההשלכות הנובעות מסיכוני הפליטה או החשיפה של חומרים ופסולת מסוכנים כאמור.

בחודש ספטמבר 2016 פרסם משרד האנרגיה, בשיתוף המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים, הנחיות המסדירות את ההיבטים הסביבתיים בפעילות חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים, כמפורט בסעיף 7.22.2(ט) לעיל. להנחיות כאמור עלולה להיות השפעה על עלויות ואופן פעילות השותפות, אשר נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן לאמוד את היקפה. כמו כן, אין ודאות כי העלויות שיידרשו מהשותפות בקשר עם החוקים, התקנות וההנחיות הקיימים והצפויים בתחום איכות הסביבה ובקשר להשלכות הנובעות מפליטת חומרים לסביבה לא יעלו על הסכומים שהוקצו על-ידי השותפות למטרות אלה, או שלעלויות אלו לא תהיה השפעה מהותית לרעה על מצבה הכספי של השותפות ותוצאות פעילותה.

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 7.22.2 ו-7.22.7 לעיל, בהתאמה.

#### 7.29.21 שינויי האקלים

שינויי אקלים הם מכלול תופעות שתועדו ונחקרו בהרחבה בעשרות השנים האחרונות אשר מחייבות היערכות של האנושות מבחינת האטה של שינויים לרעה (לדוגמא הורדת קצב עליית הטמפרטורה) ומבחינת התמודדות עם ההשלכות של התופעות (לדוגמא התמודדות עם עליית מפלס הים). שינויי האקלים משפיעים 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 שינויי 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 מאובנת (כדוגמת הטלתו של מס פחמן). לפרטים אודות החלטות ותוכניות שפורסמו בנושא זה מטעם ממשלת ישראל ורשויות ממשלתיות, ראו סעיף 7.23.10 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 מאובנים עלולה לפגוע במוניטין של השותפות ולגרום להוצאות משפטיות ואחרות אשר יידרשו לצורך התמודדות עם פעילות זו ותוצאותיה.

לאור האמור, בוחנת השותפות אפשרויות להשקיע בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט, כמפורט בסעיף 7.9 לעיל, וכן בפרויקטים של מימן כחול, כמפורט בסעיף 7.27.3(ב) לעיל.

#### 7.29.22 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 הים. תנאים אלה עלולים לגרום נזק משמעותי למתקנים ולשבש את הפעילות.

כמו כן, תנאי ים סוערים ותנאי מזג אוויר חריגים עלולים לגרום לנזקים למערכת ההפקה וההולכה ולציוד (הקיים או בבניה) וכן לדחיות בלוח הזמנים שנקבע לתוכנית העבודה של הפרויקטים בים ולהארכת משך

ביצועה. דחיות כאלה עלולות לגרום לייקור העלויות הצפויות ואף לאי עמידה בלוחות זמנים שהשותפות מחויבת בהם.  
לפרטים אודות השפעות מזג אוויר על הביקושים, ראו סעיף 7.1.4 לעיל.

#### 7.29.23 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 לויתן, 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, יועצים ושותפים עסקיים, ניתוח מידע סייסמי, 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 ובכמות התקיפות כנגד ארגונים בישראל, וזאת בפרט בתקופה זו של מלחמת חרבות ברזל, ובעקבות השינויים שחלו בשוקי העבודה על רקע משבר הקורונה, ארגונים רבים עברו לפעילות שחלקה 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 לוויין, כתשתית מדינה קריטית. השותפות עיגנה מדיניות אבטחת מידע והגנת סייבר (להלן: "**מדיניות ההגנה**"), אשר מאושרת אחת לשנה על-ידי דירקטוריון השותף הכללי, מגדירה את תפישתה בכל הנוגע להיבטי אבטחת מידע והגנת סייבר ופועלת ליישום תפישה זו, תוך הנחיית כלל העובדים להתנהלות נאותה מול סיכוני סייבר. כחלק מפעילותה, השותפות משפרת באופן מתמיד את מערך אבטחת המידע שלה תוך אימוץ הנחיות בתקנים בינלאומיים שונים.

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

כמו כן, השותפות מבצעת מעת לעת סקרי סיכונים ומבדקי חדירות 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 ונהלים; (ג) הנחיה בקשר עם הטמעת אמצעי הגנת הסייבר בשותפות ומתן הנחיות בטרם הטמעת מערכות עסקיות חדשות; ו- (ד) העלאת מודעות העובדים, ההנהלה והדירקטוריון לסיכוני הסייבר המשתנים; (ה) בקרה אחר שרשרת האספקה של הרשת הניהולית; ו-

(ו) 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 מהפך המקצועי והמשפטי וכן בניהול משברים. יצוין כי, השותפות מקצה תקציב ייעודי לניהול סיכוני הסייבר בהתאם לצרכיה.

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.

7.29.24 שינויים במגמות השקעה משיקולי ESG (Environment, Society, Governance)

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 לדוגמא, בחודש דצמבר 2020, פרסם המפקח על הבנקים הודעה לפיה מצופה מהבנקים לנקוט צעדים אופרטיביים הולמים לזיהוי, ניטור וניהול סיכונים סביבתיים; בחודש אפריל 2021 פרסמה רשות ניירות ערך מתווה מוצע 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 וחסכון, הקובע, בין היתר, כי גופים מוסדיים יחוייבו להתייחס להיבטי ESG בעת ביצוע השקעות. גישות דומות נכללות גם במסמכים של גורמי פיקוח ורגולציה נוספים בעולם בכלל ובאירופה בפרט.

מגמות אלו עשויות לבוא לידי ביטוי באופנים שונים, וביניהם התנגדות ציבורית לפעילות בנכסי נפט וגז של השותפות, הפחתת האטרקטיביות של השותפות בקרב עובדים פוטנציאלים, 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 התאגידי 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 לשנים 2022 ו-2023 במהלך הרבעון השני של שנת 2024.

#### 7.29.25 סיכוני 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 7.21 לעיל.

הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי, לשינויים שיבצעו 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 7.21.1 לעיל.

#### 7.29.26 התחייבויות בקשר עם מימון

בתנאי אגרות החוב שהנפיקה לווינת בונד הוגדרו אירועי הפרה ( events of default) והתחייבויות שונות, שחלקם אינם בשליטת השותפות, אשר



הפרתם עלולה להקנות למחזיקי אגרות החוב זכות להעמדת החוב לפירעון מיידי ולמימוש השיעבודים על זכויות השותפות בפרויקט לווייתן אשר נוצרו להבטחת הפירעון של אגרות החוב, כמפורט בסעיף 7.20 לעיל. בנוסף, מסגרת האשראי קובעת אמות מידה פיננסיות בהן השותפות נדרשת לעמוד ככל ותבצע משיכה מתוכה, ואשר הפרתן מקימה למלווה זכות לפירעון מיידי, כמפורט בסעיף 7.20.4 לעיל.

#### 7.29.27 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 7.11.3 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.

#### 7.29.28 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 בפרויקט, עלולים לפגוע ביכולתה של השותפות לעמוד בהתחייבויותיה על-פי תוכניות העבודה של נכסי הנפט ו/או על-פי הסכמי מכירת הגז. במקרה כזה, השותפות אינה יכולה להבטיח כי ימצא מפעיל חלופי בתנאים הנוכחיים או בכלל. אי הצלחה של השותפות למצוא מפעיל חלופי עלולה להשפיע לרעה על הפעילות בפרויקטים השונים,

ובפרט על התחייבויות השותפות לספק גז בהתאם להסכמי מכירת הגז הקיימים, וכתוצאה מכך עלולות הכנסות השותפות להיפגע. כמו כן, במקרה שהמפעילים בנכסי השותפות לא יעמדו בהתחייבויותיהם כמפעילים לפי הסכמי התפעול המשותף או לפי הסכמים עם צדדים שלישיים עימם הם מתקשרים כמפעילים, אזי עלולה השותפות לשאת בהוצאות ובהפסדים שעלולים לנבוע כתוצאה מפעולותיהם (או מחדליהם) של המפעילים.

יצוין כי, 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.

#### 7.29.29 סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא

תהליך קבלת החלטה לביצוע השקעה בפיתוח שדה לצורך הפקה 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.

#### 7.29.30 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 או בתנאי הסכם הזיכיון שקיבלו השותפים במאגר אפרודיטה ממשלת קפריסין, עלול להביא לאובדן הזכויות וכל הכספים שהושקעו בזכויות אלה עלולים לרדת לטמיון. לפרטים אודות אי עמידת השותפים במאגר אפרודיטה באבן הדרך שנקבעה בתנאי הסכם הזיכיון בקשר לביצוע ה- FEED ביחס לתוכנית הפיתוח שאושרה על-ידי ממשלת קפריסין, ראו סעיף 7.3.11 לעיל.

#### 7.29.31 גלישה של מאגרים

מאגרי נפט או גז טבעי שנתגלו או יתגלו בשטחים בהם לשותפות יש זכויות, עשויים לגלוש (מבחינת השתרעות המבנה הגיאולוגי של המאגר)

לשטחים אחרים בהם אין לשותפות זכויות, ולהיפך. במקרה בו המאגר גולש לשטחים אשר לצדדים אחרים זכויות בהם, יתכן ויהיה צורך להגיע להסכמים בדבר ניצול והפקה משותפת מהמאגר או הסדר שיפוי חלופי, על מנת להגיע לניצול יעיל של משאבי הנפט או הגז הטבעי, דבר אשר עלול לגרום לעיכובים בפעילויות שונות שמתעתדת השותפות לבצע. לפרטים אודות הסדר הגישור בקשר עם רישיון ערן, ראו סעיף 7.8.1 לעיל.

#### 7.29.32 סיכונים ביטחוניים

מתקני הולכת הגז של נתג"ז, צינור EMG ותשתיות נוספות המשמשות לצורך אספקת הגז למצרים, ממוקמים חלקם בלב ים וכן נמצאים בקרבה יחסית לגבול הימי והיבשתי בין ישראל לבין רצועת עזה ולתשתית קבלת הגז והפצתו במצרים המחוברת לצינור EMG באזור סיני, ולפיכך הם חשופים לסיכונים ביטחוניים, לרבות פעולות טרור ואירועי חבלה. כמו כן, מתקני פרויקט לווייתן, הצנרת, התשתיות והמתקנים המשמשים לאספקת הגז לירדן ולמצרים חשופים אף הם לסיכונים ביטחוניים כאמור.<sup>98</sup> לפרטים נוספים אודות גורמי סיכון ביטחוניים ראו בפסקה 7.29.1 לעיל בנוגע למלחמת חרבות ברזל.

סיכונים ביטחוניים אלו, אם וככל שיתממשו, עלולים, בין היתר, לשבש את הפקת הגז ממאגר לווייתן 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 וצידוד לספק את שירותיהם או את הפריטים הדרושים לפעילות של פרויקט לווייתן 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.

#### 7.29.33 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 של השותפות נקוב בש"ח או מושפע משער

<sup>98</sup> 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.

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.

#### 7.29.34 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 גבלות רגולטוריות אחרות המוטלות על המערכת הבנקאית ועל גופים מוסדיים על-ידי משרד האוצר ובנק ישראל. כמו כן, הרעה במצבה הפיננסי של קבוצת דלק עלולה להקשות על השותפות לגייס אשראי ו/או להשפיע לרעה על התנאים המסחריים לפיהם יועמד האשראי הנדרש לשותפות.

בנוסף, על-פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט, שינוי או העברת שליטה בשותפות מחייב את קבלת אישורו. עוד יצוין כי, על-פי הסכם הזיכיון שנחתם עם רפובליקת קפריסין במסגרת פרויקט אפרודיטה, כמפורט בסעיף 7.3.3 לעיל, שינוי שליטה בקבוצת דלק או בשותפות, במישרין או בעקיפין, טעון אישור מראש של רפובליקת קפריסין. כמו כן, בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון ולדרישת רפובליקת קפריסין, העמידה קבוצת דלק ערבות ביצוע להתחייבויות השותפות על-פי הסכם הזיכיון.

#### 7.29.35 מעמדה של השותפות כמונופולין

כאמור בסעיף 7.23.2(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).

### 7.29.36 סעיפי אירועי "כוח עליון" בהסכמים השונים

כמקובל, ההסכמים השונים אשר השותפות חתומה עליהם כוללים סעיפי אירועי "כוח עליון". אירועי "כוח עליון" עשויים לפטור צד להסכם מלבצע את התחייבויותיו לפי ההסכם. לפיכך, להתרחשות אירוע "כוח עליון" לצד להסכם כלשהו עליו חתומה השותפות, עשויה להיות השפעה על הפרויקטים השונים אשר מקדמת השותפות, לוחות הזמנים הצפויים להשלמתם והעלויות הנגזרות מהם. כמו כן, במקרים מסוימים אירוע "כוח עליון" אשר נמשך זמן רב עשוי להביא לעילות לביטול ההסכמים. בנוסף, בכל הסכמי מכירת הגז הטבעי של השותפות (להלן בסעיף זה: "**הסכמי הגז**"), מחויבים הלקוחות לשלם בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי (Take or Pay) בהתאם למנגנונים שנקבעו בהסכמי הגז. עם זאת, הלקוחות עשויים להיות פטורים מחובה זו, בהתרחשות אירוע "כוח עליון" המונע מהם מלקיים את התחייבויותיהם, כמוגדר בהסכמי הגז. אירוע "כוח עליון" מוגדר כאירוע שאינו בשליטת הלקוח, המונע ממנו את קיום התחייבויותיו תחת הסכם הגז, ואשר לא ניתן היה למנוע אותו באופן סביר בנסיבות העניין. הסכמי הגז מפרטים רשימת מקרים אשר לא ייחשבו כאירוע "כוח עליון" גם במקרה בו הם אינם בשליטת הלקוח. יצוין כי, גם השותפות עשויה להיות פטורה מחובותיה על-פי הסכמי הגז בהתרחש אירוע "כוח עליון" המונע ממנה מלקיים את התחייבויותיה לפי ההסכמים.

ככל שאירוע "כוח עליון" נמשך לאורך תקופה ממושכת הקבועה בהסכם גז והוא משפיע באופן מהותי על יכולת צד להסכם לקיים את התחייבויותיו כאמור לעיל, הדבר עלול להוות עילה לביטול ההסכם. לפיכך, התרחשות של אירוע "כוח עליון" לתקופה ארוכה, המשעה את התחייבויותיו של לקוח לרכישת כמות משמעותית של גז טבעי, עלולה להשפיע לרעה באופן מהותי על הכנסות השותפות.

### 7.29.37 מחלוקות מדיניות באזורים בהם השותפות פועלת

בחודש יולי 1974 פלשו כוחות צבאיים של טורקיה לקפריסין וכבשו כשליש משטחה של קפריסין (להלן בסעיף זה: "השטחים הכבושים"). נכון למועד אישור הדוח, טורקיה עדיין מחזיקה בכוח צבאי גדול בשטחים הכבושים.

קו הפסקת האש שנקבע באוגוסט 1974 הפך לאזור חיץ בפיקוח האו"ם ונקרא "הקו הירוק".

החל משנת 1975 נעשו ניסיונות למשא ומתן בין הצדדים בתיווך האו"ם על מנת להגיע לפתרון המחלוקת. בתוך כך, מועצת הביטחון של האו"ם העבירה לאורך השנים מספר החלטות בנושא המחלוקת על השטחים הכבושים, ואף הועברו טיוטות של שני הסכמים בשנים 1977 ו-1979.

בשנת 1983 "הרפובליקה הטורקית של צפון קפריסין" הכריזה באופן חד צדדי על עצמאותה, אך טורקיה היא המדינה היחידה שהכירה בה וביזכותה על השטחים הכבושים.

לאור האמור לעיל, עשויה להיות התדרדרות ביחסים בין טורקיה לקפריסין אשר תוביל לאי יציבות מדינית באזור או אף לעימות צבאי. התפתחויות מסוג זה, עשויות להביא לעיכובים בפיתוח של מאגר אפרודיטה.

יצוין כי, בעקבות הכרזת העצמאות של הרפובליקה הטורקית של צפון קפריסין, טורקיה מבצעת פעולות של חיפוש גז טבעי ונפט באזורים נרחבים באזור מזרח הים התיכון, לרבות באזור הכלכליים של מצרים וקפריסין. בתוך כך, טורקיה מבצעת קידוחים וסקרים שונים בשטחים ימיים שנויים במחלוקת. פעולות אלו עשויות להביא לאי יציבות אזורית או אפילו לעימות צבאי במזרח הים התיכון, אשר עשוי להשפיע (באופן ישיר או עקיף) על פעילות השותפות, לגרום לנזקים פיזיים למתקני השותפות בקפריסין, או להביא לצמצום הסחר בין ישראל וקפריסין לבין שותפי הסחר 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 בז'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	
			<b>סיכוני מקרו</b>
		X	מלחמת חרבות ברזל
X			התפרצות מגיפות
	X		תנודות ברכיבי הצמדה בנוסחאות מחירי הגז הטבעי בחוזי האספקה
	X		שינויים בביקושים ובמחירי מוצרי האנרגיה
		X	גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים
		X	גיאופוליטיקה
			<b>סיכונים ענפיים</b>
	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 וחוסנם 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		שינויי האקלים
X			תלות במזג אוויר ובתנאי ים
	X		סיכוני אבטחת מידע וסייבר
	X		שינויים במגמות השקעה משיקולי ESG
			<b>סיכונים מיוחדים לשותפות</b>
	X		סיכוני מס

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה קטנה	השפעה בינונית	השפעה גדולה	
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
	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 לויתן, המונח מתייחס לזרם הגז הטבעי במערכת לאחר טיפול, קרי לאחר שהופרדו ממנו הנוזלים (מים ו- MEG).

**גז/נפט במקום במקור (Gas/Oil Initially In Place)** - נפח הגז שמצוי במאגר טרם תחילת הפקתו, לרוב מדווח בתנאי לחץ וטמפרטורה סטנדרטים. היקף הגז "במקום" אינו תלוי בתוכנית הפיתוח של המאגר ואינו משתנה, למרות שהאומדנים לגביו עשויים להשתנות. היקף הגז במקום 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 טבעי.

**גז טבעי יבש (Dry Gas)** - גז טבעי המורכב ברובו ממתאן, וככלל מכיל פחות מכ- 10 חביות קונדנסט עבור כל מליון רגל מעוקב של גז.

**גז טבעי נוזלי (Liquified Natural Gas - LNG)** - גז טבעי המעובה על-ידי קירורו לטמפרטורה של כ- 160 מעלות צלסיוס מתחת לאפס למצב צבירה נוזלי, ובכך מקטין את נפחו פי 600. הנזלת הגז הטבעי מאפשרת את הולכתו ללקוחות מרוחקים במיכליות ייעודיות מבלי להזדקק לצנרת.

**גז טבעי עשיר (Rich Natural Gas)** - בהקשר של מערכות ההפקה של הפרויקטים לויתן 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 מההוצאות הכרוכות בכך שתהיינה, לאחר רכישת זכות ההשתתפות.

**חיפוש גז/נפט** - כלל הפעולות שתכליתן איתור מאגרי גז/נפט והוכחת קיומם, לרבות סקרים וניתוחים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים, הנדסיים וכו'. מקובל לקבוע את סיום שלב החיפושים בתום קידוח הניסיון המוצלח, ולאחר שהמחפשים הצליחו להוכיח את כלכליות התגלית, שלעתים מחייבת קידוחים נוספים.

**כבלים טבוריים (Umbilical Cables)** - בהקשר של מערכות ההפקה של הפרויקטים לוותן ותמר, המונח מתייחס לכבלים של פיקוד ושליטה בבארות ההפקה, המאפשרים גם הזרמת נוזלים אליהן. בפרויקטים לוותן ותמר יש כבלים טבוריים מהפלטפורמה אל מערכת הסיוע התת-ימית (Subsea Distribution Assembly - SDA), וכבלים טבוריים בשדה גופא, ממערכת הסיוע התת-ימית אל הבארות.

**לוגים (Logs)** - (א) בדיקות שונות המבוצעות במסגרת פעולות קידוח לאיפיון ורישום רציפים של תכונות הסלעים הנקדחים ותכולתם. (ב) המכשירים שבאמצעותם מבוצעות הבדיקות. לוגים נחלקים לכאלה שמתבצעים במהלך פעולות הקדיחה (logging while drilling LWD) ומותקנים כחלק מטור צינורות הקדיחה, ולכאלה שמבוצעים בשלב בו המקדח אינו נמצא בקדח, והם נישאי כבל (wireline logging).

**מגדל כלונסאות (Jacket)** - מבנה מקובע לקרקעית הים שראשו מעל פני הים, ועליו מותקנים הסיפונים (topsides) של הפלטפורמה.

**מימן ירוק (Green Hydrogen)** - תוצר של תהליך אלקטרוליזה במסגרתו מלוקולות המים מתפרקות למימן ולחמצן באמצעות חשמל המגיע מאנרגיה מתחדשת, לרוב אנרגית שמש או רוח. המימן המיוצר עובר לטיפול, שינוע ושיווק והחמצן נפלט לאטמוספירה.

**מימן כחול (Blue Hydrogen)** - תוצר של תהליך פיצוח גז טבעי בו מולקולות הגז מתפרקות על-ידי קיטור למימן ופחמן דו חמצני. המימן הנוצר עובר לטיפול, שינוע ושיווק, ואילו הפחמן 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, חזיים ורגולטוריים מולאו.

**מסעפת (Manifold)** - מתקן המורכב מצינורות ושסתומים שייעודו שליטה, ניתוב וניטור של זרימת תוצרים שונים. בפרויקטים לוותן ותמר המסעפת היא תת-ימית, וקולטת את הזרימה

מהצגת היוצאת ממספר בארות תת-ימיות, ומנתבת אותה לצגרת 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. כך 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 סייסימי (Seismic Survey)** - שיטה המבוססת על גלי קול, המאפשרת הדמיה של תת הקרקע ואיתור של מבנים גיאולוגיים, ומהווה את כלי העבודה העיקרי בחיפוש גז ונפט. ככלל, סקרים סייסימיים 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) שסימון P1, צפויות (probable) שסימון P2, ולאפשריות (possible), שסימון P3. מקובל לדווח גם את האומדן הנמוך, שסימון 1P (ששווה בערכו ל- P1); האומדן הטוב ביותר, שסימון 2P (ששווה בערכו להיקף המצרפי של P1 ו-P2); והאומדן הגבוה, שסימון 3P (ששווה בערכו להיקף המצרפי של P1, P2 ו-P3).

**פחמנים (הידרוקרבוניס – 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-פחמניים, 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, לוויתן 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 לציון 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
- TEG** - Triethylen Glycol, 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): 5.3 - 23.0
- אוליגוקן (Oligocene): 23.0 - 33.9
- קרטיקון עליון (Upper Cretaceous): 66.0 - 100.5
- קרטיקון תחתון (Lower Cretaceous): 100.5 - 145.0
- יורא (Jurassic): 145.0 - 201.3
- טריאס (Triassic): 201.3 - 251.9
- פרם (Permian): 251.9 - 298.9





# 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.

<b>TERM</b>	<b>See PRMS Section</b>	<b>DEFINITION</b>
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 <b>crude oil</b> in the reservoir. It can be further categorized as <b>gas cap gas</b> 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, 2024

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.ג.,

### הנדון: דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לויתן

בהמשך לאמור בדוח המידי של השותפות מיום 19.3.2023 (מס' אסמכתא: 023806-01-2023) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("דוח המשאבים הקודם", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה" או "פרויקט לויתן", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 31.12.2022 ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, ליום 31.12.2023, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן (להלן: "התזרים המהוון", "התזרים המהוון הנוכחי" או "התזרים" ו-"דוח המשאבים", בהתאמה).<sup>1</sup>

### 1. נתוני עתודות ומשאבים מותנים במאגר לויתן

נכון למועד דוח זה, יכולת הפקת הגז היומית המירבית ממאגר לויתן הינה כ- BCF 1.2. על מנת להגדיל את יכולת הפקת הגז היומית המירבית במסגרת שלב 1א' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לויתן ("שלב 1א'") לכ- BCF 1.4, החל מהמחצית השנייה של שנת 2025, קיבלו ביום 29.6.2023 השותפים בפרויקט לויתן החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע פרויקט במסגרתו יונח צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה, לרבות שינויים ושיפורים על גבי הפלטפורמה ("פרויקט הצינור השלישי"), בתקציב כולל של כ- 568 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 258 מיליון דולר). כמפורט להלן, המשאבים הנוספים שניתן יהיה להפיק עם השלמת פרויקט הצינור השלישי כלולים בעתודות המיוחסות לשלב 1א'.

על-פי דוח המשאבים שקיבלה השותפות מחברת Netherland, Sewell & Associates Inc. ("NSAI" או "המעריך"), חלק מהמשאבים במאגר לויתן 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 לויתן, ובכלל זאת מתקני פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות ליום 31.12.2023, 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', המותנים, בין היתר, באישור לביצוע קידוחים נוספים, כמפורט בסעיף 7.2.5(ד) לדוח התקופתי.

<sup>1</sup> למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-206 לפרק א' (תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות) לדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2022, כפי שפורסם ביום 28.3.2023 (מס' אסמכתא: 01-2023-033096 ("הדוח התקופתי").

נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה, ליום 31.12.2023, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

(2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים נוספים המותנים, בין היתר, באישור לביצוע קידוחים נוספים וכן באישור לפיתוחים עתידיים מעבר לשלב 1א, ובמחויבות לפיתוח המשאבים.

להלן סיכום נתוני התזרים המהוון הנוכחי ביחס לנתוני התזרים המהוון הקודם. יצוין כי, במהלך שנת 2023 מכרו שותפי לווייתן כ- 11 BCM גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 2.4 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (100%, חלק השותפות כ- 1.1 מיליארד דולר).<sup>2</sup>

31.12.2022 (במיליארד דולר)		31.12.2023 (במיליארד דולר)		
שיעור היוון 10%	שיעור היוון 7.5%	שיעור היוון 10%	שיעור היוון 7.5%	
4.9	6	5.09	6.2	<b>עתודות מסוג 2P</b>
5.1	6.3	5.34	6.63	<b>2P+2C</b>

לפרטים נוספים בדבר השינויים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם, ראו סעיף 1(א)(3) להלן.

#### עבודות במאגר לווייתן (א)

##### נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ליום 31.12.2023, העתודות בפרויקט לווייתן מוגדרות בשלב בשלות של "בהפקה" (on production). עתודות אלה הינן כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>4</sup>		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות <sup>3</sup>
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
10.6	4,815.4	29.6	13,472.1	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
1.3	601.0	3.7	1,699.3	עתודות צפויות (Probable Reserves)
11.9	5,416.4	33.4	15,171.4	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.5	242.0	1.5	684.4	עתודות אפשריות (Possible Reserves)

<sup>2</sup> יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2023 אינם מבוקרים.

<sup>3</sup> הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

<sup>4</sup> בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מועד החזר ההשקעה, כהגדרתו בפסקה 1(א)(3) להלן.

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>4</sup>		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות <sup>3</sup>
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
12.5	5,658.4	34.9	15,855.8	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 והסתניגויות, ובכלל זאת כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכוני פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד חתימת הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI או על מסחריותן; ו- (ד) NSAI הניחה כי המאגר מפותח ויפותח בהתאם לתוכנית הפיתוח, מתופעל באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות 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 בבחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך").** ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים במאגר ומאת המפעילה במאגר לווייתן, Chevron Mediterranean Ltd. ("המפעילה" או "שברון"), 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 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 לווייתן בפועל.

### (3) נתוני תזרים מהוון

נתוני התזרים המהוון מבוססים על הערכות והנחות שונות שסיפקה השותפות ל-NSAI, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי והקונדנסט שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לווייתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לווייתן בשלב 1א' בלבד, לרבות הגדלתו באמצעות פרויקט הצינור השלישי, החל

מהמחצית השנייה של שנת 2025.<sup>5</sup> 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, כמפורט בסעיף 7.10.3(ג) 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(ב) לדוח התקופתי, וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקי הייצוא האזוריים ובשוק המקומי בישראל, וזאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group, "BDO")<sup>6</sup> ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מחזקות תמר, כריש ותנין; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על צפי להשלמת פרויקטים להגדלת כמויות הגז הטבעי, כמפורט בסעיף 7 לדוח הרבעון השני של שנת 2023, כפי שפורסם ביום 21.8.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-095937) ("דוח רבעון שני"), ובסעיף 9 לדוח הרבעון השלישי של שנת 2023, כפי שפורסם ביום 16.11.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-104080) ("דוח רבעון שלישי"), וכן 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 לווייתן מבוססות, בין היתר, על ממוצע משוקלל של מחירי הגז הטבעי הנקובים בהסכמים הקיימים, בהתאם לנוסחאות המחיר הקבועות בהם ולהנחות השותפות לגבי המחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערכה על-ידי BDO ועל אומדן השותפות של ההיצע הצפוי.

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים עשויות להשתנות במהלך השנים, וכוללות, בין היתר, הצמדה למחיר הברנט, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל והצמדה לשער החליפין ש"ח/דולר. שער הדולר בו נעשה שימוש הינו 3.627 ש"ח לדולר לאורך כל תקופת התזרים והוא מבוסס על שער החליפין ליום 31.12.2023.

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 המשויכות 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 נוספות 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- 85 דולר

<sup>5</sup> 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, אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים.

<sup>6</sup> תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2024 – כ- 13.4; 2025 – כ- 15; 2026 – כ- 17.3; 2027 – כ- 18; ו- 2028 – כ- 18.8. 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.

בשנת 2024, ירד לכ- 83 דולר בשנת 2025, ויעלה בהדרגה לכ- 93 דולר בשנת 2028, ולכ- 105 דולר בשנת 2033 ועד לתום תקופת התזרים.

שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים)<sup>7</sup> או שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר, כמפורט לעיל.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט.<sup>8</sup>

(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 מעתודות, כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות ושותפיה בפרויקט לוותן, לרבות עלויות פרויקט הצינור השלישי, הוצאות בגין עבודות הנדסיות לשיפור מערך ההפקה ומערכות נלוות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכה לגז טבעי,<sup>9</sup> אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים המשאבים המתננים (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, לציוד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, אשר הינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א', וזאת בתוספת עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

(ה) עלויות הוצאה מכלל שימוש (decommissioning) שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכות יועצים מומחים באשר לעלות אטימות הבארות והוצאתן מכלל שימוש, ולעלות הוצאה מכלל שימוש של הפלטפורמה, מתקני ההפקה והציוד התת-ימי, בהנחה שהפרויקט יסתיים בשנת 2064 ובהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט ולסטנדרטים המיטביים המקובלים בתעשייה (best industry standards) כיום. עם זאת, יתכן כי הפרויקט יסתיים לפני או אחרי שנה זו. בהקשר זה יצוין כי, מועד פקיעת חזקות לוותן הינו יום 13.2.2044, אולם בהתאם להוראות חוק הנפט, התשי"ב-1952, ניתן להאריכו ב- 20 שנים נוספות. עלויות הוצאה מכלל שימוש אינן לוקחות בחשבון את ערך השייר (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לוותן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

(ו) בחישוב התזרים המהוון הונח כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה בפרויקט לוותן יעמוד על 11.06% בהתאם לשיעור התמלוג שנקבע כמקדמות לשנים 2023-2024, ובהתאם לשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים ושלישיים יעמוד על 3.98% לפני מועד החזר ההשקעה ו- 8.41% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 7.22.8 (ג) לדוח התקופתי וסעיף 14 לדוח רבעון שלישי.

התזרים חושב בהנחה שלצורך תשלום התמלוגים לצדדים קשורים, מועד החזר ההשקעה יחול לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> לפרטים אודות הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט לוותן לבית זיקוק אשדוד בע"מ באמצעות צינור חברת תשתיות אנרגיה בע"מ והמערכות הנלוות לו, ראו סעיפים 7.10.4 (ג) ו- 7.10.4 (ד) לדוח התקופתי, והדוחות המיידים של השותפות מהימים 4.2.2024 ו- 10.3.2024 (מס' אסמכתאות: 2024-01-012741 ו- 2024-01-023730).

<sup>9</sup> על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג'וז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. לפרטים ראו סעיפים 7.11.2 (ד) ו- 7.11.2 (ה) לדוח התקופתי, וסעיף 9(ב) לדוח רבעון שלישי.

BCF 2,250 ושל כ- 5 מיליון חביות קונדנסט משלב א'1 (לעיל ולהלן: "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 7.24.9 ו- 7.25.6 לדוח התקופתי ודוח מיידי של השותפות מיום 24.12.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-115693).

(ז) בחישובי המס נלקח בחשבון מס חברות בשיעור של 23%.

(ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט ("ההיטל"), אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 ("החוק"). חישובי ההיטל נעשו בהתאם לאישור רשות המיסים לעניין איחוד חזקות לויתן צפון ולויתן 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 1.1.2024 ואשר צפויות להמשיך להיות משולמות על-ידי השותפות, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק החל מיום 1.1.2024 ואשר צפוי להמשיך להיות מופק.

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

## השינויים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם:

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם נובעים בעיקרם מעדכון ההנחות המפורטות לעיל, אשר עיקרן מפורט להלן:

א. עדכון היקף, תזמון וסוג ההשקעות ההוניות הקשורות לעתודות ולמשאבים המותנים (שלב 1א'), לרבות בקשר עם פרויקטים להגדלת כמויות הגז הטבעי לייצוא, כמפורט בסעיף 7 לדוח רבעון שני ובסעיף 9 לדוח רבעון שלישי.

ב. הוקטנו כמויות הגז הטבעי אשר צפויות להימכר בשנים 2024-2025, בין היתר, בשל עדכון התחזית של BDO לביקושים לגז טבעי במשק המקומי, ודחיה במועד הסיום הצפוי של פרויקט הנחת הצינור הימי אשדוד-אשקלון.<sup>10</sup> לפרטים אודות פרויקט זה, ראו סעיף 11.2.7(ה)5 לדוח התקופתי וסעיפים 3(א)6 ו-9(ב) לדוח רבעון שלישי.

ג. עודכנו כלפי מעלה תחזיות תעריף ייצור החשמל ומחיר הברנט, כמפורט בסעיף 1(א)3(ב) לעיל.

בהתאם להנחות שונות, אשר העיקריות שבהן מפורטות לעיל, מוצגת להלן הערכת התזרים המהוון, ליום 31.12.2023, באלפי דולר, לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות מהעתודות שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:<sup>11</sup>

<sup>10</sup> בחודש פברואר 2024 עדכנה שברון את השותפות כי קיבלה הודעה מנתג"ז לפיה אין בכוונתו של הקבלן הזר המבצע את עבודות ההקמה של המקטע המשולב להמשיך להמתין במתכונת זמינות לטובת המשך ביצוע העבודות, וכי בכוונתו לחזור במהלך החודשים אוגוסט-ספטמבר 2024 על מנת להשלים את התחייבויותיו בפרויקט. לאור האמור, בוחנים שותפי לווייתן את המשמעויות הנובעות מכך ואת האפשרויות העומדות בפניהם.

<sup>11</sup> שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות זג (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות קונדרנטס (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										
355,805	363,458	371,626	375,923	380,372	389,765	130,883	-	520,648	-	262,580	150,842	-	165,374	1,099,444	10.6	825	31.12.2024
449,925	479,585	512,653	530,639	549,703	591,442	146,281	-	737,723	-	128,588	144,629	-	178,983	1,189,923	11.4	888	31.12.2025
467,848	520,371	581,535	615,937	653,257	738,002	158,090	-	896,092	-	32,585	134,606	-	245,023	1,308,306	12.6	976	31.12.2026
335,196	389,037	454,526	492,611	534,898	634,503	113,616	165,352	913,471	-	2,494	139,283	-	255,059	1,310,307	12.6	977	31.12.2027
241,165	292,071	356,748	395,632	439,822	547,809	87,881	303,536	939,226	-	2,026	137,642	-	260,775	1,339,669	12.6	977	31.12.2028
179,963	227,427	290,416	329,559	375,093	490,546	71,041	374,722	936,309	-	687	158,614	-	264,815	1,360,425	12.6	977	31.12.2029
130,232	171,735	229,267	266,219	310,216	425,985	102,814	449,084	977,883	-	-	138,929	-	269,939	1,386,751	12.6	977	31.12.2030
109,982	151,337	211,220	250,967	299,406	431,698	108,765	475,445	1,015,907	-	-	118,888	-	274,286	1,409,082	12.6	977	31.12.2031
94,889	136,247	198,802	241,705	295,222	446,949	113,665	493,172	1,053,786	-	-	119,717	-	283,642	1,457,146	12.6	977	31.12.2032
80,699	120,909	184,441	229,460	286,939	456,129	116,453	503,700	1,076,282	-	-	120,004	-	289,149	1,485,435	12.6	977	31.12.2033
65,591	102,546	163,539	208,188	266,537	444,883	116,811	494,121	1,055,815	-	-	140,835	-	289,237	1,485,887	12.6	976	31.12.2034
54,379	88,714	147,911	192,672	252,545	442,604	124,057	498,491	1,065,152	-	-	106,163	-	283,113	1,454,428	12.6	976	31.12.2035
45,042	76,676	133,651	178,146	239,064	439,927	126,706	498,467	1,065,100	-	-	106,193	-	283,108	1,454,401	12.6	976	31.12.2036
37,231	66,134	120,516	164,373	225,835	436,361	130,267	498,462	1,065,090	-	-	106,225	-	283,113	1,454,428	12.6	976	31.12.2037
30,928	57,327	109,216	152,426	214,405	434,991	129,882	496,918	1,061,791	-	-	106,239	-	282,319	1,450,349	12.5	973	31.12.2038
24,510	47,405	94,419	134,838	194,182	413,660	123,551	472,584	1,009,795	-	-	126,704	-	274,698	1,411,197	12.2	946	31.12.2039
19,953	40,270	83,854	122,535	180,667	404,112	120,709	461,684	986,504	-	-	105,886	-	264,037	1,356,427	11.7	908	31.12.2040
15,934	33,557	73,049	109,230	164,883	387,248	115,671	442,418	945,337	-	-	105,688	-	254,039	1,305,064	11.2	872	31.12.2041
12,724	27,963	63,640	97,372	150,484	371,102	110,849	423,971	905,921	-	-	105,499	-	244,466	1,255,886	10.8	838	31.12.2042
10,153	23,283	55,396	86,731	137,230	355,336	106,139	405,959	867,435	-	-	105,314	-	235,119	1,207,868	10.4	805	31.12.2043
7,902	18,907	47,031	75,347	122,055	331,846	99,123	379,123	810,092	-	-	125,746	-	226,197	1,162,035	10.0	773	31.12.2044
6,461	16,133	41,954	68,776	114,064	325,625	97,264	372,015	794,904	-	-	104,967	-	217,504	1,117,375	9.6	742	31.12.2045
5,160	13,444	36,550	61,309	104,102	312,045	93,208	356,501	761,755	-	-	104,809	-	209,453	1,076,018	9.2	713	31.12.2046
4,114	11,184	31,790	54,565	94,856	298,549	89,177	341,082	728,807	-	-	104,651	-	201,451	1,034,910	8.8	684	31.12.2047
3,289	9,332	27,730	48,703	86,682	286,462	85,566	327,273	699,301	-	-	104,507	-	194,285	998,093	8.5	657	31.12.2048
2,545	7,533	23,401	42,056	76,632	265,912	79,428	303,796	649,137	-	-	124,971	-	187,106	961,214	8.1	632	31.12.2049
2,095	6,472	21,021	38,658	72,118	262,761	78,487	300,196	641,444	-	-	103,549	-	180,069	925,062	7.8	607	31.12.2050
1,668	5,376	18,253	34,347	65,603	250,973	74,966	286,728	612,666	-	-	102,756	-	172,921	888,344	7.5	583	31.12.2051
1,327	4,462	15,839	30,498	59,638	239,560	71,557	273,690	584,807	-	-	101,999	-	166,005	852,810	7.2	559	31.12.2052
1,056	3,707	13,758	27,108	54,270	228,898	68,372	261,509	558,779	-	-	101,317	-	159,549	819,645	6.9	538	31.12.2053
808	2,960	11,484	23,154	47,458	210,175	62,780	240,118	513,073	-	-	121,268	-	153,324	787,665	6.7	517	31.12.2054
669	2,556	10,368	21,389	44,884	208,715	62,343	238,450	509,508	-	-	100,032	-	147,329	756,869	6.4	496	31.12.2055
531	2,117	8,978	18,953	40,719	198,813	59,386	227,137	485,335	-	-	99,403	-	141,334	726,073	6.1	476	31.12.2056
422	1,756	7,787	16,820	36,996	189,671	56,655	216,693	463,019	-	-	98,826	-	135,801	697,646	5.9	458	31.12.2057
336	1,457	6,752	14,923	33,607	180,909	54,038	206,683	441,630	-	-	98,275	-	130,498	670,403	5.7	440	31.12.2058
258	1,167	5,657	12,794	29,498	166,731	46,368	187,463	400,562	-	-	118,357	-	125,426	644,345	5.4	423	31.12.2059
215	1,016	5,144	11,906	28,104	166,791	46,386	187,531	400,708	-	-	97,226	-	120,353	618,287	5.2	406	31.12.2060
171	843	4,463	10,569	25,542	159,169	44,109	178,824	382,102	-	-	96,754	-	115,742	594,598	5.0	390	31.12.2061
115	593	3,281	7,951	19,672	128,719	45,674	153,413	327,807	35,689	-	96,283	-	111,131	570,909	4.8	374	31.12.2062



**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
91	486	2,815	6,980	17,681	121,477	43,511	145,140	310,128	35,689	-	95,838	-	106,750	548,404	4.6	360	31.12.2063
(7)	(40)	(240)	(610)	(1,582)	(11,411)	3,817	-	(7,594)	35,689	-	16,738	-	10,836	55,670	0.5	37	31.12.2064
<b>2,801,372</b>	<b>3,527,513</b>	<b>4,780,239</b>	<b>5,801,360</b>	<b>7,323,359</b>	<b>13,805,442</b>	<b>3,716,346</b>	<b>12,641,452</b>	<b>30,163,240</b>	<b>107,066</b>	<b>428,959</b>	<b>4,596,173</b>	<b>-</b>	<b>8,393,358</b>	<b>43,688,798</b>	<b>381.5</b>	<b>29,639</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
31,533	32,211	32,935	33,316	33,710	34,543	10,318	-	44,861	-	-	2,118	-	8,318	55,297	0.5	41	31.12.2024
41,301	44,023	47,059	48,710	50,460	54,291	16,217	-	70,508	-	-	2,945	-	13,005	86,457	0.8	65	31.12.2025
38,601	42,935	47,982	50,820	53,899	60,892	18,188	-	79,080	-	-	3,186	-	31,862	114,129	1.1	86	31.12.2026
1,236	1,435	1,676	1,816	1,972	2,340	699	95,328	98,366	-	-	6,143	-	25,260	129,770	1.0	76	31.12.2027
15,983	19,356	23,643	26,220	29,148	36,305	10,844	79,621	126,770	-	-	10,502	-	33,180	170,452	1.1	88	31.12.2028
8,027	10,144	12,954	14,700	16,731	21,881	6,536	88,019	116,435	-	-	10,470	-	30,674	157,578	1.0	76	31.12.2029
13,712	18,082	24,140	28,030	32,663	44,852	13,397	67,342	125,592	-	-	10,752	-	32,955	169,299	1.1	85	31.12.2030
11,238	15,464	21,583	25,644	30,594	44,112	13,176	50,397	107,685	-	-	9,708	-	28,374	145,767	1.0	76	31.12.2031
8,725	12,527	18,279	22,224	27,145	41,095	12,275	46,950	100,321	-	-	9,957	-	26,655	136,932	1.0	76	31.12.2032
5,377	8,056	12,289	15,288	19,118	30,391	9,078	34,721	74,189	-	-	9,881	-	20,320	104,391	0.7	55	31.12.2033
3,101	4,848	7,732	9,843	12,602	21,034	6,283	24,030	51,347	-	-	9,838	-	14,789	75,974	0.5	35	31.12.2034
347	567	945	1,231	1,613	2,828	845	3,230	6,903	-	-	13,785	-	5,000	25,688	0.2	15	31.12.2035
(647)	(1,101)	(1,920)	(2,559)	(3,434)	(6,319)	(1,888)	(7,220)	(15,427)	-	-	13,755	-	(404)	(2,076)	(0.1)	(4)	31.12.2036
(1,322)	(2,349)	(4,281)	(5,839)	(8,022)	(15,500)	(4,630)	(17,708)	(37,838)	-	-	13,539	-	(5,873)	(30,172)	(0.3)	(24)	31.12.2037
(1,632)	(3,024)	(5,761)	(8,041)	(11,311)	(22,947)	(6,854)	(26,216)	(56,018)	-	-	13,507	-	(10,275)	(52,785)	(0.5)	(40)	31.12.2038
(1,122)	(2,170)	(4,321)	(6,171)	(8,887)	(18,933)	(5,655)	(21,630)	(46,218)	-	-	13,491	-	(7,910)	(40,637)	(0.4)	(31)	31.12.2039
(463)	(935)	(1,948)	(2,846)	(4,196)	(9,386)	(2,804)	(10,723)	(22,913)	-	-	13,713	-	(2,224)	(11,423)	(0.1)	(11)	31.12.2040
(40)	(84)	(184)	(274)	(414)	(973)	(291)	(1,111)	(2,375)	-	-	13,735	-	2,746	14,106	0.1	7	31.12.2041
244	536	1,219	1,865	2,882	7,108	2,123	8,121	17,352	-	-	13,916	-	7,557	38,825	0.3	24	31.12.2042
423	969	2,305	3,609	5,710	14,786	4,417	16,893	36,096	-	-	13,952	-	12,097	62,145	0.5	40	31.12.2043
466	1,115	2,773	4,443	7,197	19,568	5,845	22,355	47,768	-	-	5,692	-	12,922	66,382	0.7	55	31.12.2044
524	1,308	3,403	5,578	9,251	26,410	7,889	30,173	64,472	-	-	5,343	-	16,875	86,690	0.9	70	31.12.2045
538	1,401	3,809	6,389	10,848	32,518	9,713	37,151	79,382	-	-	5,006	-	20,397	104,785	1.1	83	31.12.2046
532	1,447	4,113	7,060	12,274	38,630	11,539	44,134	94,303	-	-	4,669	-	23,922	122,894	1.2	96	31.12.2047
506	1,435	4,263	7,487	13,326	44,040	13,155	50,314	107,508	-	-	4,323	-	27,030	138,862	1.4	108	31.12.2048
466	1,379	4,285	7,701	14,032	48,690	14,544	55,627	118,861	-	-	3,972	-	29,689	152,522	1.5	118	31.12.2049
424	1,310	4,255	7,826	14,599	53,191	15,888	60,769	129,849	-	-	4,318	-	32,429	166,596	1.7	128	31.12.2050
387	1,248	4,238	7,974	15,231	58,267	17,404	66,568	142,239	-	-	4,668	-	35,508	182,416	1.8	138	31.12.2051
347	1,167	4,141	7,975	15,594	62,639	18,710	71,563	152,912	-	-	4,957	-	38,158	196,027	1.9	147	31.12.2052
309	1,085	4,027	7,935	15,885	67,000	20,013	76,545	163,559	-	-	5,222	-	40,795	209,576	2.0	155	31.12.2053
276	1,009	3,916	7,896	16,184	71,674	21,409	81,885	174,967	-	-	5,443	-	43,606	224,016	2.1	162	31.12.2054
241	922	3,739	7,714	16,188	75,275	22,485	85,999	183,758	-	-	5,656	-	45,782	235,197	2.2	169	31.12.2055
211	840	3,562	7,519	16,155	78,876	23,560	90,113	192,550	-	-	5,868	-	47,959	246,377	2.3	176	31.12.2056
197	818	3,627	7,835	17,233	88,351	26,390	100,938	215,679	-	-	6,073	-	53,599	275,351	2.3	182	31.12.2057
169	733	3,398	7,511	16,915	91,053	27,198	104,025	222,275	-	-	6,234	-	55,232	283,740	2.4	187	31.12.2058
144	654	3,168	7,165	16,520	93,375	27,891	106,677	227,943	-	-	6,368	-	56,634	290,945	2.5	192	31.12.2059
124	588	2,979	6,894	16,273	96,576	28,847	110,335	235,759	-	-	6,531	-	58,563	300,852	2.5	197	31.12.2060
106	521	2,762	6,540	15,804	98,486	29,418	112,517	240,421	-	-	6,639	-	59,716	306,775	2.6	201	31.12.2061

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
90	462	2,559	6,201	15,344	100,396	29,988	114,699	245,083	-	-	6,746	-	60,868	312,697	2.6	205	<b>31.12.2062</b>
76	408	2,362	5,857	14,836	101,926	30,445	116,447	248,818	-	-	6,826	-	61,791	317,435	2.7	208	<b>31.12.2063</b>
8	47	282	715	1,856	13,386	3,998	8,612	25,996	-	-	713	-	6,456	33,165	0.3	22	<b>31.12.2064</b>
<b>180,762</b>	<b>221,388</b>	<b>307,987</b>	<b>399,802</b>	<b>573,528</b>	<b>1,702,725</b>	<b>508,606</b>	<b>1,977,489</b>	<b>4,188,821</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>320,159</b>	<b>-</b>	<b>1,094,036</b>	<b>5,603,016</b>	<b>48.1</b>	<b>3,738</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
387,338	395,669	404,562	409,239	414,082	424,308	141,201	-	565,509	-	262,580	152,961	-	173,691	1,154,741	11.2	867	31.12.2024
491,226	523,608	559,711	579,349	600,163	645,733	162,498	-	808,231	-	128,588	147,574	-	191,988	1,276,381	12.3	953	31.12.2025
506,449	563,306	629,517	666,757	707,157	798,894	176,279	-	975,172	-	32,585	137,792	-	276,885	1,422,435	13.7	1,062	31.12.2026
336,432	390,472	456,202	494,427	536,870	636,842	114,315	260,680	1,011,838	-	2,494	145,425	-	280,319	1,440,076	13.6	1,053	31.12.2027
257,147	311,428	380,391	421,851	468,971	584,114	98,725	383,157	1,065,996	-	2,026	148,144	-	293,954	1,510,121	13.7	1,064	31.12.2028
187,990	237,571	303,370	344,259	391,824	512,427	77,577	462,741	1,052,744	-	687	169,083	-	295,488	1,518,003	13.6	1,053	31.12.2029
143,944	189,817	253,407	294,249	342,879	470,837	116,211	516,426	1,103,475	-	-	149,681	-	302,894	1,556,050	13.7	1,062	31.12.2030
121,220	166,801	232,803	276,611	330,000	475,810	121,941	525,841	1,123,592	-	-	128,596	-	302,661	1,554,849	13.6	1,053	31.12.2031
103,614	148,774	217,081	263,929	322,367	488,045	125,940	540,122	1,154,107	-	-	129,674	-	310,297	1,594,078	13.6	1,053	31.12.2032
86,075	128,965	196,730	244,749	306,057	486,520	125,531	538,421	1,150,472	-	-	129,885	-	309,469	1,589,826	13.3	1,032	31.12.2033
68,692	107,394	171,271	218,031	279,139	465,916	123,094	518,152	1,107,162	-	-	150,673	-	304,026	1,561,861	13.0	1,012	31.12.2034
54,726	89,280	148,856	193,903	254,158	445,432	124,901	501,722	1,072,055	-	-	119,948	-	288,113	1,480,116	12.8	991	31.12.2035
44,395	75,574	131,731	175,587	235,630	433,608	124,818	491,247	1,049,673	-	-	119,949	-	282,704	1,452,325	12.5	972	31.12.2036
35,908	63,785	116,235	158,535	217,813	420,861	125,637	480,754	1,027,252	-	-	119,764	-	277,240	1,424,256	12.3	953	31.12.2037
29,296	54,303	103,455	144,385	203,095	412,044	123,027	470,702	1,005,773	-	-	119,746	-	272,044	1,397,564	12.0	934	31.12.2038
23,388	45,236	90,097	128,667	185,295	394,728	117,895	450,954	963,577	-	-	140,196	-	266,788	1,370,561	11.8	915	31.12.2039
19,490	39,335	81,906	119,689	176,470	394,726	117,905	450,961	963,592	-	-	119,599	-	261,813	1,345,004	11.6	897	31.12.2040
15,894	33,472	72,866	108,955	164,469	386,275	115,381	441,306	942,962	-	-	119,423	-	256,784	1,319,170	11.3	879	31.12.2041
12,968	28,499	64,859	99,238	153,366	378,209	112,972	432,092	923,273	-	-	119,415	-	252,023	1,294,711	11.1	862	31.12.2042
10,576	24,251	57,702	90,340	142,940	370,122	110,556	422,852	903,531	-	-	119,267	-	247,216	1,270,013	10.9	845	31.12.2043
8,368	20,022	49,805	79,789	129,252	351,414	104,968	401,479	857,860	-	-	131,438	-	239,119	1,228,416	10.7	828	31.12.2044
6,985	17,441	45,357	74,354	123,315	352,035	105,153	402,188	859,377	-	-	110,310	-	234,378	1,204,065	10.5	812	31.12.2045
5,698	14,845	40,358	67,698	114,950	344,564	102,922	393,652	841,137	-	-	109,815	-	229,850	1,180,803	10.3	796	31.12.2046
4,646	12,632	35,903	61,626	107,130	337,179	100,716	385,216	823,110	-	-	109,321	-	225,374	1,157,804	10.1	781	31.12.2047
3,795	10,767	31,993	56,191	100,008	330,501	98,721	377,587	806,809	-	-	108,831	-	221,315	1,136,955	9.9	765	31.12.2048
3,011	8,912	27,685	49,756	90,664	314,603	93,972	359,423	767,998	-	-	128,943	-	216,795	1,113,736	9.7	750	31.12.2049
2,520	7,783	25,276	46,483	86,717	315,953	94,375	360,965	771,293	-	-	107,867	-	212,498	1,091,658	9.5	735	31.12.2050
2,055	6,624	22,490	42,322	80,833	309,240	92,370	353,296	754,906	-	-	107,424	-	208,430	1,070,760	9.3	721	31.12.2051
1,674	5,629	19,980	38,473	75,231	302,199	90,267	345,253	737,719	-	-	106,955	-	204,162	1,048,837	9.1	706	31.12.2052
1,366	4,792	17,785	35,042	70,155	295,899	88,385	338,054	722,338	-	-	106,539	-	200,344	1,029,222	8.9	693	31.12.2053
1,084	3,969	15,401	31,050	63,642	281,849	84,189	322,003	688,040	-	-	126,711	-	196,930	1,011,681	8.7	679	31.12.2054
910	3,478	14,107	29,103	61,072	283,990	84,828	324,449	693,266	-	-	105,688	-	193,112	992,066	8.6	666	31.12.2055
742	2,957	12,540	26,472	56,873	277,689	82,946	317,250	677,886	-	-	105,271	-	189,293	972,450	8.4	653	31.12.2056
619	2,575	11,414	24,654	54,230	278,022	83,045	317,631	678,698	-	-	104,899	-	189,400	972,997	8.2	639	31.12.2057
504	2,190	10,150	22,435	50,522	271,962	81,235	310,708	663,905	-	-	104,509	-	185,730	954,144	8.1	627	31.12.2058
402	1,821	8,825	19,959	46,018	260,106	74,259	294,141	628,506	-	-	124,725	-	182,060	935,290	7.9	615	31.12.2059
339	1,604	8,123	18,800	44,376	263,367	75,233	297,866	636,467	-	-	103,757	-	178,916	919,140	7.8	603	31.12.2060
277	1,364	7,225	17,109	41,347	257,655	73,527	291,340	622,522	-	-	103,393	-	175,458	901,373	7.6	591	31.12.2061

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
205	1,055	5,840	14,152	35,016	229,115	75,662	268,112	572,890	35,689	-	103,028	-	171,999	883,606	7.5	580	31.12.2062
167	894	5,177	12,837	32,517	223,403	73,956	261,587	558,946	35,689	-	102,664	-	168,541	865,839	7.3	568	31.12.2063
1	7	42	106	274	1,975	7,815	8,612	18,403	35,689	-	17,451	-	17,292	88,834	0.8	58	31.12.2064
<b>2,982,134</b>	<b>3,748,901</b>	<b>5,088,227</b>	<b>6,201,161</b>	<b>7,896,887</b>	<b>15,508,168</b>	<b>4,224,953</b>	<b>14,618,941</b>	<b>34,352,061</b>	<b>107,066</b>	<b>428,959</b>	<b>4,916,332</b>	<b>-</b>	<b>9,487,394</b>	<b>49,291,813</b>	<b>429.6</b>	<b>33,377</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 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										
295	301	308	312	315	323	97	-	420	-	-	3	-	75	497	0.0	0	31.12.2024
25,747	27,444	29,336	30,365	31,456	33,845	10,109	-	43,954	-	-	2,777	-	14,076	60,807	0.4	30	31.12.2025
(586)	(652)	(728)	(772)	(818)	(924)	(276)	16,683	15,482	-	-	2,322	-	4,303	22,107	-	-	31.12.2026
2,047	2,376	2,776	3,008	3,267	3,875	1,157	11,894	16,927	-	-	2,176	-	4,617	23,720	-	-	31.12.2027
3,403	4,122	5,035	5,583	6,207	7,731	2,309	19,985	30,025	-	-	2,744	-	7,920	40,689	-	-	31.12.2028
2,243	2,834	3,619	4,107	4,674	6,113	1,826	21,483	29,422	-	-	2,730	-	7,771	39,923	-	-	31.12.2029
3,638	4,798	6,405	7,438	8,667	11,901	3,555	13,597	29,053	-	-	2,769	-	7,692	39,513	-	-	31.12.2030
1,198	1,649	2,301	2,734	3,262	4,703	1,405	5,373	11,481	-	-	1,679	-	3,181	16,341	-	-	31.12.2031
1,758	2,524	3,683	4,478	5,469	8,280	2,473	9,460	20,213	-	-	1,789	-	5,318	27,321	0.1	12	31.12.2032
2,164	3,243	4,946	6,154	7,695	12,233	3,654	13,976	29,862	-	-	1,858	-	7,667	39,388	0.3	21	31.12.2033
2,563	4,008	6,391	8,136	10,417	17,387	5,194	19,864	42,445	-	-	1,942	-	10,728	55,115	0.4	32	31.12.2034
2,049	3,343	5,574	7,261	9,517	16,679	4,982	19,055	40,717	-	-	2,350	-	10,410	53,476	0.4	34	31.12.2035
1,745	2,971	5,179	6,903	9,263	17,046	5,092	19,475	41,613	-	-	2,361	-	10,629	54,602	0.5	35	31.12.2036
1,548	2,750	5,011	6,835	9,391	18,145	5,420	20,730	44,294	-	-	2,371	-	11,279	57,945	0.5	37	31.12.2037
1,316	2,440	4,648	6,487	9,124	18,512	5,529	21,149	45,190	-	-	2,381	-	11,498	59,069	0.5	38	31.12.2038
1,162	2,247	4,476	6,392	9,206	19,610	5,858	22,404	47,872	-	-	2,393	-	12,149	62,414	0.5	40	31.12.2039
986	1,991	4,145	6,057	8,931	19,977	5,967	22,823	48,767	-	-	2,404	-	12,368	63,540	0.5	41	31.12.2040
852	1,795	3,906	5,841	8,817	20,709	6,186	23,659	50,554	-	-	2,410	-	12,802	65,766	0.5	43	31.12.2041
723	1,588	3,614	5,530	8,546	21,076	6,295	24,078	51,449	-	-	2,420	-	13,020	66,889	0.6	44	31.12.2042
622	1,427	3,395	5,315	8,410	21,776	6,504	24,878	53,158	-	-	2,316	-	13,408	68,883	0.6	45	31.12.2043
531	1,271	3,161	5,065	8,204	22,307	6,663	25,485	54,454	-	-	1,582	-	13,544	69,580	0.6	47	31.12.2044
450	1,124	2,922	4,790	7,944	22,679	6,774	25,910	55,363	-	-	1,609	-	13,771	70,744	0.6	47	31.12.2045
381	993	2,700	4,529	7,690	23,051	6,885	26,335	56,271	-	-	1,637	-	13,997	71,904	0.6	48	31.12.2046
323	878	2,495	4,282	7,443	23,427	6,998	26,764	57,189	-	-	1,665	-	14,225	73,079	0.6	49	31.12.2047
274	777	2,308	4,053	7,214	23,841	7,121	27,237	58,199	-	-	1,693	-	14,476	74,368	0.6	50	31.12.2048
235	696	2,163	3,888	7,085	24,585	7,344	28,087	60,016	-	-	1,748	-	14,929	76,692	0.7	51	31.12.2049
196	606	1,967	3,617	6,747	24,584	7,343	28,087	60,014	-	-	1,749	-	14,929	76,692	0.7	51	31.12.2050
166	534	1,815	3,415	6,522	24,950	7,453	28,505	60,908	-	-	1,777	-	15,151	77,836	0.7	52	31.12.2051
140	471	1,670	3,216	6,289	25,264	7,546	28,863	61,674	-	-	1,805	-	15,343	78,822	0.7	53	31.12.2052
116	409	1,516	2,987	5,981	25,225	7,535	28,818	61,577	-	-	1,807	-	15,320	78,704	0.7	53	31.12.2053
94	345	1,338	2,697	5,529	24,486	7,314	27,974	59,774	-	-	1,827	-	14,889	76,491	0.7	54	31.12.2054
80	304	1,233	2,544	5,338	24,820	7,414	28,357	60,591	-	-	1,856	-	15,094	77,540	0.7	54	31.12.2055
67	268	1,138	2,401	5,159	25,189	7,524	28,778	61,492	-	-	1,884	-	15,318	78,694	0.7	55	31.12.2056
42	175	777	1,678	3,691	18,925	5,653	21,621	46,199	-	-	1,868	-	11,618	59,686	0.7	56	31.12.2057
37	162	751	1,659	3,737	20,115	6,008	22,981	49,105	-	-	1,878	-	12,323	63,306	0.7	56	31.12.2058
32	144	699	1,582	3,647	20,613	6,157	23,550	50,320	-	-	1,908	-	12,624	64,852	0.7	57	31.12.2059
26	123	624	1,444	3,409	20,232	6,043	23,114	49,389	-	-	1,908	-	12,399	63,695	0.7	57	31.12.2060
29	144	760	1,800	4,349	27,104	8,096	30,965	66,165	-	-	1,956	-	16,465	84,586	0.7	57	31.12.2061

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
24	125	692	1,676	4,147	27,133	8,105	30,999	66,237	-	-	1,958	-	16,483	84,678	0.7	57	31.12.2062
21	110	638	1,582	4,009	27,540	8,226	31,464	67,230	-	-	1,988	-	16,730	85,948	0.7	57	31.12.2063
(2)	(12)	(73)	(185)	(481)	(3,469)	(1,036)	(3,963)	(8,468)	-	-	(229)	-	(2,102)	(10,800)	(0.1)	(7)	31.12.2064
<b>58,738</b>	<b>82,844</b>	<b>135,315</b>	<b>186,886</b>	<b>275,471</b>	<b>751,597</b>	<b>224,503</b>	<b>870,496</b>	<b>1,846,597</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>80,067</b>	<b>-</b>	<b>468,439</b>	<b>2,395,102</b>	<b>19.4</b>	<b>1,506</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
387,633	395,970	404,870	409,551	414,397	424,631	141,298	-	565,929	-	262,580	152,963	-	173,766	1,155,238	11.2	867	31.12.2024
516,973	551,052	589,048	609,715	631,619	679,578	172,607	-	852,185	-	128,588	150,351	-	206,064	1,337,188	12.7	983	31.12.2025
505,863	562,654	628,788	665,986	706,339	797,969	176,002	16,683	990,654	-	32,585	140,114	-	281,189	1,444,542	13.7	1,062	31.12.2026
338,479	392,848	458,978	497,436	540,137	640,717	115,473	272,575	1,028,765	-	2,494	147,601	-	284,937	1,463,796	13.6	1,053	31.12.2027
260,551	315,550	385,426	427,435	475,178	591,845	101,035	403,142	1,096,021	-	2,026	150,888	-	301,874	1,550,810	13.7	1,064	31.12.2028
190,233	240,405	306,989	348,366	396,498	518,540	79,402	484,224	1,082,166	-	687	171,813	-	303,260	1,557,926	13.6	1,053	31.12.2029
147,582	194,615	259,812	301,687	351,546	482,739	119,766	530,023	1,132,528	-	-	152,449	-	310,586	1,595,563	13.7	1,062	31.12.2030
122,418	168,450	235,104	279,346	333,262	480,513	123,346	531,214	1,135,073	-	-	130,275	-	305,841	1,571,190	13.6	1,053	31.12.2031
105,372	151,298	220,764	268,407	327,836	496,325	128,414	549,582	1,174,321	-	-	131,463	-	315,615	1,621,399	13.7	1,064	31.12.2032
88,240	132,207	201,676	250,902	313,752	498,753	129,185	552,396	1,180,334	-	-	131,743	-	317,136	1,629,214	13.6	1,053	31.12.2033
71,255	111,402	177,663	226,168	289,556	483,303	128,287	538,016	1,149,606	-	-	152,615	-	314,754	1,616,975	13.4	1,043	31.12.2034
56,776	92,624	154,430	201,163	263,675	462,111	129,883	520,777	1,112,772	-	-	122,298	-	298,523	1,533,592	13.2	1,026	31.12.2035
46,140	78,545	136,910	182,489	244,893	450,654	129,910	510,722	1,091,285	-	-	122,309	-	293,332	1,506,927	13.0	1,007	31.12.2036
37,456	66,535	121,246	165,370	227,203	439,006	131,057	501,484	1,071,547	-	-	122,135	-	288,519	1,482,201	12.7	990	31.12.2037
30,613	56,743	108,102	150,871	212,219	430,556	128,557	491,851	1,050,963	-	-	122,127	-	283,542	1,456,632	12.5	972	31.12.2038
24,550	47,483	94,573	135,059	194,500	414,338	123,753	473,358	1,011,449	-	-	142,589	-	278,937	1,432,975	12.3	956	31.12.2039
20,476	41,326	86,051	125,747	185,402	414,703	123,872	473,784	1,012,359	-	-	122,003	-	274,181	1,408,543	12.1	939	31.12.2040
16,746	35,267	76,772	114,797	173,286	406,984	121,567	464,966	993,516	-	-	121,833	-	269,586	1,384,935	11.9	922	31.12.2041
13,691	30,087	68,473	104,767	161,913	399,285	119,267	456,170	974,722	-	-	121,835	-	265,044	1,361,600	11.7	906	31.12.2042
11,198	25,678	61,096	95,655	151,350	391,898	117,060	447,731	956,689	-	-	121,582	-	260,624	1,338,896	11.5	890	31.12.2043
8,899	21,293	52,966	84,854	137,457	373,720	111,631	426,963	912,314	-	-	133,019	-	252,663	1,297,997	11.3	875	31.12.2044
7,435	18,565	48,279	79,144	131,259	374,714	111,928	428,098	914,740	-	-	111,919	-	248,149	1,274,809	11.1	859	31.12.2045
6,079	15,838	43,058	72,227	122,640	367,614	109,807	419,987	897,408	-	-	111,452	-	243,847	1,252,707	10.9	845	31.12.2046
4,969	13,509	38,398	65,907	114,573	360,606	107,713	411,980	880,299	-	-	110,986	-	239,599	1,230,883	10.7	830	31.12.2047
4,069	11,543	34,301	60,244	107,222	354,342	105,842	404,824	865,008	-	-	110,524	-	235,791	1,211,323	10.5	815	31.12.2048
3,246	9,608	29,849	53,644	97,749	339,188	101,316	387,510	828,014	-	-	130,690	-	231,724	1,190,428	10.3	801	31.12.2049
2,716	8,388	27,243	50,100	93,465	340,537	101,719	389,052	831,308	-	-	109,616	-	227,426	1,168,350	10.1	786	31.12.2050
2,221	7,158	24,305	45,736	87,355	334,190	99,823	381,801	815,813	-	-	109,201	-	223,581	1,148,596	10.0	773	31.12.2051
1,813	6,099	21,651	41,689	81,521	327,463	97,814	374,116	799,393	-	-	108,760	-	219,506	1,127,659	9.8	759	31.12.2052
1,482	5,201	19,301	38,030	76,136	321,123	95,920	366,872	783,915	-	-	108,346	-	215,664	1,107,926	9.6	746	31.12.2053
1,178	4,314	16,739	33,747	69,171	306,335	91,503	349,977	747,814	-	-	128,538	-	211,819	1,088,172	9.4	733	31.12.2054
990	3,782	15,340	31,646	66,409	308,810	92,242	352,805	753,857	-	-	107,543	-	208,205	1,069,606	9.3	720	31.12.2055
809	3,225	13,677	28,873	62,032	302,878	90,470	346,029	739,377	-	-	107,156	-	204,612	1,051,144	9.1	708	31.12.2056
661	2,750	12,191	26,333	57,921	296,947	88,698	339,252	724,897	-	-	106,768	-	201,018	1,032,683	9.0	695	31.12.2057
542	2,352	10,901	24,094	54,258	292,077	87,244	333,689	713,010	-	-	106,387	-	198,053	1,017,450	8.8	683	31.12.2058
434	1,966	9,524	21,541	49,665	280,719	80,416	317,690	678,826	-	-	126,633	-	194,684	1,000,142	8.6	671	31.12.2059
365	1,727	8,747	20,244	47,785	283,599	81,276	320,980	685,855	-	-	105,665	-	191,315	982,835	8.5	660	31.12.2060
306	1,508	7,985	18,909	45,696	284,759	81,623	322,306	688,687	-	-	105,349	-	191,923	985,959	8.3	648	31.12.2061



**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
229	1,180	6,532	15,828	39,163	256,248	83,767	299,111	639,126	35,689	-	104,987	-	188,482	968,284	8.2	636	31.12.2062
187	1,005	5,815	14,419	36,526	250,943	82,183	293,050	626,176	35,689	-	104,651	-	185,271	951,787	8.1	625	31.12.2063
(1)	(5)	(31)	(80)	(207)	(1,494)	6,779	4,649	9,935	35,689	-	17,221	-	15,190	78,035	0.7	51	31.12.2064
<b>3,040,871</b>	<b>3,831,745</b>	<b>5,223,541</b>	<b>6,388,047</b>	<b>8,172,358</b>	<b>16,259,765</b>	<b>4,449,456</b>	<b>15,489,438</b>	<b>36,198,658</b>	<b>107,066</b>	<b>428,959</b>	<b>4,996,399</b>	<b>-</b>	<b>9,955,833</b>	<b>51,686,916</b>	<b>449.0</b>	<b>34,883</b>	<b>סה"כ</b>

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 31.12.2023 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות<sup>12</sup>

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיסטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	15,190,202	5,210,045	3,840,182	3,050,538	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	15,190,202	5,210,045	3,840,182	3,050,538
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,890,518	344,395	245,765	198,795	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,890,518	344,395	245,765	198,795
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	17,080,721	5,554,440	4,085,947	3,249,333	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	17,080,721	5,554,440	4,085,947	3,249,333
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	831,039	151,522	93,359	66,527	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	831,039	151,522	93,359	66,527
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	17,911,760	5,705,962	4,179,306	3,315,860	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	17,911,760	5,705,962	4,179,306	3,315,860
קיסטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	15,883,219	5,422,731	3,993,561	3,171,698	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	15,883,219	5,422,731	3,993,561	3,171,698
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,977,400	358,431	254,757	205,384	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,977,400	358,431	254,757	205,384
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	17,860,619	5,781,163	4,248,318	3,377,082	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	17,860,619	5,781,163	4,248,318	3,377,082
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	864,613	154,306	93,640	65,750	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	864,613	154,306	93,640	65,750
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	18,725,232	5,935,469	4,341,959	3,442,833	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	18,725,232	5,935,469	4,341,959	3,442,833

<sup>12</sup> לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,279,502	2,879,121	3,899,534	11,027,965	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,294,691	4,149,185	5,638,173	16,580,114	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
154,109	185,746	252,718	1,355,866	עתודות צפויות (Probable Reserves)	215,970	268,057	377,125	2,070,138	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,433,611	3,064,867	4,152,252	12,383,830	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,510,662	4,417,241	6,015,299	18,650,252	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
49,634	68,502	109,732	598,611	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	68,049	97,166	160,511	901,957	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,483,245	3,133,369	4,261,984	12,982,441	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,578,710	4,514,407	6,175,810	19,552,209	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה / רגישות
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%</b>				
2,539,101	3,200,450	4,333,891	12,384,817	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,054,551	3,839,468	5,180,555	13,989,305	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
163,127	198,729	274,878	1,520,015	עתודות צפויות (Probable Reserves)	199,201	246,199	342,910	1,679,470	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,702,228	3,399,179	4,608,769	13,904,832	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,253,752	4,085,667	5,523,465	15,668,775	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
59,669	81,634	128,970	681,974	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	66,503	93,014	149,128	725,986	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,761,898	3,480,813	4,737,739	14,586,806	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,320,255	4,178,681	5,672,593	16,394,761	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>				
2,401,945	3,030,448	4,103,924	11,668,146	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,173,802	3,986,411	5,366,186	14,071,781	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)
161,425	195,441	267,391	1,439,862	עתודות צפויות (Probable Reserves)	209,124	258,969	360,141	1,645,664	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,563,370	3,225,889	4,371,314	13,108,008	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,382,926	4,245,380	5,726,327	15,717,444	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
52,017	72,032	115,800	634,772	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	65,762	93,393	152,077	750,240	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,615,387	3,297,920	4,487,115	13,742,780	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,448,688	4,338,773	5,878,404	16,467,684	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% <sup>13</sup>				
2,270,252	2,867,270	3,882,623	10,966,279	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,299,852	4,139,242	5,553,811	14,135,908	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
150,143	180,953	246,711	1,340,894	עתודות צפויות (Probable Reserves)	217,263	269,778	374,169	1,566,630	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,420,395	3,048,223	4,129,334	12,307,173	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	3,517,115	4,409,020	5,927,980	15,702,538	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
49,557	68,335	109,342	595,342	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	68,295	97,790	161,617	844,765	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,469,952	3,116,557	4,238,676	12,902,515	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,585,410	4,506,810	6,089,598	16,547,303	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

<sup>13</sup> 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 לווינת מסווג כפרויקט ברמת בשלות של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), ושיעור המשאבים הינו כמפורט להלן:

גז טבעי <sup>14</sup>						
BCF						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>15</sup>			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
725.1	0.0	725.1	2,050.3	0.0	2,050.3	האומדן הנמוך (Low Estimate) - (1C)
2,229.0	1,117.7	1,111.3	6,302.8	3,160.5	3,142.3	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) - (2C)
3,730.0	2,687.8	1,042.2	10,547.0	7,600.0	2,947.0	האומדן הגבוה (High Estimate) - (3C)

קונדנסט <sup>16</sup>						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>17</sup>			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
1.6	0.0	1.6	4.5	0.0	4.5	האומדן הנמוך (Low Estimate) - (1C)
4.9	2.5	2.4	13.9	7.0	6.9	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) - (2C)
8.2	5.9	2.3	23.2	16.7	6.5	האומדן הגבוה (High Estimate) - (3C)

(2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לווינת, 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 האפשרויות לייצוא גז נוסף, ראו סעיפים 7.10.3(ב), 7.10.3(ג) ו-7.11.2 לדוח התקופתי, סעיפים (ב) 6 ו-7 לדוח רבעון שני, וסעיף 9 לדוח רבעון שלישי.

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג מחדש של משאבים מותנים בפרויקט לווינת בקטגוריית שלב א' כעתודות, מותנה באישור לביצוע קידוחים נוספים, באישור לפיתוחים עתידיים, בהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי, ובמחויבות לפיתוח המשאבים. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל, המשאבים המותנים, חלקם או כולם, עשויים להיות מסווגים כעתודות.

<sup>14</sup> הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

<sup>15</sup> ראו ה"ש 4 לעיל.

<sup>16</sup> הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

<sup>17</sup> ראו ה"ש 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 לווינתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI אשר לא קיימת כל ודאות לגביהן. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות 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 31.12.2023. באלפי דולר לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות, מהמשאבים המותננים שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותננים המפורטות לעיל: 18.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותננים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט אלפי (חביות) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31.12.2026	37	0.5	40,285	7,545	-	200	-	-	32,540	7,484	-	25,056	22,179	20,912	19,744	17,667	15,884
31.12.2027	55	0.7	59,556	11,593	-	295	-	-	47,668	4,028	3,890	13,486	11,369	10,470	9,661	8,269	7,125
31.12.2028	67	0.9	74,070	14,418	-	363	-	-	59,289	6,743	3,890	22,575	18,125	16,304	14,701	12,036	9,938
31.12.2029	55	0.7	62,772	12,219	-	304	-	-	50,289	9,958	3,890	13,023	9,958	8,749	7,710	6,038	4,778
31.12.2030	64	0.8	74,610	14,523	-	357	-	110,999	(51,270)	16,730	(49,440)	(36,004)	(36,004)	(30,898)	(26,609)	(19,932)	(15,115)
31.12.2031	55	0.7	70,864	13,794	-	324	-	-	56,746	4,390	3,890	25,798	17,893	14,998	12,623	9,044	6,573
31.12.2032	67	0.9	92,801	18,064	-	409	-	-	74,327	6,542	3,890	34,785	21,798	17,846	14,678	10,060	7,006
31.12.2033	55	0.7	79,321	15,440	-	345	-	-	63,536	5,221	3,890	29,735	17,979	14,377	11,557	7,576	5,056
31.12.2034	64	0.8	92,020	17,912	-	402	-	-	73,706	6,466	3,890	34,494	19,619	15,324	12,037	7,548	4,828
31.12.2035	55	0.7	79,731	15,520	-	349	-	-	63,861	5,261	3,890	29,887	16,383	12,499	9,595	5,755	3,528
31.12.2036	67	0.9	96,489	18,782	-	424	-	-	77,282	6,903	3,890	36,168	18,591	13,853	10,393	5,963	3,503
31.12.2037	55	0.7	79,731	15,520	-	352	-	-	63,859	5,261	3,890	29,886	14,860	10,816	7,930	4,352	2,450
31.12.2038	67	0.9	96,079	18,702	-	425	-	-	76,951	6,863	3,890	36,013	16,796	11,940	8,555	4,491	2,423
31.12.2039	85	1.1	122,892	23,922	-	546	-	-	98,424	9,490	4,062	46,062	20,125	13,974	9,785	4,913	2,540
31.12.2040	135	1.7	194,392	37,840	-	867	-	110,999	44,686	28,445	20,913	(4,672)	(2,089)	(1,417)	(969)	(466)	(231)
31.12.2041	159	2.1	229,025	44,581	-	1,026	-	-	183,418	19,890	85,840	85,840	33,078	21,913	14,655	6,732	3,197
31.12.2042	202	2.6	290,471	56,542	-	1,306	-	-	232,623	25,911	108,867	108,867	39,677	25,673	16,779	7,373	3,355
31.12.2043	227	2.9	326,221	63,501	-	1,473	-	-	261,247	29,413	122,264	122,264	42,316	26,744	17,082	7,179	3,131
31.12.2044	270	3.5	388,784	75,679	-	1,763	-	99,390	211,952	45,098	99,194	67,660	24,886	15,362	9,589	3,855	1,611
31.12.2045	290	3.7	416,714	81,116	-	1,897	-	99,390	234,311	45,548	109,657	109,657	27,710	16,708	10,192	3,919	1,570
31.12.2046	327	4.2	470,339	91,554	-	2,150	-	99,390	277,244	48,515	129,750	129,750	33,020	19,447	11,593	4,264	1,637
31.12.2047	347	4.5	499,387	97,209	-	2,293	-	99,390	300,494	49,074	140,631	140,631	35,200	20,249	11,797	4,150	1,527
31.12.2048	339	4.4	487,097	94,816	-	2,246	-	210,390	179,645	56,255	84,074	84,074	11,897	6,684	3,806	1,281	451
31.12.2049	299	3.9	430,132	83,728	-	1,997	-	99,390	245,017	35,161	114,668	114,668	27,432	15,054	8,377	2,696	911
31.12.2050	256	3.3	369,088	71,845	-	2,399	-	-	294,843	138,325	137,987	137,987	37,965	20,351	11,066	3,407	1,103
31.12.2051	218	2.8	316,430	61,595	-	2,813	-	-	252,022	14,569	117,946	117,946	31,238	16,355	8,692	2,560	794
31.12.2052	183	2.4	268,175	52,202	-	3,215	-	-	212,758	9,764	99,571	99,571	25,747	13,167	6,838	1,926	573

18 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 31.12.2023 (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										
408	1,432	5,315	10,471	20,964	88,422	5,283	82,432	176,137	-	-	3,564	-	43,435	223,136	1.9	151	31.12.2053
284	1,038	4,029	8,122	16,648	73,730	2,379	66,953	143,063	-	-	3,911	-	35,524	182,498	1.6	121	31.12.2054
190	725	2,942	6,069	12,736	59,223	1,015	52,992	113,230	-	-	3,145	-	28,129	144,504	1.2	95	31.12.2055
122	485	2,057	4,342	9,328	45,544	(102)	39,975	85,416	-	-	2,342	-	21,212	108,970	0.9	71	31.12.2056
73	302	1,339	2,892	6,361	32,609	(997)	27,809	59,420	-	-	1,629	-	14,756	75,805	0.6	50	31.12.2057
36	154	715	1,580	3,559	19,158	(389)	16,511	35,281	-	-	967	-	8,761	45,009	0.4	30	31.12.2058
15	68	331	749	1,726	9,757	(2,348)	6,518	13,927	-	-	382	-	3,458	17,767	0.2	12	31.12.2059
1	6	31	72	170	1,008	(3,477)	(2,173)	(4,642)	-	-	(127)	-	(1,153)	(5,922)	(0.0)	(4)	31.12.2060
(7)	(33)	(174)	(413)	(998)	(6,218)	(5,636)	(10,428)	(22,283)	-	-	(611)	-	(5,533)	(28,427)	(0.2)	(19)	31.12.2061
(25)	(131)	(726)	(1,760)	(4,354)	(28,486)	(4,730)	(29,221)	(62,437)	25,300	-	(1,018)	-	(9,222)	(47,378)	(0.4)	(31)	31.12.2062
(27)	(146)	(845)	(2,096)	(5,309)	(36,473)	(7,116)	(38,345)	(81,934)	25,300	-	(1,553)	-	(14,064)	(72,252)	(0.6)	(47)	31.12.2063
(29)	(162)	(979)	(2,483)	(6,440)	(46,458)	(3,817)	-	(50,275)	25,300	-	(685)	-	(6,202)	(31,862)	(0.3)	(21)	31.12.2064
<b>81,183</b>	<b>136,396</b>	<b>265,891</b>	<b>395,003</b>	<b>612,137</b>	<b>1,657,946</b>	<b>501,512</b>	<b>1,962,873</b>	<b>4,122,331</b>	<b>75,899</b>	<b>929,340</b>	<b>42,491</b>	<b>-</b>	<b>1,249,263</b>	<b>6,419,323</b>	<b>58.1</b>	<b>4,511</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותגים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(17,763)	(24,442)	(34,114)	(40,533)	(48,357)	(69,723)	10,671	(51,948)	(110,999)	-	110,999	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
1,669	2,397	3,498	4,253	5,194	7,864	(967)	6,067	12,964	-	-	71	-	3,151	16,186	0.1	12	31.12.2032
2,203	3,300	5,034	6,263	7,832	12,450	403	11,308	24,161	-	-	131	-	5,872	30,164	0.3	21	31.12.2033
3,889	6,081	9,697	12,345	15,805	26,380	4,564	27,221	58,165	-	-	317	-	14,135	72,618	0.7	51	31.12.2034
3,872	6,316	10,530	13,717	17,980	31,511	6,097	33,084	70,692	-	-	387	-	17,180	88,258	0.8	61	31.12.2035
4,727	8,048	14,027	18,697	25,091	46,173	10,476	49,834	106,483	-	-	584	-	25,879	132,946	1.2	92	31.12.2036
4,252	7,553	13,764	18,773	25,793	49,837	11,571	54,021	115,429	-	-	636	-	28,053	144,118	1.3	100	31.12.2037
4,482	8,307	15,826	22,087	31,068	63,032	15,512	69,095	147,639	-	-	816	-	35,882	184,337	1.7	128	31.12.2038
3,995	7,727	15,391	21,979	31,653	67,429	16,826	74,118	158,373	-	-	879	-	38,492	197,744	1.8	138	31.12.2039
4,017	8,107	16,881	24,669	36,372	81,355	20,985	90,029	192,370	-	-	1,072	-	46,756	240,197	2.2	167	31.12.2040
547	1,151	2,506	3,748	5,657	13,286	33,809	41,429	88,524	-	110,999	1,116	-	48,496	249,135	2.2	173	31.12.2041
3,317	7,290	16,591	25,385	39,231	96,745	25,582	107,611	229,939	-	-	1,291	-	55,889	287,119	2.6	200	31.12.2042
2,869	6,579	15,653	24,508	38,777	100,408	26,676	111,796	238,880	-	-	1,347	-	58,064	298,291	2.7	207	31.12.2043
2,714	6,495	16,157	25,884	41,929	113,998	30,736	127,323	272,057	-	-	1,654	-	66,157	339,869	3.0	236	31.12.2044
2,308	5,763	14,987	24,569	40,747	116,322	31,430	129,977	277,728	-	-	2,139	-	67,645	347,513	3.1	241	31.12.2045
1,087	2,832	7,700	12,916	21,930	65,736	44,524	96,995	207,255	-	99,390	2,735	-	74,779	384,159	3.4	266	31.12.2046
1,840	5,001	14,216	24,400	42,417	133,503	33,593	146,994	314,090	-	-	3,210	-	76,693	393,993	3.5	272	31.12.2047
1,682	4,771	14,176	24,898	44,314	146,447	37,459	161,782	345,688	-	-	3,824	-	84,479	433,991	3.9	299	31.12.2048
823	2,435	7,565	13,596	24,774	85,965	47,597	117,495	251,057	-	99,390	4,285	-	85,741	440,473	3.9	303	31.12.2049
795	2,456	7,978	14,671	27,370	99,722	48,738	130,600	279,059	-	99,390	4,860	-	92,648	475,957	4.2	327	31.12.2050
1,100	3,544	12,034	22,644	43,250	165,460	38,859	179,739	384,058	-	-	5,285	-	94,106	483,449	4.3	332	31.12.2051
633	2,128	7,555	14,547	28,445	114,263	53,428	147,518	315,209	-	99,390	5,878	-	101,632	522,109	4.6	358	31.12.2052
220	771	2,862	5,639	11,290	47,618	62,050	96,475	206,143	-	210,390	6,262	-	102,192	524,987	4.6	360	31.12.2053
(37)	(135)	(522)	(1,052)	(2,157)	(9,550)	63,599	47,546	101,594	-	298,171	6,565	-	98,212	504,543	4.5	347	31.12.2054
358	1,368	5,550	11,449	24,026	111,724	34,345	128,497	274,565	-	99,390	6,785	-	92,027	472,767	4.2	325	31.12.2055
441	1,759	7,461	15,750	33,837	165,212	20,469	163,344	349,025	-	-	7,008	-	86,055	442,088	3.9	303	31.12.2056
329	1,370	6,075	13,122	28,862	147,970	16,803	144,951	309,725	-	-	7,196	-	76,602	393,523	3.6	283	31.12.2057
257	1,116	5,174	11,435	25,752	138,624	14,011	134,273	286,909	-	-	7,407	-	71,138	365,454	3.4	263	31.12.2058
205	930	4,504	10,186	23,486	132,747	8,702	124,433	265,882	-	-	7,628	-	66,109	339,619	3.1	244	31.12.2059
157	741	3,753	8,685	20,501	121,668	8,362	114,388	244,418	-	-	7,735	-	60,947	313,099	2.9	226	31.12.2060
120	593	3,143	7,442	17,985	112,075	6,981	104,733	223,789	-	-	7,128	-	55,814	286,731	2.7	208	31.12.2061

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותגים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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) מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
73	376	2,081	5,043	12,478	81,643	9,451	80,136	171,230	33,733	-	6,573	-	51,129	262,666	2.5	192	31.12.2062
53	283	1,639	4,065	10,297	70,742	10,821	71,751	153,314	33,733	-	6,045	-	46,671	239,763	2.3	176	31.12.2063
(11)	(62)	(376)	(954)	(2,474)	(17,844)	(6,395)	(8,612)	(32,851)	33,733	-	71	-	230	1,183	0.0	2	31.12.2064
<b>37,223</b>	<b>92,952</b>	<b>248,994</b>	<b>424,825</b>	<b>751,155</b>	<b>2,670,792</b>	<b>797,769</b>	<b>3,064,001</b>	<b>6,532,563</b>	<b>101,199</b>	<b>1,227,511</b>	<b>118,920</b>	<b>-</b>	<b>1,928,856</b>	<b>9,909,048</b>	<b>89.0</b>	<b>6,913</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות זג (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדרוטס (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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
(12,335)	(18,482)	(28,193)	(35,075)	(43,861)	(69,723)	10,671	(51,948)	(110,999)	-	110,999	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
1,673	2,616	4,172	5,312	6,800	11,351	75	10,051	21,476	-	-	117	-	5,219	26,813	0.2	19	31.12.2034
1,890	3,083	5,141	6,696	8,777	15,383	1,279	14,657	31,319	-	-	171	-	7,611	39,102	0.4	27	31.12.2035
3,039	5,173	9,016	12,018	16,127	29,678	5,549	30,989	66,216	-	-	363	-	16,093	82,672	0.7	57	31.12.2036
2,751	4,887	8,905	12,146	16,687	32,243	6,316	33,920	72,479	-	-	399	-	17,615	90,493	0.8	63	31.12.2037
3,205	5,940	11,316	15,793	22,215	45,071	10,147	48,576	103,794	-	-	574	-	25,226	129,595	1.2	90	31.12.2038
2,866	5,543	11,040	15,767	22,706	48,369	11,132	52,344	111,845	-	-	621	-	27,184	139,649	1.3	97	31.12.2039
3,058	6,171	12,850	18,778	27,687	61,930	15,183	67,836	144,948	-	-	808	-	35,230	180,986	1.6	126	31.12.2040
2,639	5,557	12,097	18,088	27,304	64,127	15,839	70,347	150,313	-	-	841	-	36,535	187,689	1.7	131	31.12.2041
223	490	1,114	1,705	2,635	6,498	30,123	32,215	68,836	-	110,999	1,010	-	43,711	224,556	2.0	156	31.12.2042
2,299	5,272	12,543	19,639	31,073	80,459	19,060	87,547	187,066	-	-	1,166	-	45,497	233,728	2.1	162	31.12.2043
2,194	5,249	13,057	20,918	33,886	92,129	24,204	102,338	218,670	-	-	1,773	-	53,282	273,726	2.4	190	31.12.2044
1,867	4,661	12,122	19,871	32,956	94,081	24,786	104,567	223,434	-	-	2,230	-	54,544	280,208	2.5	193	31.12.2045
1,745	4,548	12,363	20,739	35,214	105,554	28,214	117,675	251,443	-	-	2,799	-	61,451	315,693	2.8	218	31.12.2046
1,491	4,055	11,525	19,781	34,388	108,232	29,013	120,734	257,980	-	-	3,245	-	63,139	324,364	2.9	223	31.12.2047
670	1,902	5,651	9,924	17,663	58,372	42,324	88,583	189,279	-	99,390	3,832	-	70,699	363,200	3.2	249	31.12.2048
1,189	3,521	10,938	19,658	35,820	124,295	30,843	136,474	291,612	-	-	4,238	-	71,509	367,359	3.2	252	31.12.2049
585	1,806	5,867	10,789	20,128	73,335	43,825	103,065	220,225	-	99,390	4,812	-	78,416	402,843	3.6	276	31.12.2050
515	1,661	5,640	10,614	20,272	77,553	42,116	105,272	224,940	-	99,390	5,209	-	79,651	409,191	3.6	280	31.12.2051
848	2,853	10,128	19,502	38,136	153,190	35,194	165,721	354,106	-	-	5,774	-	86,985	446,865	3.9	305	31.12.2052
417	1,463	5,428	10,696	21,413	90,314	46,274	120,157	256,745	-	99,390	6,157	-	87,568	449,861	4.0	307	31.12.2053
369	1,352	5,247	10,579	21,684	96,033	48,308	126,976	271,316	-	110,999	6,683	-	94,023	483,021	4.2	329	31.12.2054
(55)	(209)	(847)	(1,748)	(3,668)	(17,054)	63,831	41,149	87,926	-	298,171	7,056	-	95,027	488,181	4.3	333	31.12.2055
172	688	2,917	6,157	13,228	64,587	49,870	100,688	215,146	-	198,781	7,574	-	101,879	523,379	4.6	357	31.12.2056
419	1,741	7,720	16,676	36,681	188,054	23,663	186,247	397,964	-	-	7,830	-	98,083	503,877	4.4	343	31.12.2057
328	1,426	6,610	14,610	32,900	177,105	21,877	175,044	374,026	-	-	8,046	-	92,349	474,422	4.2	324	31.12.2058
264	1,198	5,805	13,129	30,270	171,095	16,528	165,052	352,675	-	-	8,247	-	87,237	448,159	3.9	305	31.12.2059
208	984	4,983	11,533	27,223	161,565	15,166	155,470	332,202	-	-	8,452	-	82,338	422,992	3.7	287	31.12.2060
156	767	4,063	9,623	23,255	144,918	13,162	139,063	297,143	-	-	8,622	-	73,905	379,670	3.5	271	31.12.2061

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

<b>רכיבי התזרים</b>																	
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט גז (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
103	528	2,922	7,082	17,522	114,647	15,681	114,649	244,977	33,733	-	8,747	-	69,480	356,936	3.3	255	31.12.2062
79	425	2,459	6,098	15,447	106,128	14,621	106,222	226,971	33,733	-	8,220	-	65,000	333,925	3.1	239	31.12.2063
(1)	(7)	(43)	(108)	(280)	(2,019)	(5,882)	(4,649)	(12,550)	33,733	-	631	-	5,273	27,086	0.2	19	31.12.2064
<b>24,871</b>	<b>66,862</b>	<b>194,559</b>	<b>346,990</b>	<b>642,290</b>	<b>2,507,497</b>	<b>748,993</b>	<b>2,867,033</b>	<b>6,123,523</b>	<b>101,199</b>	<b>1,227,511</b>	<b>126,249</b>	<b>-</b>	<b>1,831,760</b>	<b>9,410,241</b>	<b>83.5</b>	<b>6,483</b>	<b>סה"כ</b>

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 סיכום נתוני התזרים המהווים מהעמודות ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב**

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהווים מהעמודות ומהמשאבים המותנים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהווים מהעמודות והמשאבים המותנים כאמור בסעיפים 1(א)(3) ו- 1(ב)(4) לעיל.<sup>19</sup>

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדיט אלפי (תביות) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2024	825	10.6	1,099,444	165,374	-	150,842	262,580	-	520,648	-	130,883	389,765	380,372	375,923	371,626	363,458	355,805
31.12.2025	888	11.4	1,189,923	178,983	-	144,629	128,588	-	737,723	-	146,281	591,442	549,703	530,639	512,653	479,585	449,925
31.12.2026	1,014	13.0	1,348,592	252,568	-	134,806	32,585	-	928,633	-	165,575	763,058	675,436	636,849	601,279	538,038	483,732
31.12.2027	1,032	13.3	1,369,863	266,652	-	139,578	2,494	-	961,139	195,505	117,645	647,989	546,267	503,081	464,187	397,306	342,321
31.12.2028	1,043	13.4	1,413,739	275,193	-	138,005	2,026	-	998,515	333,507	94,624	570,384	457,947	411,935	371,450	304,107	251,103
31.12.2029	1,032	13.3	1,423,197	277,034	-	158,918	687	-	986,558	408,058	74,931	385,051	303,569	338,308	298,126	233,465	184,741
31.12.2030	1,040	13.4	1,461,361	284,463	-	139,286	110,999	-	926,613	430,525	119,544	376,545	274,212	235,321	202,658	151,803	115,117
31.12.2031	1,032	13.3	1,479,946	288,080	-	119,212	-	-	1,072,653	502,002	113,155	317,298	265,965	265,965	223,842	160,381	116,554
31.12.2032	1,043	13.4	1,549,947	301,706	-	120,127	-	-	1,128,113	527,957	120,207	317,020	259,552	259,552	213,480	146,307	101,895
31.12.2033	1,032	13.3	1,564,756	304,589	-	120,349	-	-	1,139,818	533,435	121,675	304,917	243,837	243,837	195,997	128,485	85,755
31.12.2034	1,040	13.4	1,577,907	307,149	-	141,237	-	-	1,129,521	528,616	123,277	286,156	223,512	223,512	175,577	110,094	70,419
31.12.2035	1,032	13.3	1,534,159	298,633	-	106,512	-	-	1,129,014	528,378	129,318	268,928	205,171	205,171	157,506	94,469	57,907
31.12.2036	1,043	13.4	1,550,890	301,890	-	106,618	-	-	1,142,382	534,635	133,609	257,655	191,999	191,999	144,044	82,638	48,544
31.12.2037	1,032	13.3	1,534,159	298,633	-	106,577	-	-	1,128,949	528,348	135,528	240,694	175,189	175,189	128,446	70,486	39,680
31.12.2038	1,040	13.4	1,546,428	301,021	-	106,664	-	-	1,138,742	532,931	136,744	231,201	164,366	164,366	117,772	61,818	33,351
31.12.2039	1,032	13.3	1,534,089	298,620	-	127,251	-	-	1,108,219	518,646	133,041	214,307	148,813	148,813	104,204	52,318	27,050
31.12.2040	1,043	13.4	1,550,819	301,876	-	106,753	110,999	-	1,031,190	482,597	149,153	178,578	121,119	121,119	82,884	39,805	19,722
31.12.2041	1,032	13.3	1,534,089	298,620	-	106,714	-	-	1,128,755	528,258	135,562	197,962	131,143	131,143	87,704	40,289	19,130
31.12.2042	1,040	13.4	1,546,357	301,008	-	106,806	-	-	1,138,544	532,839	136,759	190,161	123,046	123,046	80,419	35,336	16,079
31.12.2043	1,032	13.3	1,534,089	298,620	-	106,787	-	-	1,128,682	528,223	135,553	179,545	113,475	113,475	72,478	30,462	13,284
31.12.2044	1,043	13.4	1,550,819	301,876	-	127,508	99,390	-	1,022,044	478,317	144,221	146,941	90,709	90,709	56,620	22,762	9,513
31.12.2045	1,032	13.3	1,534,089	298,620	-	106,864	99,390	-	1,029,215	481,673	142,813	141,774	85,484	85,484	52,146	20,052	8,031
31.12.2046	1,040	13.4	1,546,357	301,008	-	106,960	99,390	-	1,038,999	486,252	141,724	137,122	80,756	80,756	48,143	17,708	6,797
31.12.2047	1,032	13.3	1,534,297	298,660	-	106,945	99,390	-	1,029,302	481,713	138,251	130,057	74,814	74,814	43,587	15,335	5,641
31.12.2048	996	12.8	1,485,190	289,101	-	106,754	210,390	-	878,946	411,347	141,821	98,579	55,388	55,388	31,536	10,613	3,741
31.12.2049	931	12.0	1,391,346	270,834	-	126,967	99,390	-	894,154	418,464	114,590	361,100	104,064	104,064	31,777	10,229	3,455
31.12.2050	863	11.1	1,294,150	251,914	-	105,948	-	-	936,288	438,183	97,019	110,083	59,008	59,008	32,087	9,880	3,198
31.12.2051	801	10.3	1,204,774	234,517	-	105,569	-	-	864,688	404,674	89,534	370,480	96,841	96,841	26,944	7,935	2,462
31.12.2052	743	9.6	1,120,985	218,206	-	105,214	-	-	797,565	373,260	81,321	342,983	85,384	85,384	22,677	6,388	1,899

<sup>19</sup> שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) 1P+1C ליום 31.12.2023 (בלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות זג (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
1,464	5,139	19,073	37,579	75,234	317,320	73,655	343,941	734,916	-	-	104,881	-	202,984	1,042,781	8.9	688	31.12.2053
1,092	3,998	15,513	31,276	64,106	283,905	65,159	307,071	656,136	-	-	125,180	-	188,848	970,163	8.2	638	31.12.2054
859	3,281	13,310	27,458	57,620	267,938	63,358	291,441	622,738	-	-	103,177	-	175,458	901,373	7.6	591	31.12.2055
653	2,602	11,035	23,294	50,046	244,357	59,283	267,112	570,752	-	-	101,745	-	162,546	835,043	7.1	548	31.12.2056
495	2,058	9,125	19,711	43,357	222,280	55,658	244,502	522,439	-	-	100,455	-	150,557	773,451	6.5	507	31.12.2057
371	1,611	7,467	16,504	37,166	200,067	53,649	223,194	476,911	-	-	99,242	-	139,259	715,413	6.0	469	31.12.2058
273	1,236	5,988	13,543	31,225	176,488	44,020	193,981	414,489	-	-	118,739	-	128,884	662,112	5.6	434	31.12.2059
216	1,022	5,176	11,978	28,273	167,798	42,908	185,359	396,065	-	-	97,099	-	119,201	612,365	5.2	402	31.12.2060
164	810	4,289	10,156	24,544	152,951	38,473	168,395	359,819	-	-	96,143	-	110,209	566,171	4.8	371	31.12.2061
90	461	2,555	6,191	15,319	100,233	40,944	124,193	265,369	60,988	-	95,265	-	101,908	523,531	4.4	343	31.12.2062
63	340	1,970	4,884	12,373	85,004	36,395	106,794	228,193	60,988	-	94,285	-	92,686	476,152	4.0	312	31.12.2063
(36)	(201)	(1,219)	(3,093)	(8,022)	(57,868)	-	-	(57,868)	60,988	-	16,053	-	4,634	23,808	0.2	16	31.12.2064
<b>2,882,554</b>	<b>3,663,909</b>	<b>5,046,130</b>	<b>6,196,363</b>	<b>7,935,496</b>	<b>15,463,388</b>	<b>4,217,858</b>	<b>14,604,325</b>	<b>34,285,571</b>	<b>182,965</b>	<b>1,358,299</b>	<b>4,638,664</b>	<b>-</b>	<b>9,642,621</b>	<b>50,108,121</b>	<b>439.5</b>	<b>34,150</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (2P+2C) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 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										
387,338	395,669	404,562	409,239	414,082	424,308	141,201	-	565,509	-	262,580	152,961	-	173,691	1,154,741	11.2	867	31.12.2024
491,226	523,608	559,711	579,349	600,163	645,733	162,498	-	808,231	-	128,588	147,574	-	191,988	1,276,381	12.3	953	31.12.2025
506,449	563,306	629,517	666,757	707,157	798,894	176,279	-	975,172	-	32,585	137,792	-	276,885	1,422,435	13.7	1,062	31.12.2026
336,432	390,472	456,202	494,427	536,870	636,842	114,315	260,680	1,011,838	-	2,494	145,425	-	280,319	1,440,076	13.6	1,053	31.12.2027
257,147	311,428	380,391	421,851	468,971	584,114	98,725	383,157	1,065,996	-	2,026	148,144	-	293,954	1,510,121	13.7	1,064	31.12.2028
187,990	237,571	303,370	344,259	391,824	512,427	77,577	462,741	1,052,744	-	687	169,083	-	295,488	1,518,003	13.6	1,053	31.12.2029
143,944	189,817	253,407	294,249	342,879	470,837	116,211	516,426	1,103,475	-	-	149,681	-	302,894	1,556,050	13.7	1,062	31.12.2030
103,457	142,359	198,689	236,078	281,643	406,087	132,613	473,894	1,012,593	-	110,999	128,596	-	302,661	1,554,849	13.6	1,053	31.12.2031
105,284	151,171	220,579	268,182	327,561	495,908	124,974	546,189	1,167,071	-	-	129,746	-	313,448	1,610,265	13.7	1,064	31.12.2032
88,278	132,265	201,764	251,012	313,889	498,970	125,935	549,728	1,174,633	-	-	130,016	-	315,341	1,619,990	13.6	1,053	31.12.2033
72,581	113,475	180,969	230,376	294,943	492,296	127,658	545,373	1,165,327	-	-	150,990	-	318,161	1,634,478	13.7	1,062	31.12.2034
58,598	95,596	159,386	207,620	272,138	476,943	130,998	534,805	1,142,747	-	-	120,334	-	305,293	1,568,374	13.6	1,053	31.12.2035
49,122	83,622	145,759	194,284	260,721	479,781	135,294	541,081	1,156,156	-	-	120,533	-	308,583	1,585,272	13.7	1,064	31.12.2036
40,160	71,338	129,999	177,308	243,606	470,698	137,208	534,775	1,142,681	-	-	120,400	-	305,293	1,568,374	13.6	1,053	31.12.2037
33,778	62,610	119,280	166,472	234,163	475,076	138,539	539,797	1,153,412	-	-	120,563	-	307,926	1,581,901	13.7	1,062	31.12.2038
27,383	52,963	105,488	150,646	216,948	462,156	134,721	525,072	1,121,950	-	-	141,075	-	305,280	1,568,304	13.6	1,053	31.12.2039
23,507	47,442	98,787	144,358	212,842	476,081	138,890	540,990	1,155,961	-	-	120,671	-	308,569	1,585,201	13.7	1,064	31.12.2040
16,440	34,624	75,372	112,703	170,126	399,561	149,189	482,736	1,031,486	-	110,999	120,539	-	305,280	1,568,304	13.6	1,053	31.12.2041
16,285	35,788	81,449	124,622	192,597	474,955	138,554	539,703	1,153,211	-	-	120,706	-	307,913	1,581,830	13.7	1,062	31.12.2042
13,445	30,830	73,355	114,848	181,717	470,530	137,232	534,648	1,142,411	-	-	120,614	-	305,280	1,568,304	13.6	1,053	31.12.2043
11,082	26,517	65,961	105,673	171,182	465,412	135,704	528,801	1,129,917	-	-	133,092	-	305,276	1,568,285	13.7	1,064	31.12.2044
9,294	23,205	60,344	98,922	164,062	468,357	136,583	532,165	1,137,105	-	-	112,448	-	302,024	1,551,578	13.6	1,053	31.12.2045
6,785	17,677	48,058	80,614	136,881	410,300	147,445	490,648	1,048,392	-	99,390	112,550	-	304,629	1,564,962	13.7	1,062	31.12.2046
6,486	17,633	50,119	86,026	149,547	470,682	134,309	532,210	1,137,200	-	-	112,530	-	302,067	1,551,797	13.6	1,053	31.12.2047
5,477	15,537	46,169	81,089	144,322	476,948	136,181	539,369	1,152,497	-	-	112,655	-	305,794	1,570,946	13.7	1,064	31.12.2048
3,833	11,347	35,250	63,352	115,438	400,568	141,569	476,918	1,019,055	-	99,390	133,227	-	302,536	1,554,208	13.6	1,053	31.12.2049
3,315	10,239	33,254	61,155	114,087	415,674	143,113	491,565	1,050,352	-	99,390	112,727	-	305,146	1,567,615	13.7	1,062	31.12.2050
3,155	10,168	34,524	64,966	124,083	474,699	131,229	533,035	1,138,964	-	-	112,709	-	302,536	1,554,208	13.6	1,053	31.12.2051
2,306	7,757	27,535	53,019	103,677	416,462	143,695	492,770	1,052,928	-	99,390	112,833	-	305,794	1,570,946	13.7	1,064	31.12.2052
1,585	5,564	20,647	40,682	81,445	343,517	150,435	434,529	928,481	-	210,390	112,802	-	302,536	1,554,208	13.6	1,053	31.12.2053
1,047	3,835	14,879	29,998	61,485	272,298	147,787	369,549	789,634	-	298,171	133,276	-	295,142	1,516,224	13.2	1,026	31.12.2054
1,268	4,846	19,657	40,552	85,098	395,714	119,173	452,945	967,832	-	99,390	112,472	-	285,138	1,464,833	12.8	991	31.12.2055
1,183	4,717	20,001	42,221	90,710	442,901	103,415	480,594	1,026,911	-	-	112,279	-	275,348	1,414,538	12.3	956	31.12.2056
948	3,945	17,488	37,776	83,092	425,992	99,849	462,582	988,423	-	-	112,096	-	266,001	1,366,520	11.9	922	31.12.2057
761	3,306	15,323	33,870	76,273	410,586	95,247	444,981	950,814	-	-	111,916	-	256,868	1,319,597	11.5	890	31.12.2058
607	2,751	13,329	30,146	69,504	392,853	82,961	418,574	894,388	-	-	132,353	-	248,169	1,274,910	11.1	859	31.12.2059
496	2,344	11,876	27,485	64,877	385,035	83,595	412,254	880,884	-	-	111,492	-	239,863	1,232,239	10.7	829	31.12.2060
397	1,958	10,367	24,551	59,332	369,730	80,508	396,074	846,312	-	-	110,521	-	231,272	1,188,104	10.3	799	31.12.2061



**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט (100%)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט (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										
278	1,431	7,921	19,195	47,494	310,758	85,114	348,248	744,120	69,422	-	109,602	-	223,129	1,146,272	9.9	771	31.12.2062
219	1,178	6,816	16,902	42,814	294,144	84,778	333,337	712,260	69,422	-	108,708	-	215,212	1,105,602	9.6	744	31.12.2063
(10)	(55)	(334)	(848)	(2,200)	(15,869)	1,421	-	(14,449)	69,422	-	17,522	-	17,522	90,018	0.8	61	31.12.2064
<b>3,019,356</b>	<b>3,841,853</b>	<b>5,337,221</b>	<b>6,625,986</b>	<b>8,648,042</b>	<b>18,178,960</b>	<b>5,022,722</b>	<b>17,682,943</b>	<b>40,884,624</b>	<b>208,265</b>	<b>1,656,470</b>	<b>5,035,252</b>	<b>-</b>	<b>11,416,250</b>	<b>59,200,861</b>	<b>518.6</b>	<b>40,291</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

<b>רכיבי התזרים</b>																	
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות ונטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות זוג (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
387,633	395,970	404,870	409,551	414,397	424,631	141,298	-	565,929	-	262,580	152,963	-	173,766	1,155,238	11.2	867	31.12.2024
516,973	551,052	589,048	609,715	631,619	679,578	172,607	-	852,185	-	128,588	150,351	-	206,064	1,337,188	12.7	983	31.12.2025
505,863	562,654	628,788	665,986	706,339	797,969	176,002	16,683	990,654	-	32,585	140,114	-	281,189	1,444,542	13.7	1,062	31.12.2026
338,479	392,848	458,978	497,436	540,137	640,717	115,473	272,575	1,028,765	-	2,494	147,601	-	284,937	1,463,796	13.6	1,053	31.12.2027
260,551	315,550	385,426	427,435	475,178	591,845	101,035	403,142	1,096,021	-	2,026	150,888	-	301,874	1,550,810	13.7	1,064	31.12.2028
190,233	240,405	306,989	348,366	396,498	518,540	79,402	484,224	1,082,166	-	687	171,813	-	303,260	1,557,926	13.6	1,053	31.12.2029
147,582	194,615	259,812	301,687	351,546	482,739	119,766	530,023	1,132,528	-	-	152,449	-	310,586	1,595,563	13.7	1,062	31.12.2030
122,418	168,450	235,104	279,346	333,262	480,513	123,346	531,214	1,135,073	-	-	130,275	-	305,841	1,571,190	13.6	1,053	31.12.2031
105,372	151,298	220,764	268,407	327,836	496,325	128,414	549,582	1,174,321	-	-	131,463	-	315,615	1,621,399	13.7	1,064	31.12.2032
75,904	113,725	173,483	215,828	269,891	429,030	139,857	500,449	1,069,335	-	110,999	131,743	-	317,136	1,629,214	13.6	1,053	31.12.2033
72,929	114,018	181,835	231,480	296,356	494,654	128,362	548,067	1,171,083	-	-	152,732	-	319,973	1,643,788	13.7	1,062	31.12.2034
58,666	95,707	159,570	207,860	272,452	477,494	131,163	535,435	1,144,091	-	-	122,469	-	306,134	1,572,694	13.6	1,053	31.12.2035
49,179	83,718	145,926	194,507	261,021	480,332	135,459	541,711	1,157,502	-	-	122,673	-	309,425	1,589,600	13.7	1,064	31.12.2036
40,207	71,422	130,151	177,515	243,891	471,249	137,373	535,404	1,144,025	-	-	122,534	-	306,134	1,572,694	13.6	1,053	31.12.2037
33,817	62,683	119,419	166,665	234,435	475,627	138,704	540,426	1,154,757	-	-	122,701	-	308,769	1,586,227	13.7	1,062	31.12.2038
27,416	53,026	105,614	150,826	217,206	462,707	134,885	525,702	1,123,294	-	-	143,209	-	306,121	1,572,624	13.6	1,053	31.12.2039
23,534	47,497	98,902	144,525	213,089	476,632	139,055	541,620	1,157,307	-	-	122,810	-	309,411	1,589,529	13.7	1,064	31.12.2040
19,384	40,824	88,869	132,885	200,591	471,111	137,406	535,312	1,143,830	-	-	122,674	-	306,121	1,572,624	13.6	1,053	31.12.2041
13,914	30,576	69,587	106,472	164,548	405,783	149,390	488,385	1,043,558	-	110,999	122,844	-	308,755	1,586,156	13.7	1,062	31.12.2042
13,497	30,950	73,640	115,294	182,423	472,357	136,120	535,277	1,143,755	-	-	122,748	-	306,121	1,572,624	13.6	1,053	31.12.2043
11,093	26,542	66,023	105,772	171,342	465,850	135,834	529,301	1,130,985	-	-	134,793	-	305,945	1,571,723	13.7	1,064	31.12.2044
9,302	23,226	60,400	99,015	164,215	468,795	136,714	532,666	1,138,174	-	-	114,149	-	302,693	1,555,017	13.6	1,053	31.12.2045
7,824	20,385	55,422	92,966	157,854	473,168	138,020	537,662	1,148,851	-	-	114,251	-	305,298	1,568,400	13.7	1,062	31.12.2046
6,460	17,564	49,922	85,689	148,961	468,837	136,727	532,714	1,138,278	-	-	114,231	-	302,738	1,555,248	13.6	1,053	31.12.2047
4,739	13,445	39,951	70,168	124,885	412,714	148,166	493,406	1,054,287	-	99,390	114,356	-	306,490	1,574,524	13.7	1,064	31.12.2048
4,435	13,129	40,787	73,302	133,569	463,482	132,158	523,985	1,119,625	-	-	134,929	-	303,232	1,557,786	13.6	1,053	31.12.2049
3,300	10,195	33,110	60,889	113,592	413,872	145,543	492,117	1,051,533	-	99,390	114,428	-	305,842	1,571,193	13.7	1,062	31.12.2050
2,736	8,819	29,945	56,350	107,627	411,742	141,938	487,073	1,040,753	-	99,390	114,410	-	303,232	1,557,786	13.6	1,053	31.12.2051
2,662	8,952	31,779	61,191	119,657	480,654	133,008	539,837	1,153,498	-	-	114,535	-	306,490	1,574,524	13.7	1,064	31.12.2052
1,899	6,664	24,730	48,725	97,548	411,437	142,194	487,029	1,040,661	-	99,390	114,503	-	303,232	1,557,786	13.6	1,053	31.12.2053
1,547	5,667	21,986	44,327	90,855	402,367	139,810	476,953	1,019,130	-	110,999	135,221	-	305,842	1,571,193	13.7	1,062	31.12.2054
935	3,573	14,493	29,899	62,742	291,756	156,073	393,955	841,783	-	298,171	114,599	-	303,232	1,557,786	13.6	1,053	31.12.2055
981	3,913	16,594	35,030	75,260	367,465	140,341	446,717	954,523	-	198,781	114,730	-	306,490	1,574,524	13.7	1,064	31.12.2056
1,079	4,491	19,911	43,009	94,602	485,000	112,361	525,499	1,122,861	-	-	114,598	-	299,101	1,536,560	13.4	1,038	31.12.2057
870	3,778	17,510	38,703	87,159	469,182	109,121	508,733	1,461,036	-	-	114,434	-	290,402	1,491,872	13.0	1,007	31.12.2058
698	3,164	15,329	34,670	79,935	451,814	96,945	482,742	1,031,500	-	-	134,880	-	281,921	1,448,301	12.6	977	31.12.2059
573	2,710	13,731	31,777	75,008	445,164	96,443	476,451	1,018,057	-	-	114,117	-	273,653	1,405,827	12.2	947	31.12.2060
461	2,275	12,048	28,531	68,951	429,676	94,785	461,368	985,830	-	-	113,971	-	265,828	1,365,629	11.8	919	31.12.2061

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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										
332	1,708	9,454	22,910	56,684	370,895	99,448	413,760	884,103	69,422	-	113,734	-	257,962	1,325,220	11.5	891	31.12.2062
266	1,430	8,275	20,517	51,973	357,071	96,803	399,273	853,147	69,422	-	112,872	-	250,272	1,285,712	11.1	865	31.12.2063
(2)	(12)	(74)	(188)	(487)	(3,513)	897	-	(2,615)	69,422	-	17,852	-	20,462	105,121	0.9	71	31.12.2064
<b>3,065,742</b>	<b>3,898,607</b>	<b>5,418,101</b>	<b>6,735,038</b>	<b>8,814,648</b>	<b>18,767,262</b>	<b>5,198,448</b>	<b>18,356,470</b>	<b>42,322,181</b>	<b>208,265</b>	<b>1,656,470</b>	<b>5,122,648</b>	<b>-</b>	<b>11,787,593</b>	<b>61,097,157</b>	<b>532.4</b>	<b>41,367</b>	<b>סה"כ</b>

(ד) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2023  
(באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות<sup>20</sup>

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
<b>קטגוריה: גידול במחיר הגז בשיעור של 10%</b>					<b>קטגוריה: קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%</b>				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	17,060,936	5,515,249	3,998,668	3,146,016	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,877,007	4,580,444	3,330,487	2,619,009
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	20,071,014	5,834,906	4,191,480	3,292,241	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,294,006	4,837,510	3,487,629	2,740,137
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	20,721,316	5,925,717	4,255,487	3,344,650	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	16,819,818	4,911,631	3,540,561	2,784,053
<b>קטגוריה: גידול במחיר הגז בשיעור של 15%</b>					<b>קטגוריה: קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%</b>				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	17,855,954	5,744,299	4,160,206	3,271,778	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,076,309	4,340,237	3,156,891	2,480,908
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	21,010,663	6,077,364	4,360,143	3,422,833	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,355,954	4,590,132	3,312,292	2,601,815
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	21,685,346	6,167,812	4,422,798	3,473,581	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	15,851,970	4,661,104	3,363,229	2,644,178

<sup>20</sup> 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
<b>קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%</b>					<b>גידול במחיר הגז בשיעור של 20%</b>				
2,343,494	2,984,306	4,101,547	12,279,210	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,399,718	4,324,384	5,976,568	18,655,889	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,459,656	3,132,916	4,338,640	14,414,568	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,559,255	4,535,357	6,327,235	21,960,047	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,500,275	3,181,571	4,406,025	14,879,721	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,611,418	4,599,905	6,420,740	22,662,881	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
<b>קלטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%</b>				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,837,750	4,568,925	3,322,310	2,612,628	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	15,701,933	5,477,460	3,996,204	3,149,766
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,247,912	4,825,493	3,479,229	2,733,621	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	18,334,050	5,798,354	4,190,738	3,296,758
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	16,781,588	4,906,404	3,538,110	2,782,749	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	18,935,396	5,889,528	4,254,977	3,349,251
<b>קלטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,017,326	4,322,811	3,144,473	2,471,190	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	15,738,980	5,670,765	4,149,118	3,273,080
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,286,708	4,571,938	3,299,520	2,591,872	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	18,387,500	6,013,543	4,356,363	3,428,801
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	15,780,813	4,642,824	3,350,433	2,634,228	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	18,854,471	6,099,327	4,418,202	3,479,382

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
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%<sup>21</sup></b>				
2,335,907	2,974,030	4,085,712	12,211,082	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,403,616	4,308,579	5,867,957	15,803,705	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,446,176	3,115,669	4,314,186	14,322,220	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,565,620	4,524,968	6,223,592	18,300,335	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,486,784	3,164,290	4,381,453	14,784,805	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,618,092	4,590,452	6,318,969	18,891,048	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

<sup>21</sup> לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווה למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

## 2. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

ההבדלים העיקריים בין אומדני העתודות והמשאבים המותנים על-פי דוח המשאבים לבין אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם נובעים מעדכון של מודל הזרימה במאגר, בהתבסס, בין היתר, על נתוני הפקה, שבגיננו סווגו מחדש כ- BCF 427 משאבים מותנים מסוג 2C (פיתוחים עתידיים) כמשאבים מותנים מסוג 2C (שלב א1). כמו כן, נלקחה בחשבון הפקה של כ- BCF 392 גז טבעי וכ- 874 אלף חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך שנת 2023.

## 3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי בשנת 2023 בפרויקט לווייתן: 24,23,22

רבעון 4	רבעון 3	רבעון 2	רבעון 1	
44,042.08	46,237.36	40,043.67	45,277.33	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי)
6.28	6.18	6.26	6.21	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.68	0.67	0.67	0.67	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.16	0.16	0.16	0.16	המדינה
0.08	0.08	0.08	0.08	צדדים שלישיים
0.08	0.08	0.08	0.08	בעלי עניין
0.85	0.80	0.88	0.82	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF) <sup>26,25</sup>
4.51	4.47	4.47	4.48	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.62%	0.66%	0.57%	0.64%	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %)

## 4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספח א'** דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, ליום 31.12.2023, וכן מצורפת **כנספח א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

## 5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 19 במרץ, 2024;
- (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;

<sup>22</sup> 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.

<sup>23</sup> הואיל וסך העלויות הכרוכות בהפקת הקונדנסט במהלך שנת 2023 עלה על סך ההכנסות שהתקבלו בגיננו, 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.

<sup>24</sup> יובהר כי, נתוני ההפקה לשנת 2023 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

<sup>25</sup> הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

<sup>26</sup> 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, אל נקודת הקבלה של FAJR בגבול ירדן, וכן עלויות הולכה באמצעות מערכת ההולכה הירדנית (FAJR) לנקודת המסירה בעקבה שבירדן, וזאת לצורך אספקת הגז למצרים, בסך של כ- 38.1 מיליון דולר ברבעון הראשון של שנת 2023, בסך של כ- 38.8 מיליון דולר ברבעון השני של שנת 2023, בסך של כ- 40.1 מיליון דולר ברבעון השלישי של שנת 2023, ובסך של כ- 37.4 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2023 (100%).



- (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 וטיטת 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, 2024

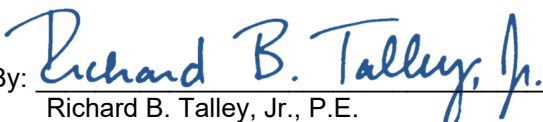
NewMed Energy Limited Partnership  
19 Abba Eban Boulevard  
Herzliya 4612001  
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) to use our report dated March 19, 2024, 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, 2023, 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, 2023, to the NewMed interest in these properties.

Sincerely,

**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**

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

JRC:MDK

**ESTIMATES**  
of  
**RESERVES AND FUTURE REVENUE AND  
CONTINGENT RESOURCES AND CASH FLOW**  
to the  
**NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST**  
in  
**CERTAIN GAS PROPERTIES**  
located in  
**LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15  
OFFSHORE ISRAEL**  
as of  
**DECEMBER 31, 2023**

**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, 2024

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, 2023, 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, 2023, 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 18, 2024, exchange rate was 3.65 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, 2023, to be:

March 19, 2024  
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	13,472.1	6,108.3	29.6	13.4
Probable	1,699.3	770.5	3.7	1.7
Proved + Probable (2P)	15,171.4	6,878.7	33.4	15.1
Possible	684.4	310.3	1.5	0.7
Proved + Probable + Possible (3P)	15,855.8	7,189.0	34.9	15.8

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, 2023, 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)	13,805.4	7,323.4	4,780.2	3,527.5	2,801.4
Probable	1,702.7	573.5	308.0	221.4	180.8
Proved + Probable (2P)	15,508.2	7,896.9	5,088.2	3,748.9	2,982.1
Possible	751.6	275.5	135.3	82.8	58.7
Proved + Probable + Possible (3P)	16,259.8	8,172.4	5,223.5	3,831.7	3,040.9

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, 2023, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue for the reserves shown in this report is NewMed's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for NewMed's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and NewMed's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category. Table VI presents NewMed's historical production and operating expense data.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the NewMed interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on NewMed receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

## CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon approval of additional drilling, project approval for additional future developments, demonstration of a market for future gas sales, and commitment to develop the resources. For the purposes of this report, the contingent resources have been divided into two development phases: Phase I – First Stage and Future Development. The Phase I – First Stage contingent resources can be recovered through drilling 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, 2023, 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 <sup>(1)</sup>	2,050.3	3,142.3	2,947.0	4.5	6.9	6.5
Future Development	0.0	3,160.5	7,600.0	0.0	7.0	16.7
Total	2,050.3	6,302.8	10,547.0	4.5	13.9	23.2

<sup>(1)</sup> The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. For Phase I – First Stage, the 3C contingent resources are less than the 2C contingent resources because a larger portion of the estimated volumes for the high estimate case has been classified as reserves.

We estimate the NewMed working interest contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2023, 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 <sup>(1)</sup>	929.6	1,424.7	1,336.2	2.0	3.1	2.9
Future Development	0.0	1,433.0	3,445.8	0.0	3.2	7.6
Total	929.6	2,857.7	4,782.0	2.0	6.3	10.5

<sup>(1)</sup> The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. For Phase I – First Stage, the 3C contingent resources are less than the 2C contingent resources because a larger portion of the estimated volumes for the high estimate case has been classified as reserves.

As requested, economic analysis was only performed on the Phase I – First Stage contingent resources. We estimate the net contingent cash flow after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the NewMed interest in these properties, as of December 31, 2023, 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)	1,657.9	612.1	265.9	136.4	81.2
Best Estimate (2C)	2,670.8	751.2	249.0	93.0	37.2
High Estimate (3C)	2,507.5	642.3	194.6	66.9	24.9

The contingent resources shown in this report have been estimated using deterministic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

Working interest contingent revenue shown in this report is NewMed's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Net contingent cash flow is after deductions for NewMed's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and NewMed's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The net contingent cash flow has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to indicate the effect of time on the value of money; the contingent cash flow, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables VII through IX present cash flow, costs, and taxes by resources category for the Phase I – First Stage contingent resources. As requested, we have included an appendix to this report that presents tables of cash flow, costs, and taxes resulting from aggregating our estimates of reserves and the Phase I – First Stage contingent resources.

## ECONOMIC PARAMETERS

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by NewMed. Gas prices are based on NewMed's estimates of approved and future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation to the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority or to an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality and market differentials. The forecasted Brent Crude prices are escalated on January 1 of each year through December 31, 2033, and then held constant thereafter; the escalation rates have been specified by NewMed.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of NewMed. Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses of NewMed are not included. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by NewMed and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for gas and condensate export facility upgrades, a third gathering line, regional midstream infrastructure, new development wells and flowlines, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided

March 19, 2024  
Page 5 of 6

to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are NewMed's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

## GENERAL INFORMATION

---

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves and contingent resources have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

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, 2023, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of NewMed, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from NewMed; Chevron Mediterranean Limited, the operator of the properties; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We



March 19, 2024  
Page 6 of 6

have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of NewMed.

QUALIFICATIONS \_\_\_\_\_

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

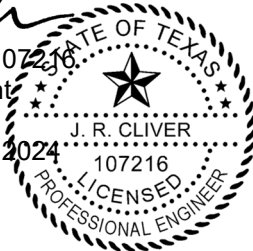
This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

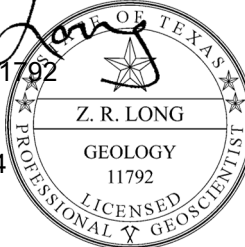
**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**  
Texas Registered Engineering Firm F-2699

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

By: *J.R. Cliver*  
John R. Cliver P.E. 107216  
Senior Vice President  
Date Signed: March 19, 2024  
JRC:MDK



By: *Zachary R. Long*  
Zachary R. Long, P.G. 11792  
Vice President  
Date Signed: March 19, 2024



**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.

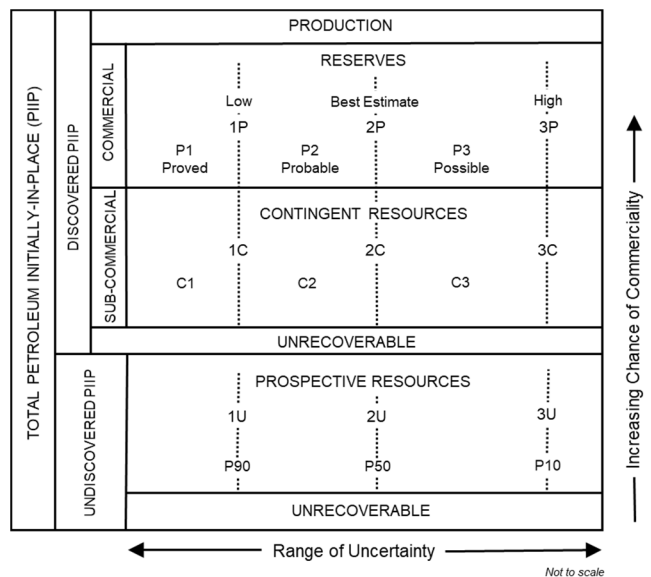


Figure 1.1—Resources classification framework

## 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).

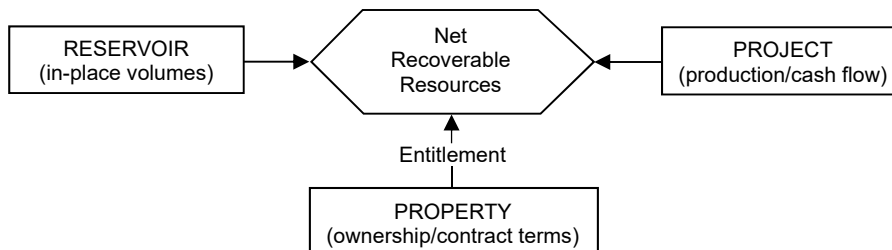


Figure 1.2—Resources evaluation

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, CO<sub>2</sub>) 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**

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Reserves</b>	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>
<b>On Production</b>	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>
<b>Approved for Development</b>	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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Justified for Development</b>	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>
<b>Contingent Resources</b>	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>
<b>Development Pending</b>	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>
<b>Development on Hold</b>	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>
<b>Development Unclassified</b>	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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Development Not Viable</b>	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.
<b>Prospective Resources</b>	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.
<b>Prospect</b>	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.
<b>Lead</b>	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.
<b>Play</b>	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**

<b>Status</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Developed Reserves</b>	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.
<b>Developed Producing Reserves</b>	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.
<b>Developed Non-Producing Reserves</b>	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
<b>Undeveloped Reserves</b>	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
<b>Proved Reserves</b>	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"> <li>A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive.</li> <li>B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations.</li> </ul> <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>
<b>Probable Reserves</b>	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
<b>Possible Reserves</b>	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>
<b>Probable and Possible Reserves</b>	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, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	1,099.4	121.6	14.6	29.2	165.4	262.6	0.0	150.8	520.6
12-31-2025	1,189.9	131.6	15.8	31.6	179.0	128.6	0.0	144.6	737.7
12-31-2026	1,308.3	144.7	65.6	34.7	245.0	32.6	0.0	134.6	896.1
12-31-2027	1,310.3	144.9	75.4	34.8	255.1	2.5	0.0	139.3	913.5
12-31-2028	1,339.7	148.2	77.0	35.6	260.8	2.0	0.0	137.6	939.2
12-31-2029	1,360.4	150.5	78.2	36.1	264.8	0.7	0.0	158.6	936.3
12-31-2030	1,386.8	153.4	79.8	36.8	269.9	0.0	0.0	138.9	977.9
12-31-2031	1,409.1	155.8	81.0	37.4	274.3	0.0	0.0	118.9	1,015.9
12-31-2032	1,457.1	161.2	83.8	38.7	283.6	0.0	0.0	119.7	1,053.8
12-31-2033	1,485.4	164.3	85.4	39.4	289.1	0.0	0.0	120.0	1,076.3
12-31-2034	1,485.9	164.3	85.5	39.4	289.2	0.0	0.0	140.8	1,055.8
12-31-2035	1,454.4	160.9	83.6	38.6	283.1	0.0	0.0	106.2	1,065.2
12-31-2036	1,454.4	160.9	83.6	38.6	283.1	0.0	0.0	106.2	1,065.1
12-31-2037	1,454.4	160.9	83.6	38.6	283.1	0.0	0.0	106.2	1,065.1
12-31-2038	1,450.3	160.4	83.4	38.5	282.3	0.0	0.0	106.2	1,061.8
Subtotal	20,646.0	2,283.4	1,076.5	548.0	3,907.9	429.0	0.0	1,928.8	14,380.3
Remaining	23,042.8	2,548.5	1,325.2	611.6	4,485.4	0.0	107.1	2,667.4	15,783.0
Total	43,688.8	4,832.0	2,401.7	1,159.7	8,393.4	429.0	107.1	4,596.2	30,163.2

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)
12-31-2024	0.0	0.0	520.6	23.0	130.9	389.8	380.4	371.6	363.5	355.8
12-31-2025	0.0	0.0	737.7	23.0	146.3	591.4	549.7	512.7	479.6	449.9
12-31-2026	0.0	0.0	896.1	23.0	158.1	738.0	653.3	581.5	520.4	467.8
12-31-2027	18.1	165.4	748.1	23.0	113.6	634.5	534.9	454.5	389.0	335.2
12-31-2028	32.3	303.5	635.7	23.0	87.9	547.8	439.8	356.7	292.1	241.2
12-31-2029	40.0	374.7	561.6	23.0	71.0	490.5	375.1	290.4	227.4	180.0
12-31-2030	45.9	449.1	528.8	23.0	102.8	426.0	310.2	229.3	171.7	130.2
12-31-2031	46.8	475.4	540.5	23.0	108.8	431.7	299.4	211.2	151.3	110.0
12-31-2032	46.8	493.2	560.6	23.0	113.7	446.9	295.2	198.8	136.2	94.9
12-31-2033	46.8	503.7	572.6	23.0	116.5	456.1	286.9	184.4	120.9	80.7
12-31-2034	46.8	494.1	561.7	23.0	116.8	444.9	266.5	163.5	102.5	65.6
12-31-2035	46.8	498.5	566.7	23.0	124.1	442.6	252.5	147.9	88.7	54.4
12-31-2036	46.8	498.5	566.6	23.0	126.7	439.9	239.1	133.7	76.7	45.0
12-31-2037	46.8	498.5	566.6	23.0	130.3	436.4	225.8	120.5	66.1	37.2
12-31-2038	46.8	496.9	564.9	23.0	129.9	435.0	214.4	109.2	57.3	30.9
Subtotal		5,251.5	9,128.8		1,777.2	7,351.6	5,323.3	4,066.1	3,243.6	2,678.9
Remaining		7,390.0	8,393.0		1,939.1	6,453.8	2,000.0	714.2	283.9	122.5
Total		12,641.5	17,521.8		3,716.3	13,805.4	7,323.4	4,780.2	3,527.5	2,801.4

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

<sup>(3)</sup> 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, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	55.3	6.1	0.7	1.5	8.3	0.0	0.0	2.1	44.9
12-31-2025	86.5	9.6	1.1	2.3	13.0	0.0	0.0	2.9	70.5
12-31-2026	114.1	12.6	16.2	3.0	31.9	0.0	0.0	3.2	79.1
12-31-2027	129.8	14.4	7.5	3.4	25.3	0.0	0.0	6.1	98.4
12-31-2028	170.5	18.9	9.8	4.5	33.2	0.0	0.0	10.5	126.8
12-31-2029	157.6	17.4	9.1	4.2	30.7	0.0	0.0	10.5	116.4
12-31-2030	169.3	18.7	9.7	4.5	33.0	0.0	0.0	10.8	125.6
12-31-2031	145.8	16.1	8.4	3.9	28.4	0.0	0.0	9.7	107.7
12-31-2032	136.9	15.1	7.9	3.6	26.7	0.0	0.0	10.0	100.3
12-31-2033	104.4	11.5	6.0	2.8	20.3	0.0	0.0	9.9	74.2
12-31-2034	76.0	8.4	4.4	2.0	14.8	0.0	0.0	9.8	51.3
12-31-2035	25.7	2.8	1.5	0.7	5.0	0.0	0.0	13.8	6.9
12-31-2036	-2.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.4	0.0	0.0	13.8	-15.4
12-31-2037	-30.2	-3.3	-1.7	-0.8	-5.9	0.0	0.0	13.5	-37.8
12-31-2038	-52.8	-5.8	-3.0	-1.4	-10.3	0.0	0.0	13.5	-56.0
Subtotal	1,286.7	142.3	77.4	34.2	253.8	0.0	0.0	140.1	892.8
Remaining	4,316.3	477.4		114.6	840.2	0.0	0.0	180.1	3,296.0
Total	5,603.0	619.7	325.6	148.7	1,094.0	0.0	0.0	320.2	4,188.8

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)
12-31-2024	0.0	0.0	44.9	23.0	10.3	34.5	33.7	32.9	32.2	31.5
12-31-2025	0.0	0.0	70.5	23.0	16.2	54.3	50.5	47.1	44.0	41.3
12-31-2026	0.0	0.0	79.1	23.0	18.2	60.9	53.9	48.0	42.9	38.6
12-31-2027	25.8	95.3	3.0	23.0	0.7	2.3	2.0	1.7	1.4	1.2
12-31-2028	35.9	79.6	47.1	23.0	10.8	36.3	29.1	23.6	19.4	16.0
12-31-2029	44.0	88.0	28.4	23.0	6.5	21.9	16.7	13.0	10.1	8.0
12-31-2030	46.8	67.3	58.2	23.0	13.4	44.9	32.7	24.1	18.1	13.7
12-31-2031	46.8	50.4	57.3	23.0	13.2	44.1	30.6	21.6	15.5	11.2
12-31-2032	46.8	47.0	53.4	23.0	12.3	41.1	27.1	18.3	12.5	8.7
12-31-2033	46.8	34.7	39.5	23.0	9.1	30.4	19.1	12.3	8.1	5.4
12-31-2034	46.8	24.0	27.3	23.0	6.3	21.0	12.6	7.7	4.8	3.1
12-31-2035	46.8	3.2	3.7	23.0	0.8	2.8	1.6	0.9	0.6	0.3
12-31-2036	46.8	-7.2	-8.2	23.0	-1.9	-6.3	-3.4	-1.9	-1.1	-0.6
12-31-2037	46.8	-17.7	-20.1	23.0	-4.6	-15.5	-8.0	-4.3	-2.3	-1.3
12-31-2038	46.8	-26.2	-29.8	23.0	-6.9	-22.9	-11.3	-5.8	-3.0	-1.6
Subtotal		438.5	454.3		104.5	349.8	286.9	239.3	203.2	175.6
Remaining		1,539.0	1,757.1		404.1	1,352.9	286.6	68.7	18.2	5.2
Total		1,977.5	2,211.3		508.6	1,702.7	573.5	308.0	221.4	180.8

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.  
(2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.  
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES  
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Total (MMS)	Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)						
12-31-2024	1,154.7	127.7	15.3	30.7	173.7	262.6	0.0	153.0	565.5	
12-31-2025	1,276.4	141.2	16.9	33.9	192.0	128.6	0.0	147.6	808.2	
12-31-2026	1,422.4	157.3	81.8	37.8	276.9	32.6	0.0	137.8	975.2	
12-31-2027	1,440.1	159.3	82.8	38.2	280.3	2.5	0.0	145.4	1,011.8	
12-31-2028	1,510.1	167.0	86.9	40.1	294.0	2.0	0.0	148.1	1,066.0	
12-31-2029	1,518.0	167.9	87.3	40.3	295.5	0.7	0.0	169.1	1,052.7	
12-31-2030	1,556.0	172.1	89.5	41.3	302.9	0.0	0.0	149.7	1,103.5	
12-31-2031	1,554.8	172.0	89.4	41.3	302.7	0.0	0.0	128.6	1,123.6	
12-31-2032	1,594.1	176.3	91.7	42.3	310.3	0.0	0.0	129.7	1,154.1	
12-31-2033	1,589.8	175.8	91.4	42.2	309.5	0.0	0.0	129.9	1,150.5	
12-31-2034	1,561.9	172.7	89.8	41.5	304.0	0.0	0.0	150.7	1,107.2	
12-31-2035	1,480.1	163.7	85.1	39.3	288.1	0.0	0.0	119.9	1,072.1	
12-31-2036	1,452.3	160.6	83.5	38.6	282.7	0.0	0.0	119.9	1,049.7	
12-31-2037	1,424.3	157.5	81.9	37.8	277.2	0.0	0.0	119.8	1,027.3	
12-31-2038	1,397.6	154.6	80.4	37.1	272.0	0.0	0.0	119.7	1,005.8	
Subtotal	21,932.7	2,425.8	1,153.8	582.2	4,161.8	429.0	0.0	2,068.9	15,273.1	
Remaining	27,359.1	3,025.9	1,573.5	726.2	5,325.6	0.0	107.1	2,847.4	19,079.0	
Total	49,291.8	5,451.7	2,727.3	1,308.4	9,487.4	429.0	107.1	4,916.3	34,352.1	

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)
12-31-2024	0.0	0.0	565.5	23.0	141.2	424.3	414.1	404.6	395.7	387.3
12-31-2025	0.0	0.0	808.2	23.0	162.5	645.7	600.2	559.7	523.6	491.2
12-31-2026	0.0	0.0	975.2	23.0	176.3	798.9	707.2	629.5	563.3	506.4
12-31-2027	25.8	260.7	751.2	23.0	114.3	636.8	536.9	456.2	390.5	336.4
12-31-2028	35.9	383.2	682.8	23.0	98.7	584.1	469.0	380.4	311.4	257.1
12-31-2029	44.0	462.7	590.0	23.0	77.6	512.4	391.8	303.4	237.6	188.0
12-31-2030	46.8	516.4	587.0	23.0	116.2	470.8	342.9	253.4	189.8	143.9
12-31-2031	46.8	525.8	597.8	23.0	121.9	475.8	330.0	232.8	166.8	121.2
12-31-2032	46.8	540.1	614.0	23.0	125.9	488.0	322.4	217.1	148.8	103.6
12-31-2033	46.8	538.4	612.1	23.0	125.5	486.5	306.1	196.7	129.0	86.1
12-31-2034	46.8	518.2	589.0	23.0	123.1	465.9	279.1	171.3	107.4	68.7
12-31-2035	46.8	501.7	570.3	23.0	124.9	445.4	254.2	148.9	89.3	54.7
12-31-2036	46.8	491.2	558.4	23.0	124.8	433.6	235.6	131.7	75.6	44.4
12-31-2037	46.8	480.8	546.5	23.0	125.6	420.9	217.8	116.2	63.8	35.9
12-31-2038	46.8	470.7	535.1	23.0	123.0	412.0	203.1	103.5	54.3	29.3
Subtotal		5,690.0	9,583.1		1,881.7	7,701.4	5,610.2	4,305.3	3,446.7	2,854.5
Remaining		8,929.0	10,150.0		2,343.3	7,806.8	2,286.7	782.9	302.2	127.7
Total		14,618.9	19,733.1		4,225.0	15,508.2	7,896.9	5,088.2	3,748.9	2,982.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.  
(2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.  
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Total (MMS)	Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)						
12-31-2024	0.5	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.4	
12-31-2025	60.8	6.7	5.7	1.6	14.1	0.0	0.0	2.8	44.0	
12-31-2026	22.1	2.4	1.3	0.6	4.3	0.0	0.0	2.3	15.5	
12-31-2027	23.7	2.6	1.4	0.6	4.6	0.0	0.0	2.2	16.9	
12-31-2028	40.7	4.5	2.3	1.1	7.9	0.0	0.0	2.7	30.0	
12-31-2029	39.9	4.4	2.3	1.1	7.8	0.0	0.0	2.7	29.4	
12-31-2030	39.5	4.4	2.3	1.0	7.7	0.0	0.0	2.8	29.1	
12-31-2031	16.3	1.8	0.9	0.4	3.2	0.0	0.0	1.7	11.5	
12-31-2032	27.3	3.0	1.6	0.7	5.3	0.0	0.0	1.8	20.2	
12-31-2033	39.4	4.4	2.3	1.0	7.7	0.0	0.0	1.9	29.9	
12-31-2034	55.1	6.1	3.2	1.5	10.7	0.0	0.0	1.9	42.4	
12-31-2035	53.5	5.9	3.1	1.4	10.4	0.0	0.0	2.4	40.7	
12-31-2036	54.6	6.0	3.1	1.4	10.6	0.0	0.0	2.4	41.6	
12-31-2037	57.9	6.4	3.3	1.5	11.3	0.0	0.0	2.4	44.3	
12-31-2038	59.1	6.5	3.4	1.6	11.5	0.0	0.0	2.4	45.2	
Subtotal	590.5	65.3	36.2	15.7	117.2	0.0	0.0	32.2	441.1	
Remaining	1,804.6	199.6	103.8	47.9	351.3	0.0	0.0	47.8	1,405.5	
Total	2,395.1	264.9	140.0	63.6	468.4	0.0	0.0	80.1	1,846.6	

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)
12-31-2024	0.0	0.0	0.4	23.0	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
12-31-2025	0.0	0.0	44.0	23.0	10.1	33.8	31.5	29.3	27.4	25.7
12-31-2026	1.7	16.7	-1.2	23.0	-0.3	-0.9	-0.8	-0.7	-0.7	-0.6
12-31-2027	26.5	11.9	5.0	23.0	1.2	3.9	3.3	2.8	2.4	2.0
12-31-2028	36.8	20.0	10.0	23.0	2.3	7.7	6.2	5.0	4.1	3.4
12-31-2029	44.7	21.5	7.9	23.0	1.8	6.1	4.7	3.6	2.8	2.2
12-31-2030	46.8	13.6	15.5	23.0	3.6	11.9	8.7	6.4	4.8	3.6
12-31-2031	46.8	5.4	6.1	23.0	1.4	4.7	3.3	2.3	1.6	1.2
12-31-2032	46.8	9.5	10.8	23.0	2.5	8.3	5.5	3.7	2.5	1.8
12-31-2033	46.8	14.0	15.9	23.0	3.7	12.2	7.7	4.9	3.2	2.2
12-31-2034	46.8	19.9	22.6	23.0	5.2	17.4	10.4	6.4	4.0	2.6
12-31-2035	46.8	19.1	21.7	23.0	5.0	16.7	9.5	5.6	3.3	2.0
12-31-2036	46.8	19.5	22.1	23.0	5.1	17.0	9.3	5.2	3.0	1.7
12-31-2037	46.8	20.7	23.6	23.0	5.4	18.1	9.4	5.0	2.7	1.5
12-31-2038	46.8	21.1	24.0	23.0	5.5	18.5	9.1	4.6	2.4	1.3
Subtotal		212.7	228.4		52.5	175.8	117.9	84.5	64.2	51.1
Remaining		657.8	747.7		172.0	575.7	157.6	50.8	18.7	7.6
Total		870.5	976.1		224.5	751.6	275.5	135.3	82.8	58.7

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.  
(2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.  
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES  
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Total (MMS)	Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)						
12-31-2024	1,155.2	127.8	15.3	30.7	173.8	262.6	0.0	153.0	565.9	
12-31-2025	1,337.2	147.9	22.7	35.5	206.1	128.6	0.0	150.4	852.2	
12-31-2026	1,444.5	159.8	83.1	38.3	281.2	32.6	0.0	140.1	990.7	
12-31-2027	1,463.8	161.9	84.2	38.9	284.9	2.5	0.0	147.6	1,028.8	
12-31-2028	1,550.8	171.5	89.2	41.2	301.9	2.0	0.0	150.9	1,096.0	
12-31-2029	1,557.9	172.3	89.6	41.4	303.3	0.7	0.0	171.8	1,082.2	
12-31-2030	1,595.6	176.5	91.8	42.4	310.6	0.0	0.0	152.4	1,132.5	
12-31-2031	1,571.2	173.8	90.4	41.7	305.8	0.0	0.0	130.3	1,135.1	
12-31-2032	1,621.4	179.3	93.2	43.0	315.6	0.0	0.0	131.5	1,174.3	
12-31-2033	1,629.2	180.2	93.7	43.2	317.1	0.0	0.0	131.7	1,180.3	
12-31-2034	1,617.0	178.8	93.0	42.9	314.8	0.0	0.0	152.6	1,149.6	
12-31-2035	1,533.6	169.6	88.2	40.7	298.5	0.0	0.0	122.3	1,112.8	
12-31-2036	1,506.9	166.7	86.7	40.0	293.3	0.0	0.0	122.3	1,091.3	
12-31-2037	1,482.2	163.9	85.2	39.3	288.5	0.0	0.0	122.1	1,071.5	
12-31-2038	1,456.6	161.1	83.8	38.7	283.5	0.0	0.0	122.1	1,051.0	
Subtotal	22,523.2	2,491.1	1,190.0	597.9	4,278.9	429.0	0.0	2,101.1	15,714.1	
Remaining	29,163.7	3,225.5	1,677.3	774.1	5,676.9	0.0	107.1	2,895.3	20,484.5	
Total	51,686.9	5,716.6	2,867.3	1,372.0	9,955.8	429.0	107.1	4,996.4	36,198.7	

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)
12-31-2024	0.0	0.0	565.9	23.0	141.3	424.6	414.4	404.9	396.0	387.6
12-31-2025	0.0	0.0	852.2	23.0	172.6	679.6	631.6	589.0	551.1	517.0
12-31-2026	1.7	16.7	974.0	23.0	176.0	798.0	706.3	628.8	562.7	505.9
12-31-2027	26.5	272.6	756.2	23.0	115.5	640.7	540.1	459.0	392.8	338.5
12-31-2028	36.8	403.1	692.9	23.0	101.0	591.8	475.2	385.4	315.5	260.6
12-31-2029	44.7	484.2	597.9	23.0	79.4	518.5	396.5	307.0	240.4	190.2
12-31-2030	46.8	530.0	602.5	23.0	119.8	482.7	351.5	259.8	194.6	147.6
12-31-2031	46.8	531.2	603.9	23.0	123.3	480.5	333.3	235.1	168.5	122.4
12-31-2032	46.8	549.6	624.7	23.0	128.4	496.3	327.8	220.8	151.3	105.4
12-31-2033	46.8	552.4	627.9	23.0	129.2	498.8	313.8	201.7	132.2	88.2
12-31-2034	46.8	538.0	611.6	23.0	128.3	483.3	289.6	177.7	111.4	71.3
12-31-2035	46.8	520.8	592.0	23.0	129.9	462.1	263.7	154.4	92.6	56.8
12-31-2036	46.8	510.7	580.6	23.0	129.9	450.7	244.9	136.9	78.5	46.1
12-31-2037	46.8	501.5	570.1	23.0	131.1	439.0	227.2	121.2	66.5	37.5
12-31-2038	46.8	491.9	559.1	23.0	128.6	430.6	212.2	108.1	56.7	30.6
Subtotal		5,902.7	9,811.5		1,934.2	7,877.2	5,728.1	4,389.8	3,510.9	2,905.6
Remaining		9,586.7	10,897.8		2,515.2	8,382.5	2,444.2	833.7	320.8	135.3
Total		15,489.4	20,709.2		4,449.5	16,259.8	8,172.4	5,223.5	3,831.7	3,040.9

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

(1) Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.  
(2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.  
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.



HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA  
 NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
 LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
 AS OF DECEMBER 31, 2023

Year	NewMed Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate <sup>(1)</sup> (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2023 <sup>(2)</sup>	175.6	6.23	0.91	0.84	4.48	2.5
2022	182.2	6.28	0.94	0.73	4.61	3.0
2021	171.5	5.14	0.75	0.68	3.71	2.8

Note: Values in this table have been provided by NewMed; these values are based on historical data since January 2021.

<sup>(1)</sup> The reserves depletion rate is the percentage of yearly gas produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of that year.

<sup>(2)</sup> The 2023 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, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	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	0.0	0.0
12-31-2026	40.3	4.5	2.0	1.1	7.5	0.0	0.0	0.2	32.5	32.5
12-31-2027	59.6	6.6	3.4	1.6	11.6	0.0	0.0	0.3	47.7	47.7
12-31-2028	74.1	8.2	4.3	2.0	14.4	0.0	0.0	0.4	59.3	59.3
12-31-2029	62.8	6.9	3.6	1.7	12.2	0.0	0.0	0.3	50.2	50.2
12-31-2030	74.6	8.3	4.3	2.0	14.5	111.0	0.0	0.4	-51.3	-51.3
12-31-2031	70.9	7.8	4.1	1.9	13.8	0.0	0.0	0.3	56.7	56.7
12-31-2032	92.8	10.3	5.3	2.5	18.1	0.0	0.0	0.4	74.3	74.3
12-31-2033	79.3	8.8	4.6	2.1	15.4	0.0	0.0	0.3	63.5	63.5
12-31-2034	92.0	10.2	5.3	2.4	17.9	0.0	0.0	0.4	73.7	73.7
12-31-2035	79.7	8.8	4.6	2.1	15.5	0.0	0.0	0.3	63.9	63.9
12-31-2036	96.5	10.7	5.5	2.6	18.8	0.0	0.0	0.4	77.3	77.3
12-31-2037	79.7	8.8	4.6	2.1	15.5	0.0	0.0	0.4	63.9	63.9
12-31-2038	96.1	10.6	5.5	2.6	18.7	0.0	0.0	0.4	77.0	77.0
Subtotal	998.3	110.4	57.1	26.5	194.0	111.0	0.0	4.6	688.7	688.7
Remaining	5,421.0	599.6	311.8	143.9	1,055.2	818.3	75.9	37.9	3,433.6	3,433.6
Total	6,419.3	710.0	368.9	170.4	1,249.3	929.3	75.9	42.5	4,122.3	4,122.3

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	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	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	32.5	23.0	7.5	25.1	22.2	19.7	17.7	15.9	15.9
12-31-2027	20.3	30.2	17.5	23.0	4.0	13.5	11.4	9.7	8.3	7.1	7.1
12-31-2028	33.4	30.0	29.3	23.0	6.7	22.6	18.1	14.7	12.0	9.9	9.9
12-31-2029	41.4	33.3	16.9	23.0	3.9	13.0	10.0	7.7	6.0	4.8	4.8
12-31-2030	46.5	-18.6	-32.7	23.0	16.7	-49.4	-36.0	-26.6	-19.9	-15.1	-15.1
12-31-2031	46.8	26.6	30.2	23.0	4.4	25.8	17.9	12.6	9.0	6.6	6.6
12-31-2032	46.8	34.8	39.5	23.0	6.5	33.0	21.8	14.7	10.1	7.0	7.0
12-31-2033	46.8	29.7	33.8	23.0	5.2	28.6	18.0	11.6	7.6	5.1	5.1
12-31-2034	46.8	34.5	39.2	23.0	6.5	32.7	19.6	12.0	7.5	4.8	4.8
12-31-2035	46.8	29.9	34.0	23.0	5.3	28.7	16.4	9.6	5.8	3.5	3.5
12-31-2036	46.8	36.2	41.1	23.0	6.9	34.2	18.6	10.4	6.0	3.5	3.5
12-31-2037	46.8	29.9	34.0	23.0	5.3	28.7	14.9	7.9	4.4	2.4	2.4
12-31-2038	46.8	36.0	40.9	23.0	6.9	34.1	16.8	8.6	4.5	2.4	2.4
Subtotal		332.4	356.3		85.8	270.5	169.5	112.6	78.9	58.0	58.0
Remaining		1,630.4	1,803.1		415.7	1,387.4	442.6	153.3	57.5	23.2	23.2
Total		1,962.9	2,159.5		501.5	1,657.9	612.1	265.9	136.4	81.2	81.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
PHASE I – FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES  
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	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	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	111.0	0.0	0.0	-111.0	-111.0
12-31-2032	16.2	1.8	0.9	0.4	3.2	0.0	0.0	0.1	13.0	13.0
12-31-2033	30.2	3.3	1.7	0.8	5.9	0.0	0.0	0.1	24.2	24.2
12-31-2034	72.6	8.0	4.2	1.9	14.1	0.0	0.0	0.3	58.2	58.2
12-31-2035	88.3	9.8	5.1	2.3	17.2	0.0	0.0	0.4	70.7	70.7
12-31-2036	132.9	14.7	7.6	3.5	25.9	0.0	0.0	0.6	106.5	106.5
12-31-2037	144.1	15.9	8.3	3.8	28.1	0.0	0.0	0.6	115.4	115.4
12-31-2038	184.3	20.4	10.6	4.9	35.9	0.0	0.0	0.8	147.6	147.6
Subtotal	668.6	74.0	38.5	17.7	130.2	111.0	0.0	2.9	424.5	424.5
Remaining	9,240.4	1,022.0	531.4	245.3	1,798.7	1,116.5	101.2	116.0	6,108.0	6,108.0
Total	9,909.0	1,095.9	569.9	263.0	1,928.9	1,227.5	101.2	118.9	6,532.6	6,532.6

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	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	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	25.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	35.9	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	44.0	0.0	0.0	23.0	0.0	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	0.0
12-31-2031	46.8	-51.9	-59.1	23.0	10.7	-69.7	-48.4	-34.1	-24.4	-17.8	-17.8
12-31-2032	46.8	6.1	6.9	23.0	-1.0	7.9	5.2	3.5	2.4	1.7	1.7
12-31-2033	46.8	11.3	12.9	23.0	0.4	12.5	7.8	5.0	3.3	2.2	2.2
12-31-2034	46.8	27.2	30.9	23.0	4.6	26.4	15.8	9.7	6.1	3.9	3.9
12-31-2035	46.8	33.1	37.6	23.0	6.1	31.5	18.0	10.5	6.3	3.9	3.9
12-31-2036	46.8	49.8	56.6	23.0	10.5	46.2	25.1	14.0	8.0	4.7	4.7
12-31-2037	46.8	54.0	61.4	23.0	11.6	49.8	25.8	13.8	7.6	4.3	4.3
12-31-2038	46.8	69.1	78.5	23.0	15.5	63.0	31.1	15.8	8.3	4.5	4.5
Subtotal		198.7	225.9		58.3	167.5	80.4	38.3	17.6	7.3	7.3
Remaining		2,865.3	3,242.7		739.4	2,503.3	670.7	210.7	75.4	29.9	29.9
Total		3,064.0	3,468.6		797.8	2,670.8	751.2	249.0	93.0	37.2	37.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
PHASE I – FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES  
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 0% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	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	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	111.0	0.0	0.0	-111.0	0.0
12-31-2034	26.8	3.0	1.5	0.7	5.2	0.0	0.0	0.1	21.5	0.0
12-31-2035	39.1	4.3	2.2	1.0	7.6	0.0	0.0	0.2	31.3	0.0
12-31-2036	82.7	9.1	4.8	2.2	16.1	0.0	0.0	0.4	66.2	0.0
12-31-2037	90.5	10.0	5.2	2.4	17.6	0.0	0.0	0.4	72.5	0.0
12-31-2038	129.6	14.3	7.5	3.4	25.2	0.0	0.0	0.6	103.8	0.0
Subtotal	368.7	40.8	21.2	9.8	71.8	111.0	0.0	1.6	184.3	0.0
Remaining	9,041.6	1,000.0	520.0	240.0	1,760.0	1,116.5	101.2	124.6	5,939.2	0.0
Total	9,410.2	1,040.8	541.2	249.8	1,831.8	1,227.5	101.2	126.2	6,123.5	0.0

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	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	0.0
12-31-2026	1.7	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	26.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	36.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	44.7	0.0	0.0	23.0	0.0	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	0.0
12-31-2031	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	46.8	-51.9	-59.1	23.0	10.7	-69.7	-43.9	-28.2	-18.5	-12.3	-12.3
12-31-2034	46.8	10.1	11.4	23.0	0.1	11.4	6.8	4.2	2.6	1.7	1.7
12-31-2035	46.8	14.7	16.7	23.0	1.3	15.4	8.8	5.1	3.1	1.9	1.9
12-31-2036	46.8	31.0	35.2	23.0	5.5	29.7	16.1	9.0	5.2	3.0	3.0
12-31-2037	46.8	33.9	38.6	23.0	6.3	32.2	16.7	8.9	4.9	2.8	2.8
12-31-2038	46.8	48.6	55.2	23.0	10.1	45.1	22.2	11.3	5.9	3.2	3.2
Subtotal		86.2	98.0		34.0	64.0	26.7	10.4	3.2	0.2	0.2
Remaining		2,780.8	3,158.5		715.0	2,443.5	615.5	184.2	63.6	24.6	24.6
Total		2,867.0	3,256.5		749.0	2,507.5	642.3	194.6	66.9	24.9	24.9

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.  
(2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.  
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)(2)</sup> (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 <sup>(3)</sup> (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) <sup>(4)</sup>			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.

<sup>(1)</sup> Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> 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.

<sup>(4)</sup> The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

## APPENDIX

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
PHASE I – FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)  
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (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)				
12-31-2024	1,099.4	121.6	14.6	29.2	165.4	262.6	0.0	150.8	520.6
12-31-2025	1,189.9	131.6	15.8	31.6	179.0	128.6	0.0	144.6	737.7
12-31-2026	1,348.6	149.2	67.6	35.8	252.6	32.6	0.0	134.8	928.6
12-31-2027	1,369.9	151.5	78.8	36.4	266.7	2.5	0.0	139.6	961.1
12-31-2028	1,413.7	156.4	81.3	37.5	275.2	2.0	0.0	138.0	998.5
12-31-2029	1,423.2	157.4	81.9	37.8	277.0	0.7	0.0	158.9	986.6
12-31-2030	1,461.4	161.6	84.0	38.8	284.5	111.0	0.0	139.3	926.6
12-31-2031	1,479.9	163.7	85.1	39.3	288.1	0.0	0.0	119.2	1,072.7
12-31-2032	1,549.9	171.4	89.1	41.1	301.7	0.0	0.0	120.1	1,128.1
12-31-2033	1,564.8	173.1	90.0	41.5	304.6	0.0	0.0	120.3	1,139.8
12-31-2034	1,577.9	174.5	90.7	41.9	307.1	0.0	0.0	141.2	1,129.5
12-31-2035	1,534.2	169.7	88.2	40.7	298.6	0.0	0.0	106.5	1,129.0
12-31-2036	1,550.9	171.5	89.2	41.2	301.9	0.0	0.0	106.6	1,142.4
12-31-2037	1,534.2	169.7	88.2	40.7	298.6	0.0	0.0	106.6	1,128.9
12-31-2038	1,546.4	171.0	88.9	41.0	301.0	0.0	0.0	106.7	1,138.7
Subtotal	21,644.3	2,393.9	1,133.6	574.5	4,102.0	540.0	0.0	1,933.4	15,069.0
Remaining	28,463.8	3,148.1	1,637.0	755.5	5,540.7	818.3	183.0	2,705.3	19,216.6
Total	50,108.1	5,542.0	2,770.6	1,330.1	9,642.6	1,358.3	183.0	4,638.7	34,285.6

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)
12-31-2024	0.0	0.0	520.6	23.0	130.9	389.8	380.4	371.6	363.5	355.8
12-31-2025	0.0	0.0	737.7	23.0	146.3	591.4	549.7	512.7	479.6	449.9
12-31-2026	0.0	0.0	928.6	23.0	165.6	763.1	675.4	601.3	538.0	483.7
12-31-2027	20.3	195.5	765.6	23.0	117.6	648.0	546.3	464.2	397.3	342.3
12-31-2028	33.4	333.5	665.0	23.0	94.6	570.4	457.9	371.4	304.1	251.1
12-31-2029	41.4	408.1	578.5	23.0	74.9	503.6	385.1	298.1	233.5	184.7
12-31-2030	46.5	430.5	496.1	23.0	119.5	376.5	274.2	202.7	151.8	115.1
12-31-2031	46.8	502.0	570.7	23.0	113.2	457.5	317.3	223.8	160.4	116.6
12-31-2032	46.8	528.0	600.2	23.0	120.2	479.9	317.0	213.5	146.3	101.9
12-31-2033	46.8	533.4	606.4	23.0	121.7	484.7	304.9	196.0	128.5	85.8
12-31-2034	46.8	528.6	600.9	23.0	123.3	477.6	286.2	175.6	110.1	70.4
12-31-2035	46.8	528.4	600.6	23.0	129.3	471.3	268.9	157.5	94.5	57.9
12-31-2036	46.8	534.6	607.7	23.0	133.6	474.1	257.7	144.0	82.6	48.5
12-31-2037	46.8	528.3	600.6	23.0	135.5	465.1	240.7	128.4	70.5	39.7
12-31-2038	46.8	532.9	605.8	23.0	136.7	469.1	231.2	117.8	61.8	33.4
Subtotal		5,583.9	9,485.1		1,863.0	7,622.1	5,492.9	4,178.6	3,322.4	2,736.8
Remaining		9,020.4	10,196.1		2,354.9	7,841.3	2,442.6	867.5	341.5	145.7
Total		14,604.3	19,681.2		4,217.9	15,463.4	7,935.5	5,046.1	3,663.9	2,882.6

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, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

- <sup>(1)</sup> Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.
- <sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.
- <sup>(3)</sup> 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, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (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)				
12-31-2024	1,154.7	127.7	15.3	30.7	173.7	262.6	0.0	153.0	565.5
12-31-2025	1,276.4	141.2	16.9	33.9	192.0	128.6	0.0	147.6	808.2
12-31-2026	1,422.4	157.3	81.8	37.8	276.9	32.6	0.0	137.8	975.2
12-31-2027	1,440.1	159.3	82.8	38.2	280.3	2.5	0.0	145.4	1,011.8
12-31-2028	1,510.1	167.0	86.9	40.1	294.0	2.0	0.0	148.1	1,066.0
12-31-2029	1,518.0	167.9	87.3	40.3	295.5	0.7	0.0	169.1	1,052.7
12-31-2030	1,556.0	172.1	89.5	41.3	302.9	0.0	0.0	149.7	1,103.5
12-31-2031	1,554.8	172.0	89.4	41.3	302.7	111.0	0.0	128.6	1,012.6
12-31-2032	1,610.3	178.1	92.6	42.7	313.4	0.0	0.0	129.7	1,167.1
12-31-2033	1,620.0	179.2	93.2	43.0	315.3	0.0	0.0	130.0	1,174.6
12-31-2034	1,634.5	180.8	94.0	43.4	318.2	0.0	0.0	151.0	1,165.3
12-31-2035	1,568.4	173.5	90.2	41.6	305.3	0.0	0.0	120.3	1,142.7
12-31-2036	1,585.3	175.3	91.2	42.1	308.6	0.0	0.0	120.5	1,156.2
12-31-2037	1,568.4	173.5	90.2	41.6	305.3	0.0	0.0	120.4	1,142.7
12-31-2038	1,581.9	175.0	91.0	42.0	307.9	0.0	0.0	120.6	1,153.4
Subtotal	22,601.3	2,499.7	1,192.3	599.9	4,291.9	540.0	0.0	2,071.8	15,697.6
Remaining	36,599.6	4,047.9	2,104.9	971.5	7,124.3	1,116.5	208.3	2,963.4	25,187.0
Total	59,200.9	6,547.6	3,297.2	1,571.4	11,416.3	1,656.5	208.3	5,035.3	40,884.6

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)
12-31-2024	0.0	0.0	565.5	23.0	141.2	424.3	414.1	404.6	395.7	387.3
12-31-2025	0.0	0.0	808.2	23.0	162.5	645.7	600.2	559.7	523.6	491.2
12-31-2026	0.0	0.0	975.2	23.0	176.3	798.9	707.2	629.5	563.3	506.4
12-31-2027	25.8	260.7	751.2	23.0	114.3	636.8	536.9	456.2	390.5	336.4
12-31-2028	35.9	383.2	682.8	23.0	98.7	584.1	469.0	380.4	311.4	257.1
12-31-2029	44.0	462.7	590.0	23.0	77.6	512.4	391.8	303.4	237.6	188.0
12-31-2030	46.8	516.4	587.0	23.0	116.2	470.8	342.9	253.4	189.8	143.9
12-31-2031	46.8	473.9	538.7	23.0	132.6	406.1	281.6	198.7	142.4	103.5
12-31-2032	46.8	546.2	620.9	23.0	125.0	495.9	327.6	220.6	151.2	105.3
12-31-2033	46.8	549.7	624.9	23.0	125.9	499.0	313.9	201.8	132.3	88.3
12-31-2034	46.8	545.4	620.0	23.0	127.7	492.3	294.9	181.0	113.5	72.6
12-31-2035	46.8	534.8	607.9	23.0	131.0	476.9	272.1	159.4	95.6	58.6
12-31-2036	46.8	541.1	615.1	23.0	135.3	479.8	260.7	145.8	83.6	49.1
12-31-2037	46.8	534.8	607.9	23.0	137.2	470.7	243.6	130.0	71.3	40.2
12-31-2038	46.8	539.8	613.6	23.0	138.5	475.1	234.2	119.3	62.6	33.8
Subtotal		5,888.6	9,808.9		1,940.0	7,868.9	5,690.6	4,343.6	3,464.3	2,861.8
Remaining		11,794.3	13,392.7		3,082.7	10,310.0	2,957.4	993.6	377.5	157.6
Total		17,682.9	23,201.7		5,022.7	18,179.0	8,648.0	5,337.2	3,841.9	3,019.4

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, 2038, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

- <sup>(1)</sup> Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.
- <sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.
- <sup>(3)</sup> 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, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (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)				
12-31-2024	1,155.2	127.8	15.3	30.7	173.8	262.6	0.0	153.0	565.9
12-31-2025	1,337.2	147.9	22.7	35.5	206.1	128.6	0.0	150.4	852.2
12-31-2026	1,444.5	159.8	83.1	38.3	281.2	32.6	0.0	140.1	990.7
12-31-2027	1,463.8	161.9	84.2	38.9	284.9	2.5	0.0	147.6	1,028.8
12-31-2028	1,550.8	171.5	89.2	41.2	301.9	2.0	0.0	150.9	1,096.0
12-31-2029	1,557.9	172.3	89.6	41.4	303.3	0.7	0.0	171.8	1,082.2
12-31-2030	1,595.6	176.5	91.8	42.4	310.6	0.0	0.0	152.4	1,132.5
12-31-2031	1,571.2	173.8	90.4	41.7	305.8	0.0	0.0	130.3	1,135.1
12-31-2032	1,621.4	179.3	93.2	43.0	315.6	0.0	0.0	131.5	1,174.3
12-31-2033	1,629.2	180.2	93.7	43.2	317.1	111.0	0.0	131.7	1,069.3
12-31-2034	1,643.8	181.8	94.5	43.6	320.0	0.0	0.0	152.7	1,171.1
12-31-2035	1,572.7	173.9	90.4	41.7	306.1	0.0	0.0	122.5	1,144.1
12-31-2036	1,589.6	175.8	91.4	42.2	309.4	0.0	0.0	122.7	1,157.5
12-31-2037	1,572.7	173.9	90.4	41.7	306.1	0.0	0.0	122.5	1,144.0
12-31-2038	1,586.2	175.4	91.2	42.1	308.8	0.0	0.0	122.7	1,154.8
Subtotal	22,891.9	2,531.8	1,211.2	607.6	4,350.7	540.0	0.0	2,102.8	15,898.4
Remaining	38,205.3	4,225.5	2,197.3	1,014.1	7,436.9	1,116.5	208.3	3,019.9	26,423.7
Total	61,097.2	6,757.3	3,408.5	1,621.8	11,787.6	1,656.5	208.3	5,122.6	42,322.2

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (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)
12-31-2024	0.0	0.0	565.9	23.0	141.3	424.6	414.4	404.9	396.0	387.6
12-31-2025	0.0	0.0	852.2	23.0	172.6	679.6	631.6	589.0	551.1	517.0
12-31-2026	1.7	16.7	974.0	23.0	176.0	798.0	706.3	628.8	562.7	505.9
12-31-2027	26.5	272.6	756.2	23.0	115.5	640.7	540.1	459.0	392.8	338.5
12-31-2028	36.8	403.1	692.9	23.0	101.0	591.8	475.2	385.4	315.5	260.6
12-31-2029	44.7	484.2	597.9	23.0	79.4	518.5	396.5	307.0	240.4	190.2
12-31-2030	46.8	530.0	602.5	23.0	119.8	482.7	351.5	259.8	194.6	147.6
12-31-2031	46.8	531.2	603.9	23.0	123.3	480.5	333.3	235.1	168.5	122.4
12-31-2032	46.8	549.6	624.7	23.0	128.4	496.3	327.8	220.8	151.3	105.4
12-31-2033	46.8	500.4	568.9	23.0	139.9	429.0	269.9	173.5	113.7	75.9
12-31-2034	46.8	548.1	623.0	23.0	128.4	494.7	296.4	181.8	114.0	72.9
12-31-2035	46.8	535.4	608.7	23.0	131.2	477.5	272.5	159.6	95.7	58.7
12-31-2036	46.8	541.7	615.8	23.0	135.5	480.3	261.0	145.9	83.7	49.2
12-31-2037	46.8	535.4	608.6	23.0	137.4	471.2	243.9	130.2	71.4	40.2
12-31-2038	46.8	540.4	614.3	23.0	138.7	475.6	234.4	119.4	62.7	33.8
Subtotal		5,988.9	9,909.5		1,968.3	7,941.2	5,754.9	4,400.2	3,514.1	2,905.8
Remaining		12,367.5	14,056.2		3,230.2	10,826.0	3,059.8	1,017.9	384.5	159.9
Total		18,356.5	23,965.7		5,198.4	18,767.3	8,814.6	5,418.1	3,898.6	3,065.7

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, 2038, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

- <sup>(1)</sup> Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.
- <sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.
- <sup>(3)</sup> 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 19, 2024

NewMed Energy Limited Partnership  
19 Abba Eban Boulevard  
Herzliya 4612001  
Israel

Ladies and Gentlemen:

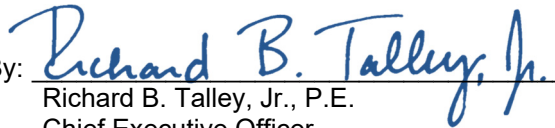
As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) to use the following NSAI reports in the 2023 Annual Report of NewMed to be published in March 2024 and in public reports to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange (including by way of reference):

- The report dated March 19, 2024, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2023, 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, 2023, to the NewMed interest in these properties.
- The report dated September 5, 2023, which sets forth our estimates of the unrisksed contingent and prospective resources, as of August 31, 2023, to the NewMed working interest in discoveries and prospects located in the Aphrodite Field Area, Block 12, offshore Cyprus.
- The report dated January 21, 2020, which sets forth our estimates of the unrisksed prospective resources, as of December 31, 2019, to the NewMed working interest in two Leviathan Deep prospects located in Leases I/14 and I/15, offshore Israel.

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 September 5 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 September 5 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

JRC:MDK





# חלק ב'

דו"ח דירקטוריון

## ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

### דוח הדירקטוריון של השותף הכללי

### לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023

דירקטוריון ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ (להלן: "השותף הכללי") מתכבד להגיש בזה את דוח הדירקטוריון לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023 (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' (תיאור עסקי השותפות) לדוח זה.

### 2. תוצאות הפעילות

#### 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 בוחנת השותפות הזדמנויות עסקיות בתחום החיפוש, הפיתוח, ההפקה והשיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט במדינות נוספות<sup>1</sup>, וכן בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ<sup>2</sup>, וכן בוחנת אפשרויות לכניסה לתחום המימן, לרבות למימן כחול, המופק מגז טבעי ואשר יכול להוות תחליף דל פחמן לצרכני אנרגיה.

בעקבות המתקפה הרצחנית שביצע ארגון הטרור 'חמאס' ביום 7.10.2023 על ישובים ובסיסים צבאיים בדרום המדינה, הכריזה ממשלת ישראל על מלחמת 'חרבות ברזל' כנגד ארגון הטרור האמור (להלן: "המלחמה"). נכון למועד אישור הדוח, נמצאת המלחמה בעיצומה, ולא ניתן לצפות כמה זמן היא תימשך ומה יהיו השלכותיה על השותפות, עסקיה ונכסיה. לפרטים נוספים, ראו סעיף ז' להלן וכן סעיף 6.9 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות) לדוח זה.

נכון למועד אישור הדוח, על רקע חוסר הוודאות שנוצר בסביבה החיצונית, הושהו הדיונים עד למועד בו יתחדשו או יופסק התהליך לקידום עסקה בקשר עם הצעה שקיבל השותף הכללי מאת Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) P.J.S.C - BP Exploration Operating Company, כאמור בביאור 11 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

הרווח הנקי של השותפות בשנת 2023 הסתכם לסך של כ- 434 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 470 מיליון דולר אשתקד. הירידה ברווח נבעה בעיקרה מהקיטון בהכנסות נטו ממכירת גז טבעי ממאגר לווייתן, מהקיטון בהכנסות מימון ומהעלייה בהוצאות מיסים על הכנסה. מנגד, חלה ירידה בהוצאות פחת, אזילה והפחתות ובהוצאות המימון, כמפורט להלן.

הרווח הנקי של השותפות ברבעון הרביעי של שנת 2023 הסתכם לסך של כ- 102 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 141 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הירידה ברווח נבעה בעיקרה מהקיטון בהכנסות נטו ממכירת גז טבעי ממאגר לווייתן, מהקיטון בהכנסות מימון ומעלייה בהוצאות מיסים על הכנסה. מנגד, חלה ירידה בהוצאות הפחת, אזילה והפחתות וירידה בהוצאות המימון, כמפורט להלן.

<sup>1</sup> לפרטים אודות רשיון חיפוש במרוקו, ראו סעיף 7.6 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות) לדוח זה.

<sup>2</sup> לפרטים אודות עסקת אנלייט, ראו סעיף 7.9 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות) לדוח זה.

ב. ניתוח דוחות על הרווח הכולל

להלן נתונים עיקריים לגבי הדוחות על הרווח הכולל של השותפות, במיליוני דולר:

2022	10-12/22	2023	10-12/23	7-9/23	4-6/23	1-3/23	
							<b>הכנסות</b>
1,143.9	288.3	1,094.4	276.7	285.8	250.8	281.1	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
172.0	41.2	159.8	40.4	41.9	36.4	41.1	בניכוי תמלוגים
<b>971.9</b>	<b>247.1</b>	<b>934.6</b>	<b>236.3</b>	<b>243.9</b>	<b>214.4</b>	<b>240.0</b>	הכנסות, נטו
							<b>הוצאות ועלויות:</b>
134.1	34.5	148.6	38.6	37.0	34.8	38.2	עלות הפקת גז טבעי והקונדנסט
131.0	26.6	79.2	19.1	19.3	20.9	19.9	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
5.2	2.0	5.3	2.5	1.1	0.9	0.8	הוצאות ישירות אחרות
19.7	7.8	20.8	4.4	5.0	5.8	5.6	הוצאות הנהלה וכלליות
<b>290.0</b>	<b>70.9</b>	<b>253.9</b>	<b>64.6</b>	<b>62.4</b>	<b>62.4</b>	<b>64.5</b>	<b>סה"כ הוצאות ועלויות</b>
(3.1)	0.3	(1.3)	0.8	(0.7)	(0.1)	(1.3)	חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברה כלולה
<b>678.8</b>	<b>176.5</b>	<b>679.4</b>	<b>172.5</b>	<b>180.8</b>	<b>151.9</b>	<b>174.2</b>	<b>רווח תפעולי</b>
(155.3)	(42.7)	(133.8)	(34.2)	(30.5)	(31.9)	(37.2)	הוצאות מימון
71.1	15.8	28.7	<sup>3</sup> (5.9)	7.8	6.9	19.9	הכנסות מימון
(84.2)	(26.9)	(105.1)	(40.1)	(22.7)	(25.0)	(17.3)	הוצאות מימון, נטו
<b>594.6</b>	<b>149.6</b>	<b>574.3</b>	<b>132.4</b>	<b>158.1</b>	<b>126.9</b>	<b>156.9</b>	<b>רווח לפני מסים על ההכנסה</b>
(116.0)	(5.7)	(142.8)	(32.4)	(40.2)	(34.0)	(36.2)	מסים על ההכנסה
<b>478.6</b>	<b>143.9</b>	<b>431.5</b>	<b>100.0</b>	<b>117.9</b>	<b>92.9</b>	<b>120.7</b>	<b>רווח מפעילויות נמשכות</b>
(13.2)	(2.4)	2.1	2.1	-	-	-	רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
4.3	-	-	-	-	-	-	רווח ממכירת נכסי נפט וגז טבעי
<b>(8.9)</b>	<b>(2.4)</b>	<b>2.1</b>	<b>2.1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>סה"כ רווח (הפסד) מפעילות מופסקת</b>
<b>469.7</b>	<b>141.5</b>	<b>433.6</b>	<b>102.1</b>	<b>117.9</b>	<b>92.9</b>	<b>120.7</b>	<b>רווח נקי וכולל</b>

<sup>3</sup> הכנסות המימון השליליות ברבעון הרביעי של שנת 2023 נובעות כתוצאה משיערוך שלילי (הוצאה) ברבעון של תמלוגים מבוססי הפקה מחזקות כריש ותנין.

**הכנסות, נטו** בשנת 2023 הסתכמו לסך של כ- 935 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 972 מיליון דולר אשתקד, המהווה ירידה של כ- 4%. הירידה נבעה בעיקרה מהירידה בכמויות הגז הטבעי אשר נמכרו ממאגר לווייתן מכמות בסך של כ- 11.4 BCM (100%) אשתקד לכמות בסך של כ- 11.0 BCM (100%) בשנת הדוח וכן מירידה במחיר הממוצע ליחידת חום (MMBTU) מכ- 6.17 דולר אשתקד לכ- 6.11 דולר בשנת הדוח. הירידה בכמויות הנמכרות נבעה בעיקר מהקיטון במכירות בישראל בעקבות כניסת מאגר כריש להפקה אשר קוזז על ידי עלייה ביצוא הגז הטבעי למצרים. הירידה במחיר הממוצע של הגז הטבעי נבעה בעיקר מירידת מחיר חבית הברנט בשנת 2023 לעומת שנת 2022, אליו צמודים חלק מההסכמים למכירת גז טבעי.

הכנסות, נטו ברבעון הרביעי של שנת 2023 הסתכמו לסך של כ- 236 מיליון דולר לעומת סך של כ- 247 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד, המהווה ירידה של כ- 4%. הירידה נובעת, בעיקרה מהירידה בכמויות הגז הטבעי אשר נמכרו ממאגר לווייתן, מכמות של כ- 2.9 BCM ברבעון הרביעי של שנת 2022 לכמות של כ- 2.8 BCM ברבעון הרביעי של שנת 2023 וכן מירידה במחיר הממוצע ליחידת חום (MMBTU) מכ- 6.21 דולר ברבעון הרביעי של שנת 2022 לכ- 6.17 דולר ברבעון הרביעי של שנת 2023.

להלן טבלה המפרטת את כמויות הגז (100%) אשר נמכרו ממאגר לווייתן בשנת הדוח ובשנת 2022, בהתייחס למיקומם הגיאוגרפי של הלקוחות:

<b>* (BCM) - 2023</b>					
<b>מחיר ממוצע**</b>	<b>סה"כ</b>	<b>מצרים</b>	<b>ירדן</b>	<b>ישראל</b>	
6.09 דולר	2.8	1.5	0.7	0.6	רבעון 1
6.14 דולר	2.5	1.6	0.6	0.3	רבעון 2
6.06 דולר	2.9	1.7	0.8	0.4	רבעון 3
6.17 דולר	2.8	1.5	0.6	0.7	רבעון 4
6.11 דולר	11.0	6.3	2.7	2.0	סה"כ/ ממוצע

<b>* (BCM) - 2022</b>					
<b>מחיר ממוצע**</b>	<b>סה"כ</b>	<b>מצרים</b>	<b>ירדן</b>	<b>ישראל</b>	
5.78 דולר	2.7	1.1	0.7	0.9	רבעון 1
6.39 דולר	2.8	1.4	0.6	0.8	רבעון 2
6.44 דולר	3.0	1.1	0.7	1.2	רבעון 3
6.21 דולר	2.9	1.3	0.7	0.9	רבעון 4
6.17 דולר	11.4	4.9	2.7	3.8	סה"כ/ ממוצע

\*הנתונים מעוגלים לעשירית ה-BCM

\*\* מחיר MMBTU בדולר מעוגל ל-2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית

**עלות הפקת גז טבעי והקונדנסט**, הסתכמה בשנת 2023 לסך של כ- 149 מיליון דולר לעומת סך של כ- 134 מיליון דולר אשתקד, המהווה עליה של כ- 11% וכוללת 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. העלייה בשנת הדוח נובעת בעיקרה מגידול בהוצאות הולכת הגז למצרים הנובעות, בין היתר, מהעלייה בכמות הגז שנמכרה למצרים, אשר קוזזה בחלקה בעיקר על ידי ירידה בעלויות התחזוקה בתקופה.

עלות הפקת הגז והקונדנסט ברבעון הרביעי של שנת 2023, הסתכמה לסך של כ- 39 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 35 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה בתקופה נבעה מהסיבות האמורות לעיל.

**הוצאות פחת אזילה והפחתות**, הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 79 מיליון דולר לעומת סך של כ- 131 מיליון דולר אשתקד, המהווה ירידה של כ- 40%. הירידה נובעת בעיקרה מהפחתת פרויקט "אופק חדש" ועדכון ההתחייבות לנטישת נכסי ים תטיס אשתקד, לדוח על הרווח הכולל.

הוצאות פחת והפחתות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2023 לסך של כ- 19 מיליון דולר לעומת סך של כ- 27 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הירידה נובעת בעיקרה מעדכון ההתחייבות לנטישת נכסי ים תטיס ברבעון המקביל אשתקד.

**הוצאות ישירות אחרות**, הסתכמו בשנת 2023 לסך של כ- 5 מיליון דולר בדומה לאשתקד. ההוצאות כוללות, בין היתר, הוצאות גיאולוגים, מהנדסים וייעוץ וכן הוצאות הנהלה וכלליות של פרויקטים שונים, שאינם נמצאים בשלב הפקה לרבות בתחום האנרגיות המתחדשות.

הוצאות ישירות אחרות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2023 לסך של כ- 2 מיליון דולר בדומה לתקופה המקבילה אשתקד.

**הוצאות הנהלה וכלליות**, הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 21 מיליון דולר לעומת סך של כ- 20 מיליון דולר אשתקד וכוללות, בין היתר, הוצאות שכר, שירותים מקצועיים וביטוח נושאי משרה ודירקטורים. העלייה בהוצאות כאמור נבעה בעיקרה משערוך עלות תשלום מבוסס יחידות השתתפות למנכ"ל השותפות בשנת 2023, עקב עליית מחיר יחידות ההשתתפות בבורסה.

הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2023 לסך של כ- 4 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 8 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הירידה ברבעון הרביעי של שנת 2023 לעומת הרבעון המקביל אשתקד, נובעת בעיקר מירידה בהוצאות שירותים מקצועיים וכן בהוצאות שכר ונלוות.

**חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברה כלולה** הסתכמו בשנת הדוח להפסד בסך של כ- 1 מיליון דולר לעומת הפסד של כ- 3 מיליון דולר אשתקד. ההפסד בתקופה נבע מהפסדי החברה הכלולה, EMED PIPELINE B.V. (להלן: "EMED") המחזיקה ב- 39% ממניות חברת Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (להלן: "EMG"). הירידה בהפסד נובעת מהעלייה ברווחים מהולכת גז טבעי אשר קוזזה על ידי הפחתת עודף עלות ההשקעה.

חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברה כלולה הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2023 לרווח בסך של כ- 0.8 מיליון דולר לעומת רווח בסך של כ- 0.3 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד.

**הוצאות המימון**, הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 134 מיליון דולר לעומת סך של כ- 155 מיליון דולר אשתקד, המהווה ירידה של כ- 14%. הוצאות המימון בשנת הדוח נבעו, בעיקרן, מריבית בגין אגרות חוב לווייתן בונד בסך של כ- 127 מיליון דולר (אשתקד כ- 146 מיליון דולר), הוצאה בגין עדכון הכנסות לקבלת מתמלוגים בסך של כ- 5 מיליון דולר והוצאות מימון בגין הלוואות ומסגרות שהועמדו על ידי תאגידים בנקאיים בסך של כ- 2 מיליון דולר (אשתקד כמיליון דולר). הירידה בהוצאות המימון בשנת הדוח לעומת אשתקד נבעה בעיקר עקב פירעון הסדרה ראשונה (2023) של אגרות החוב לווייתן בונד במהלך המחצית הראשונה של שנת 2023, כאמור בסעיף 2 להלן, אשר הובילה לירידה בהוצאות המימון במחצית השנייה של השנה.

הוצאות המימון הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2023 לסך של כ- 34 מיליון דולר לעומת סך של כ- 43 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הוצאות המימון ברבעון הרביעי של שנת 2023 נבעו, בעיקרן, מריבית בגין אגרות חוב לווייתן בונד בסך של כ- 29 מיליון דולר (אשתקד כ- 36 מיליון דולר). הירידה בהוצאות המימון לעומת הרבעון המקביל אשתקד נבעה בעיקר מהסיבות האמורות לעיל.

**הכנסות המימון**, בשנת הדוח הסתכמו לסך של כ- 29 מיליון דולר לעומת סך של כ- 71 מיליון דולר אשתקד. הירידה בהכנסות המימון נובעת בעיקר משערוך חוב לקבל בגין חזקות כריש ותנין בסך של כ- 6 מיליון דולר, לעומת שערוך תמלוגים וחוב לקבל בגין חזקות כריש ותנין של כ- 62 מיליון דולר אשתקד אשר קוזז בעיקר על ידי עלייה בהכנסות מפיקדונות מסך של כ- 6 מיליון דולר אשתקד לסך של כ- 15 מיליון דולר בשנת הדוח. לפרטים נוספים ראה ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).



הכנסות המימון הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2023 להוצאות בסך של כ- 6 מיליון דולר, ונבעו בעיקר מהיפוך הכנסות בגין עדכון תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין בסך של כ- 11 מיליון דולר אשר קוזזו על ידי הכנסות מריבית בגין פקדונות, לעומת הכנסות בסך של כ- 16 מיליון דולר אשתקד אשר נבעו ברובן מעדכון תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין.

**מסים על ההכנסה**, בשנת הדוח הסתכמו לסך של כ- 143 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 116 מיליון דולר אשתקד, המהווה עלייה של כ- 23%. העלייה נבעה בעיקרה מכך שאשתקד הוצאות המסים כללו עדכון מיסים נדחים כתוצאה משינוי אומדן בבסיס המס בגין נכסים אחרים לזמן ארוך כתוצאה משינוי בצפי להשבת ערכו של נכס פיננסי.

מסים על הכנסה ברבעון הרביעי של שנת 2023 הסתכמו להוצאה בסך של כ- 32 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 6 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה נבעה בעיקרה מהסיבה האמורה לעיל.

**רווח (הפסד) מפעילות מופסקת**, בשנת הדוח הסתכמו לרווח בסך של כ- 2 מיליון דולר, לעומת הפסד בסך של כ- 9 מיליון דולר אשתקד. מקור הפעילות המופסקת הינו החזקות השותפות בפרויקט תמר אשר נמכרו בחודש דצמבר 2021 (להלן: "עסקת תמר"). הרווח השנה נבע ממקדמות ביתר ששילמו שותפי תמר בעבר כשתמע מטיוטות דוחות ביקורת התמלוגים לשנים 2013-2018 שנתקבלו ממשרד האנרגיה. בין המדינה לבין שותפי תמר באמצעות המפעילה מתקיימים דיונים בהתייחס לתשלומים ביתר ששילמו שותפי תמר בשנים 2013-2018. בהתבסס על הבנות המתגבשות מול משרד האנרגיה בעקבות דיונים שנערכו לאחרונה בקשר לטיטות דוחות הביקורת. ראה ביאור 15ב' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). ההפסד אשתקד נבע בעיקר ממחיקת נכס בגין תמלוגים לקבל מהמדינה ורישום תמלוגי על נוספים בשל דחיית תביעה, שהגישו השותפות ושברון לבית המשפט המחוזי להשבת תמלוגים כאמור בביאור 12ב' לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

רווח (הפסד) מפעילות מופסקת ברבעון הרביעי הסתכמו לרווח בסך של כ- 2.1 מיליון דולר, לעומת הפסד בסך של כ- 2.4 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הרווח ברבעון וההפסד ברבעון המקביל אשתקד נבעו מהאמור לעיל.

**א. מצב כספי**

להלן פירוט השינויים העיקריים בסעיפי הדוח על המצב הכספי ליום 31.12.2023 לעומת הדוח על המצב הכספי ליום 31.12.2022:

**סך המאזן**, ליום 31.12.2023 הסתכם לסך של כ- 3,846 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 3,939 מיליון דולר ליום 31.12.2022.

**הנכסים השוטפים**, ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 568 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 771 מיליון דולר ליום 31.12.2022, כמפורט להלן:

(1) **מזומנים ושווי מזומנים**, ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 29 מיליון דולר לעומת סך של כ- 22 מיליון דולר ליום 31.12.2022. תקבולי המזומנים נובעים בעיקרם מתקבולים נטו ממכירת גז טבעי בפרויקט לווייתן וכן מתקבולים מחברת אנרג'יאן בגין תמלוגים והחזר חוב מפרויקט כריש ותנין אשר קוזזה בעיקר על ידי תשלומים בשנת הדוח, בעיקר בגין חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות, השקעות בקידוח A3 בקפריסין, תשלומי מקדמות מס ותשלומי היטל רווחי נפט וגז בגין החזקות השותפות בפרויקט תמר בשנים קודמות.

(2) **השקעות ופקדונות לזמן קצר**, ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 158 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 396 מיליון דולר ליום 31.12.2022, וכוללים בעיקר פקדונות בלווייתן בונד בסך של כ- 146 מיליון דולר (אשתקד כ- 384 מיליון דולר). הירידה נבעה בעיקר משימוש בפקדונות אשר שימשו ככרית בטחון לפירעון אגרות חוב לווייתן בונד סדרה 2023 בחודשים מאי ויוני 2023 וכן מסווג, בשנת 2022, של כרית הבטחון המיועדת לפירעון סדרה 2023 בסך 100 מיליון דולר של אגרות החוב לווייתן בונד לסעיף זה ומסווג כרית הביטחון בסך 100 מיליון דולר, לאחר הפקדתה מחדש במחצית השנייה של שנת 2023, לפקדון לזמן ארוך.

(3) **הלקוחות**, ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 194 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 199 מיליון דולר ליום 31.12.2022. הקיטון נבע בעיקרו מהירידה בהכנסות ברבעון הרביעי ביחס לתקופה המקבילה אשתקד.

(4) **חייבים ויתרות חובה**, ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 187 מיליון דולר לעומת סך של כ- 134 מיליון דולר ליום 31.12.2022. העלייה נבעה בעיקרה מסווג סכומים לקבל בגין הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין מנכסים לזמן ארוך, כמפורט בביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), אשר קוזזה בחלקה על ידי קיטון ביתרת המפעיל במסגרת העסקאות המשותפות.

(5) **מיסים שוטפים לקבל**, ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 20 מיליון דולר, שנתקבלו בשנת הדוח לאחר הגשת דוח המס של השותפות לשנת 2021.

**נכסים לא שוטפים** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 3,278 מיליון דולר לעומת סך של כ- 3,168 מיליון דולר ביום 31.12.2022, כמפורט להלן:

(1) **השקעות בנכסי נפט וגז**, ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 2,647 מיליון דולר לעומת סך של כ- 2,547 מיליון דולר ליום 31.12.2022. התנועה בשנת הדוח נבעה בעיקרה מהשקעות בפרויקט לווייתן בסך של כ- 139 מיליון דולר ובפרויקט בלוק 12 (קידוח A3) בקפריסין בסך של כ- 29 מיליון דולר, מנגד רשמה השותפות הוצאות פחת אזילה והפחתות בפרויקט לווייתן בסך של כ- 68 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו ביאור 7 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

(1) **השקעה בחברה כלולה**, ליום 31.12.2023 הסתכמה לסך של כ- 58 מיליון דולר לעומת סך של כ- 60 מיליון דולר ליום 31.12.2022 והינה בגין ההשקעה במניות חברת EMED. הירידה בהשקעה נבעה מרישום הפסד בגין ההשקעה בשנת הדוח, שנבע ברובו מהפחתת עודף עלות רכישה אשר קוזז על ידי רווחים מפעילות הולכת הגז בצינור EMG. לפרטים ראו ביאור 6 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

**(3) פקדונות בבנקים לזמן ארוך,** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 102 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 0.5 מיליון דולר ליום 31.12.2022. העלייה נובעת מסיווג לפיקדון לזמן קצר, בשנת 2022, של כרית הבטחון המיועדת לפירעון סדרה 2023 בסך 100 מיליון דולר של אגרות החוב לוויתן בונד ומיליון כרית הביטחון בסך כ- 100 מיליון דולר, לאחר הפקדתה מחדש במחצית השנייה של שנת 2023, לפיקדון לזמן ארוך.

**(4) נכסים אחרים לזמן ארוך,** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 470 מיליון דולר לעומת סך של כ- 560 מיליון דולר ליום 31.12.2022. הירידה נבעה בעיקר מסיווג תמלוגים וחוב לקבל בגין חזקות כריש ותנין מסעיף זה לזמן הקצר וקוזזה בחלקה על ידי תשלומי מקדמות היטל רווחי נפט וגז בגין החזקות השותפות בפרויקט תמר בשנים קודמות ובעלייה בנכסים אחרים לזמן ארוך במסגרת עסקאות משותפות (בעיקר הקמה והרחבה של מערכות הולכת גז טבעי מישראל לירדן ולמצרים).

**התחייבויות השוטפות,** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 211 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 582 מיליון דולר ליום 31.12.2022, כמפורט להלן:

**(1) חלויות שוטפות בגין אגרות חוב,** ליום 31.12.2022 הסתכמו לסך של כ- 425 מיליון דולר והן כללו את סדרה 2023, אשר נפרעה בשנת הדוח, בניכוי הוצאות הנפקה וכן בקיזוז אגרות חוב אשר נרכשו במסגרת תוכנית רכישה עצמית.

**(2) מסי הכנסה לשלם,** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 28 מיליון דולר הכוללים בעיקרם אומדן של מסים לשלם בגין הכנסתה החייבת של השותפות לשנת המס 2023 בקיזוז המקדמות ששילמה השותפות לרשויות המס במהלך שנת הדוח. נכון לתאריך אישור הדוחות הכספיים שולמה יתרה זו.

**(3) התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר** ליום 31.12.2023 הסתכמה לסך של כ- 80 מיליון דולר והיא נבעה מהלוואה אשר ניטלה ממסגרת האשראי אשר הועמדה לשותפות על ידי תאגיד בנקאי. התחייבות זו, נפרעה בחודש ינואר 2024. לפרטים ראה סעיף ג' להלן.

**(4) זכאים ויתרות זכות** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 101 מיליון דולר, וזאת לעומת סך של כ- 97 מיליון דולר ליום 31.12.2022. העלייה נבעה בעיקרה מגידול ביתרות הזכאים במסגרת העסקאות המשותפות.

**(5) התחייבויות אחרות לזמן קצר,** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 2 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 10 מיליון דולר ליום 31.12.2022 והן נובעות מההתחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקט ים תטיס. הירידה ביתרת ההתחייבות נבעה מהתקדמות פעולות הנטישה במהלך שנת 2023.

**התחייבויות לא שוטפות** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 2,123 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 2,070 מיליון דולר ליום 31.12.2022, כמפורט להלן:

**(1) אגרות חוב** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 1,735 מיליון דולר והן כוללות את אגרות החוב לוויתן בונד (בניכוי הוצאות הנפקה) (לפרטים ראו חלק רביעי להלן) לעומת סך של כ- 1,731 מיליון דולר ליום 31.12.2022.

**(2) מסים נדחים** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 314 מיליון דולר לעומת סך של כ- 270 מיליון דולר ליום 31.12.2022. הגידול נובע בעיקר מעלייה בהפרשים הזמניים בין בסיס המדידה של נכסי נפט וגז, כמדווח לצורכי מס (ש"ח), לבין בסיס המדידה כמדווח בדוחות הכספיים (דולר).

**(3) התחייבויות אחרות לזמן ארוך** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 74 מיליון דולר לעומת סך של כ- 69 מיליון דולר ליום 31.12.2022. העלייה נבעה בעיקרה מעדכון התחייבויות לסילוק נכסי פרויקט לוויתן.

**הון השותפות המוגבלת** ליום 31.12.2023 הסתכמו לסך של כ- 1,512 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 1,287 מיליון דולר ליום 31.12.2022. השינוי בהון נבע בעיקרו מהרווח הכולל שנרשם בשנת הדוח בסך של כ- 434 מיליון דולר, אשר קוזז על ידי רווחים שחולקו בשנת הדוח בסך של כ- 211 מיליון דולר.

## ב. תזרים מזומנים

- (1) תזרימי המזומנים שנבעו לשותפות מפעילות שוטפת הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 559 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 505 מיליון דולר אשתקד.
- (2) תזרימי המזומנים שנבעו לשותפות מפעילות השקעה הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 36 מיליון דולר לעומת תזרימי מזומנים ששימשו את השותפות לפעילות השקעה בסך של כ- 273 מיליון דולר אשתקד. בשנת הדוח השקיעה השותפות בנכסי נפט וגז סך של כ- 136 מיליון דולר (בעיקר בפרויקט לווייתן ובלוק 12 בקפריסין), וכן כ- 13 מיליון דולר בנכסים אחרים לזמן ארוך (בעיקר בקשר עם הרחבת תשתיות ההולכה למצרים) וכן רשמה ירידה בסעיף השקעות ופקדונות לזמן קצר בעיקר בקשר עם שימוש בכריות הבטחון לצורך פירעון סדרה 2023 של אגרות החוב לווייתן בונד בסך של כ- 238 מיליון דולר.
- (3) תזרימי המזומנים ששימשו לפעילות מימון הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 589 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 429 מיליון דולר אשתקד. תזרימי המזומנים בשנת הדוח שימשו בעיקר לחלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות וכן לפירעון ורכישה עצמית של אגרות חוב לווייתן בונד כאמור בסעיף ה להלן מנגד השותפות משכה 80 מיליון דולר ממסגרת האשראי מתאגיד בנקאי (ראה סעיף ג להלן).

## ג. מימון

- (1) ביום 5.2.2023 חתמה השותפות על מסמכי מסגרות אשראי בנקאי עם בנק ישראל, המיועדות לשמש את השותפות בפעילותה השוטפת. במהלך שנת הדוח, משכה השותפות 80 מיליון דולר מתוך מסגרת אשראי אשר נפרעה על ידי השותפות ביום 11.1.2024 כמו כן, ביום 9.1.2023 בוטלה ביוזמת השותפות מסגרת אשראי ב'. ביום 14.3.2024 חתמה השותפות עם בנק ישראל על העמדת מסגרת אשראי בסך 100 מיליון דולר. עם כניסתה לתוקף של מסגרת זו בוטלו המסגרות הקודמות. לפרטים נוספים ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- (2) ביום 30.6.2023 בוצע פירעון מלא וסופי של הסדרה הראשונה של אגרות החוב לווייתן בונד כאשר עוד לפני כן ביום 15.2.2023 נפרע באופן מוקדם וחלקי סך של 280 מיליון דולר בתוספת ריבית צבורה בסך של כ- 4.5 מיליון דולר מתוך היקף סדרה כולל של 500 מיליון דולר. יצוין, כי בהתאם לתנאי אגרות החוב, הפירעון של הסדרה הראשונה במהלך הרבעון הקודם למועד הפירעון המקורי, לא היה כפוף לתשלום דמי פירעון מוקדם למחזיקי אגרות החוב. לפרטים נוספים ראה חלק חמישי להלן וביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- (3) בעקבות המלחמה, הוכנסו אגרות החוב לווייתן בונד למעקב שלילי על-ידי חברות הדירוג Moody's ו-Fitch. בנוסף, הורידה חברת הדירוג S&P את תחזית הדירוג של אגרות החוב לשלילית. בחודש פברואר 2024 בעקבות הורדת דירוג האשראי של מדינת ישראל והבנקים בישראל על ידי חברת הדירוג Moody's עדכנה Moody's כי לאחר הליך בחינה שבוצע עם אפשרות להורדת הדירוג, החליטה לאשר את דירוג אגרות החוב לווייתן בונד ולא להורידו. עם זאת, בצל מלחמת חרבות ברזל Moody's עדכנה את אופק הדירוג של אגרות החוב לווייתן בונד לשלילי. בחודש מרץ 2024 חברת הדירוג S&P פרסמה דוח אשרור דירוג אשר בו הותירה את דירוג אגרות החוב לווייתן בונד ללא שינוי ואת תחזית הדירוג שלילית בעקבות הסיכון להתרחבות המלחמה. בנוסף, יצוין כי, על אף שבעקבות המלחמה חלה עלייה בתשואות של אגרות החוב לווייתן בונד, אין לעלייה זו השפעה על הריבית הנקובה של אגרות החוב, על תזרים המזומנים של השותפות ועל יכולת הפירעון של אגרות החוב, אם כי היא עלולה להשפיע לרעה על יכולת השותפות לגייס חוב נוסף ולהגדיל את עלויות המימון בגין גיוס חוב נוסף כאמור.

- (1) ביום 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.
- (2) 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 בוצעה ביום 20.4.2023.
- (3) ביום 10.5.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 50 מיליון דולר (0.04260 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 22.5.2023 חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 15.6.2023.
- (4) ביום 20.8.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 50 מיליון דולר (0.04260 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 30.8.2023 חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 14.9.2023.
- (5) ביום 20.8.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה מזערית לשותף המוגבל בסך של 0.5 מיליון ש"ח (כ- 0.1 מיליון דולר), אשר יועדה לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.
- (6) ביום 15.11.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 50 מיליון דולר (0.04260 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 27.11.23 חלוקת הרווחים כאמור בוצעה ביום 21.12.2023.
- (7) ביום 15.11.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה מזערית לשותף המוגבל בסך של 0.5 מיליון ש"ח (כ- 0.1 מיליון דולר), אשר יועדה לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.
- (8) ביום 18.3.2024 אישר דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של 60 מיליון דולר (0.05112 דולר ליחידת השתתפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 28.3.2024 חלוקת הרווחים כאמור תבוצע ביום 11.4.2024.

ה. תוכנית רכישה עצמית של אגרות החוב לוויתן בונד:

ביום 22.5.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי תוכנית לרכישת אגרות החוב לוויתן 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 לוויתן 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. יצוין כי כלל הרכישות העצמיות האמורות לעיל נפרעו במסגרת פירעון אגרות החוב כאמור בסעיף 21 לעיל. ביום 15.11.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי להמשיך בביצוע רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה, וזאת מסדרת אגרות החוב אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2025 ו/או מסדרת אגרות החוב אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2027. עד למועד אישור הדוחות הכספיים, ביצעה השותפות רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה בסך כולל של כ- 7.7 מיליון דולר. יובהר כי, אין בהחלטה כאמור בכדי לחייב את השותפות ו/או את לוויתן בונד לבצע רכישה של אגרות החוב, וכי הנהלת השותפות תהיה רשאית להחליט שלא לרכוש אגרות חוב כלל.

לפרטים נוספים בדבר אגרות החוב, ראו חלק חמישי להלן וביאור 10ב לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

- ו. ביום 30.4.2023 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי ולמוכר יחידות ההשתתפות בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפות לשנת 2021.

## מלחמת "חרבות ברזל" והשפעתה האפשרית על עסקי השותפות:

מאז פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023, נורו אלפי רקטות מרצועת עזה בעיקר לדרום ולמרכז שטח מדינת ישראל, ולצד זאת, עם התקדמות הלחימה, הגביר ארגון הטרור 'חזבאללה' את המתיחות בגבול ישראל-לבנון ויזם פעולות לחימה כנגד ישראל. בעקבות האמור, ולאור האפשרות להרחבת המלחמה בגבול הצפוני ובזירות נוספות, גייס צה"ל מאות אלפי חיילי מילואים, ישובים הקרובים לקווי העימות בגבול הדרומי והצפוני פונו מתושביהם, ופיקוד העורף הגביל לפרקים את פעילותם של מקומות עבודה ומוסדות חינוך. נכון למועד אישור הדוח, מנהל המשק הישראלי פעילות שגרה בצל המלחמה, מרבית המגבלות שהטיל פיקוד העורף עם פרוץ המלחמה הוסרו, ומרבית המגויסים למילואים בצווי חירום שוחררו לבתיהם.

סמוך לאחר פרוץ המלחמה, ארגון המורדים החות"ם, השולטים בחלקים מתימן ונתמכים על ידי איראן, החלו בתקיפה ושיגור של טילים וכתב"מים לעבר ישראל וכן כנגד אוניות ומיכליות השטות סמוך לחופי תימן בים האדום. פעילות עוינת זו של המורדים החות"ם גורמת לשיבוש של נתיבי הסחר הימי לישראל ומדינות נוספות, ומשפיעה על מחירי ההובלה הימית וכן עשויה להשפיע על מחירי מוצרי האנרגיה.

בעקבות המלחמה, בחודש אוקטובר 2023 הודיעו חברות דירוג האשראי Moody's ו-Fitch כי דירוג האשראי של מדינת ישראל נמצא בבחינה להורדת דירוג כן הודיעה חברת דירוג האשראי S&P Global Ratings הודיעה על הורדת תחזית דירוג האשראי של מדינת ישראל מיציבה לשלילית, תוך הורדת דירוג האשראי הקיים ללא שינוי. בהמשך לכך, ביום 10.2.2024 הודיעה חברת דירוג האשראי Moody's על הורדת דירוג האשראי של מדינת ישראל בדרגה אחת ל-A2 וכן ציינה כי דירוג האשראי של ישראל נמצא בבחינה להורדת דירוג (Negative Rating Watch) וציינה כי המניע המרכזי להורדת הדירוג הוא הערכות Moody's כי המשך המלחמה, השפעותיה והשלכותיה הרחבות מעלים באופן מהותי את הסיכון הפוליטי בישראל ומחלישים את הגוף המבצע והמחוקק ואת החוסן הפיננסי בעתיד הנראה לעין, והוסיפה כי התחזית השלילית נובעת מהסיכונים הנוספים הקיימים ובפרט הסיכון לאסקלציה מול ארגון הטרור חזבאללה בצפון שהוא בעל פוטנציאל לפגיעה משמעותית הרבה יותר על הכלכלה מזה הקיים כיום. כמו כן, חברת דירוג האשראי S&P Global Ratings הודיעה על הורדת תחזית דירוג האשראי של מדינת ישראל מיציבה לשלילית, תוך הורדת דירוג האשראי הקיים ללא שינוי. בהמשך לכך, יתכן כי חברות דירוג נוספות עלולות לפרסם אף הן בעתיד הקרוב פעולות דירוג שליליות על כלכלת ישראל.

עם פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023, כאמור, הפסיקו שותפי תמר את הפקת הגז ממאגר תמר בעקבות הוראה שקיבלה המפעילה ממשרד האנרגיה. הפקת הגז ממאגר תמר חודשה ביום 13.11.2023. יצוין כי ההפקה מהמאגרים לווייתן וכריש נמשכה כסדרה, ללא הפסקה. עם זאת, כתוצאה מהפסקת ההפקה ממאגר תמר כאמור לעיל, סיפקו שותפי לווייתן גז טבעי גם למספר לקוחות של מאגר תמר במשק המקומי, ובעיקר לחברת החשמל, וכתוצאה מכך, הופחתה כמות הגז הטבעי המופנית לייצוא למצרים. במקביל לכך, עקב המלחמה, הופסקה הזרמת הגז בצינור EMG, וחודשה ביום 14.11.2023. במהלך תקופה זו, כל אספקת הגז למצרים הוזרמה דרך קו הייצוא ירדן-צפון ומערכת ההולכה הירדנית. הולכת הגז למצרים בדרך זו כרוכה בעלויות הולכה נוספות. כתוצאה מן המתואר לעיל, כמות הגז הכוללת שסופקה למצרים במהלך החודשים אוקטובר ונובמבר 2023 היוותה כ-84% מכמות הגז החוזית אותה היו מחויבים שותפי לווייתן לספק לפי הסכם הייצוא.

מפרוץ המלחמה ועד למועד אישור הדוח, המשיכה ההפקה ממאגר לווייתן כסדרה, כך שלא נגרמה פגיעה מהותית בהכנסות וברווחיות השותפות. עם זאת, כתוצאה מהמלחמה, גדלו הוצאות התפעול הכרוכות בהפקת הגז בשיעור שאינו מהותי, בעיקר עקב קושי של חברות זרות לשלוח לאזור צוותי עבודה, מה שהוביל לעלייה בתעריפי המשולמים ובצורך בפעולות לוגיסטיות נוספות לשינוע כוח אדם וציוד. כמו כן, נדחו, שונו והותאמו פעולות תחזוקה מתוכננות.

בנוסף, בעקבות המלחמה חל עיכוב במספר פרויקטים אשר מקדמים שותפי לווייתן, כדלקמן: פעילות הנחת הצינור הימי אשדוד-אשקלון במסגרת פרויקט המקטע המשולב. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות) לדוח זה;

תחילת ההזרמה של הקונדנסט לבית זיקוק אשדוד בע"מ באמצעות הצנרת של חברת תשתיות אנרגיה בע"מ. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.4 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות) לדוח זה.

נכון למועד אישור הדוח, קיימת אי ודאות רבה ולא ניתן להעריך כיצד תפתח המלחמה והאם היא תתרחב לזירות נוספות, מה יהיה משכה ומה יהיו תוצאותיה והשלכותיה. בנסיבות אלה, לא ניתן להעריך את הסיכויים להתממשות גורמי הסיכון הנובעים מהמלחמה והשפעתם האפשרית, אשר להתממשותם עלולה להיות השפעה מהותית לרעה על השותפות, נכסיה ועסקיה.

## ח. מלחמה בין רוסיה לאוקראינה והשפעתה האפשרית על עסקי השותפות:

בעקבות פלישת צבא רוסיה לאוקראינה בתחילת שנת 2022 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 במקביל לצינור הקיים "נורדסטרים 1", הופסקו חלק משיתופי הפעולה של חברות בינלאומיות, לרבות חברות משמעותיות בתחומי ההפקה של גז טבעי ונפט עם גופים רוסיים, ועוד. בחודש ספטמבר 2022 התרחשה סדרה של פיצוצים ודליפות בצינורות "נורדסטרים 1" ו"נורדסטרים 2" אשר נגרמה, על פי הערכת המדינות אשר בשטחן אירעו הפיצוצים, כתוצאה מחבלה. בהמשך לכך, צומצמה משמעותית מכירת גז טבעי מרוסיה לשוק האירופי ונוצר מחסור בגז טבעי בקרב מדינות שצרכו כמויות משמעותיות של גז טבעי מרוסיה. בנוסף, נרשמה ירידה חדה בהיקף מכירות הנפט מרוסיה למדינות המערב.

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

החל ממחצית שנת 2022 נרשמה בשווקים הגלובליים ירידה במחיר האנרגיה, אותה ניתן לייחס לסימני האטה בכלכלה הגלובלית 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. במהלך שנת 2023 נרשמה התייצבות יחסית בתנודתיות מחיר הברנט, והוא נסחר בטווח שבין 70 – 95 דולר לחבית. 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.

## ט. אינפלציה ועליית הריבית והשפעתם האפשרית על עסקי השותפות והגילוי והדיווח הכספי:

בעקבות התפתחויות מאקרו כלכליות ברחבי העולם, וביניהן משבר הקורונה והמלחמה בין רוסיה ואוקראינה, 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. 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. במסגרת דוח היציבות הפיננסית של המחצית השנייה של שנת 2023 שפרסם בנק ישראל ביום 31.1.2024, אשר מתמקד בנייתוח ההשלכות והסיכונים הנובעים מהמלחמה על כלכלת ישראל, ציינו הכותבים, בין היתר, כי תרחיש הסיכון המרכזי ליציבות הפיננסית הגלובלית הוא של התפרצות אינפלציונית מחודשת בעולם, אשר תביא לצמצום מוניטרי נוסף על ידי הבנקים המרכזיים, ואולי אף לסטגנציה. בתרחיש כאמור בנקים, לרבות בנקים המוגדרים כחשובים מערכתית במדינות מרכזיות רבות, עלולים להיקלע לקשיים, ולכך עלולה להיות השלכה גם על מערכת הבנקאות המקומית.

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. השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקטים לווייתן ואפרודיטה, בוחנת את השפעת הגורמים כאמור על אפשרויות הפיתוח הנוספות ו/או ההרחבה של נכסיה.

השפעת עליית שיעורי הריבית כאמור על מצבה הכספי של השותפות ניכרת בעיקר בנכסים 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 נושאות ריבית קבועה ולכן הוצאות הריבית ביגין אינן מושפעות מהשינויים בשיעורי הריבית, אולם, ככל שבעתיד תזדקק השותפות לגיוס חוב או לחילופין תנצל את מסגרות האשראי, כאמור בסעיף ג לעיל וכמפורט בביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה), יתכן כי יושפעו גם הוצאות המימון של השותפות.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות בדבר ההשלכות האפשריות של מלחמת "חרבות ברזל", 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 ואינה בשליטת השותפות.

## חלק שני - חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

### דיווח בדבר חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

#### 1. האחראי על ניהול סיכוני שוק בשותפות

האחראי על ניהול סיכוני שוק בשותפות הינו סמנכ"ל הכספים, מר צח חבושה.

#### 2. תיאור סיכוני השוק העיקריים אליהם חשופה השותפות

##### א. סיכון שער חליפין

שינויים בשער החליפין שקל-דולר עשויים להשפיע על תוצאות השותפות במספר אופנים, כדלקמן: (א) מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר. מאחר שחלק מהוצאותיה של השותפות נקוב בש"ח או מושפע משער השקל-דולר, ירידה בשער החליפין שקל-דולר (התחזקות של השקל מול הדולר) מגדילה את ההוצאות הללו במונחים דולריים; (ב) מאחר שמחירי הגז בחלק מהסכמי מכירת הגז ממאגר לווייתן נקבעים על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובין היתר, הצמדה לשער החליפין שקל/דולר והצמדה לתעריף ייצור החשמל, אשר מושפע בחלקו משער החליפין שקל-דולר, 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 הצמדה. עם זאת, אין ודאות כי השותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בהסכמים חדשים שייחתמו על-ידה 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 ואו 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 ואו 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.

### 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 חיפושים בנכסי הנפט והגז שלה ולפיתוחם. לאור זאת, השותף הכללי, אשר מנהל את השותפות, השקיע את כספי השותפות הפנויים בנכסים פיננסיים דולריים הכוללים בעיקרם (נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי) פיקדונות בבנקים.

ג. כאשר השותפות יודעת על תשלומים מהותיים במטבע זר או בשקלים היא שואפת להגן ככל שניתן ובהתאם לשיקול דעתה על התשלום ולגדרו מפני שינויים בשער המטבע.

ד. לא נקבעו אירועים שלגביהם יש חובה לקבל החלטה מיוחדת בדירקטוריון בעניין סיכונים שוק.

### 4. מדיניות השותפות בניהול סיכונים שוק בתחום ריבית ה-SOFR

השותפות בוחנת מידי תקופה את חשיפתה לשינויים בשיעור ריבית ה-SOFR 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 וועדת 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 ומיידיים, התש"ל - 1970), ביצעה השותפות מבחני רגישות לשינויים בגורמי סיכון המשפיעים על השווי ההוגן של "מכשירים רגשים".

תיאור הפרמטרים, ההנחות והמודלים  
פרמטרים:

מקור/אופן הטיפול	פרמטר
שער יציג ליום 31.12.2023	שע"ח שקל/דולר
ריבית היוון / ריבית SOFR	ריבית דולרית

- א. לפרטים בדבר ניתוח רגישות שווי תמלוגים והלוואה לחברת אנרג'יאן ממכירת חזקות כריש ותנין לשינויים בשיעור ההיוון ראו ביאור 2021 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- ב. לפרטים בדבר ניתוח רגישות שווי תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין לשינויים במחיר הגז הטבעי והקונדנסט ראו ביאור 3021 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- ג. לפרטים בדבר ניתוח רגישות מכשירים פיננסיים בריבית משתנה ראו ביאור 2021 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- ד. מבחני רגישות לשינויים בשער חליפין דולר-שקל (במיליוני דולר):

מכשיר רגיש		רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים	
		5%	10%		-5%	-10%
		3.808	4.189	3.627	3.446	3.264
מזומנים ושווי מזומנים		-	(0.1)	0.6	-	0.1
פקדונות בבנקים		-	-	0.2	-	-
זכאים ויתרות זכות		-	-	(0.4)	-	-
סה"כ		-	(0.1)	0.4	-	0.1

7. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2023:

סה"כ	יתרות שאינן פיננסיות	יתרות פיננסיות		סה"כ
		בשקלים לא צמודים	בדולר או בהצמדה לדולר	
29.1	-	0.6	28.5	<b>רכוש</b> מזומנים ושווי מזומנים
157.6	-	0.2	157.4	פיקדונות לזמן קצר
194.5	-	-	194.5	לקוחות
187.1	31.5	-	155.6	חייבים ויתרות חובה
2,647.3	2,647.3	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
58.4	58.4	-	-	השקעה בחברה כלולה
101.9	-	-	101.9	פיקדונות לזמן ארוך
470.3	241.1	-	229.2	נכסים אחרים לזמן ארוך
<b>3,846.2</b>	<b>2,978.3</b>	<b>0.8</b>	<b>867.1</b>	<b>סה"כ רכוש</b>
2.2	2.2	-	-	<b>התחייבויות</b> התחייבויות אחרות לזמן קצר
101.1	24.8	0.4	75.9	זכאים ויתרות זכות
27.7	27.7	-	-	מס הכנסה לשלם
80.0	-	-	80.0	הלוואה מתאגיד בנקאי לזמן קצר
1,735.1	-	-	1,735.1	אגרות חוב
313.9	313.9	-	-	מסים נדחים
73.7	73.7	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
<b>2,333.7</b>	<b>442.3</b>	<b>0.4</b>	<b>1,891.0</b>	<b>סה"כ התחייבויות</b>
<b>1,512.5</b>	<b>2,536.0</b>	<b>0.4</b>	<b>(1,023.9)</b>	<b>סה"כ היתרה המאזנית, נטו</b>

8. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2022:

סה"כ	יתרות שאינן פיננסיות	בשקלים לא צמודים	יתרות פיננסיות	
			בדולר או בהצמדה לדולר	
22.4	-	2.6	19.8	מזומנים ושווי מזומנים
395.9	-	0.2	395.7	פיקדונות 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	פיקדונות לזמן ארוך
560.3	239.3	-	321.0	נכסים אחרים לזמן ארוך
<b>3,939.0</b>	<b>2,870.2</b>	<b>2.8</b>	<b>1,066.0</b>	<b>סה"כ רכוש התחייבויות</b>
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	-	-	מיסים נדחים
69.2	69.2	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
<b>2,651.6</b>	<b>382.8</b>	<b>1.1</b>	<b>2,267.7</b>	<b>סה"כ התחייבויות</b>
<b>1,287.4</b>	<b>2,487.4</b>	<b>1.7</b>	<b>(1,201.7)</b>	<b>סה"כ היתרה המאזנית, נטו</b>

### 1. מדיניות השותפות בנושא מתן תרומות

בחדש נובמבר 2023 החליט דירקטוריון השותף הכללי לאמץ מדיניות מפורטת להענקת תרומות, אשר לפיה, בין היתר, היקף התרומות השנתי לא יעלה על רבע אחוז (0.25%) מהרווח השנתי של השותפות לפני מס. עוד יצוין כי, בכוונת דירקטוריון השותף הכללי לייחד חלק משמעותי מתקציב התרומות לתמיכה בקהילות הרבות שנפגעו במלחמת חרבות ברזל כמתואר לעיל. בשנת 2023 תרמה השותפות סך של כ- 820 אלפי ש"ח.

### 2. דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית

דירקטוריון השותף הכללי קבע, בהתאם לסעיף 92 (א) (12) לחוק החברות, כי המספר המזערי הראוי של דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית יעמוד על אחד. דירקטוריון השותף הכללי סבור, כי בהתחשב בסוג פעילותה של החברה, שהינה כאמור השותף הכללי בשותפות העוסקת בעיקר בתחום חיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט וכן בניסיונם העסקי העשיר של הדירקטורים (גם אלה שאינם עונים על ההגדרה של "בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית"), המספר המזערי כאמור מאפשר לדירקטוריון לעמוד בחובות המוטלים עליו בהתאם לדין ולמסמכי ההתאגדות של השותפות, בכל הנוגע לבדיקת מצבה 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"אכרים צדקה, תמיר פוליקר ויעקב זק). לפרטים בדבר השכלתם, ניסיונם וכישוריהם של דירקטורים אלו, ראו תקנה 26 לפרק ד' לדוח זה (פרטים נוספים על השותפות).

### 3. דירקטורים בלתי תלויים

השותפות לא אימצה בהסכמי השותפות והנאמנות הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים כהגדרתם בחוק החברות. נכון למועד אישור הדוח, מכהנים בדירקטוריון השותף הכללי 3 דירקטורים חיצוניים. לפרטים בדבר אי תלות הדירקטורים, ראו תקנה 26 לפרק ד' לדוח זה (פרטים נוספים על השותפות).

### 4. גילוי בדבר המבקר הפנימי בשותפות

#### א. פרטי המבקר הפנימי

- שם המבקר הפנימי: רו"ח גלי גנה.
- תאריך תחילת כהונה: 1.2.2016.
- 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)
  - 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.
  - המבקר הפנימי אינו ממלא בשותפות תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית.
  - 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.
  - המבקר הפנימי אינו בעל עניין בשותפות, או קרוב של בעל עניין בשותפות וכן אינו רואה חשבון המבקר או מי מטעמו.
  - 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 הרב שנתית שלו.

יצוין כי בנוסף לעבודת המבקר הפנימי ובהתאם להסכם התפעול המשותף (JOA), מבצעת השותפות באמצעות חברות חיצוניות, ביקורת משותפת עם שותפיה בפרויקטים לווייתן ובלוק 12 בקפריסין, על עבודת המפעיל בפרויקטים כאמור. סמנכ"ל תקציב ובקרה בשותפות משתתף בישיבות ההכנה, המעקב והפיקוח של הביקורת כאמור והמבקר הפנימי מדווח לוועדת הביקורת ולדירקטוריון השותף הכללי על ממצאיה ותוצאותיה.

## ה. היקף העסקה

היקף השעות נקבע על-פי צרכי הביקורת השנתית שאושרה, בתקציב כפי שנקבע עם תחילת כהונתו של המבקר הפנימי. היקף העסקתו של המבקר הפנימי בשותפות ובשותף הכללי בשנת הדיווח הסתכם בכ- 600 שעות.

היקף העסקת המבקר הפנימי, נקבע, בין היתר, בהתבסס על גודל ומורכבות פעילותה העסקית של השותפות. בידי הנהלת השותף הכללי, ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי, האפשרות להרחיב את היקף התוכנית בהתאם לנסיבות.

בידי ההנהלה, ועדת הביקורת ויו"ר הדירקטוריון האפשרות לשנות את היקף התוכנית, זאת בהתאם לבקשת המבקר הפנימי ולהמלצותיו או בהתאם להנחיות ועדת הביקורת.

## ו. עריכת הביקורת

הביקורת הפנימית נערכת בהתאם לתקני הביקורת הפנימית המקובלים בארץ ובעולם, ובהתאם להנחיות מקצועיות בתחום הביקורת הפנימית, כקבוע בסעיף 4(ב) לחוק הביקורת הפנימית. נחה דעתו של דירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, כי המבקר עמד בכל הדרישות והתנאים שצוינו לעיל, וזאת בהתחשב בהודעתו של המבקר פנים כפי שנמסרה לוועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי.

## ז. גישה למידע

למבקר הפנימי גישה מלאה, בלתי מוגבלת, מתמדת ובלתי אמצעית למערכות המידע של השותפות, לרבות נתונים כספיים לצורך הביקורת על-פי סעיף 9 לחוק הביקורת הפנימית.

## ח. דין וחשבון המבקר הפנימי

דין וחשבון המבקר הפנימי הוגש בכתב.

לאחר הגשת דוחות הביקורת להנהלת השותף הכללי וקבלת עמדתה, הוגשו דוחות ביקורת ליו"ר הדירקטוריון לחברי ועדת הביקורת ולחברי דירקטוריון השותף הכללי ונדונו בהרחבה בוועדת הביקורת. להלן מועדי ועדת הביקורת בהם התקיימו דיונים בדוחות המבקר הפנימי: 15.3.2023, 18.7.2023, 25.12.2023, 31.1.2024 ו- 14.3.2024.

## ט. הערכת הדירקטוריון את פעילות המבקר הפנימי

להערכת הדירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, היקף, אופי ורציפות הפעילות ותוכנית העבודה של המבקר הפנימי של השותף הכללי הינם סבירים בהתחשב במבנה הארגוני, במהות פעילויותיה העסקיות של השותפות ובהיקפן, ויש בהם כדי להגשים את מטרות הביקורת הפנימית.

## י. תגמול

בגין שירותי הביקורת הפנימית, רשמה השותפות בשנת 2023 הוצאה בסך שנתי כולל של 136 אלפי ש"ח. דירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, קבע כי התגמול הינו סביר ואין בו כדי להשפיע על אופן הפעלת שיקול דעתו המקצועי העצמאי של מבקר הפנים.

## 5. שכר רואי החשבון המבקרים

לשותפות רואי חשבון מבקרים במשותף: BDO - זיו האפט ו-EY - קוסט פורר גבאי את קסירר. להלן פרוט סכומי שכר טרחת רואי החשבון המבקרים בשותפות, וחלקה של השותפות בשכר טרחת רואי החשבון המבקרים בעסקאות המשותפות:

שנת 2022		שנת 2023	
בגין שרותי ביקורת,	בגין שרותי ביקורת,	בגין שרותי ביקורת,	בגין שרותי ביקורת,
קשורים בגין שירותים	קשורים בגין שירותים	קשורים בגין שירותים	קשורים בגין שירותים
לביקורת ושירותים אחרים*	לביקורת ושירותים אחרים*	לביקורת ושירותים אחרים*	לביקורת ושירותים אחרים*
אלפי ש"ח			
1,271	1,805	542	1,093

קוסט פורר גבאי את קסירר זיו 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-"תקנת הדיווח", בהתאמה). נוהל הזניחות עודכן במהלך השנים, ועודכן על-ידי ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי בימים 14.3.2019 ו-17.3.2019, בהתאמה.

**ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי (במסגרת אישור הדוח השנתי) קבעו כי עסקה תחשב כעסקה זניחה אם יתקיימו בה כל התנאים הבאים:**

- א. היא אינה עסקה חריגה (כמשמעות המונח בחוק החברות).
- ב. בכל עסקה העומדת לבחינת רף הזניחות, תיבחן אמת המידה הרלוונטית לעסקה הנדונה, טרום האירוע כמפורט להלן: במידה וכל אחת מאמות המידה הרלוונטיות לעסקה (המפורטות בס"ק 1 עד 5 להלן) הינה בשיעור שאינו עולה על 0.8% כמו גם כי היקף העסקה אינו עולה על 1 מיליון דולר (להלן: "רף הזניחות"), תיחשב העסקה לזניחה:
  - 1) ברכישה/מכירה של נכס קבוע: היקף הנכס נשוא העסקה, חלקי סך נכסי השותפות על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי העניין.
  - 2) מכירת מוצרים או שירותים: היקף המכירות נשוא העסקה, חלקי סך המכירות השנתיות, מחושבות על בסיס ארבעת הרבעונים האחרונים שפורסמו לגביהם דוחות כספיים סקורים או מבוקרים.
  - 3) רכישת מוצרים או שירותים: היקף ההוצאות נשוא העסקה, חלקי סך ההוצאות התפעוליות השנתיות הרלבנטיות לעסקה, כשהן מחושבות על בסיס ארבעת הרבעונים האחרונים שפורסמו לגביהם דוחות כספיים סקורים או מבוקרים.
  - 4) קבלת התחייבות כספית: ההתחייבות נשוא העסקה, חלקי סך ההתחייבויות על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי העניין.
  - 5) עסקאות ביטוח: תיבחן הפרמיה כסכום העסקה, להבדיל מהיקף הכיסוי הביטוחי הניתן.
- על אף האמור לעיל, בעסקאות במסגרתן תתקשר השותפות בהסכמים משותפים עם בעל עניין בה ו/או בעלת השליטה לקבלת שירותי ייעוץ ו/או ניהול מעובדים או צדדים שלישיים בתחומים שונים – תיחשב העסקה לזניחה אם יתקיימו בה כל הכללים הקיימים בנוהל זניחות (למעט רף הזניחות), ובלבד שהיקף ההוצאות השנתיות בגין השירותים נשוא העסקה אינו עולה על 1.5 מיליון ש"ח, וכן שתנאי ההתקשרות בהסכמים משותפים לגבי השותפות אינם שונים 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 ושינויים 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). בכוונת השותפות לפרסם דוח ESG מעודכן לשנים 2022-2023, במהלך הרבעון השני של שנת 2024.

## חלק רביעי – גילוי בקשר עם הדיווח הפיננסי של השותפות

### אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי

ראו ביאור 22 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

## חלק חמישי - פרטים בדבר אגרות חוב שהונפקו על ידי לווייתן בונד בע"מ

2030	2027	2025	לווייתן בונד סדרת אגרות החוב
550	600	600	ערך נקוב במועד ההנפקה
18.8.2020	18.8.2020	18.8.2020	מועד ההנפקה
550	600	600	ערך נקוב ליום 31.12.2023
550	600	600	ערך נקוב צמוד ליום 31.12.2023
542.3	595.0	597.7	ערך בספרי השותפות ליום 31.12.2023
502.7	567.0	582.3	שווי בורסה ליום 31.12.2023 <sup>4</sup>
6.750%	6.500%	6.125%	שיעור הריבית הקבועה לשנה
30.6.2030	30.6.2027	30.6.2025	מועד תשלום הקרן
ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2030	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2027	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2025	מועדי תשלום הריבית
אין	בסיס הצמדה מדד בסיס <sup>5</sup>		
אין	זכות המרה		
זכות לפירעון מוקדם	זכות לפירעון מוקדם או המרה כפויה <sup>6</sup>		
ראו ביאור 10 לדוחות 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: iA+ stable	דירוג למועד ההנפקה <sup>7</sup>		
Fitch Rating: BB Rating Watch Negative Moody's: Ba3 Negative S&P: BB- Negative Standard & Poor's Maalot: iA+ Negative	דירוג למועד אישור הדוח <sup>8</sup>		

<sup>4</sup> אגרות החוב נסחרות בישראל במערכת "רצף המוסדיים" בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ.

<sup>5</sup> קרן וריבית אגרות החוב הינן דולריות.

<sup>6</sup> במסגרת מסמכי המימון נקבעו הוראות בנוגע לפדיון מוקדם של אגרות החוב, ובכלל זאת, (1) פדיון מוקדם ביוזמת המנפיקה, בכפוף לתשלום עמלת פירעון מוקדם (Make Whole Premium); ו- (2) פדיון מוקדם חובה במקרים מסוימים שהוגדרו, לרבות בדרך של רכישה עצמית של אגרות חוב ו/או ביצוע הצעת רכש לכלל מחזיקי אגרות החוב, ובכלל זאת בעת מכירה של כל או חלק מהזכויות בפרויקט לווייתן.

<sup>7</sup> ראו דוחות מיידים של השותפות מיום 19.8.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-090852 ו- 2020-01-091134) ו- 23.8.2020 (מס' אסמכתא 2020-01-092247), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

<sup>8</sup> לאור האמור לעיל בדבר אירועי מלחמת חרבות ברזל, עדכנו חברות הדירוג את אופק ותחזית הדירוג של אגרות החוב, ראו דוחות מיידים מהימים 11.11.2023, 26.10.2023, 6.11.2023, 4.3.2024, 18.3.2024 ו- 18.3.2024 (מס' אסמכתאות: 2023-01-098338, 2023-01-100228, 2023-01-122076, 2023-01-122103, 2024-01-022044, 2024-01-027651 ו- 2024-01-027663 בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

2030	2027	2025	לוויתן בונד סדרת אגרות החוב
	כ		האם עד ליום 31/12/2023 ובמהלך שנת הדיווח, עמדה החברה בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות
	כ		האם סדרת אגרות החוב מהותית <sup>9</sup>
	לא		האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת איגרות החוב לפירעון מיידי
			שעבודים להבטחת אגרות החוב
			ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

<sup>9</sup> 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, הנהלת השותפות ועובדיה רתומים למאמץ המלחמתי, משתתפים בצער משפחות הנופלים והנרצחים, מייחלים לשובם בשלום של החטופים והנעדרים ושולחים איחולי החלמה לכלל הפצועים.

*מי שברך אבותינו אברהם יצחק ויעקב, הוא יברך את חיילי צבא ההגנה לישראל ואנשי כוחות הביטחון, העומדים על משמר ארצנו וערי אלוהינו, מגבול הלבנון ועד מדבר מצרים, ומן הים הגדול עד לבוא הערבה, ובכל מקום שהם, ביבשה באוויר ובים. ונאמר: "אמן".*

כן מביע דירקטוריון השותף הכללי את הוקרתו להנהלת השותף הכללי, 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)**

	31.12.2023	31.12.2022
	Audited	Audited
<b>Assets:</b>		
Current Assets:		
Short term Bank deposits	33	253,279
Loans to shareholders	-	499,603
Related parties	**	**
	33	752,882
<b>Noncurrent Assets:</b>		
Loans to shareholders	1,749,034	1,749,625
Long term bank deposits	101,411	-
	1,850,445	1,749,625
	1,850,478	2,502,507
<b>Liabilities and Equity:</b>		
Current Liabilities:		
Bonds	-	500,000
Related parties	1,444	153,279
	1,444	653,279
Noncurrent Liabilities:		
Bonds	1,750,000	1,750,000
Loans from shareholders	100,000	100,000
	1,850,000	1,850,000
Equity (Deficit)	(966)	(772)
	1,850,478	2,502,507

**\*\* Less than \$1,000**

**Statements of Comprehensive Income (Expressed in US\$ Thousands)**

	For the year Ended 31.12.2023	For the year Ended 31.12.2022
	Audited	Audited
Financial expenses	134,437	146,252
Financial income	(134,243)	(147,398)
Total comprehensive expenses (income)	194	(1,146)

**SPONSOR FINANCIAL DATA REPORT<sup>10</sup>**

		<b>YEAR ENDED</b>
		<b>31.12.2023</b>
<b>ITEM</b>	<b>QUANTITY/ACTUAL AMOUNT (IN USD\$ ,000)</b>	
<b>A.</b>	Total Offtake (BCM)	11.0 <sup>11</sup>
<b>B.</b>	Leviathan Revenues (100%)	2,414,063 <sup>12</sup>
<b>C.</b>	Loss Proceeds, if any, paid to Revenue Account	-
<b>D.</b>	Sponsor Deposits, if any, into Revenue Account	110,300
<b>E.</b>	Gross Revenues (before Royalties)	1,106,583
<b>F.</b>	Overriding Royalties	
	(a) Statutory Royalties	122,291
	(b) Third Party Royalties	48,504
<b>G.</b>	Net Revenues	935,788
<b>H.</b>	<u>Costs and Expenses:</u>	
	(a) Interest Income (Fees Under the Financing Documents)	11,494
	(b) Taxes	(40,779)
	(c) Operation and Maintenance Expenses	(139,132)
	(d) Capital Expenditures	(107,069)
	(e) Insurance (income)	(22,178)
<b>I.</b>	Total Costs and Expenses (sum of Items H(a), (b), (c), (d) and (e))	(297,664)
<b>J.</b>	Total Cash Flows Available for Debt Service (Item G <i>minus</i> Item H)	638,124
<b>K.</b>	Total Cash Flow from operation (Item G minus Items H(c) and H(e))	774,478
<b>L.</b>	Total Debt Service	(624,581)
<b>M.</b>	Total Distribution to the Sponsor	(225,000)

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> Gas sales from January 1st 2023 until December 31st 2023 for 100% of the Leviathan partners on an accrual basis.

<sup>12</sup> Gas sales from January 1st 2023 until December 31st 2023 for 100% of the Leviathan partners on an accrual basis.

**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 38 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) וכן את הערכת השווי המצורפת בהמשך):

<b>זיהוי נושא ההערכה: התמלוגים בגין מכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנין</b>	
31 בדצמבר 2023.	<b>עיתוי ההערכה:</b>
לא רלוונטי.	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- 273.2 מיליון דולר, הנכלל במסגרת נכסים אחרים לזמן ארוך וכן בהכנסות לקבל לזמן קצר של השותפות.	<b>שווי נושא ההערכה שנקבע בהתאם להערכה:</b>
<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 לשיפוי לא תחול אם ייקבע כי מעריך השווי פעל בקשר עם ביצוע העבודה בזדון או ברשלנות.</p>	<p><b>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 שיפוי עם מעריך השווי:</b></p>
שיטת היוון תזרימי מזומנים צפויים תוך התאמת שיעורי ההיוון לסיכונים הגלומים בתחזיות תזרימי המזומנים.	<b>מודל ההערכה שמעריך השווי פעל לפיו:</b>
<p>להלן ההנחות העיקריות בבסיס הערכת השווי:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. תקופת ההפקה מחזקת כריש: 1.10.2022 עד 31.12.2042;</li> <li>2. קצב הפקה שנתי ממוצע של גז טבעי מחזקת כריש: כ- 3.64 BCM; /קצב הפקה שנתי ממוצע של קונדנסט מחזקת כריש: כ- 4.59 מיליון חביות;</li> <li>3. תקופת הפקת הגז ממאגר תנין: 1.1.2030 עד 31.12.2041;</li> <li>4. קצב הפקה שנתי ממוצע של גז טבעי מחזקת תנין: כ- 2.17 BCM; /קצב הפקה שנתי ממוצע של קונדנסט מחזקת תנין: כ- 0.37 מיליון חביות;</li> <li>5. שיעור היוון רכיב התמלוגים: 10.88%;</li> <li>6. שיעור התמלוגים האפקטיבי אשר ישולם למדינה בגין הגז והקונדנסט:</li> </ol>	<b>ההנחות שלפיהן ביצע מעריך השווי את ההערכה, בהתאם למודל ההערכות:</b>

<p>11.06%;</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 ממוצע תחזית מחירי נפט ארוכת טווח של ה- World Bank<sup>13</sup> וה- EIA<sup>14</sup> ומחירי הפורורד של הברנט על-פי נתוני בלומברג ועל בסיס ההנחה כי מחיר הקונדנסט ייגזר ממחיר ה- Brent תוך התאמה להבדלי איכות נפט;</p> <p>9. ביום 23.3.2023 פרסמה אנרג'יאן דוח משאבים מעודכן של D&amp;M (להלן: "הדוח המעודכן"), מעריך עתודות ומשאבים מוסמך, לחזקות כריש ותנין. על-פי הדוח המעודכן, כמות הגז במאגר כריש הינה כ- 39.4 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>	
---	--

<sup>13</sup> A world Bank Quarterly Report: Commodity Markets Outlook, October 2023.

<sup>14</sup> U.S Energy Information Administration: Analysis & Projections, December 2023.



# פרק ג'

דוחות כספיים



תאריך: 18 במרץ, 2024

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 כרסום 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 18 במרץ, 2024 על הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 דצמבר 2023 ו-2022 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023.
2. דוח רואי החשבון המבקרים מיום 18 במרץ, 2024 על ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2023.

זיו האפט

קוסט פורר גבאי את קסירר

רואי חשבון

רואי חשבון

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת  
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2023  
במיליוני דולר של ארה"ב

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת  
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2023  
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
	<b>דוחות כספיים:</b>
4	דוחות על המצב הכספי
5	דוחות על הרווח הכולל
6	דוחות על השינויים בהון השותפות
7-8	דוחות על תזרימי המזומנים
9-90	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 99(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 2023. 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 קוימו באופן אפקטיבי מכל הבחינות המהותיות. ביקורתנו כללה השגת הבנה לגבי בקרה פנימית על דיווח כספי, זיהוי רכיבי הבקרה המבוקרים, הערכת הסיכון שקיימת חולשה מהותית ברכיבי הבקרה המבוקרים וכן בחינה והערכה של אפקטיביות התכנון והתפעול של אותם רכיבי בקרה בהתבסס על הסיכון שהוערך. ביקורתנו לגבי אותם רכיבי בקרה, כללה גם ביצוע נהלים אחרים כאלה שחשבנו כנחוצים בהתאם לנסיבות. ביקורתנו התייחסה רק לרכיבי הבקרה המבוקרים, להבדיל מבקרה פנימית על כלל התהליכים המהותיים בקשר עם הדיווח הכספי, ולפיכך חוות דעתנו מתייחסת לרכיבי הבקרה המבוקרים בלבד. כמו כן, ביקורתנו לא התייחסה להשפעות הדדיות בין רכיבי הבקרה המבוקרים לבין כאלה שאינם מבוקרים ולפיכך, חוות דעתנו אינה מביאה בחשבון השפעות אפשריות כאלה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו בהקשר המתואר לעיל.

בשל מגבלות מובנות, בקרה פנימית על דיווח כספי בכלל, ורכיבים מתוכה בפרט, עשויים שלא למנוע או לגלות הצגה מוטעית. כמו כן, הסקת מסקנות לגבי העתיד על בסיס הערכת אפקטיביות נוכחית כלשהי חשופה לסיכון שבקרות תהפוכנה לבלתי מתאימות בגלל שינויים בנסיבות או שמידת הקיום של המדיניות או הנהלים תשתנה לרעה.

לדעתנו, השותפות קיימה באופן אפקטיבי, מכל הבחינות המהותיות, את רכיבי הבקרה המבוקרים ליום 31 בדצמבר 2023. ביקרנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2023 ו-2022 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023 והדוח שלנו מיום 18 במרץ, 2024, כלל חוות דעת בלתי מסוייגת על אותם דוחות כספיים.

תל אביב, 18 במרץ 2024

זיו האפט  
רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר  
רואי חשבון



## דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים של ניו-מד אנרג' - שותפות מוגבלת

ביקרנו את הדוחות על המצב הכספי המצורפים של ניו-מד אנרג' - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לימים 31 בדצמבר 2023 ו-2022 ואת הדוחות על הרווח הכולל, הדוחות על השינויים בהון והדוחות על תזרימי המזומנים לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023. 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 ולבצע במטרה להשיג מידה סבירה של ביטחון שאין בדוחות הכספיים הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובמידע שבדוחות הכספיים. ביקורת כוללת גם בחינה של כללי החשבונאות שיושמו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון של השותף הכללי והנהלת השותפות וכן הערכת נאותות ההצגה בדוחות הכספיים בכללותה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו.

לדעתנו, הדוחות הכספיים הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של השותפות לימים 31 בדצמבר 2023 ו-2022 ואת תוצאות פעולותיה, השינויים בהונה ותזרימי המזומנים שלה לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023 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 לגבי 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 באמצעותנו 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, 2023 הינה בסך 2,647.3 מיליון דולר והוצאות האזילה בגין ההשקעות בנכסי נפט וגז לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023 מסתכמות לסך 67.7 מיליון דולר.

בהתאם למדיניות החשבונאית של השותפות, נכסי נפט וגז מופחתים בשיטת האזילה המבוססת על הכמות המוערכת של העתודות המוכחות והצפייות מאותם נכסים (2P).

הערכה של עתודות הגז והקונדנסט הינו תהליך סובייקטיבי הכרוך בשיקול דעת משמעותי אשר מבוסס על שיקול דעת והנחות של ההנהלה, באמצעות מומחים חיצוניים בעלי ידע והבנה בתחום, בקשר עם נתונים גיאולוגיים, אומדן מחירים, עלויות הפקה עתידיות, קצב הפקה צפוי ועלויות פיתוח עתידיות ככל שנדרשות.

בשל היקף השפעת אומדן עתודות הגז והקונדנסט על הדוחות הכספיים, 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 2023 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 2023, והדוח שלנו מיום 18 במרץ, 2024 כלל חוות דעת בלתי מסויגת על קיומם של אותם רכיבים באופן אפקטיבי.

תל אביב, 18 במרץ 2024

קוסט פורר גבאי את קסירר  
רואי חשבון

זיו האפט  
רואי חשבון

**ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת**  
**דוחות על המצב הכספי (במיליוני דולר)**

31.12.2022	31.12.2023	ביאור	
			<b>נכסים:</b>
			<b>נכסים שוטפים:</b>
22.4	29.1	3	מזומנים ושווי מזומנים
395.9	157.6	4	פיקדונות לזמן קצר
199.0	194.5	21	לקוחות
134.1	187.1	5	חייבים ויתרות חובה
19.9	-	19	מסים שוטפים לקבל
<u>771.3</u>	<u>568.3</u>		
			<b>נכסים לא שוטפים:</b>
2,547.2	2,647.3	7	השקעות בנכסי נפט וגז
59.7	58.4	6	השקעה בחברה כלולה
0.5	101.9	4	פיקדונות לזמן ארוך
560.3	470.3	8	נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>3,167.7</u>	<u>3,277.9</u>		
<u>3,939.0</u>	<u>3,846.2</u>		
			<b>התחייבויות והון:</b>
			<b>התחייבויות שוטפות:</b>
424.8	-	10א	חלויות שוטפות בגין אגרות חוב
-	80.0	10ד	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר
50.0	-	13	רווחים לחלוקה שהוכרזו
-	27.7	19	מסי הכנסה לשלם
96.9	101.1	9	זכאים ויתרות זכות
9.9	2.2	11	התחייבויות אחרות לזמן קצר
<u>581.6</u>	<u>211.0</u>		
			<b>התחייבויות לא שוטפות:</b>
1,731.0	1,735.1	10א	אגרות חוב
269.8	313.9	19	מסים נדחים
69.2	73.7	11	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
<u>2,070.0</u>	<u>2,122.7</u>		
		13	<b>הון:</b>
154.8	154.8		הון השותפות
(29.9)	(28.6)		קרנת הון
1,162.5	1,386.3		יתרת רווחים
<u>1,287.4</u>	<u>1,512.5</u>		
<u>3,939.0</u>	<u>3,846.2</u>		

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

צחי חבושה סמנכ"ל כספים	יוסי אבו מנכ"ל	גבי לסט יו"ר הדירקטוריון	18 במרץ, 2024 תאריך אישור הדוחות הכספיים
---------------------------	-------------------	-----------------------------	--

**ניו-מד אנרג' - שותפות מוגבלת**  
**דוחות על הרווח הכולל (במיליוני דולר)**

<b>לשנה שהסתיימה ביום</b>			
<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2022</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>ביאור</b>
			<b>הכנסות:</b>
882.5	1,143.9	1,094.4	14 ממכירת גז טבעי וקונדנסט
128.7	172.0	159.8	15 בניכוי תמלוגים
<b>753.8</b>	<b>971.9</b>	<b>934.6</b>	
			<b>הכנסות, נטו</b>
			<b>הוצאות ועלויות:</b>
118.4	134.1	148.6	16 עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
113.1	131.0	79.2	7 הוצאות פחת, אזילה והפחתות
4.2	5.2	5.3	הוצאות ישירות אחרות
17.3	19.7	20.8	17 הוצאות הנהלה וכלליות
<b>253.0</b>	<b>290.0</b>	<b>253.9</b>	
(4.5)	(3.1)	(1.3)	6 סך הכל הוצאות ועלויות חלק השותפות בהפסדי חברה כלולה
<b>496.3</b>	<b>678.8</b>	<b>679.4</b>	
			<b>רווח תפעולי</b>
(211.3)	(155.3)	(133.8)	18 הוצאות מימון
31.4	71.1	28.7	18 הכנסות מימון
(179.9)	(84.2)	(105.1)	הוצאות מימון, נטו
<b>316.4</b>	<b>594.6</b>	<b>574.3</b>	
(207.8)	(116.0)	(142.8)	19 רווח לפני מסים על ההכנסה מסים על ההכנסה
<b>108.6</b>	<b>478.6</b>	<b>431.5</b>	
151.7	(13.2)	2.1	רווח מפעילויות נמשכות
144.6	4.3	-	רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
<b>296.3</b>	<b>(8.9)</b>	<b>2.1</b>	917 רווח ממכירת נכסי נפט וגז טבעי
			<b>סה"כ רווח (הפסד) מפעילות מופסקת</b>
<b>404.9</b>	<b>469.7</b>	<b>433.6</b>	
			<b>רווח נקי</b>
			<b>רווח כולל אחר מפעילות מופסקת:</b>
			<b>סכומים שלא יסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:</b>
13.6	-	-	רווח מהשקעה במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר
<b>309.9</b>	<b>(8.9)</b>	<b>2.1</b>	
			<b>רווח (הפסד) כולל מפעילות מופסקת</b>
<b>418.5</b>	<b>469.7</b>	<b>433.6</b>	
			<b>סה"כ רווח כולל</b>
0.093	0.408	0.368	רווח (הפסד) בסיסי ומדולל ליחידת השתתפות (בדולר):
0.252	(0.008)	0.001	מפעילויות נמשכות
0.345	0.400	0.369	מפעילות מופסקת
1,173,815	1,173,815	1,173,815	רווח ליחידת השתתפות
			מספר יחידות השתתפות המשוקלל לצורך החישוב הנ"ל (באלפים)

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

סך-הכל	יתרת רווחים	קרנות הון אחרות	קרן הון בגין מכשירים פיננסיים הוניים בשווי הוגן כנגד רווח כולל אחר	הון השותפות	
<u>997.7</u>	<u>891.5</u>	<u>22.0</u>	<u>(70.6)</u>	<u>154.8</u>	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2020</b>
404.9	404.9	-	-	-	שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2021:
13.6	-	-	13.6	-	רווח נקי
<b>418.5</b>	<b>404.9</b>	-	<b>13.6</b>	-	רווח כולל אחר
(200.2)	(200.2)	-	-	-	<b>סה"כ רווח כולל</b>
(85.1)	(85.1)	-	-	-	רווחים שחולקו (ביאור 13)
					תשלומי מס ותשלומי איזון שהוכרזו (ביאור 13)
					מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות
(227.9)	(227.9)	-	-	-	ההשתתפות (ביאור 13)
31.2	31.2	-	-	-	תקבולי מס בגין שנים קודמות
4.3	-	4.3	-	-	קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה (ביאור 13)
<u>938.5</u>	<u>814.4</u>	<u>26.3</u>	<u>(57.0)</u>	<u>154.8</u>	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2021</b>
469.7	469.7	-	-	-	שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2022:
(100.3)	(100.3)	-	-	-	רווח כולל
(50.0)	(50.0)	-	-	-	רווחים שחולקו (ביאור 13)
2.1	2.1	-	-	-	רווחים לחלוקה שהוכרזו (ביאור 13)
26.6	26.6	-	-	-	תשלומי איזון בגין שנים קודמות (ביאור 19א5)
0.8	-	0.8	-	-	מקדמות מס לקבל בגין שנים קודמות (ביאור 13)
<b>1,287.4</b>	<b>1,162.5</b>	<b>27.1</b>	<b>(57.0)</b>	<b>154.8</b>	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13)
					<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2022</b>
433.6	433.6	-	-	-	שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023:
(210.6)	(210.6)	-	-	-	רווח כולל
0.8	0.8	-	-	-	רווחים שחולקו (ביאור 13)
1.3	-	1.3	-	-	מקדמות מס לקבל בגין שנים קודמות (ביאור 13)
<b>1,512.5</b>	<b>1,386.3</b>	<b>28.4</b>	<b>(57.0)</b>	<b>154.8</b>	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13)
					<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2023</b>

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
			<b>תזרימי מזומנים - פעילות שוטפת:</b>
<b>404.9</b>	<b>469.7</b>	<b>433.6</b>	<b>רווח נקי</b>
			התאמות בגין:
133.1	137.6	84.3	פחת אזילה והפחתות
207.8	59.5	75.4	מסים על הכנסה
(46.4)	(34.3)	(1.3)	עדכון התחייבויות בגין סילוק נכסים
-	(0.2)	(0.1)	שערוך פקדונות והשקעות לזמן קצר ולזמן ארוך
-	1.0	1.0	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ביאור 13ח)
4.3	-	-	הטבה מבעל שליטה שנכללה בהוצאות כנגד קרן הון ביאור 13ז)
(43.0)	(66.4)	(8.1)	שערוך נכסים אחרים לזמן ארוך
4.5	3.1	1.3	חלק השותפות בהפסדי חברה כלולה, נטו
(144.6)	(4.3)	-	רווח ממכירת נכסי נפט וגז (נספח ג)
			<b>שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:</b>
(8.0)	(46.5)	4.5	ירידה (עלייה) בלקוחות
(15.3)	(4.6)	(3.1)	עלייה בחייבים ויתרות חובה (כולל מפעיל עסקאות משותפות)
(6.8)	1.1	19.0	ירידה (עלייה) בנכסים אחרים לזמן ארוך
(44.6)	(5.2)	(29.7)	ירידה בזכאים ויתרות זכות (כולל מפעיל עסקאות משותפות)
8.5	(5.8)	(17.3)	עלייה (ירידה) בנכסים והתחייבות להיטל רווחי נפט וגז
(0.7)	-	-	ירידה בהתחייבות אחרות לזמן ארוך
<b>48.8</b>	<b>35.0</b>	<b>125.9</b>	
<b>453.7</b>	<b>504.7</b>	<b>559.5</b>	<b>מזומנים, נטו שנבעו מפעילות שוטפת</b>
			<b>תזרימי מזומנים - פעילות השקעה:</b>
(30.4)	(98.5)	(136.4)	השקעה בנכסי נפט וגז
954.9	14.9	-	תמורה ממכירת נכסי נפט וגז (נספח ג)
-	(0.4)	-	השקעה ברכוש קבוע
(34.4)	(28.4)	(13.2)	השקעה בנכסים אחרים לזמן ארוך
30.6	-	-	תמורה ממימוש נכס פיננסי (ביאור 7ג9ב)
-	-	36.7	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ביאור 8ב)
14.3	12.5	13.3	פירעון הלוואה שניתנה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ביאור 8)
68.6	(194.1)	238.4	משיכה (הפקדה) לפיקדונות לזמן קצר, נטו
(20.0)	19.2	-	קישון (גידול) בהשקעות לזמן קצר, נטו
-	-	(101.4)	הפקדה בפיקדונות בבנקים לזמן ארוך
(1.6)	1.4	(1.3)	ירידה (עלייה) בחייבים - בגין מפעיל עסקאות משותפות
<b>982.0</b>	<b>(273.4)</b>	<b>36.1</b>	<b>מזומנים, נטו שנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות) השקעה</b>
			<b>תזרימי מזומנים - פעילות מימון:</b>
-	-	80.0	קבלת הלוואה מתאגיד בנקאי לזמן קצר
-	(100.3)	(260.6)	רווחים שחולקו
(236.6)	(99.1)	-	רווחים, תשלומי איזון ומס שחולקו בגין התקופה עד וכולל 2021
(16.8)	(170.2)	-	תשלומים ע"ח המס בו חייבים מחזיקי יחידות השתתפות בגין התקופה עד וכולל 2021
3.2	15.1	17.1	החזרים שנתקבלו ממס הכנסה בגין שנים קודמות
(19.9)	(74.6)	-	כדיון מוקדם של אגרות חוב אשר הונפקו
(1,015.4)	-	(425.4)	פירעון אגרות חוב
<b>(1,285.5)</b>	<b>(429.1)</b>	<b>(588.9)</b>	<b>מזומנים, נטו ששימשו לפעילות מימון</b>
150.2	(197.8)	6.7	<b>עלייה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים</b>
70.0	220.2	22.4	<b>יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה</b>
220.2	22.4	29.1	<b>יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה</b>
37.5	3.6	63.0	<b>נספח א' - פעילות מימון והשקעה שאינה כרוכה בתזרים מזומנים:</b>
-	5.3	5.1	השקעות בנכסי נפט וגז כנגד התחייבויות, נטו
86.2	50.0	-	השקעות בנכסים אחרים לזמן ארוך כנגד התחייבויות, נטו
			רווחים לחלוקה, תשלומי איזון ומס שהוכרזו
193.5	143.3	124.9	<b>נספח ב' - מידע נוסף על תזרימי מזומנים:</b>
4.2	7.3	17.6	ריבית ששולמה (כולל ריבית שהוונה)
10.5	-	-	ריבית שהתקבלה
-	81.6	53.1	תמורה שטרם התקבלה מהמכירה (ראה נספח ג וביאור 9ג)
			מסים והיטל ששולמו

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

**ניו-מד אנרג'י שותפות מוגבלת**  
**דוחות על תזרימי המזומנים (במיליוני דולר)**

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
			<b>נספח ג' – מכירת זכויות בחזקות תמר ודלית (ראו גם ביאור 9ג7)</b>
			כוללת את הנכסים וההתחייבויות למועד המכירה הבאים:
10.6	-	-	הון חוזר, נטו
829.8	-	-	נכסי נפט וגז
21.3	-	-	נכסים אחרים לזמן ארוך
(40.9)	-	-	התחייבות לסילוק נכס גז ונפט
<b>820.8</b>	-	-	<b>סך הכל נכסים בניכוי התחייבויות</b>
954.9	14.8	-	תמורה שהתקבלה מהמכירה
10.5	(10.5)	-	תמורה שטרם התקבלה מהמכירה
<b>144.6</b>	<b>4.3</b>	-	<b>רווח ממכירת נכסי נפט וגז</b>

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

א. ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") נוסדה על-פי הסכם שותפות שנחתם ביום 1.7.1993 בין ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ כשותף כללי מצד אחד (להלן: "השותף הכללי"), לבין ניו-מד אנרג'י נאמניות בע"מ כשותף מוגבל מצד שני (להלן: "השותף המוגבל") כפי שתוקן מעת לעת, (להלן: "הסכם השותפות").

ניהולה השוטף של השותפות מתבצע על-ידי השותף הכללי, תחת פיקוחם של המפקחים, פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול (להלן יחד: "המפקחים" או "המפקח"). 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 437 להלן), בוחנת ומקדמת אפשרויות לביצוע השקעות בפרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשות, במסגרת שיתוף הפעולה עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט") (ראה ביאור 12 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 השותפים בו נכון למועד אישור הדוחות הכספיים הינם השותפות, Chevron Mediterranean Ltd ורציו אנרגיות - שותפות מוגבלת (להלן: "שברון" או "המפעילה" ו-"רציו אנרגיות" בהתאמה, וביחד "שותפי 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 (להלן: "נפקו"). בנוסף לזכויות במאגר לווייתן, מחזיקה השותפות בזכויות במאגר אפרודיטה שהתגלה בשטח בלוק 12 בקפריסין (להלן: "אפרודיטה" או "בלוק 12") ובנכסי נפט נוספים, כמפורט 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 ו-Oil Company 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. יצוין כי, אם יושגו ההסכמות הנדרשות עם קבוצת דלק וכן תתקבל המלצת הוועדה לאשר את העסקה, אזי אישור העסקה

ד. (המשך):

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 האישרים הרגולטוריים הנוספים והסכמות מצדדים שלישיים הנדרשים להשלמת עסקה מסוג זה. יצוין כי, במהלך שנת 2023 קיימה הוועדה ישיבות שוטפות לצורך קידום העסקה, והסתייעה ביועצים משפטיים וכלכליים שמינתה לצורך זה, ובמקביל לכך ביצע הקונסורציום בדיקת נאותות ביחס לשותפות, נכסיה ועסקיה. ביום 13.3.2024 עדכנו השותפות והוועדה בדיווח מידי כי הוועדה והקונסורציום הסכימו, על רקע חוסר הוודאות שנוצר בסביבה החיצונית, להשהות את הדיונים בקשר עם העסקה. כן עדכנו כי, הקונסורציום שב והביע עניין בעסקה, וכי התהליך יושהה עד למועד בו יתחדשו הדיונים או יופסק התהליך. יצוין כי, אין ודאות כי הדיונים יתחדשו או כי ישג הסכם בעתיד, וכן אין ודאות לגבי תנאי ההסכם, ככל שיושג.

ה. **מלחמת "חרבות ברזל" והשפעתה על הפעילות העסקית של השותפות:**

בעקבות המתקפה הרצחנית שביצע ארגון הטרור 'חמאס' ביום 7.10.2023 על ישובים ובסיסים צבאיים בדרום מדינת ישראל, הכריזה ממשלת ישראל על מלחמת "חרבות ברזל" כנגד ארגון הטרור כאמור (להלן: "מלחמת חרבות ברזל" או "המלחמה"). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, נמצאת המלחמה בעיצומה, ולא ניתן לצפות כמה זמן היא תימשך ומה יהיו השלכותיה על השותפות, עסקיה ונכסיה.

1. מאז פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023, נורו אלפי רקטות מרצועת עזה בעיקר לדרום ולמרכז שטח מדינת ישראל, ולצד זאת, עם התקדמות הלחימה, הגביר ארגון הטרור 'חיזבאללה' את המתיחות בגבול ישראל-לבנון ויזם פעולות לחימה כנגד ישראל. בעקבות האמור, ולאור האפשרות להרחבת המלחמה בגבול הצפוני ובזירות נוספות, גייס צה"ל מאות אלפי חיילי מילואים, ישובים הקרובים לקווי העימות בגבול הדרומי והצפוני פונו מתושביהם, ופיקוד העורף הגביל לפרקים את פעילותם של מקומות עבודה ומוסדות חינוך. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מנהל המשק הישראלי פעילות שגרה בצל המלחמה, מרבית המגבלות שהטיל פיקוד העורף עם פרוץ המלחמה הוסרו, ומרבית המגויסים למילואים בצווי חירום שוחררו לבתיהם.
2. סמוך לאחר פרוץ המלחמה, ארגון המורדים החות'ים, השולטים בחלקים מתימן ונתמכים על-ידי איראן, החלו בתקיפה ושיגור של טילים וכתב"מים לעבר ישראל וכן כנגד אוניות ומיכליות השטות סמוך לחופי תימן בים האדום. פעילות עוינת זו של המורדים החות'ים גורמת לשיבוש של נתיבי הסחר הימי לישראל ומדינות נוספות, ומשפיעה על מחירי ההובלה הימית וכן עשויה להשפיע על מחירי מוצרי האנרגיה.
3. בעקבות המלחמה, בחודש אוקטובר 2023 הודיעו חברות דירוג האשראי Moody's ו-Fitch כי דירוג האשראי של מדינת ישראל נמצא בבחינה להורדת דירוג. כן הודיעה חברת דירוג האשראי S&P Global Ratings על הורדת תחזית דירוג האשראי של מדינת ישראל מיציבה לשלילית, תוך הותרת דירוג האשראי הקיים ללא שינוי. בהמשך לכך, ביום 10.2.2024 הודיעה חברת דירוג האשראי Moody's על הורדת דירוג האשראי של מדינת ישראל בדרגה אחת ל-A2 וכן ציינה כי דירוג האשראי של ישראל נמצא בבחינה להורדת דירוג נוספת (Negative Rating Watch), וציינה כי המניע המרכזי להורדת הדירוג הוא הערכות Moody's כי המשך המלחמה, השפעותיה והשלכותיה הרחבות מעלים באופן מהותי את הסיכון הפוליטי בישראל ומחלישים את הגוף המבצע והמחוקק ואת החוסן הפיננסי בעתיד הנראה לעין, והוסיפה כי התחזית השלילית נובעת מהסיכונים הנוספים הקיימים ובפרט הסיכון לאסקלציה מול ארגון הטרור חיזבאללה בצפון שהוא בעל פוטנציאל לפגיעה משמעותית הרבה יותר על הכלכלה מזה הקיים כיום. בהמשך לכך, יתכן כי חברות דירוג נוספות עלולות לפרסם אף הן בעתיד הקרוב פעולות דירוג שליליות על כלכלת ישראל.
4. עם פרוץ המלחמה ביום 7.10.2023, כאמור הפסיקו שותפי תמר את הפקת הגז ממאגר תמר בעקבות הוראה שקיבלה שברון ממשרד האנרגיה. הפקת הגז ממאגר תמר חודשה ביום 13.11.2023. יצוין כי ההפקה מהמאגרים לווייתן וכריש נמשכה כסדרה, ללא הפסקה. עם זאת, כתוצאה מהפסקת ההפקה ממאגר תמר כאמור לעיל, סיפקו שותפי לווייתן גז טבעי גם למספר לקוחות של מאגר תמר במשק המקומי, ובעיקר חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל"), וכתוצאה מכך, הופחתה כמות הגז הטבעי המופנית לייצוא למצרים. במקביל לכך, עקב המלחמה, הופסקה הזרמת הגז בצינור EMG, וחודשה ביום 14.11.2023. במהלך תקופה זו, כל אספקת הגז למצרים הוזרמה דרך קו הייצוא ירדן-צפון ומערכת ההולכה הירדנית. הולכת הגז למצרים בדרך זו כרוכה בעלויות הולכה נוספות. כתוצאה מן המתואר לעיל, כמות הגז הכוללת שסופקה למצרים במהלך החודשים אוקטובר ונובמבר 2023 היוותה כ- 84% מכמות הגז החוזית אותה היו מחויבים שותפי לווייתן לספק לפי הסכם הייצוא.



ה. מלחמת "חברות ברזל" והשפעתה על הפעילות העסקית של השותפות (המשך):

5. מפרוץ המלחמה ועד למועד אישור הדוחות הכספיים, המשיכה ההפקה ממאגר לווייתן כסדרה, כך שלא נגרמה פגיעה מהותית בהכנסות וברווחיות השותפות. עם זאת, כתוצאה מהמלחמה, גדלו הוצאות התפעול הכרוכות בהפקת הגז בשיעור שאינו מהותי, בעיקר עקב קושי של חברות זרות לשלוח לאזור צוותי עבודה, מה שהוביל לעלייה בתעריפים המשולמים ובצורך בפעולות לוגיסטיות נוספות לשינוע כוח אדם וציוד. כמו כן, נדחו, שונו והותאמו פעולות תחזוקה מתוכננות.
6. בנוסף, בעקבות המלחמה חל עיכוב במספר פרויקטים אשר מקדמים שותפי לווייתן, כדלקמן:
  - (א) פעילות הנחת הצינור הימי אשדוד-אשקלון במסגרת פרויקט המקטע המשולב. לפרטים נוספים ראו ביאור 12 ו-13 להלן;
  - (ב) תחילת ההזרמה של הקונדנסט לבית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "בז"א") באמצעות הצנרת של חברת תשתיות אנרגיה בע"מ. לפרטים נוספים ראו ביאור 12 להלן.
7. יצוין כי, אסדות הגז הטבעי, מתקני ההפקה וההולכה בים וביבשה, ומערכות תשתית חיוניות נוספות בישראל וכן במדינות הייצוא עלולים להוות מטרות לירי טילים ולפעולות חבלה, ופגיעה בהם, ככל שתקרה, עלולה לגרום לנזקים משמעותיים ביותר ולשבש או להשבית את פעילות ההפקה ו/או ההולכה לפרק זמן ובהיקף אשר עשויים להיות משמעותיים. במקרים אלה, יתכן כי פוליסות הביטוח שרכשו שברון והשותפות לא יספיקו לכיסוי הנזקים וההפסדים שייגרמו לשותפות. בהקשר זה יצוין כי, קיים סיכון כי במועד חידוש פוליסות הביטוח, בעיקר בקשר עם מלחמה וטרור, לא ניתן יהיה לרכוש פוליסות מתאימות בתנאים מסחריים סבירים או בכלל. סיכון נוסף הנובע מהמלחמה הינו פגיעה במתקני קליטת הקונדנסט, שהינו תוצר לוואי של הפקת הגז הטבעי מפרויקט לווייתן. יצוין כי, הסיכון לאירועים מסוג זה עלול להחמיר במידה רבה במקרה של הסלמה בחזית הצפונית של מדינת ישראל או במקרה של הרחבת המלחמה לחזיתות נוספות. במקרה של הרחבת המלחמה כאמור, עלול גם לגדול הסיכון לכך שהממשלה תטיל מגבלות על פעילות ההפקה הסדירה ממאגר לווייתן ו/או ממאגרי תמר ו/או כריש. הגבלה או הפסקת ההפקה ממאגרי תמר ו/או כריש צפויה לחייב את שותפי לווייתן להגדיל את כמויות האספקה למשק המקומי על חשבון הייצוא למצרים. כמו כן, על רקע הימשכות המלחמה, גדל הסיכון הגיאופוליטי בקשר עם יצוא גז טבעי ממאגר לווייתן על פי הסכמי הייצוא, אשר היווה את רוב הכנסות השותפות בשנת 2023. נוסף לאמור, במקרה של החרפה משמעותית במצב הבטחוני, אשר תביא לסיום מוקדם של הסכמי הייצוא או שכתוצאה ממנה ייגרם נזק פיזי לפרויקט לווייתן שלא תוקן או יתקיימו אירועים אחרים הצפויים באופן סביר לגרום להשפעה מהותית לרעה, ובכפוף לתקופות ריפוי, סייגים ותנאים, קיים סיכון להפרה של תנאי אגרות החוב של לווייתן בונד, המובטחות בזכויות השותפות בפרויקט לווייתן ונסחרות במערכת רצף מוסדיים בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ (להלן בסעיף זה: "אגרות החוב"), אשר עלולה להקנות למחזיקי אגרות החוב עילה לפירעון מידי ומימוש הבטוחות. לפרטים נוספים אודות אגרות החוב, ראו ביאור 10 להלן. בנוסף, יצוין כי עלייה בתשואות של אגרות החוב עקב התפתחות המלחמה, עלולה להשפיע לרעה על יכולת השותפות לגייס חוב נוסף ולהגדיל את עלויות המימון בגין גיוס חוב נוסף כאמור.
8. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, קיימת אי ודאות רבה ולא ניתן להעריך כיצד תתפתח המלחמה והאם היא תתרחב לזירות נוספות, מה יהיה משכה ומה יהיו תוצאותיה והשלכותיה. בנסיבות אלה, לא ניתן להעריך את הסיכויים להתממשות גורמי הסיכון הנובעים מהמלחמה והשפעתם האפשרית אשר להתממשותם עלולה להיות השפעה מהותית לרעה על השותפות, נכסיה ועסקיה.

1. 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) וביום 9.12.2021 הושלמה העסקה (לפרטים נוספים ראה ביאור 9ג7).

2. 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, שברון ו-S.O.A. Energy Israel Ltd (להלן: "SOA") ומפעילת העסקה המשותפת בקפריסין Chevron Cyprus Ltd (להלן: "שברון קפריסין").

<sup>1</sup> 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.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית:

המדיניות החשבונאית המפורטת להלן יושמה בדוחותיה הכספיים של השותפות בעקביות, בכל תקופות המוצגות, למעט אם נאמר אחרת. תיאור המדיניות החשבונאית בדוחות כספיים אלה צומצם והותאם לראשונה בהתאם לדרישות התיקון ל-1 IAS "הצגת דוחות כספיים". באשר ליישום לראשונה של תיקון זה ושל תיקונים אחרים לתקני IFRS חדשים ראה סעיף יח להלן.

א. הצהרה על ציות לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS):

הדוחות הכספיים מצייתים 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 והשקעה בחברה כלולה המטופלת לפי שיטת השווי המאזני. השותפות בחרה להציג את פריטי הרווח או ההפסד לפי שיטת מאפיין הפעילות.

ג. 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.

ד. תקופת המחזור התפעולי:

תקופת המחזור התפעולי של השותפות הינה שנה.

ה. 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 המשתתפים. ההתקשרויות נערכות ישירות בין המשתתפים לבין צד שלישי (מי שאינו שותף בעסקה המשותפת). אולם קיימות התקשרויות אשר המפעיל מתקשר באופן ישיר עם צד שלישי.

כל משתתף רשאי לשעבד את זכויותיו בנכסים וכל משתתף זכאי להטבות הכלכליות הנובעות מהעסקה המשותפת. כפועל יוצא, למשתתפים יש חלק יחסי בנכסים ובהתחייבויות המיוחסים לעסקה המשותפת.

בגין זכויות השותפות בפעילות בנכסים בבעלות משותפת, הכירה השותפות בדוחותיה הכספיים:

א) בחלקה בנכסים בבעלות משותפת.

ב) בהתחייבויות כלשהן שהתהוו לה.

ג) בחלקה בהתחייבויות כלשהן שהתהוו במשותף, בהקשר לפעילות בנכסים בבעלות משותפת.

ד) בהכנסה כלשהי מהמכירה או מהשימוש בחלקה בתפוקה של הנכסים בבעלות משותפת, יחד עם חלקה בהוצאות כלשהן, שהתהוו לפעילות בנכסים בבעלות משותפת.

ה) בהוצאות כלשהן שהתהוו לה בגין זכותה בנכסים בבעלות משותפת.

2) השותפות מציגה את חלקה בתשלומים שהועברו למפעילת העסקאות המשותפות ושטרם נעשה בהם שימוש, במסגרת סעיף חייבים ויתרת החובה וזאת מאחר והסכומים כאמור אינם עונים להגדרת מזומנים ושווי מזומנים.

3) השותפות מציגה את חלקה בהתחייבות של העסקאות המשותפות לצד שלישי, במסגרת סעיף זכאים ויתרות זכות.

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 (לוויתן בונד בע"מ).

א. מכשירים פיננסיים:

1) נכסים פיננסיים:

נכסים פיננסיים הוכרו כאשר השותפות הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר תוך שימוש בחשבונאות מועד סליקת העסקה.

נכסים פיננסיים נמדדים במועד ההכרה לראשונה בשווים ההוגן ובתוספת עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין לרכישה של הנכס הפיננסי, למעט במקרה של נכס פיננסי אשר נמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, לגביו עלויות עסקה נזקפות לרווח או הפסד.

השותפות מסווגת ומודדת את מכשירי החוב בדוחותיה הכספיים על בסיס הקריטריונים להלן:

א) המודל העסקי של השותפות לניהול הנכסים הפיננסיים, וכן

ב) מאפייני תזרים המזומנים החוזי של הנכס הפיננסי.

השותפות מודדת מכשירי חוב בשווי הוגן דרך רווח או הפסד כאשר:

נכס פיננסי שמהווה מכשיר חוב אינו עומד בקריטריונים למדידתו בעלות מופחתת או בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר. לאחר ההכרה הראשונית, הנכס הפיננסי נמדד בשווי הוגן כאשר רווחים או הפסדים כתוצאה מהתאמות שווי הוגן, נזקפים לרווח או הפסד.

2) התחייבויות פיננסיות:

במועד ההכרה לראשונה, השותפות מודדת את ההתחייבויות הפיננסיות בשווי הוגן בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין להנפקה של ההתחייבות הפיננסית.

לאחר ההכרה הראשונית, השותפות מודדת את כל ההתחייבויות הפיננסיות לפי שיטת העלות המופחתת.

א. 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 ממסלה באמצעות חקיקה, מטופלים בהתאם ל-IFRIC 21, לפיה ההתחייבות לתשלום היטל תוכר רק בעת קרות האירוע היוצר את המחויבות לתשלום (ראה סעיף טז להלן).

מחויבות לסילוק נכסים:

בספרי השותפות נרשמה מחויבות לסילוק נכסים. ראה סעיף ט 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.

**ח. הוצאות חיפוש נפט וגז, פיתוח מאגרים מוכחים והשקעה בנכסי נפט וגז:**

- המדיניות החשבונאית של השותפות לגבי הטיפול בהשקעות בחיפוש נפט וגז הינה שיטת ה"מאמצים המוצלחים", לפיה:
- (1) הוצאות השתתפות בביצוע מבדקים וסקרים גיאולוגיים וסיסמיים המתרחשים בשלבים המקדמיים של החיפוש נזקפות לרווח או הפסד בעת היווצרותן, עד למועד שבו בעקבות ביצוע סקרים ומבדקים אלו מגובשת תכנית לקידוח ספציפי.
  - (2) השקעות במאגרים, שטרם הוכח כי הם בלתי מסחריים, סווגו כ"נכסי חיפוש והערכה", ומוצגים לפי העלות (ראה ביאור 7 להלן).
  - (3) השקעות במאגרים, שהוכחו כיבשים וננטשו או שנקבעו כבלתי מסחריים, מופחתות במלואן מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" להוצאות בדוח על הרווח הכולל.
  - (4) השקעות במאגרים לגביהן נקבע, שקיימת היתכנות טכנית ויכולת קיום מסחרית של הפקת גז או נפט אשר נבחנות במכלול של אירועים ונסיבות, מסווגות ומוצגות בדוח על המצב הכספי, בכפוף לביצוע בחינה לירידת ערך, מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" לסעיף "נכסי נפט וגז", לפי העלות (ראה ביאור 7 להלן). נכסי נפט וגז כאמור, הכוללים, בין היתר, עלויות תכנון פיתוח המאגרים, קידוחי פיתוח, רכישה והקמה של מתקני הפקה, צנרת להולכת הגז מהבארות לפלטפורמת ההפקה ומפלטפורמת ההפקה לתחנת הקבלה, ציוד קידוחים, הקמת תחנת קבלה ועלויות סילוק נכסים (ראה גם סעיף ט להלן), מופחתות לדוח על הרווח הכולל כמפורט בפסקה 5 להלן.
  - (5) השקעות בנכסי נפט וגז, אשר החלו בהפקה מסחרית, מופחתות בהתאם לשיטת יחידת הייצור ובהתבסס על עתודות מוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves להלן: "2P"). בהתאם להפחתה בהתבסס על בסיס עתודות מוכחות וצפויות, מתווסף לערך בספרים (לצרכי חישוב הוצאות הפחת בלבד), אומדן סכום ההשקעות העתידיות (בערכים לא מהוונים) הדרוש להפקת העתודות כאמור. הסכומים הנ"ל מוכפלים בכמות הגז שהופקה במהלך התקופה ביחס לאומדן העתודות לפי 2P.
  - (6) בחינת ירידת ערך בנכסי חיפוש והערכה ובנכסי נפט וגז, מתבצעת כאשר עובדות ונסיבות מצביעות על כך שיתכן שהערך בספרים של נכס חיפוש והערכה ונכסי נפט וגז עולה על הסכום בר השבה שלו בהתאם לתקני חשבונאות בינלאומיים IAS36 ו-IFRS6 (ראה סעיף י להלן).

**ט. עלויות בגין מחויבות לסילוק נכסים:**

השותפות מכירה בהתחייבות בגין חלקה במחויבות לסילוק נכסים בתום תקופת השימוש בהם. ההתחייבות נרשמת לראשונה בערכה הנוכחי כנגד נכס, וההוצאות הנובעות משערוך ערכה הנוכחי, בעקבות חלוף הזמן נזקפות לרווח או הפסד. הנכס נמדד לראשונה בערכו הנוכחי של ההתחייבות והוא מופחת לרווח או הפסד כאמור בפסקה ח5 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.

**י. ירידת ערך נכסים לא פיננסיים:**

לצורך בחינת ירידת ערך, יחידה מניבת מזומנים הינה מלוא השקעות השותפות במאגר הבודד. סכום ערך בר השבה של נכסי נפט וגז, בהתאם להערכות שווי כלכליות הכוללות שימוש בטכניקות הערכה והנחות לגבי אומדנים של תזרימי מזומנים עתידיים הצפויים מהנכס ואומדן שיעור היוון מתאים לתזרימי מזומנים אלה. במדידת סכום הערך בר השבה של נכסי נפט וגז נדרשת הנהלת השותף הכללי בשותפות להשתמש בהנחות מסוימות לגבי עלויות והשקעות צפויות, סבירות קיומן של תכניות פיתוח, כמויות המשאבים במאגר, מחירי המכירה הצפויים, השלכות חוק 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.

**יא. הכרה בהכנסה:**

השותפות מכירה בהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט כאשר הלקוח משיג שליטה על הסחורות שהובטחו. ההכנסה נמדדת לפי סכום התמורה לו השותפות מצפה להיות זכאית בתמורה להעברת הסחורות שהועברו ללקוח, מלבד סכומים שנגבו לטובת צדדים שלישיים כגון, זכאות המדינה, בעלי עניין וצדדים שלישיים לקבלת תמלוגים כאחוז מסוים מאותה הכנסה. חוזה למכירת גז טבעי ו/או קונדנסט כולל סדרה של סחורות מובחנות שהן למעשה זהות ויש להן אותו דפוס העברה ללקוח ולכן מזוהה בו מחויבות ביצוע אחת. הכנסה ממכירת גז טבעי ו/או קונדנסט מוכרת לאורך תקופת החוזה הואיל והלקוח הסופי מקבל וצורך את הסחורות המסופקות בו זמנית.

**יב. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים:**

ערכת הדוחות הכספיים של השותפות בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים, דורשת מהנהלת השותף הכללי בשותפות לערוך אומדנים ולהניח הנחות המשפיעות על הסכומים המוצגים בדוחותיה הכספיים. אומדנים אלו מצריכים לעיתים שיקול דעת בסביבה של אי וודאות והינם בעלי השפעה מהותית על הצגת הנתונים בדוחות הכספיים. להלן תיאור של הנחות המפתח בהסתייעות באומדנים החשבונאיים המהותיים המשמשים בהכנת הדוחות הכספיים 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 לשליטת האזילה כאמור בסעיף ח' להעיל. כמות הגז המוערכת במאגרים המוכחים והצפויים בתקופה המדווחת נקבעת מידי שנה על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים בלתי תלויים להערכת עתודות של מאגרי נפט וגז. הערכה של עתודות הגז המוכחות והצפויות על פי העקרונות הנ"ל הינו תהליך סובייקטיבי והערכות של מומחים שונים עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור המהותיות של הוצאות ההפחתה יכולה להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות פעולותיה ומצבה הכספי של השותפות.

**מחויבות בגין סילוק נכסים** - השותפות מכירה בנכס ובמקביל בהתחייבות בגין מחויבותה לסילוק נכסי נפט וגז בתום השימוש בהם. עיתוי וסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות מבוססים על הערכת הנהלת השותף הכללי בשותפות המסתמכת, בין היתר, 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 המהוונים לפי שיעורי היוון שוטפים בגין פריטים בעלי תנאים ומאפייני סיכון דומים. שינויים באומדן תזרימי מזומנים עתידיים, באומדן תזרימי מזומנים בגין הערכת משאבים ואומדן שיעורי היוון בהתחשב בהערכת סיכונים כגון סיכון נזילות, סיכון אשראי ותנודתיות, עשויים להשפיע על השווי ההוגן של נכסים אלו.

**יב. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים (המשך):**

**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 19ג להלן). בהתאם לאומדנים שערכה השותפות, נכון ליום 31.12.2023, 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 נכסי מסים נדחים נדרש אומדן של ההנהלה על מנת לקבוע את סכום המסים הנדחים שניתן להכיר בו בהתבסס על העיתוי, סכום ההכנסה החייבת במס הצפויה, מקורה ואסטרטגיית תכנון המס. בהתאם לשינויים בהנחות אלו, החברה תיצור או תבטל הכרה במסים נדחים.

**יג. שווי הוגן:**

**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;

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 הוגן המשקף את משמעותיות הנתונים ששימשו בעת ביצוע המדידות. מדרג השווי הוגן 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 הוגן, השותפות מסווגת את מדידת השווי הוגן בכללותה לרמה הנמוכה ביותר של הנתון שהוא משמעותי למדידה בכללותה.

השותפות מפעילה שיקול דעת בהערכת המשמעותיות של נתון מסוים למדידה בכללותה תוך הבאה בחשבון של גורמים ספציפיים לנכס או להתחייבות.

**יד. תשלום מבוסס יחידות השתתפות:**

חלק מעובדי השותפות זכאים להטבות בדרך של תשלום מבוסס יחידות השתתפות המסולקות במכשירים הוניים וחלק מהעובדים זכאים להטבות בדרך של תשלום מבוסס יחידות השתתפות המסולקות במזומן והנמדדות על בסיס עליית ערך יחידת השתתפות 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").

**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.

**טו. מסים על ההכנסה:**

במהלך שנת 2021 פורסם תיקון לתקנות מס הכנסה אשר לפיו החל משנת המס 2022 חל שינוי במשטר המס שחל על השותפות כך שהיא ממוסה כחברה (ראה ביאור 19א להלן). לאור זאת, השותפות הכירה לראשונה ליום 30.09.2021 בהתחייבות מסים נדחים בגין הפרשים זמנים אשר התהפכו לאחר 1.1.2022. בנוסף הדוחות הכספיים 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.

**טז. היטל רווחי נפט וגז:**

השותפות כוללת בדוחותיה הכספיים הוצאות בגין חבותה בתשלום היטל על פי חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע. היטל מחושב לכל פרויקט בנפרד. השותפות הכירה כנכס בתשלום היטל בגין פרויקט תמר העולה על סכום ההפרשה להיטל הצפויה.

**יז. חכירות:**

השותפות הגיעה למסקנה באשר לחוזים בהם מתקשרת המפעילה במסגרת העסקאות המשותפות, כי לאור אופי התקשרות המפעילה עם משכירים והסכם התפעול המשותף שנחתם בקשר עם החזקות (להלן: "JOA"), החוזים כאמור אינם עונים להגדרת חכירה (ראשית או משנית) אל מול המפעילה ו/או המשכירים בהתאם להנחיות תקן דיווח כספי בינלאומי 16 (IFRS 16).

**יח. יישום לראשונה של תקני דיווח כספי חדשים ותיקונים לתקני חשבונאות קיימים**

**1. תיקון 1 ל- IAS בנושא גילוי למדיניות חשבונאית**

בדוחות כספיים אלה מיישמת השותפות לראשונה את התיקון ל- IAS 1: "הצגת דוחות כספיים". בהתאם לתיקון, השותפות כוללת גילוי למדיניות חשבונאית מהותית (Material) חלף הגילוי אשר נדרש בעבר למדיניות חשבונאית משמעותית (Significant).

התיקון מגדיר מדיניות חשבונאית כמהותית כאשר ניתן לצפות באופן סביר שגילוי למדיניות זו, בשילוב עם המידע הנוסף אשר כלול בדוחות הכספיים, ישפיע על החלטות שהמשתמשים העיקריים בדוחות הכספיים מקבלים על בסיס דוחות אלה. התיקון אף מבהיר שמידע על המדיניות החשבונאית צפוי להיות מהותי אם בלעדיו, תימנע ממשתמשי הדוחות הכספיים האפשרות להבין מידע מהותי אחר בדוחות הכספיים. בנוסף, התיקון מבהיר כי אין צורך בגילוי מידע על מדיניות חשבונאית לא מהותית. תיקון זה יושם במסגרת עריכת דוחות כספיים אלה.

יח. יישום לראשונה של תקני דיווח כספי חדשים ותיקונים לתקני חשבונאות קיימים (המשך):

2. תיקון ל-12 IAS בנושא מסים נדחים המתייחסים לנכסים והתחייבויות הנובעים מעסקה יחידה

תיקון זה מבהיר כי הפטור מיצירת מסים נדחים הנובעים מהכרה לראשונה בנכס או בהתחייבות בעסקות מסוימות, אינו חל על עסקאות אשר בעת ההכרה לראשונה בהן נוצרים הפרשים זמניים חייבים במס והפרשים זמניים הניתנים לניכוי בסכומים זהים, דוגמת עסקאות חכירה שבהן החוכר מכיר בנכס זכות שימוש בסכום השווה להתחייבות בגין החכירה. השפעת יישום התיקון אינה מהותית לשותפות.

3. תיקון ל-8 IAS בנושא הגדרה של אומדנים חשבונאיים

תיקון זה מבהיר כיצד ישויות צריכות להבחין בין שינויים במדיניות חשבונאית לבין שינויים באומדנים חשבונאיים והוא מיושם באופן פרוספקטיבי החל מ-1 בינואר 2023. לשינוי זה לא הייתה השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

4. תיקון ל-12 IAS בנושא רפורמת המס הבינלאומית של ה-OECD-BEPS Pillar Two

בחודש מאי 2023 פרסם ה-**IASB** תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 12, מסים על הכנסה (להלן בסעיף זה: "התיקון"), בעקבות רפורמת המס הבינלאומית של ה-OECD-BEPS Pillar Two (להלן: "Pillar 2" או "רפורמת המס הבינלאומית").

התיקון כולל:

- (א) פטור זמני מנדטורי מיישום הוראות התקן עבור ההכרה והגילוי של נכסים והתחייבויות מסים נדחים הנובעים מאימוץ כללי ה-**Pillar 2** (להלן: "פטור זמני"); וכן
  - (ב) דרישות גילוי ממוקדות עבור ישויות רב לאומיות המושפעות מרפורמת המס הבינלאומית. הפטור הזמני המובא בסעיף (א) לעיל חל באופן מיידי ונדרש לתת גילוי על יישומו. יתר דרישות הגילוי הממוקדות, המוזכרות בסעיף (ב) לעיל, חלות על תקופות דיווח שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2023 או לאחר מכן, אך לא חלות על תקופות הביניים המסתיימות ביום 31 בדצמבר 2023 או לפני כן.
- השותפות מיישמת את הפטור הזמני, ולכן, לא ניתן גילוי ולא הוכרו נכסים והתחייבויות מסים נדחים הנובעים מאימוץ כללי ה-**Pillar 2**. כמו כן, לתיקון לעיל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

יט. גילוי לתקנים חדשים בתקופה שלפני יישומם:

תיקון ל-1 IAS, הצגת דוחות כספיים

בחודש ינואר 2020 פרסם ה-**IASB** תיקון ל-1 IAS 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:

- 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.

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.

לתיקון לעיל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.



ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת  
 ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)  
 ביאור 3 - מזומנים ושווי מזומנים:  
 הרכב:

		שיעור הריבית ליום		
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2023		
		%		
19.8	0.9			<b>בדולרים:</b>
-	27.6	4.85-5.78		מזומנים בבנקים
<u>19.8</u>	<u>28.5</u>			פקדונות בבנקים
<b>בשקלים:</b>				
0.2	0.3			מזומנים בבנקים
2.4	0.3	1.8		פקדונות בבנקים
<u>2.6</u>	<u>0.6</u>			
<u>22.4</u>	<u>29.1</u>			<b>סך הכל</b>

ביאור 4 – פקדונות לזמן קצר ולזמן ארוך<sup>2</sup>:  
 הרכב:

		שיעור הריבית ליום		
31.12.2022	31.12.2023	31.12.2023		
		%		
395.7	157.4	4.85-6.00		<b>במסגרת נכסים שוטפים:</b>
0.2	0.2			בדולרים
<u>395.9</u>	<u>157.6</u>			בשקלים
<b>במסגרת נכסים לא שוטפים:</b>				
<u>0.5</u>	<u>101.9</u>	4.81		בדולרים

<sup>2</sup> לענין שעבודים וערבויות, ראה ביאור 12.

**ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת**  
**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)**  
**ביאור 5 - חייבים ויתרות חובה:**  
**הרכב:**

31.12.2022	31.12.2023	
46.5	27.1	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות
1.3	10.6	סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאור 321 להלן)
12.9	46.2	הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 להלן)
66.4	71.7	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 להלן)
-	18.5	משרד האנרגיה בגין תמלוגים (ראה ביאורים 12 ו-15)
-	2.6	בעלי עניין בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
-	5.7	צד שלישי בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
7.0	4.7	הוצאות מראש ויתרות חובה אחרות
<b>134.1</b>	<b>187.1</b>	<b>סך-הכל</b>

**ביאור 6 - השקעה בחברה כלולה:**

**א.** EMED Pipeline B.V (להלן: "EMED" או "החברה הכלולה") הוקמה בחודש יולי 2018 ופעילותה החלה בחודש ספטמבר 2019. נכון ליום 31.12.2023 מחזיקה השותפות ב-25% (31.12.2022: זהה) מההון המונפק והנפרע של חברת EMED.

**ב.** להלן מידע פיננסי תמציתי בדבר השקעת השותפות בחברה הכלולה אשר מטופלת לפי שיטת השווי המאזני:

31.12.2022	31.12.2023	
75.0	75.0	עלות השקעה
(15.3)	(16.6)	הפסדים שנצברו
<b>59.7</b>	<b>58.4</b>	<b>סך הכל</b>

**ג.** להלן נתונים תמציתיים מהדוחות הכספיים של החברה הכלולה (100% כולל עודפי עלות):

31.12.2022	31.12.2023	
555.4	521.0	נכסים
(316.7)	(287.6)	התחייבויות

לשנה שנסתיימה ביום			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
(17.9)	(12.3)	(5.5)	הפסד לפני מס
(18.0)	(12.4)	(5.3)	הפסד כולל

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת  
 ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)  
 ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז:  
 א. הרכב:  
 1. הרכב לפי נכסי נפט וגז ונכסי חיפוש והערכה:

סך הכל	נכסי נפט וגז <sup>3</sup>	נכסי חיפוש והערכה	
			<b>עלות</b>
<u>3,002.8</u>	<u>2,871.5</u>	<u>131.3</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2021
			שינויים במהלך שנת 2022:
65.2	56.4	8.8	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
			שינויים במהלך שנת 2023:
168.9	139.4	29.5	השקעות
(1.2)	(1.2)	-	גריעות
<u>3,222.9</u>	<u>3,065.8</u>	<u>157.1</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2023
			<b>פחת נצבר<sup>4</sup></b>
<u>432.4</u>	<u>432.4</u>	<u>-</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2021
			שינויים במהלך שנת 2022:
75.6	75.6	-	פחת והפחתות <sup>5</sup>
<u>508.0</u>	<u>508.0</u>	<u>-</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022
			שינויים במהלך שנת 2023:
67.7	67.7	-	פחת והפחתות <sup>5</sup>
(0.1)	(0.1)	-	גריעות
<u>575.6</u>	<u>575.6</u>	<u>-</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2023
<u>2,547.2</u>	<u>2,419.6</u>	<u>127.6</u>	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2022
<u>2,647.3</u>	<u>2,490.2</u>	<u>157.1</u>	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2023

2. הרכב לפי עסקאות משותפות:

31.12.2022	31.12.2023	
		נכסי נפט וגז:
2,419.6	2,490.2	עסקה משותפת "רציו ים" (סעיף ג1)
		נכסי חיפוש והערכה:
127.6	157.1	בלוק 12 קפריסין (סעיף ג2)
<u>2,547.2</u>	<u>2,647.3</u>	סך-הכל

<sup>3</sup> כולל יתרת עלות מופחתת של סילוק נכסים לתאריך הדוח על המצב הכספי בסך כ-32.2 מיליון דולר (31.12.2022: כ-29.7 מיליון דולר).

<sup>4</sup> שיעור ההפחתה בכפריקט לוויתן בשנת 2023 כ-2.5% (2022: 3%).

<sup>5</sup> בשנת 2023 הסכום אינו כולל עדכון בקשר עם התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בכפריקט ים תטיס בסך של כ- (3.3) מיליון דולר (2022: בסך של כ-30.1 מיליון דולר) אשר נרשמו ישירות בדוח על הרווח הכולל.

**ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת**  
**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)**  
**ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):**  
**ב. פרטים לגבי זכויות השותפות בנכסי נפט וגז ונכסי חיפוש והערכה (נכון ליום 31.12.2023):**

חלקה של השותפות	הזכות בתוקף עד	שם הזכות	סוג הזכות	רציו ים
45.34%	13.2.2044	לוויתן צפון I/15	חזקה	רציו ים
45.34%	13.2.2044	לוויתן דרום I/14	חזקה	רציו ים
48.5%	10.6.2032	אשקלון I/10	חזקה	ים תטיס
48.5%	31.1.2030	נועה I/7	חזקה	ים תטיס
30%	7.11.2044	בלוק 12	זיכיון	בלוק 12 בקפריסין

תוקפן של זכויות הנפט מוארך מדי פעם והוא מותנה במילוי התחייבויות מסוימות במועדים הקבועים בתנאי נכסי הנפט. במקרה של אי מילוי התנאים, ניתן לבטל את זכות הנפט. למידע נוסף ראה סעיף 11 להלן ולעניין שעבודים שנרשמו על חלק מנכסי נפט וגז ראה ביאור 10.

**ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז:**

**1. עסקה משותפת "רציו ים":**

**א)** עסקה משותפת "רציו ים" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות לווייתן צפון I/15 ולווייתן דרום I/14 (להלן: "החזקות" ו/או "חזקות לווייתן").

**ב) תכנית הפיתוח של מאגר לווייתן:**

ביום 2.6.2016 אושרה תכנית הפיתוח על ידי הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה (להלן: "הממונה"). תוכנית זו, המחולקת לשני שלבים (שלב א' ושלב ב') כוללת אספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא בהיקף כולל של עד כ- 21 BCM לשנה, וכן אספקת קונדנסט למשק המקומי (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח" או "התוכנית"). על פי התוכנית, תוקם מערכת הפקה הכוללת עד 8 בארות ראשונות שיחוברו בצנרת תת-ימית לפלטפורמה קבועה, הממוקמת בתחומי המים הטריטוריאליים של ישראל בהתאם להוראות תמ"א 37/ח, ושעליה יותקנו מערכות הטיפול בגז ובקונדנסט. מהפלטפורמה יזרם הגז לחוף לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז כפי שהוגדרה בתמ"א 37/ח (להלן: "נקודת החיבור לנתג"ז"). הקונדנסט יזרם לחוף בצינור נפרד ובמקביל לצינור הגז, ויחובר לצנרת דלקים קיימת של חברת קו צינור אירופה אסיה (להלן: "קצא"א) המובילה למתחם המיכלים של תש"א ומשם לבתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: "בז"מ"). כמו כן, יוקם אתר לאחסון ופריקה של קונדנסט, לצורך מתן גיבוי במידה ולא ניתן יהיה להזרים קונדנסט לבז"מ.

**ג) תוכנית הפיתוח מיושמת בשני שלבים עיקריים, בהתאם לבשלות השווקים הרלוונטיים, כמפורט להלן:**

**1. שלב א' – 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- 12 BCM בשנה.

ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לווייתן את החלטת ההשקעה הסופית (FID) לפיתוח שלב א' בתקציב של כ- 3.75 מיליארד דולר (100%). העלות הכוללת שהושקעה בפיתוח שלב א', נכון ליום 31.12.2023, עומדת על סך של כ- 4.1 מיליארד דולר (100%). לאחר תקופת הרצה ראשונית, החלה ביום 31.12.2019 הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן. ביום 1.1.2020 החלה מכירת גז טבעי ממאגר לווייתן לירדן תחת ההסכם עם נפקו (כמפורט בביאור 2022 להלן), וביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן למצרים תחת ההסכם עם בלו אושן (כמפורט בביאור 2022 להלן).

בחודש יוני 2023 חוברת באר הפקה נוספת, חמישית, לווייתן-8, למערכת ההפקה התת-ימית הקיימת של פרויקט לווייתן והחלה ההפקה ממנה, בהתאם ללוחות הזמנים ובמסגרת התקציב.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

א) (המשך):

1. (המשך):

בנוסף, על מנת להגדיל את יכולת הפקת הגז לכ- 14 BCM בשנה, החל ממחצית שנת 2025, קיבלו שותפי לווייתן ביום 29.6.2023 החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע פרויקט במסגרתו יונח צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה, וישודרגו מערכות על גבי הפלטפורמה (להלן: "הצינור השלישי"), בתקציב כולל של כ- 568 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 258 מיליון דולר).

**שלב ב'** – צפוי לכלול, בין היתר, 3 בארות הפקה נוספות, ככל שיידרש, מערכות תת-ימיות נלוות והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה באופן שיגדיל את יכולת הפקת הגז הכוללת של המערכת לסך כולל של עד לכ- 21 BCM לשנה.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מקדמים שותפי לווייתן את פיתוח שלב ב' כאמור לעיל במטרה לקבל החלטת השקעה סופית (FID). תוכנית זו כוללת הרחבה מודולרית של תשתיות להזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן, כאמור לעיל, ועשויה לכלול גם הנחת צינור הולכה תת-ימי רביעי מהשדה לפלטפורמה (להלן: "הצינור הרביעי"), שתאפשר יכולת הפקה יומית מקסימלית של כ- 2,350 MMCF (כ- 21 BCM לשנה) ואספקה לצרכנים במשק המקומי ובשוק האזורי ובראשם לשוק המצרי ולשווקי LNG.

2. בימים 21.6.2023 ו- 21.12.2023 הגישו השותפים בפרויקט לווייתן לממונה פניה עקרונית לאישור הגדלה של היקף יצוא הגז הטבעי המופק מפרויקט לווייתן, בהתאם להחלטת הממשלה החלה על יצוא הגז ממאגר לווייתן, באמצעות צנרת אזורית, קיימת ועתידית, או באמצעות מתקן צף להנזלת גז טבעי (FLNG), וזאת לצד הגדלת היקפי הגז הטבעי שיוזרמו מפרויקט לווייתן למשק המקומי. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבלה ממשרד האנרגיה תשובה רשמית לפניית השותפות ואין ודאות כי תאושר וככל שתאושר באילו תנאים.

3. במסגרת קידום שלב ב' אישור שותפי לווייתן בשנים 2023 ו- 2024 בהתאם להסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement) תקציבים בסך כולל של כ- 44.9 וכ- 19.9 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 20.4 וכ- 9 מיליון דולר), בהתאמה, לביצוע והשלמת Pre-FEED של החלופות לביצוע ההרחבה של מערכת ההפקה של מאגר לווייתן, לרבות הקמת תשתיות תת-ימיות, חיבור בארות הפקה נוספות וביצוע השינויים הנדרשים על הפלטפורמה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים הסתיים שלב ה- Pre-FEED ולהערכת המפעילה תחילת ה- FEED צפויה באמצע שנת 2024.

נוסף לכך, אישור שותפי לווייתן בשנים האמורות תקציבים בסך כולל של כ- 51.5 וכ- 11.4 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 23.4 וכ- 5.2 מיליון דולר), בהתאמה, לצורך ביצוע Pre-FEED לבחינת החלופות השונות לייצוא הגז הטבעי, בין היתר, באמצעות הקמת מתקן FLNG. בקשר לכך יצוין כי, במסגרת בחינה של אפשרות הקמת מתקן FLNG התקבלו אינדיקציות המצביעות על שינוי מהותי בהערכת העלויות להקמת מתקן FLNG, ולכן בכוונת שותפי לווייתן לבחון במהלך שנת 2024 אפשרויות נוספות להקמת מתקן FLNG בין היתר, נוכח האפשרות להרחבה מודולרית של פרויקט לווייתן.

4. להערכת המפעילה בפרויקט לווייתן, בטרם יבצע ה- FEED, העלות המשוערת של שלב ב' (ללא עלויות הצינור הרביעי ומתקן FLNG, ככל שיוחלט לאשרם) מוערכת בכ- 2.4 מיליארד דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 1.09 מיליארד דולר), ככל שתתקבל החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב ב' במהלך המחצית הראשונה של שנת 2025, לוח הזמנים המשוער להפקת גז ראשון (First Gas) צפוי להיות בתקופה שבין מחצית שנת 2028 לבין מחצית שנת 2029.

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

**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)**

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ד) הערכת עתודות ומשאבים מותנים בחזקות לווייתן: בחודש מרץ 2024 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 31.12.2023. על פי הדוח, כמות המשאבים הכוללת של גז טבעי וקונדנסט באומדן הטוב ביותר מוערכת בכ-608.1 BCM וכ-47.3 Million Barrels, בהתאמה, ומחולקת לקטגוריות של משאבים המסווגים כעתודות ומשאבים המסווגים כמותנים.

כמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), הינן כ-381.5 BCM וכמות העתודות המסווגות כמוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves) הינן כ-429.6 BCM.

בנוסף, עתודות הקונדנסט המוכחות (Proved Reserves) הינן כ-29.6 Million Barrels וכמות העתודות המסווגות כמוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves) הינה כ-33.4 Million Barrels.

בדוח המשאבים המותנים, אשר כולל משאבים המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), המותנים באישור לביצוע קידוחים נוספים, באישור לפיתוחים עתידיים, בהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי ובמחויבות לפיתוח המשאבים, חולקו המשאבים המותנים כאמור לשתי קטגוריות, המתייחסות לכל אחד משלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

שלב א1 (Phase I - First Stage) – משאבים המיוחסים לשלב א1' לפיתוח מאגר לווייתן בתוספת פרויקט הצינור השלישי.

פיתוחים עתידיים (Future Development) - משאבים המיוחסים לשלבי פיתוח מעבר לשלב א1'.

בהתאם, כמות המשאבים המותנים של הגז הטבעי נעות בין כ-298.7 BCM (האומדן הגבוה) לבין כ-58.1 BCM (האומדן הנמוך). כמות המשאבים המותנים של הקונדנסט נעות בין כ-23.2 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ-4.5 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה סעיף 10 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

**ה) מטרות עמוקות:**

במהלך שנת 2019 בוצע ניתוח של עיבוד מחדש של סקרים סייסמיים, 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).

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 הקלאסטית לגז ולנפט מוערכת בכ-6.5 BCM ובכ-223.9 מיליון חביות, בהתאמה. נכון ליום 31.12.2023, לא חל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח האמור. ראו סעיף 10 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

בכוונת השותפות לבחון את האפשרות לאיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש העמוקות בשטח החזקה.

**2. בלוק 12 בקפריסין:**

לשותפות קיים הסכם זיכיון (Production Sharing Contract) (להלן: "הסכם הזיכיון"), לפיו מחזיקה השותפות ב-30% מהזכויות במאגר אפרודיטה בבלוק 12, שבשטח המים הכלכליים של קפריסין.

א) ביום 7.11.2019 נחתם בין בעלות הזכויות בהסכם הזיכיון (להלן בסעיף זה: "השותפים") לבין ממשלת קפריסין תיקון להסכם הזיכיון (להלן: "התיקון הראשון להסכם הזיכיון"), במסגרתו נערכו שינויים ועדכונים נוספים, בין היתר, בנוגע להעברת זכויות על-ידי הצדדים, אישור תוכנית עבודה ותקציב שנתי, אופן אישור שינויים בתוכנית ובתקציבים, אופן חישוב ההוצאות שונות, שינויים בקשר לעילות לביטול הזיכיון, הסדרים בנוגע להבטחת האטימה, הפירוק והפינוי של קידוחים ומתקנים בסיום תקופת הזיכיון, ועוד. במקביל לכך, הוענק לשותפים רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) (להלן: "רישיון ההפקה") ואושרה תוכנית פיתוח והפקה למאגר (להלן: "תוכנית הפיתוח").

בהמשך לכך, ביום 9.11.2022 נחתם תיקון נוסף להסכם הזיכיון, לפיו הוארך מועד מחויבות השותפים במאגר אפרודיטה לקידוח 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: "התיקון הנוסף להסכם הזיכיון").

(ב) 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 ה- 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). בהסכם הזיכיון נקבעו תנאים מסוימים אשר בהתקיים 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, קרי עד לחודש נובמבר 2025.

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

(ג) לפרטים אודות ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום שהמציאה קבוצת דלק לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכוח הסכם הזיכיון ראה ביאור 20ד.

(ד) תוכנית הפיתוח של מאגר אפרודיטה, כפי שאושרה על-ידי ממשלת קפריסין ביום 7.11.2019, כוללת הקמת מתקן טיפול והפקה צף בשטח הרישיון, בעל יכולת הפקה מקסימלית של כ- 800 MMCF ליום (להלן: "מתקן ההפקה הצף"), באמצעות 5 בארות הפקה ראשונות ומערך הולכה תת-ימי לשוק המצרי (להלן: "התוכנית המאושרת").

בהמשך לבחינה שביצעו השותפים במאגר אפרודיטה של חלופות פיתוח נוספות, במטרה להפחית את עלויות הפיתוח ולקצר את לוחות הזמנים לתחילת הפקת הגז מהמאגר, בין היתר על ידי שילוב עם מתקנים קיימים ו/או תוכניות פיתוח של נכסים סמוכים במצרים, הגישו השותפים ביום 31.5.2023 לאישור ממשלת קפריסין תוכנית מעודכנת לפיתוח המאגר, הכוללת שינוי במתווה התוכנית המאושרת, לפיו הפקת הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה והטיפול בו יעשו באמצעות הקמת צנרת תת-ימית וחיבורה לתשתית ימית ויבשתית קיימת במצרים, וזאת חלף הקמת מתקן הפקה צף מעל המאגר, אשר נכלל בתוכנית המאושרת (להלן: "תוכנית השינויים"). אולם, ממשלת קפריסין החליטה שלא לאשר את תוכנית השינויים, בין היתר, כי זו צפויה, לטענת ממשלת קפריסין, להגדיל את המורכבות הטכנית והמסחרית של פיתוח המאגר ואינה צפויה להביא ליתרונות אשר נטענו בתוכנית השינויים, ולפיכך נדרשו השותפים לעמוד באבן הדרך לביצוע ה- FEED אשר נקבעה בהסכם הזיכיון ליום 7.11.2023 בהתאם לתוכנית המאושרת, ובכלל זאת הקמת מתקן ההפקה הצף בשטח המאגר. עד למועד אישור הדוחות הכספיים, תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12 קוימה במלואה, למעט בקשר עם אבן הדרך לביצוע ה- FEED.

במסגרת פגישות וחלופות מכתבים שהתקיימו עם ממשלת קפריסין, אישר שר האנרגיה בממשלת קפריסין לשותפים להגיש לאישורו עד ליום 31.3.2024 הצעה לתוכנית פיתוח מיטבית, כך שאם וככל שהשר יאשר, אזי יידחה המועד לעמידה באבן הדרך לפי שיקול דעת השר, וכן הבהיר השר לשותפים כי רפובליקת קפריסין שומרת על כל זכויותיה לפי הסכם הזיכיון בקשר להפרת אבן הדרך לביצוע ה- FEED. כמפורט בסעיף 2ב2 לעיל, אי עמידה באבן דרך שנקבעה בתנאי הזיכיון עשויה, בכפוף לתנאים מסוימים, להקנות לממשלת קפריסין עילה לביטול הסכם הזיכיון והרישיון.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, ממשיכה ומנהלת שברון קפריסין דיונים עם ממשלת קפריסין בנוגע לתוכנית פיתוח מיטבית למאגר, לרבות בקשר עם בחינה מחדש של דרישת ממשלת קפריסין להקמת מתקן ההפקה הצף ובקשר ללוחות הזמנים לעמידה באבן הדרך לביצוע ה- FEED, אך אין כל בטחון שממשלת קפריסין תאשר שינויים כלשהם בפרטי התוכנית המאושרת ובמקרה כאמור עלולה הממשלה לנקוט בסנקציות

כנגד השותפים בהתאם להוראות הסכם הזיכיון. בהתאם להערכת שברון קפריסין, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות היתכנות טכניות-כלכליות, לרבות ביצוע ה- FEED, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח המאושרת, הכוללת הקמה של מתקן הפקה צף מעל המאגר, לרבות עלות התקנת הצינורות אל שווקי היעד, הוערכה בשנת 2022 בכ- 3.6 מיליארד דולר (100%, חלקה של השותפות כ-1.1 מיליארד דולר). יודגש כי, גיבוש תוכנית הפיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לעדכון תוכנית הפיתוח המאושרת, לביצוע 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 2028.

ה) בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון, ביום 15.9.2022 אישרו השותפים תקציב לביצוע הקידוח A-3 בסך של 130 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 39 מיליון דולר). קידוח A-3 הוא קידוח הערכה שתכליתו לאשש את הערכות המפעילה והשותפות לגבי טיב המאגר והיקפו, ואשר מיועד לשמש בעתיד כבאר הפקה. קידוח A-3 החל בחודש מאי 2023, והסתיים בחודש יולי 2023, בהתאם ללוחות הזמנים ובמסגרת התקציב.

ו) יצוין כי, ביום 21.9.2022 אישרה האסיפה הכללית של בעלי היחידות הימנעות מחלוקת רווחים לצורך השקעה בבלוק 12.

ז) בעקבות השלמת קידוח A-3 בחודש ספטמבר 2023 הוכן דוח הערכת משאבים על ידי NSAI בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), כמות המשאבים המותנים של גז טבעי המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), במאגר אפרודיטה, נכון ליום 31.08.2023, נעה בין כ-BCM 126 (האומדן הגבוה) לבין כ-BCM 74 (האומדן הנמוך). על פי הדוח האמור, כמות המשאבים המותנים של הקונדנסט במאגר אפרודיטה המסווגות בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) נכון ליום 31.12.2023 נעה בין כ- Million Barrels 10.6 (האומדן הגבוה) לבין כ-5.1 Million Barrels (האומדן הנמוך). נכון ליום 31.12.2023, לא חל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח האמור. ראו סעיף 10 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ח) נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, אושר על-ידי השותפים בבלוק 12 תקציב זמני לשנת 2024 בסך של כ- 29 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 8.7 מיליון דולר), אשר יעודכן בהמשך בהתאם להסכמות אליהן יגיעו השותפים במאגר אפרודיטה עם ממשלת קפריסין.

ט) 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 משרד 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 שנקבע על ידי משרד האנרגיה של מדינת ישראל לחתימת הסכם חלף, ממשלות ישראל וקפריסין החלו במשא ומתן לחלוקת הרווחים בין הצדדים ובין המדינות. ביום 11.4.2022 פורסם על ידי משרד האנרגיה של מדינת ישראל וקפריסין כי סיכמו על מינוי מומחה



ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

2. בלוק 12 בקפריסין (המשך):

(ט) (המשך):

חיצוני שיבחו את כמות הגז הטבעי במאגר ויקבע את חלוקתו בין שטחי המים הכלכליים של ישראל וקפריסין. ביום 29.1.2024 התקיימה שיחה בין שרי האנרגיה של ישראל וקפריסין, במסגרתה סוכם על הגברת המאמצים בין הממשלות לפתרון הנושא בהקדם האפשרי.

3. עסקה משותפת "ים תטיס":

עסקה משותפת "ים תטיס" נמצאת בשטחי החזקות "אשקלון" ו-"נועה". הפקת הגז הטבעי בפרויקט ים תטיס החלה בחודש מרץ 2004 והופסקה בחודש מאי 2019 בעקבות מיצוי (Depletion) המאגרים. 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 א 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 הסכם למכירת גז בפרויקט ים תטיס (להלן: "הסכם ים תטיס") והן על-ידי שותף נוסף בלווייתן (קרי: רציו אנרגיות) שאינה שותפה בפרויקט ים תטיס (ואשר אינה מחויבת מכוח הסכם ים תטיס כאמור). התמורה שנקבעה בהסכם הינה המחיר הממוצע החודשי של פרויקט לווייתן ממכירות גז טבעי. התמורה התחלקה באופן שבו התמורה לרציו אנרגיות משקפת מחיר גז טבעי השווה למחיר הממוצע החודשי של גז טבעי (הנוכחי) שסופק ללקוחות לווייתן במהלך אותו חודש מכח הסכמים אשר נחתמו בין שותפי לווייתן ללקוחותיהם, והיתרה הכספית שנתרה חולקה בין השותפות לשברון, לפי חלקם היחסי בפרויקט לווייתן ללא חלק רציו אנרגיות. חלוקה זו איפשרה שמירה על איזון כמותי הגז בפרויקט לווייתן בין השותפים בו לפי חלקם. יצוין כי, ביום 30.06.2023 הסתיים ההסכם האחרון למכירת גז בפרויקט ים תטיס ובהתאם הסתיים גם ההסכם האמור לעיל.

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: "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; (ג) נטישת פרויקט תמר. בהסכם נקבעו הוראות שונות ביחס לתקופת השימוש וביחס לסיום תקופת השימוש, לרבות מנגנון התחשבנות בגין שדרוגים שיבוצעו במתקנים.

במסגרת מכירת יתרת זכויות השותפות בפרויקט תמר המחתה השותפות לרוכשות את זכויותיה בהסכם השימוש כשותפות בפרויקט תמר (ראה סעיף 9 להלן).

יצוין, כי הבעלות על מתקני ים תטיס ועלות נטישת המתקנים תישאר בידי שותפי ים תטיס, ובהסכם השימוש נקבע מנגנון התחשבנות בנוגע לערך המתקנים האמורים בתום תקופת הסכם השימוש.

ב) נטישת בארות:

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, כל בארות הפרויקט אטומות ונטושות (Plugged and abandoned) בהתאם להנחיות הממונה.

עם קבלת כל האישורים הנדרשים החלה המפעילה במהלך שנת 2021 בהוצאה מכלל שימוש (Decommissioning) של כלל מתקני הפרויקט, למעט הפלטפורמה.

במקביל, מתקיים דיון אודות שימושים עתידיים אפשריים ו/או הוצאה מכלל שימוש של פלטפורמת ים תטיס וזאת בשים לב לזיקה המתקיימת בין מתקני פרויקט ים תטיס לבין ההפקה מפרויקט תמר. תקציב ההוצאה מכלל שימוש של מתקני ים תטיס, למעט הפלטפורמה ומתקן הקבלה החופי, כפי שאושר על-ידי שותפי פרויקט ים תטיס, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הוא בסך של כ- 277 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-134 מיליון דולר).

**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)**

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

3. עסקה משותפת "ים תטיס" (המשך):

ב) נטישת בארות (המשך):

נכון למועד הדוחות הכספיים הוציאו שותפי ים תטיס סך של כ-273 מיליון דולר בגין הנטישה כאמור (100%, חלק השותפות הינו בסך של כ-132 מיליון דולר).

**4. רישיון בוז'דור במרוקו:**

ביום 6.12.2022 חתמה השותפות ביחד עם חברת Adarco Energy Limited<sup>6</sup> (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")<sup>7</sup>, 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<sup>8</sup> ברישיון, כשיתרת הזכויות ברישיון, בשיעור של 25%, מוקנית ל-ONHYM, בהתאם לאסדרה הקיימת במרוקו. ביום 1.6.2023 חתמה NewMed Energy UK Limited (לשעבר Delek Energy Limited), 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. השותפות תשמש כמפעילה ברישיון. במהלך תקופת החיפושים, השותפות ואדרקו יישאו, בנוסף לחלקם היחסי בעלויות, גם בעלויות בגין חלקה של ONHYM, בהתאם לאסדרה הקיימת במרוקו. כמו כן, ההסכמים עם ONHYM כוללים הוראות נוספות, בין היתר, בנוגע לבונוסים המשולמים ל-ONHYM בהתאם לעמידה באבני דרך של תפוקה מהרישיון, תמלוגים למדינת מרוקו, קנסות במקרה של אי עמידה בהתחייבויות לפי ההסכמים, ערבויות, יציבות בנוגע לתנאים כלכליים, התחייבויות להכשרה מקצועית בשוק המקומי, וכן הוראות בנוגע לתפעול המשותף של הרישיון.

ביום 2.1.2023 אישרה האסיפה כללית של בעלי היחידות את התקשרות השותפות בהסכמים, אשר מותנים גם בקבלת אישור משרד האנרגיה והפיתוח בר קיימא ומשרד האוצר של מרוקו, וכן לאשר הימנעות מחלוקת רווחים לצורך ביצוע הפעולות האמורות בהתאם לתוכנית עבודה ולתקציבים אשר יאושרו על-ידי השותפים ברישיון ובהתאם לתנאיו. יצוין כי, בחודש דצמבר 2022 העמידה השותפות לטובת ONHYM ערבות בנקאית בסך של כ-1.75 מיליון דולר (100%). עוד יצוין כי, הרישיון נמצא מול חופי 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.

<sup>6</sup> כפי שנמסר לשותפות על-ידי אדרקו, אדרקו הינה חברה בשליטת מר יריב אלבז (משקיע מרוקאי) ובני משפחתו.

<sup>7</sup> יצוין כי, הרישיון כולל בפועל 17 שטחי רישיונות שונים.

<sup>8</sup> 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 ישולמו תמלוג בשיעור של 3.5%. חובת תשלום התמלוג חלה ביחס לכמויות שעולות על 500,000 טון נפט או BCM 0.5 גז טבעי. הנתונים בטבלה לעיל חושבו בהנחה של תגלית גז (קרי, תמלוג בשיעור של 3.5%). עוד יצוין כי, בהתאם לאסדרה במרוקו, קיים פטור ממש חברות לתקופה של 10 שנים לאחר תחילת הפקה, ולאחר מכן משולם מס חברות בשיעור של 31% (הן בתגלית גז והן בתגלית נפט).

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

5. רישיונות חיפוש במקבץ "ו", בשטח בלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, במים הכלכליים של מדינת ישראל.

ביום 29.10.2023 הודיע הממונה לשותפות ולחברות State Oil Company of Azerbaijan Republic (להלן: "SOCAR") ו-BP (להלן יחד בסעיף זה: "השותפים") על זכיית ההצעה שהגישו בקשר עם הרישיונות במקבץ "ו", במסגרת ההליך התחרותי הרביעי לחיפוש גז טבעי באזור הצפון-מערבי של המים הכלכליים של מדינת ישראל, המזכה אותם לקבל 6 רישיונות חיפוש בבלוקים מס' 4, 5, 6, 7, 8 ו-11, המצויים בים התיכון, בשטח המים הכלכליים של ישראל (להלן בסעיף זה: "הרישיונות"). שיעור ההחזקה של השותפות ו-BP במיזם המשותף הינו 33.33% כל אחת, ושל SOCAR הינו 33.34%.

יצוין כי, השותפים ממשיכים לפעול בהתאם לתנאי הסכם אשר הסדיר, בין היתר, את תנאי ההצעה כאמור, וכן קבע עקרונות להסכם התפעול המשותף אשר צפוי להיחתם לאחר הענקת הרישיונות. השלמת תהליך הנפקת הרישיונות לשותפים, בהתאם להוראות חוק הנפט, התקנות ותנאי ההליך התחרותי, טעונה, בין היתר, העמדת ערבות בסך של 5 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 1.7 מיליון דולר) ותשלום מענק חתימה למשרד האנרגיה בסך של כ- 5 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 1.7 מיליון דולר), עד ליום 28.12.2023.

ביום 18.12.2023 אישרה האסיפה כללית של בעלי היחידות את השתתפות השותפות בפעולות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח הרישיונות, וכן לאשר הימנעות מחלוקת רווחים לצורך השקעה בפעולות בשטח הרישיונות, בהתאם לתוכניות העבודה כפי שיאושרו על-ידי השותפים ברישיונות מעת לעת. בחודש דצמבר 2023 העמידו השותפים את הערבות וכן שילמו את מענק החתימה, כאמור לעיל. להערכת השותפות, השלמת תהליך הנפקת הרישיונות לשותפים צפויה במהלך הרבעון השני של שנת 2024.

6. רישיון אלון-D (להלן בסעיף זה: "הרישיון"):

ביום 21.6.2020 פקע הרישיון לאחר שבקשות להארכתו נדחו על ידי הממונה. ביום 26.11.2023 דחה בית המשפט העליון בשבתו כבג"ץ עתירה שהגישו השותפות ברישיון כנגד שר האנרגיה ואחרים בקשר לזכויותיהן ברישיון אלון-D, וקבע כי העותרות אינן זכאיות להארכתו או לחידושו של הרישיון.

על רקע פקיעת הרישיון, השותפות ושברון (להלן: "המציעות"), שהיו השותפות ברישיון, הגישו הצעה במסגרת ההליך התחרותי עליו הכריז משרד האנרגיה ביום 23.6.2020, להענקת רישיון לחיפוש גז טבעי ונפט בבלוק 72, אשר מקיים חפיפה משמעותית בשטחו עם השטח שבו השתרע הרישיון (להלן: "בלוק 72"), שהייתה בעלת הניקוד הגבוה ביותר. ביום 10.1.2021 פרסמה ועדת הריכוזיות את המלצתה שלא לאפשר למציעות לזכות בהליך התחרותי נוכח תחרות במשק הגז הטבעי ושיקולי ריכוזיות כלל משקיים. בעקבות זאת פנו המציעות לממונה בבקשה שלא להתחשב בהמלצת ועדת הריכוזיות באשר הינה חסרה, מתעלמת מעובדות מהותיות ולא מדויקת. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם נתקבלה החלטת הממונה בהליך התחרותי בנוגע לבלוק 72. יצוין כי, חלק משטחו של בלוק 72 מצוי באזור שזכויות החיפוש בו הועברו ללבנון במסגרת ההסכם הימי עם מדינת לבנון, כמפורט להלן.

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 נחתם בין מדינת ישראל לקונסורציום החברות הבינלאומיות המחזיקות ברישיון החיפוש בבלוק 9 בלבנון הגובל בבלוק 72 בישראל מסמך עקרונות המתייחס לזכויות הכלכליות של ישראל במקרה של תגלית בבלוק 9. למיטב ידיעת השותפות, בחודש אוקטובר 2023 דיווח הקונסורציום כי בקידוח הראשון שבוצע בשטח בלוק 9 לא נתגלתה תגלית מסחרית.

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

7. רישיונות אופק חדש/ 405 (להלן: "אופק") ויהל חדש/ 406 (להלן: "יהל"):

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם חברת S.O.A. Energy Israel Ltd (להלן בסעיף זה: "המפעילה") בהסכם לרכישת זכויות בשיעור 25% (מתוך 100%) בכל אחד מרישיונות אופק ויהל, המצויים ביבשה. 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. ביום 20.6.2022 פקע תוקפם של רישיונות אופק ויהל, והשותפות לא הצטרפה לפניית המפעילה ברישיונות לממונה בבקשה להארכת תוקפם. ביום 12.3.2024 קיבלו השותפים ברישיון אופק מכתב מהממונה, לפיו על המפעילה לסיים את נטישת הקידוח עד למוקדם מבין: (א) שלושה חודשים לאחר סיום ההכרזה על מצב מיוחד בעורף; ו- (ב) יום 31.8.2024.

8. רישיון ערן:

רישיון ערן פקע ביום 14.6.2013. בעקבות החלטת הממונה שלא להאריך את תוקפו של רישיון ערן, ביום 3.10.2013 הגישו בעלי הזכויות ברישיון ערן (ובהם השותפות אשר החזיקה כ-45.34% מהזכויות ברישיון) לשר האנרגיה ערעור על החלטתו של הממונה כאמור. ביום 10.8.2014 דחה שר האנרגיה את הערעור. על החלטה זו הגישו בעלי הזכויות ברישיון ערן (ובהם השותפות) ביום 17.11.2014 עתירה לבג"ץ. ביום 2.6.2016 נתן בג"ץ תוקף של החלטה להסכמת הצדדים לפנות להליך גישור להצעתו. בהסכמת הצדדים, מונה נשיא בית המשפט העליון (בדימ') א' גרוניס כמגשר. בתום הליך הגישור, הגיעו הצדדים להסכמות שעוגנו במסגרת הסדר גישור. הסדר גישור זה הוגש לבית המשפט ביום 20.3.2019 אשר התבקש ליתן להסדר תוקף של פסק דין. במסגרת הסדר הגישור הסכימו הצדדים לגישור (על דעת שותפי תמר) על חלוקתו של מאגר תמר SW בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%). בנוסף, הוסכם כי הזכות בשטח רישיון ערן תחולק ביחס של 76% למדינה ו-24% לבעלי הזכויות ברישיון ערן עובר לפקיעתו (באופן יחסי לשיעור החזקתם ברישיון). ביום 11.4.2019 ניתן תוקף של פסק דין להסדר הגישור המוסכם על הצדדים, כאמור לעיל. בין שותפי תמר לבין מדינת ישראל ולבעלי הזכויות ברישיון ערן, מתנהל משא ומתן לגבי האופן בו יוסדרו זכויות המדינה ובעלי זכויות ברישיון ערן בנושאים נלווים נוספים, אולם נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הצדדים טרם הגיעו לכלל הסכמה בדבר אופן יישום הסדר הגישור, כמפורט לעיל.

9. עסקה משותפת "מיכל מתן" (פעילות שהופסקה):

(א) עסקה משותפת "מיכל מתן" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות תמר 1/12 ודלית 1/13 (להלן בסעיף זה: "כרויקט תמר" ו/או "חזקות תמר ודלית" ו/או "החזקות").  
(ב) בהתאם להוראות מתווה הגז אשר, בין היתר, חייבו את השותפות למכור את מלוא החזקותיה בחזקות תמר ודלית, ביום 2.9.2021 התקשרה השותפות בהסכם למכירת יתרת זכויות השותפות בשיעור של 22% בכרויקט תמר ל-Tamar Investment 1 RSC Limited ו-Tamar Investment 2 RSC Limited<sup>9</sup> (להלן בסעיף זה: "הרוכשות" ו- "ההסכם", לפי העניין). ביום 9.12.2021 הושלמה העסקה, ותמורת הממכר התקבלה בידי השותפות בסך של כ-955<sup>10</sup> מיליון דולר (לפרטים בדבר פירעון אגרות חוב תמר בונד ואגרות חוב סדרה א' אשר נפרעו באמצעות תמורת הממכר ראה ביאור 10 וביאור 10 להלן).

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> 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 כמויות ההידרוקרבונים, שנמכרו עד המועד הקובע. השותפות תיוותר אחראית לחבויות המפורטות להלן גם לאחר השלמת העסקה: (א) חבויות בקשר עם הממכר ביחס לתקופה שקדמה למועד הקובע (למעט תקלות ובלאי למתקנים ולציוד של פרויקט תמר שהיו קיימים קודם למועד הקובע אך לא היו ידועים לשותפות); (ב) חבויות ביחס להידרוקרבונים אשר הופקו מהחזקות קודם למועד הקובע; (ג) חבויות בקשר עם הבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד בעלי הזכויות בחזקת תמר, לרבות כל ערעור והליך אחר בקשר לכך; (ד) דרישות תשלום על-פי הסכם התפעול המשותף בחזקות, אשר נשלחו על-ידי המפעיל בפרויקט תמר לפני המועד הקובע; ו- (ה) חבויות בקשר עם מפגעים סביבתיים באזור החזקות, ככל שהיו קיימים קודם למועד הקובע או ידועים לשותפות לפני מועד השלמת העסקה.
- 5) במסגרת ההסכם נתנה השותפות לרוכשות מצגים שונים כמקובל בעסקאות מעין אלו, ובכלל זאת מצגים בנוגע לזכויותיה בממכר וגילוי לרוכשות של המידע המהותי הנוגע לממכר, לרבות, בין היתר, עמידה בתנאי החזקות, תוקף ההסכמים המהותיים והיעדר הפרה, הליכים משפטיים רלוונטיים לממכר, עמידה בהוראות הדין החלות ביחס לממכר, המיסוי החל ונתונים פיננסיים של הפרויקט המשותף.
- בהסכם נקבעו הוראות לפיהן התחייבה השותפות לשפות את הרוכשות בגין כל נזק או חבות אשר ייגרמו להן בקשר עם תביעות, טענות או הליך משפטי אחר כתוצאה מהפרת מצג ובלבד שהשותפות לא תהיה אחראית על נזק עד אשר סך הנזק האמור יעלה על 2.5 מיליון דולר ושסך השיפוי בו תחויב השותפות לא יעלה על 35% מהתמורה ששולמה בגין הממכר, אך למעט ביחס למצגים מסוימים שהוגדרו כ"מצגים יסודיים" (שבהם סך השיפוי לא יעלה על 100% מהתמורה) או במקרה של תרמית (שביחס אליה לא נקבעה תקרת אחריות). השותפות לא תהיה אחראית כלפי הרוכשות בגין הפרה של המצגים אלא אם נמסרה דרישת שיפוי עד לתום 18 חודשים ממועד השלמת העסקה (או 36 חודשים ביחס למצגים היסודיים כאמור ועד לתום תקופת ההתיישנות הרלוונטית ביחס למצגים הנוגעים לחבויות במס).
- 6) השותפות התחייבה לשפות את הרוכשות בגין אירועים חריגים, ובכלל זה חיובי יתר של הרוכשות בהיטל רווחי נפט בקשר עם מחלוקות מסוימות הקיימות בין השותפות לבין רשויות המס בנוגע לאופן חישוב ההיטל ביחס להכנסות והוצאות בתקופה שלפני המועד הקובע, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם, עד לתקרת שיפוי מרבית של 15 מיליון דולר.
- 7) הדין החל על ההסכם הוא דין אנגליה. כל סכסוך בין הצדדים להסכם יוכרע בהליך בוררות שיתקיים בפני 3 בוררים בלונדון לפי כללי ה-London Court of International Arbitration.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוי נפט וגז (המשך):

9. עסקה משותפת "מיכל מתן" (פעילות שהופסקה) (המשך):

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			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
			<b>הכנסות:</b>
289.8	-	-	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
(57.1)	<sup>12</sup> (15.3)	<sup>11</sup> 2.6	בניכוי תמלוגים
<b>232.7</b>	<b>(15.3)</b>	<b>2.6</b>	<b>הכנסות (הוצאות), נטו</b>
			<b>הוצאות ועלויות:</b>
(29.7)	0.4	-	עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
(7.2)	-	-	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
(0.2)	-	-	הוצאות ישירות אחרות
<b>(37.1)</b>	<b>0.4</b>	<b>-</b>	<b>סך הכל הוצאות ועלויות</b>
195.6	(14.9)	2.6	רווח (הפסד) תפעולי לפני היטל רווחי נפט וגז
(43.9)	(2.1)	-	היטל רווחי נפט וגז
<b>151.7</b>	<b>(17.0)</b>	<b>2.6</b>	<b>רווח (הפסד) תפעולי</b>
(0.4)	-	-	הוצאות מימון
0.4	-	-	הכנסות מימון
-	-	-	הוצאות מימון, נטו
<b>151.7</b>	<b>(17.0)</b>	<b>2.6</b>	<b>רווח (הפסד) לפני מסים על ההכנסה</b>
-	3.8	(0.5)	מסים על ההכנסה
151.7	(13.2)	2.1	רווח (הפסד) מפעילות מופסקת
144.6	4.3	-	הכנסות ממכירת נכסי נפט וגז
<b>296.3</b>	<b>(8.9)</b>	<b>2.1</b>	<b>סה"כ רווח (הפסד) מפעילות מופסקת</b>
			<b>רווח כולל אחר מפעילות מופסקת</b>
			<b>סכומים שלא יסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:</b>
			רווח מהשקעה במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי הוגן דרך
13.6	-	-	רווח כולל אחר
<b>309.9</b>	<b>(8.9)</b>	<b>2.1</b>	<b>סה"כ רווח (הפסד) כולל מפעילות מופסקת</b>

<sup>11</sup> הסכום כולל, עדכון תמלוגים בגין התאמת מועד החזר השקעה בהתאם לאמור בביאור 12ב6 להלן, עדכון תמלוגים למדינה ותמלוגי על בהתאם לאמור בביאור 4ב15 להלן ועדכון תמלוגים למדינה ותמלוגי על בקשר עם האמור בהערת שוליים 12.

<sup>12</sup> 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 12ב1 להלן, הופחת נכס בגין התשלומים כאמור לדוח על הרווח כולל.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

9. עסקה משותפת "מיכל מתן" (פעילות שהופסקה) (המשך):

ד) פעילות מופסקת פרויקט תמר (המשך):

להלן נתונים על תזרימי המזומנים נטו המתייחסים לפעילות שהופסקה ושנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות):

לשנה שנסתיימה ביום			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
175.2	4.0	(17.3)	שוטפת
841.9	15.8	-	השקעה
-	-	-	מימון

10. הערכות עתודות גז טבעי, קונדנסט, משאבים מותנים ומנובאים:

ההערכות הנ"ל בדבר עתודות הגז הטבעי, הקונדנסט והמשאבים המותנים והמנובאים של גז טבעי ונפט בזכויות השותפות בחזקות, ברישיונות ובזיכיון לחיפושי נפט וגז מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, 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 שייצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

11. 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 2023 (במיליוני דולר)**  
**ביאור 8 - נכסים אחרים לזמן ארוך:**

א. הרכב:

31.12.2022'	31.12.2023	
256.7	209.7	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה פסקה ב להלן)
40.7	-	הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה פסקה ב להלן)
30.5	15.7	משרד האנרגיה בגין תמלוגים (ראה ביאורים 12 ו-15)
4.1	1.9	בעלי עניין בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
7.7	4.3	צד שלישי בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
100.9	92.6	דמי גישה בגין הסכם בלו אושן (ראה ביאור 13)
23.6	19.5	סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאור 21)
0.3	0.3	רכוש קבוע
2.8	2.5	נכס זכות שימוש בגין חכירה
-	12.6	היטל רווחי נפט וגז (ראה ביאור 19)
93.0	111.2	נכסים אחרים לזמן ארוך במסגרת עסקאות משותפות <sup>14</sup>
<b>560.3</b>	<b>470.3</b>	<b>סך-הכל</b>

**ב. הסכם למכירת זכויות בחזקות 17/1 כריש ו- 16/1 תנין (להלן בסעיף זה "חזקות"):**

ביום 16.8.2016<sup>15</sup>, נחתם הסכם בין השותפות לבין חברת Ocean Energean Oil and Gas Ltd. (להלן: "הרוכשת" או "אנרג'יאן"), למכירת כלל זכויות השותפות ושברון<sup>16</sup> 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 מותנית 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;
- 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.

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). ביום 29.2.2024 פירסמה אנרג'יאן כי ההפקה מכריש צפון החלה ביום 22.2.2024.

<sup>13</sup> דמי הגישה מופחתים בהתאם לאורך תקופת הסכם בלו אושן.

<sup>14</sup> היתרה כוללת בעיקר את עלות הקמת מערכות הולכת גז טבעי מישראל לירדן ולמצרים בפרויקט לווייתן בסך כולל של כ-105.9 מיליון דולר (2022): כ- 93.0 מיליון דולר). לעניין הקמת מערכת הולכה מפרויקט לווייתן לירדן ראה ביאור 212 להלן. יצוין כי עלות הקמת מערכות הולכת גז טבעי מישראל לירדן בפרויקט לווייתן מופחתת על פני תקופת ההסכם עם נפקו.

<sup>15</sup> על-פי מתווה הגז, היה על השותפות ושברון למכור את כלל זכויותיהן בחזקות.

<sup>16</sup> 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):

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 ינואר 2024, תחזית המכירות לשנת 2024 צפויה לעמוד על כ- 5.7 BCM עד כ- 6.4 BCM השותפות התקשרה עם מעריך שווי חיצוני בלתי תלוי על מנת לאמוד את השווי ההוגן של התמלוגים והתשלומים השנתיים הנתרים ליום 31.12.2023. להלן פרמטרים עיקריים מתוך הערכות השווי ששימשו למדידת התמלוגים והתשלומים השנתיים: שיעור היוון לתשלומים השנתיים נאמד ב- 7.81% (2022: 6.95%); שיעור ההיוון לפני מס שנאמד לרכיב התמלוגים נאמד ב- 10.88% (2022: 10.5%); שיעור שווי התמלוגים למדינה בפי הבאר הינו 11.06%<sup>17</sup>; הפקת הגז מחזקת כריש: משנת 2024 ועד שנת 2042; תחזית קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת כריש: כ- 3.64 BCM גז טבעי; קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת כריש של כ- 4.59 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 נובע בעיקר משיעורי ההיוון, משינוי בהערכות שפורסמו על ידי אנרג'יאן באשר לתחזית קצב הפקה, ממחיר המכירה וכן בגין חלוף הזמן (ראה גם ביאור 121 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 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, שנקבע לחודש מרץ 2022 יידחה. יצויין 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 שנתיים מוסכמת של 4.6% ליום התביעה. 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. ביום 10.5.2023 הגישו הצדדים הודעה משותפת לבית המשפט אודות הסכמתם לפנות להליך גישור, מבלי שיהיה בכך בכדי לעכב את בירור התביעה. ביום 13.8.2023 אישר בית המשפט הסדר דיוני מוסכם בין הצדדים, לפיו, בין היתר, נקבע דיון קדם משפט ליום 7.12.2023. ביום 5.11.2023 ניתן תוקף של פסק דין להסכמות שהושגו בין הצדדים, אשר לפיהן אנרג'יאן תשלם לשותפות, בשני תשלומים בשנת 2024, סך כולל של כ- 47.4 מיליון דולר, המהווה את מלוא יתרת התמורה בתוספת ריבית שנתיים מוסכמת. האמור מהווה סילוק מלא וסופי של טענות הצדדים ביחס למחלוקות מושא ההליך המשפטי. יצויין כי, בין יום התביעה ליום ההסדר כאמור לעיל שילמה אנרג'יאן את התשלומים השנתיים בחודש ספטמבר 2022 ובחודש אפריל 2023 סך של כ- 12.4 מיליון דולר וכ- 13.3 מיליון דולר בהתאמה.

<sup>17</sup> שיעור התמלוגים בפי הבאר מבוסס על שיעור המקדמות הנדרשות על ידי משרד האנרגיה. ייתכן כי בעתיד שיעור זה ישתנה לאור ביקורת התמלוגים על ידי משרד האנרגיה.

ב. הסכם למכירת זכויות בחזקות 1/17 כריש ו- 1/16 תנין (להלן בסעיף זה "חזקות") (המשך):

יצוין 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 הפחממניים שיופקו מחזקת כריש הם בגדר קונדנסט על-פי הסכם המכר הכפוף לחובת תשלום תמלוגים. לעמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, לרבות ממאגר כריש צפון, וכי כלל הנוזלים הפחממניים אשר עתידים להיות מופקים מהמאגרים שבשטח החזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם הכפוף לתמלוגים. יצוין כי, לקראת סוף חודש אוקטובר 2022 דיווחה אנרג'יאן על הפקת גז ראשון מחזקת כריש ומכירתו ללקוחותיה, ובהתאם החלה לשלם תמלוגים לשותפות על פי ההסכם כאמור לעיל. עד למועד אישור הדוחות הכספיים, משלמת אנרג'יאן לשותפות תמלוגים בגין הקונדנסט המופק מחזקת כריש, תחת מחאה. על פי דיווחי אנרג'יאן, הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש צפון החלה בסוף חודש פברואר 2024.

ביאור 9 - זכאים ויתרות זכות:

הרכב:

31.12.2022	31.12.2023	
0.5	0.3	צדדים קשורים (ראה ביאור 20)
6.3	4.9	צדדים קשורים בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
8.8	8.7	צדדים שלישיים בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12 ו-15)
0.3	-	התחייבות בגין תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ראה ביאור 13ח)
4.7	-	היטל רווחי נפט וגז (ראה ביאור 19ג)
11.3	10.1	משרד האנרגיה בגין תמלוגים (ראה ביאורים 12 ו-15)
58.7	75.2	זכאים במסגרת עסקאות משותפות <sup>18</sup>
0.3	0.3	חלויות שוטפות בגין התחייבות בגין חכירה (ראה ביאור 20ה)
2.9	0.3	הוצאות לשלם
3.1	1.3	ספקים וזכאים אחרים
<b>96.9</b>	<b>101.1</b>	<b>סך-הכל</b>

ביאור 10 – אגרות חוב, הלוואות ומסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים:

א. הרכב ומועדי פירעון לפי שנים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי:

(1) הרכב אגרות החוב:

31.12.2022	31.12.2023	
2,155.8	1,735.1	לוויתן בונד (ראה סעיף ב להלן)
<sup>19</sup> (424.8)	-	בניכוי חלויות שוטפות
<b>1,731.0</b>	<b>1,735.1</b>	<b>סך הכל (בניכוי חלויות שוטפות)</b>

(2) מועדי פירעון לפי שנים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי:

מועד פרעון נקוב	ריבית	עלות מופחתת	סכום	
יוני 2025	6.125%	597.7	600.0	לוויתן בונד-2025
יוני 2027	6.500%	595.0	600.0	לוויתן בונד-2027
יוני 2030	6.750%	542.4	550.0	לוויתן בונד-2030
		<b>1,735.1</b>	<b>1,750.0</b>	<b>סך הכל</b>

<sup>18</sup> כוללות בעיקרן הוצאות שהוצאו על ידי מפעיל העסקאות המשותפות וטרם שולמו.  
<sup>19</sup> בניכוי רכישות עצמיות בסך של כ-74.6 מיליון דולר כמפורט בסעיף ג להלן.

ב. אגרות חוב לווייתן בונד:

ביום 18.8.2020 הושלם הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על ידי דלק לווייתן 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").

מלא 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 בפריקט 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 מפריקט לווייתן (להלן: "הסכמי הגז"), זכויות השותפות בהסכם התפעול המשותף בחזקות (JOA), חלקה של השותפות בנכסי הפריקט (לרבות הפלטפורמה, בארות, מתקנים, מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לחוף), זכויות השותפות בחשבונות בנק ייעודיים, פוליסות ביטוח מסוימות ורישיונות שונים בקשר עם פריקט 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 מפריקט 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 הפריקט 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 פריקט 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.

ב. אגרות חוב לווייתן בונד (המשך):

המנפיקה התחייבה שלא ליטול חוב פיננסי נוסף, למעט הנפקת אגרות חוב נוספות או חוב מובטח אחר בדרגה שווה, בכפוף לתנאים שפורטו, ובכלל זאת (i) סך החוב המובטח של המנפיקה (כולל אגרות החוב) לא יעלה בכל עת על 2.5 מיליארד דולר; (ii) מתקיימים יחסים פיננסיים מסוימים, שפורטו במסמכי המימון בקשר להנפקת חוב נוסף כאמור. כמו כן, השותפות התחייבה שלא ליטול חוב פיננסי נוסף כלשהו המובטח בנכסים המשועבדים, למעט הלוואה נוספת שתקבל מהמנפיקה בתנאי back-to-back לחוב נוסף שתגייס המנפיקה בכפוף למגבלות הקבועות לכך במסמכי המימון. השותפות התחייבה כי לא תבצע עסקת מיזוג או תשנה את פעילותה בדרך שסביר לצפות כי תגרום להשפעה מהותית לרעה, או כי תיכנס להליכי פירוק או 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), למעט תקופה מסוימת לפני מועד הפירעון הקבוע, בה פירעון מוקדם לא יחויב בעמלת פירעון מוקדם), ו- (2) פדיון מוקדם חובה במקרים מסוימים שהוגדרו, לרבות בדרך של רכישה עצמית של אגרות החוב ו/או ביצוע הצעת רכש לכלל מחזיקי אגרות החוב, ובכלל זאת בעת מכירה של כל או חלק מהזכויות בפרויקט לווייתן. המנפיקה והשותפות התחייבו כי אם תחול חובת ניכוי מס במקור לגבי התשלומים שיש לבצע על-פי תנאי אגרות החוב למי שהינו תושב חוץ, אזי, בכפוף לחריגים מסוימים שהוגדרו, ישלמו המנפיקה ו/או השותפות, לפי העניין, סכומים נוספים, ככל שיידרש על מנת שהסכומים נטו שיקבל תושב החוץ יהיו שווים לסכומים שהיה מקבל אותו תושב חוץ אלמלא היה נדרש ניכוי המס במקור כאמור. בהקשר זה יצוין כי ביום 27.7.2020 קיבלה השותפות אישור מרשות המיסים בו נקבע, בין היתר, כי אגרות החוב שישחרו במסגרת מערכת "רצף המוסדיים" בבורסה הינן אגרות חוב הנסחרות בבורסה בישראל לצורך סעיף 9(15d) לפקודת מס הכנסה (לעניין פטור ממס על ריבית המשולמת לתושב חוץ על אגרות חוב הנסחרות בבורסה) וסעיף 97(2b) לפקודה (לעניין פטור ממס לתושב חוץ על רווחי הון במכירת אגרות החוב הנסחרות בבורסה), והכל בכפוף לתנאים שפורטו באישור רשות המיסים והוראות פקודת מס הכנסה והתקנות מכוחה.

מסמכי המימון כוללים מנגנון של מפל תשלומים, לפיו כל הכנסות השותפות 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 לפחות<sup>20</sup>.

במסגרת מסמכי המימון הוגדרו אירועי הפרה (Events Of Default) אשר בהתקיימם, בכפוף לתקופות ריפוי מסוימות שהוגדרו, סייגים ותנאים, יהיה רשאי הנאמן לאגרות החוב (ובמקרה של דרישה של רבע ממחזיקי אגרות החוב – יהיה חייב) להעמיד לפירעון מידי את היתרה הבלתי מסולקת של אגרות החוב ויהיה רשאי לפעול למימוש השעבודים, ואלו האירועים העיקריים: (1) אי תשלום קרן, ריבית או תשלומים אחרים המתחייבים על פי מסמכי המימון; (2) הפרת מצגים; (3) הפרת התחייבויות (Covenants) או התחייבויות שליליות (Negative Covenants) שהוגדרו במסמכי המימון; (4) אירוע או כניסה להליכי חדלות פירעון של המנפיקה, וכן אירוע חדלות פירעון כאמור או של צד להסכם גז מהותי (כהגדרתו במסמכי המימון), המפעיל בפרויקט לווייתן או השותפות, אם סביר לצפות שהדבר יגרום להשפעה מהותית לרעה (כהגדרתו 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

<sup>20</sup> יחס הכיסוי NPV Coverage Ratio הוגדר כיחס בין הערך הנוכחי של התזרים הפנוי לשירות החוב (כהגדרתו במסמכי המימון) הצפוי לנבוע מעתודות מוכחות וצפויות (2P), לפי שיעור היוון של 10%, מזכויות השותפות בפרויקט לווייתן (להלן: "התזרים המהוון"), לבין יתרת החוב של המנפיקה המובטח בנכסים המשועבדים בניכוי מזומנים שהצטברו בחשבונות מסוימים במועד המדידה. על פי מסמכי המימון, התזרים המהוון יחושב על פי אותן הנחות שימשו את השותפות לצורך דוחות המשאבים שתפרסם על פי הוראות חוק ניירות ערך, למעט ההנחות בנוגע למחיר חבית Brent שתהיינה מבוססות על מחירי חוזים עתידיים הנסחרים ב-ICE, כפי שהוגדר במסמכי המימון.

ב. אגרות חוב לווייתן בונד (המשך):

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; (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, ששוויים המצטבר עולה על 35 מיליון דולר יחדלו להיות בתוקף; (11) אם ניתן כנגד המנפיקה פסק דין שאינו ניתן לערעור לתשלום סכום העולה על 35 מיליון דולר אשר לא שולם; (12) אם קיימת הכרה של התחייבות בהסכם להעמדת חוב מובטח אחר בדרגה שווה של המנפיקה בשווי העולה על 35 מיליון דולר; (13) אם הכרה התחייבות לביצוע כדיון מוקדם חובה; (14) אם הוכרו 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 אישור הדוחות הכספיים, עומדת השותפות בהתחייבויותיה כאמור לעיל.

ביום 1.5.2023 בוצע פירעון מוקדם חלקי של הסדרה הראשונה של אגרות החוב כמתואר להלן, אשר מועד פירעונה המקורי חל ביום 30.6.2023, בהתאם לתנאי אגרות החוב, בהיקף של 280 מיליון דולר (מתוך היקף סדרה כולל של 500 מיליון דולר), וביום 30.6.2023 נפרעה יתרת הסדרה הראשונה של אגרות החוב במלואה ובמועד המתוכנן, וזאת בהתאם לתנאי אגרות החוב.

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.

ביום 15.11.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי להמשיך בביצוע רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה, וזאת מסדרת אגרות החוב אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2025 ו/או מסדרת אגרות החוב אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2027. עד למועד אישור הדוחות הכספיים, ביצעה השותפות רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית הרכישה בסך כולל של כ- 7.7 מיליון דולר. יובהר כי, אין בהחלטה כאמור בכדי לחייב את השותפות ו/או את לווייתן בונד לבצע רכישה של אגרות החוב, וכי הנהלת השותפות תהיה רשאית להחליט שלא לרכוש אגרות חוב כלל.

ד. מסגרות אשראי מתאגידים בנקאיים:

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 6.3.2024. על החלק הבלתי מנוצל של כל אחת ממסגרות האשראי שילמה השותפות עמלת אי ניצול רבעונית בשיעור שנתי של 0.65%, עד למשיכתה על ידי השותפות או תום תקופת הזמינות, לפי המוקדם. כל הלוואה המנוצלת מתוך מסגרת אשראי א' נושאת ריבית SOFR בתוספת מרווח של 2.7% לשנה, כאשר קרן ההלוואה שתימשך כאמור ממסגרת א' תעמוד לפירעון עד ליום 30.5.2025.

ד. מסגרות אשראי מתאידיים בנקאיים (המשך):

כל הלוואה המנוצלת מתוך מסגרת אשראי ב' נושאת ריבית SOFR בתוספת מרווח של 3% לשנה, כאשר קרן הלוואה, שתימשך תעמוד לפירעון ב- 4 תשלומים רבעוניים שווים החל מתום רבעון ראשון 2024 ועד לסוף 2024. בנוסף, בגין מסגרת אשראי ב' שילמה השותפות ביום 15.2.2023 עמלת התחייבות חד פעמית בשיעור 0.75% ממסגרת אשראי ב'. עוד נקבע כי 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 לאנרג'יאן (כאמור בביאור 8 לעיל), ביחס ליתרה הבלתי מסולקת של כלל הלוואות שנמשכו ממסגרת א' ו-ב' לרבות בקשת המשיכה לא יפחת מ-200% וכי במקרה, שאנרג'יאן תפרע בפירעון מוקדם תשלומים של הלוואות 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 כהגדרתו בהסכם 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 ללא הסכמת הבנק בכתב ומראש, 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. האמור לא יחול על הלוואות אחרות שהינן Limited Recourse (למעט במקרה של העמדה לפרעון מיידי של אגרות החוב לווייתן בונד). 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 לא משכה כספים ממסגרת אשראי זו.

ביום 9.1.2023, לבקשת השותפות נסגרה מסגרת אשראי ב'. השותפות לא ניצלה את מסגרת ב' ולא משכה הלוואה ממנה במהלך תקופת הזמינות. בנוסף, נחתמו כתבי תיקון להסכם המסגרת לפיו תקופת הזמינות של מסגרת אשראי א' תוארך עד 31.3.2024. נכון למועד חתימת הדוחות הכספיים השותפות משכה סך של 80 מיליון דולר ממסגרת אשראי א', אשר נפרעו במלואם במהלך חודש ינואר 2024.

ביום 14.3.2024 חתמה השותפות עם בנק ישראלי על הסכם להעמדת מסגרת אשראי בנקאי, אשר מבטל את כל המסגרות הקודמות האמורות לעיל, לשימוש השותפות בפעילותה השוטפת. בהתאם לתנאי מסגרת האשראי, השותפות, רשאית למשוך מעת לעת הלוואות בדולר ארה"ב עד לסכום כולל של 100 מיליון דולר בתקופת הזמינות אשר החלה ביום 14.3.2024 ותסתיים ביום 7.3.2025. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים השותפות לא ניצלה את המסגרת האמורה. בהתאם להסכם, על החלק הבלתי מנוצל של ממסגרת האשראי תשלם השותפות עמלת אי ניצול רבעונית בשיעור שנתי של 0.65%, עד למשיכתה על ידי השותפות או תום תקופת הזמינות, לפי המוקדם. כל הלוואה המנוצלת מתוך מסגרת אשראי נושאת ריבית SOFR בתוספת מרווח של 2.5% לשנה, כאשר קרן הלוואה שתימשך כאמור תעמוד לפרעון עד ליום 15.4.2026. העמדת מסגרת 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 עד ליום 30.6.2026 לסכום מסגרת האשראי לא יפחת מ-1 כאשר לצורך חישוב זה יתווסף למקורות סכום השווה ליתרת מסגרת האשראי אשר טרם נמשכה באותו המועד, ויחשב כחלק מ"עודף המקורות" כאמור.

ה. אגרות חוב תמר בונד:

בחודש מאי 2014 הושלם הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על-ידי דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ, חברה ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות, לפיו הונפקו 5 סדרות של אגרות חוב בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר. בעקבות מכירת יתרת זכויות השותפות בפרויקט תמר כאמור בביאור 9 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 בפרויקט תמר.

ו. אגרות חוב סדרה א':

בחודש 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 פירעון 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.

ביאור 11 – התחייבויות אחרות לזמן קצר ולזמן ארוך:

א. התחייבות אחרות לזמן ארוך:

31.12.2022	31.12.2023	
66.5	71.3	התחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז (ראה ביאור 2 ו- סעיף ב)
2.6	2.3	התחייבות בגין חכירה
0.1	0.1	אחרות
<b>69.2</b>	<b>73.7</b>	<b>סך-הכל</b>

ב. תנועה בהתחייבות לסילוק נכסי נפט וגז:

2022	2023	
122.0	76.4	יתרה ליום 1 בינואר
24.4	3.7	תוספות
1.5	3.2	השפעת חלוף הזמן
(19.8)	(2.1)	השפעת עדכון שיעור ההיוון ומידוד
(51.7)	(7.7)	סכומים שיצאו לנטישת נכסי נפט וגז (ראה ביאור 317 לעיל)
<b>76.4</b>	<b>73.5</b>	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר</b>
(9.9)	(2.2)	בניכוי התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז לזמן קצר (ראה ביאור 317 לעיל)
<b>66.5</b>	<b>71.3</b>	<b>סך-הכל</b>

שיעור ההיוון למדידת התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז ליום 31.12.2023 הינו 6.9% (31.12.2022: 6.7%)

**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)**

**ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים:**

א. על-פי הסכם השותפות, השותף הכללי יהיה זכאי ל-0.01% מההכנסות וישיא ב-0.01% מההוצאות וההפסדים של השותפות, והשותף המוגבל (הנאמן) זכאי ל-99.99% מההכנסות וישיא 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:

1. דמי ניהול שוטפים בסכום בשקלים השווה ל-40,000 דולר ארה"ב לחודש; ובנוסף,
2. דמי ניהול בשיעור של 7.5% ממחצית הוצאות השותפות המוגבלת בגין פעולות חיפוי 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 שכירות 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 יחזרו 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 חיפוי 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 שהסתיימה 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.



ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת  
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)  
ביאור 12 – התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים  
ב. התקשרויות לתשלום תמלוגים (המשך):  
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

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 (ראה גם ביאורים 12טז ו-15 להלן).

1. הסכמים למכירת גז טבעי מפריקט לווייתן:

להלן פרטים תמציתיים בדבר ההסכמים לאספקת גז טבעי מפריקט לווייתן, שנחתמו על-ידי השותפות, יחד עם יתר

שותפי לווייתן, שהם בתוקף במועד אישור הדוחות הכספיים<sup>21</sup>:

הלקוח	מועד תחילת אספקה	תקופת ההסכם <sup>22</sup>	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2023 (100%) (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- 19.1	כ- 2.3	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. במרבית ההסכמים לא מוקנית לצדדים אופציה להארכת תקופת ההסכם.	כ- 4.2	כ- 0.9	נוסחת ההצמדה במרבית ההסכמים מבוססת בחלקה על הצמדה למחירי הברנט ובחלקה לתעריף יצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה".  קיימת הצמדה חלקית גם למדד מרווח הזיקוק ולמדד התע"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל.  במספר הסכמים קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
הסכם יצוא – נפקו (המתואר בפסקה 2 להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תוארך תקופת האספקה בשנתיים נוספות.	כ- 45	כ- 10	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט וכוללת "מחיר רצפה".
הסכם יצוא – בלו אושן (המתואר בפסקה 3 להלן)	2020	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תקופת האספקה תוארך בשנתיים נוספות.	כ- 60	כ- 16.4	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- 128	כ- 30 <sup>23</sup>	

<sup>21</sup> יצוין כי, הנתונים בטבלה אינם כוללים הסכמים לאספקת גז טבעי מפריקט לווייתן, שהינם על בסיס מזדמן.

<sup>22</sup> במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז עשויה להסתיים במועד בו סופקה ללקוחות הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם.

<sup>23</sup> יצוין כי, הכמות הכוללת שסופקה מפריקט לווייתן עד ליום 31.12.2023 (100%) (הן תחת ההסכמים המפורטים בטבלה והן תחת הסכמי SPOT, ההסכמים שהסתיימו) עומדת על סך של כ-40 BCM.

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. הסכמים למכירת גז טבעי מפריקט לווייתן (המשך):

פרטים נוספים אודות הסכמים למכירת גז טבעי שנחתמו על-ידי שותפי לווייתן:

- (א) במהלך שנת 2023 ועד למועד אישור הדוחות הכספיים חתמה השותפות על מספר הסכמים למכירת גז טבעי מפריקט לווייתן עם לקוחות שונים במשק הישראלי על בסיס מזדמן (Spot). יצוין כי, במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2023 עם ההפסקה הזמנית של ההפקה ממאגר תמר בעקבות פרוץ מלחמת חרבות ברזל, פעלו שותפי לווייתן לחתימת הסכמים על בסיס מזדמן כאמור עם כלל הלקוחות הרלבנטיים במשק הישראלי, וזאת על מנת לוודא שניתן יהיה לספק ללקוחות אלו גז טבעי, ככל שיידרש.
- (ב) 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.
- (ג) בהסכמים נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי לווייתן לספק גז לרוכשות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.
- (ד) בהתאם למתווה הגז, לכל אחת מהרוכשות בהסכמים, שנחתמו עד ליום 13.6.2017 ולתקופה העולה על 8 שנים, ניתנה אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, לכמות השווה ל- 50% מהכמות השנתית הממוצעת אותה צרכה בפועל בשלוש השנים, שקדמו למועד ההודעה על מימוש האופציה, בכפוף 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.

2. הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן:

בחודש 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 החזקויותיהם 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 מינימאלית 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.

בחודש נובמבר 2016 חתמו שותפי לווייתן וחברת השיווק על הסכם הסבה להסכם היצוא ("Back-to-Back") לפיו הסכמים שיתקבלו, ההתחייבויות, הסיכונים והעלויות הקשורים להסכם היצוא יוסבו לשותפי לווייתן באותם נתאים back to back, כאילו שותפי לווייתן היו צד להסכם היצוא במקום חברת השיווק.

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן (המשך):

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

3. הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת בלו אושן במצרים:

בחודש פברואר 2018 נחתם הסכם בין השותפות ושברון לבין חברת בלו אושן (להלן "הרוכשת") ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן למצרים וביום 26.9.2019 הושלמה חתימה על הסכם לתיקון הסכם לווייתן-בלו אושן המקורי בין שותפי לווייתן לבין בלו אושן (להלן בסעיף זה: "הסכם לווייתן") וכן נחתם הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים בין שותפי לווייתן ולבין שותפי תמר. ביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי בהתאם להסכם לווייתן.

להלן תמצית פרטי ותנאי הסכם הייצוא לווייתן:

- (א) כמות הגז החוזית הכוללת, שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת על בסיס מחייב (Firm), כ- 60 BCM (להלן: "הכמות החוזית הכוללת").
- (ב) אספקת הגז החלה ביום 15.1.2020 ותהא עד ליום 31.12.2034 או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית הכוללת, המוקדם מביניהם (להלן: "תקופת הסכם לווייתן"). במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, יהיה כל צד רשאי להאריך את תקופת האספקה בשנתיים נוספות.
- (ג) שותפי לווייתן התחייבו לספק לרוכשת כמויות גז שנתיות, כדלקמן: (i) בתקופה, שהחלה ביום 15.1.2020 והסתיימה ביום 30.6.2020, כ- 2.1 BCM לשנה; (ii) בתקופה שהחלה ביום 1.7.2020 והסתיימה ביום 30.6.2022 – כ- 3.6 BCM לשנה; ו- (iii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2022 ומסתיימת בסיום תקופת הסכם לווייתן – כ- 4.7 BCM לשנה. כמו כן, הסכם לווייתן כולל הוראות בנוגע לאפשרות להזרמת כמויות גז נוספות, מעבר לכמויות היומיות הנקובות לעיל, על בסיס מזדמן (Spot). 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.
- (ד) הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות רבעוניות ושנתיות, בהתאם למנגנונים, שנקבעו בהסכם לווייתן, אשר בין היתר מאפשרים לרוכשת להקטין את כמות ה- TOP בשנה בה המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, כך שתעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. ככל שתופחת הכמות החוזית במקרה של אי הסכמה על עדכון מחיר הגז, כאמור בפסקה ה להלן, זכותה של בלו אושן להקטין את כמות ה- Take or Pay כאמור לעיל, תבטל (ראה ביאור 12 להלן בדבר תובענה ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית שהוגשה כנגד השותפות בקשר לתניה כאמור). כמו כן, בקשר להתחייבות הרוכשת לרכוש או לשלם, נקבעו בהסכם, בין היתר, הוראות ומנגנון המאפשרים לרוכשת, לאחר שצרכה את הכמות המינימאלית לחיוב בגין שנה מסוימת, לקבל באותה שנה אספקת גז ללא תשלום נוסף עד ליתרת כמות הגז שלא נצרכה בשנים קודמות ואשר בגינה שילמה תמורה למוכרים במסגרת ההתחייבות ל- Take or Pay (מנגנון Make Up), וכן הוראות ומנגנון המאפשר לרוכשת לצבור כמויות שנרכשו בשנה כלשהי מעבר לכמות המינימאלית, ולנצלן לצורך הפחתת התחייבות הרוכשת (מנגנון Carry Forward).
- (ה) מחיר הגז שיסופק לרוכשת ייקבע על פי נוסחה המבוססת על חבית נפט מסוג ברנט (Brent), וכן "מחיר רצפה". 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 30% במועד ההתאמה השני. יצוין, כי ההסכם כולל מנגנון תמריצים תלוי כמויות ובכפוף למחיר חבית נפט.

3. הסכם ליצוא גז טבעי מפריקט לווייתן לחברת בלו אושן במצרים (המשך):

- (ו) 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.
- (ז) על מנת לאפשר הגדלה של כמויות הייצוא למצרים ולאור העיכוב בהשלמת פרויקט המקטע המשולב אשדוד-אשקלון, כמפורט בביאור 12 להלן, חתמו שותפי לווייתן ובלו אושן על תיקון להסכם הייצוא למצרים, במסגרתו הוסכם, בין היתר, על הגדרת נקודת מסירה נוספת של הגז בעקבה שבירדן תחת הסכם הייצוא למצרים, במסגרתו נקבעה הנחת מחיר מסוימת, כפיצוי לבלו אושן על הוצאות ההולכה הנוספות הכרוכות בהולכת הגז מנקודת המסירה הנוספת בהן היא נושאת. הזרמת הגז למצרים לנקודת המסירה בעקבה החלה בחודש מרץ 2022, ומתבצעת באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון, כמפורט בביאור 12 להלן.

במקביל לחתימת הסכם לווייתן, ביום 26.9.2019 (כפי שתוקן ביום 21.8.2023) חתמו השותפות ושברון על הסכם עם יתר שותפי לווייתן ועם שותפי תמר בקשר עם הקצאת הקיבולת – Capacity Allocation Agreement (להלן בסעיף זה: "הסכם הקצאת קיבולת") במערכת ההולכה מישראל למצרים.

חלוקת הקיבולת במערכת ההולכה מישראל למצרים (צינור EMG וצנרת ההולכה בישראל) תהיה על בסיס יומי, לפי סדר קדימות, כדלקמן:

- 1) רובד ראשון – עד 350MMCF ליום יוקצה לטובת שותפי לווייתן.
- 2) רובד שני – הקיבולת מעבר לרובד הראשון, עד 150MMCF ליום עד ליום 30.6.2022 (להלן: "מועד הגדלת הקיבולת"), ו- 200MMCF ליום לאחר מועד הגדלת הקיבולת – תוקצה לטובת שותפי תמר.
- 3) רובד שלישי – כל קיבולת נוספת מעבר לרובד השני תוקצה לטובת שותפי לווייתן.

בהתאם להסכם הקצאת הקיבולת, במועד השלמת עסקת EMG שילמו שותפי לווייתן ושותפי תמר לשותפות ולשברון סך של 250 מיליון דולר (80% על-ידי שותפי לווייתן ו- 20% על-ידי שותפי תמר), כדמי השתתפות בתמורה להתחייבות לאפשר הזרמת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר והבטחת קיבולת בצינור EMG. בהסכם נקבע כי גובה התשלומים האמורים יעודכן בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם ולמועדים שנקבעו בו, על בסיס השימוש בפועל בצינור EMG. לאור כך, עבור התקופה שבין 1.1.2022 ל- 30.6.2022 חלוקת התשלומים בין שותפי לווייתן לשותפי תמר היתה כ- 83% וכ- 17%, בהתאמה. בהסכם הקצאת הקיבולת נקבעו הסדרים נוספים בנוגע לנשיאה בעלויות ובהשקעות הנוספות, שתידרשנה לצורך השמשת צינור EMG וניצול מקסימלי של הקיבולת בצינור, שתשלמנה 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 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. כמו כן, לכל צד תהיה זכות לסיים את חלקו בהסכם הקצאת הקיבולת ככל שהסכם הייצוא 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.

הזרמת הקונדנסט לבז"ן תבצע על בסיס מזדמן עד לכמות מירבית, 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 להגנת הסביבה.

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 להיכנס 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. יצוין כי, בעקבות חתימת ההסכם עם בז"א (כאמור בפסקה ה להלן) שלחה בז"ן מכתב לשותפי לווייתן לפיו, ההתקשרות עם בז"א מהווה הפרה של הסכם בז"ן, הפרה צפויה של ההסכם והתנהגות בחוסר תום לב. בהמשך, ביום 4.2.2024 הודיעו שותפי לווייתן לבז"ן כי תחילת הזרמת הקונדנסט לבז"א צפויה במהלך חודש מרץ 2024, וכי החל ממועד זה יפחתו משמעותית הכמויות המועברות לבז"ן. בתגובה להודעה זו, שלחה בז"ן מכתב לשותפי לווייתן לפיו הודעתם האמורה של שותפי לווייתן מהווה הפרה של ההסכם עם בז"ן. בפנייתם זו אף דרשה בז"ן משותפי לווייתן להבהיר מהן כמויות הקונדנסט שבכוונתם להזרים לבז"ן. לעמדת השותפות, טענות ודרישות בז"ן האמורות הינן חסרות כל בסיס.

ה. הסכם להולכת קונדנסט ממאגר לווייתן

ביום 1.9.2022 נחתם בין שברון (בשם שותפי לווייתן) לבין חברת תשתיות אנרגיה בע"מ (להלן: "תש"א") הסכם, שנועד להסדיר מנגנון חלופי להזרמת קונדנסט מפריקט לווייתן באמצעות צינור קיים בקוטר 6 אינץ' של תש"א והמערכות הנלוות לו (להלן: "ההסכם ו- "הצינור", בהתאמה), אשר עיקריו הינם כדלקמן:

1. ההסכם יעמוד בתוקפו למשך 20 שנה ממועד תחילת ההזרמה, בכפוף הוראות המקנות לצדדים אפשרות לבטלו לפני תום התקופה.
2. על פי ההסכם, תש"א תהיה אחראית על תכנון וביצוע עבודות החיבור וההתאמה של הצינור למטרת הולכת הקונדנסט כאמור (להלן: "עבודות החיבור"). וכן על קבלת כל האישורים להזרמת הקונדנסט בצינור ועל ההפעלה והתחזוקה השוטפת של הצינור.
3. שברון (באמצעות שותפי לווייתן, לפי חלקם בחזקות לווייתן) התחייבה לשאת בעלויות הכרוכות בעבודות החיבור בהתאם להיקף ולמנגנון הקבוע בהסכם, וזאת בסכומים שיוסכמו על-ידי הצדדים מראש.
4. כל אחד מהצדדים רשאי להביא את ההסכם לסיומו אם לא התקיימו התנאים המתלים תוך 12 חודשים ממועד החתימה או אם מועד תחילת ההזרמה לא התקיים תוך 12 חודשים ממועד הכניסה לתוקף של ההסכם.
5. 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.

ה. הסכם להולכת קונדנסט ממאגר לווייתן (המשך):

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. ביום 1.2.2024 נמסר לשותפות כי התקיימו כל התנאים המתלים לתוקף ההסכם. ביום 7.3.2024 החלה הזרמת הקונדנסט לבז"א.

ו. הסכם למכירת קונדנסט ממאגר לווייתן עם בית זיקוק אשדוד בע"מ

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

1. על פי ההסכם התחייבו המוכרים לספק לבז"א קונדנסט המופק ממאגר לווייתן, שיוזרם באמצעות צינור תש"א.
2. בהסכם נקבעו, בין היתר, הוראות בדבר מגבלות על הכמויות המירביות (ברמה יומית וחודשית) של הקונדנסט שיוספק לבז"א, קנסות במקרה של הפרת הוראות ההסכם, והוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה.
3. הזרמת הקונדנסט לבז"א תחל במועד תחילת ההזרמה בצינור תש"א (להלן: "מועד תחילת ההזרמה"), ותימשך לתקופה של 4 שנים. יצוין כי, ביום 7.3.2024 החלה הזרמת הקונדנסט לבז"א.
4. המחיר שישולם למוכרים נקבע על פי מחיר חבית נפט מסוג ברנט בניכוי מרווח, באופן מדורג, כמפורט בהסכם.

ז. הערכות בדבר כמויות ומחירי הגז הטבעי, הקונדנסט ומועדי האספקה:

ההערכות בדבר כמויות הגז הטבעי והקונדנסט, שתירכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל בפרויקט לווייתן, 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 מימושן וכיוצא"ב.

ח. החזר הוצאות עקיפות למפעילות הפרויקטים:

פעילותה של השותפות בעסקאות המשותפות "רציו-ים" ו"ים תטיס" מתבצעת על ידי שברון ופעילותה של השותפות בעסקה המשותפת בלוק 12 בקפריסין מתבצעת על-ידי שברון קפריסין. על פי הסכמי התפעול המשותף בעסקאות משותפות וברישיונות אלה הוסכם ששברון ושברון קפריסין, בהתאם לאמור, תשמש כמפעילה תהיה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. על פי כללי ההתחשבות המנויים בהסכמים, זכאיות שברון ושברון קפריסין להחזר הוצאות עקיפות המחושבות כאחוז מההוצאות הישירות כמפורט להלן:

**עסקה משותפת רציו ים:**

שברון זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן לשיעור של 1% עד 4% בגין הוצאות חיפושיים, כאשר שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפושיים. בנוסף לכך, לשיעור של 1% מכלל הוצאות הפיתוח והתפעול הישירות, כהגדרתן בהסכם, וזאת בכפוף להחרגות מסוימות.

**עסקה משותפת ים תטיס:**

שברון זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות העקיפות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת, בשיעור של 1% מההוצאות עד להיקף הוצאות של 20 מיליון דולר לשנה ומעבר לסכום זה בשיעור של 0.85% מההוצאות.

**בלוק 12 בקפריסין:**

שברון קפריסין זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן סכומים בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל בשיעור של 1% עד 4% בקשר עם הוצאות חיפושים, יצוין כי שיעור תשלום ההוצאות העקיפות למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפושים. כמו כן, זכאית שברון קפריסין לתשלום הוצאות עקיפות בשיעור של 1.5% בגין 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 31.12.2023, נפקו ובלו אושן הם הלקוחות הגדולים ביותר של השותפות ולפיכך ביטול ההסכמים שנחתמו בינם לבין שותפי לווייתן או אי קיומם ישפיע באופן מהותי על פעילות השותפות והכנסותיה העתידיות. לפרטים בדבר היקפי מכירות ויתרת לקוחות ראה ביאור 21 להלן.

**י. היתרים ורישיונות 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 רישיון 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 (לפרטים בדבר הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס ראה ביאור 3גא).
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 כאמור בביאור 12יא להלן. 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.

**יא. שעבודים וערבויות:**

1. פיקדונות בבנק לזמן קצר ליום 31.12.2023 בסך של כ-145.8 מיליון דולר המשמשים לשירות חוב ולתשלומים שוטפים במסגרת הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד (ראה ביאור 10ב לעיל).
2. פיקדונות בבנק לזמן ארוך ליום 31.12.2023 כוללים סך של כ-101.4 מיליון דולר משמש ככרית בטחון לפירעון קרן אגרות החוב במסגרת הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד (ראה ביאור 10ב לעיל) ופקדון 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 10ב בדבר שעבודים שנתנה השותפות על נכסיה, במסגרת אגרות החוב.
4. על פי דרישת ממשלת קפריסין במסגרת הסכם הזיכיון כאמור בביאור 2ג לעיל, בשנת 2013 העמידה קבוצת דלק ערבות ביצוע לטובת הרפובליקה של קפריסין. בתמורה להעמדת הערבות משלמת השותפות עמלת ערבות לקבוצת דלק בסך של כ-368 אלפי דולר לשנה וזאת עד ל-25 שנים ממועד העמדת הערבות.
5. במסגרת פעילותה של השותפות בפרויקט לווייתן, העמידה השותפות ערבות עצמית לטובת רשות המסים בישראל (מכס) בקשר עם ציוד המיובא על-ידי מפעיל העסקה בסך של כ-67.6 מיליון ש"ח.
6. במסגרת פעולות הנטישה בפרויקט ים תטיס העמידה השותפות לטובת רשות המסים בישראל (מכס) ערבות עצמית בקשר עם ציוד המיובא על-ידי מפעיל העסקה בסך של כ-57.7 מיליון ש"ח.
7. במהלך חודש יולי 2018, העמידו השותפים בפרויקט 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.



יא. שעבודים וערבויות (המשך):

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 יג), במסגרת פעילות השותפות בפרייקט לווייתן, העמידה השותפות ערבויות בנקאיות לטובת נתג"ז. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הסך הכולל הוא של כ- 152 מיליון ש"ח, שכנגדן שיעבדה השותפות פקדון דולרי בסך של כ- 11.5 מיליון דולר.
10. במסגרת פעילותה של השותפות במרוקו, בחודש דצמבר 2022 העמידה השותפות ערבות בנקאית בסך של כ- 1.75 מיליון דולר ל-ONHYM (ראה ביאור 4ג7 לעיל).
11. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים העמידה השותפות ערבויות בסך של כ-54.5 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 מפרייקט תמר, בהתאם למנגנון ההתחשבנות, אשר נועד לשמור על איזון כמויות הגז בפרייקט תמר, בין השותפים בו לפי חלקם. סעד ההשבה שנתבעת המדינה לשלם עומד, נכון ליום 31.12.2023 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 31.12.2023 עומד על סך של 19.4 מיליון דולר, כאשר חלקה של השותפות הוא בסך של כ-9 מיליון דולר. ביום 14.11.2022 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את התביעה, למעט בקשר עם עמדת התובעות בעניין השבת סכומי ריבית, שגבתה הנתבעת מהתובעות בסכום שאינו מהותי, ומחייב את התובעות בהוצאות הנתבעת ובשכר טרחת עורכי דינה. ביום 6.2.2023 הגישו התובעות ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון. ביום 13.8.2023 הגישה הנתבעת את תשובתה לערעור, ודיון בערעור נקבע ליום 15.7.2024. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, קיים קושי להעריך את סיכויי קבלת טענות התובעות בערעור, וזאת בהמשך למתן פסק הדין ומכיוון שטרם התקיים דיון בערעור. בהתאם לאמור לעיל, בשנת 2022 הכירה השותפות בגין התקופה שעד למכירת מלוא החזקותיה בפרייקט תמר בהוצאות בסך של כ-13.6 מיליון דולר בגין פרייקט תמר וכ-1.7 מיליון דולר בגין פרייקט לווייתן אשר נכללו ברווח (הפסד) מפעילות מופסקת ובהוצאות תמלוגים בפעילות הנמשכת בהתאמה. ההוצאות כוללות את התמלוגים, ששילמה השותפות למדינה תחת מחאה, תמלוגי על לשלם בקשר עם הכנסות, שנבעו מהסכמי אספקת הגז כאמור ועדכון שיעור התמלוגים בפי הבאר בפרייקטים תמר ולווייתן. יצוין כי, ההחלטה בנושא זה, כאשר תהיה חלוטה, תחול בשניונים המחויבים גם ביחס לתמלוגי-העל ששילמה השותפות לאורך השנים בגין פרייקט 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 פרייקט ים-תטיס, בסך של כ-6.2 מיליון דולר (מתוכו סך של כ-1.8 מיליון דולר לצדדים קשורים). יצוין כי, בהתאם להסכם מכירת זכויות השותפות בחזקות תמר ודלית כאמור בביאור 9ג7 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 כייצוגית 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 ווטרהאוס 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 הפכו את חובת הזהירות כלפי אבנר, וכי אבנר התנהלה באופן שקיפח את המיעוט. סך הנזק הוערך על-ידי המבקשים בסכום של 320 מיליון ש"ח.

ביום 7.5.2023 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את בקשת האישור. ביום 6.7.2023 הגישו המבקשים ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון במסגרתו התבקש בית המשפט העליון לקבל את הערעור ולהורות על קבלת בקשת האישור.

ביום 27.12.2023 הגישה PWC ערעור שכנגד על פסק הדין, אשר מתנהל בגדרי הערעור כאמור, במסגרתו טענה כי בית המשפט המחוזי שגה בכך שלא פסק הוצאות לזכותה (להלן בסעיף זה: "הערעור שכנגד"). בהתאם להחלטות בית המשפט, על הצדדים להגיש את התשובות לערעור ולערעור שכנגד עד ליום 15.4.2024. דיון בערעור ובערעור שכנגד נקבע ליום 2.1.2025.

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 המשיקים 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 למשיקים מוסדיים מיום 12.7.2017, לבין סך הדיבידנד, אשר על-פי חוות דעת מומחה שצורפה לבקשת האישור, צפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה.

ביום 13.8.2019 הורה בית המשפט למבקשים להעביר את כתבי-בי-הדין המצויים בתיק ליועץ המשפטי לממשלה על-מנת שזה יודיע עד ליום 15.9.2019 אם הוא מבקש להצטרף להליך. ביום 1.11.2020 הגישו המבקשים בקשה 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 כיייצוגית. ביום 23.4.2023 הגישו המבקשים בקשה למתן צו לגילוי מסמכים, וביום 17.7.2023 דחה בית המשפט את הבקשה לגילוי מסמכים ביחס לכלל המשיבים, למעט ביחס ללידר, לגביה התקבלה הבקשה באופן חלקי. כמו כן, ביום 16.8.2023 אישר בית המשפט הסדר דיוני מוסכם בין הצדדים, לפיו חקירות העדים במסגרת בקשת האישור יתקיימו במהלך החודשים פברואר-אפריל 2024. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, התיק מצוי בשלב ההוכחות, אשר צפוי להסתיים במהלך חודש אפריל 2024. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

יב. הליכים משפטיים (המשך):

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 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, תוך פגיעה בתחרות, עולה לכדי עשיית עושר ולא במשפט.

לטענת המבקש פעולות אלו של השותפות ושברון גרמו וצפויות לגרום נזק לקבוצות אותן הוא מבקש לייצג בסך של כ- 1.16 מיליארד ש"ח ולפיו מתבקש בית המשפט לפסוק גמול ושכר טרחה. הסעד העיקרי במסגרת בקשת האישור הינו קביעה של בית המשפט כי השותפות ושברון אינן רשאיות למנוע מיתר המחזיקות בפרויקט תמר לחתום על התיקון להסכם תמר. ביום 6.2.2024 נעתר בית המשפט לבקשת המבקש, בהסכמת המשיבות, לבטל דיוני ההוכחות שנקבעו לחודשים מרץ – אפריל 2024 וטרם קבע מועדים חדשים לקיומם. 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 בשנת 2017. בהתאם, מבקשות בעלות התמלוג מבית המשפט להצהיר, אילו הוצאות יש לקחת בחשבון בחישוב מועד החזר ההשקעה, וכן 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 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. ביום 21.12.2023 הורה בית המשפט, לבקשת הצדדים, על מחיקת תביעת המפקחים והתביעה שכנגד ללא צו להוצאות לאור הסכמות שהושגו בין הצדדים, במסגרתן, בין היתר, אישרו הצדדים את התחשיב המקורי שערכה השותפות (בכפוף לתיקון טעות לגבי עלויות סילוק שיוחסו לשותפות, בגינה בוצעה הפרשה בסך של כ- 1.6 מיליון דולר בספרי השותפות עוד בשנת 2018). בנוסף, בעלות התמלוג והשותפות אישרו כי העקרונות לפיהם חושב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר יחולו (בהתאמות מסוימות שפורטו במסגרת ההסכמות) גם ביחס לחישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט לווייתן.

יב. הליכים משפטיים (המשך):

7. ביום 23.4.2020 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות (להלן בסעיף זה: "המבקש") תובענה ייצוגית

ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית נגד השותפות, השותף הכללי, קבוצת דלק, יצחק שרון (תשובה), הדירקטורים של השותף הכללי (לרבות יו"ר הדירקטוריון לשעבר) ומנכ"ל השותף הכללי (להלן בסעיף זה: "בקשת האישור" ו-"המשיבים", בהתאמה), למחלקה הכלכלית בבית המשפט המחוזי בתל-אביב.

בבקשת האישור נטען כי, המשיבים נמנעו מלגלות בדיווחי השותפות על קיומה של תניה בהסכמים למכירת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר לחברת בלו אושן (להלן בסעיף זה: "הסכמי המכר" ו-"הרוכשת", בהתאמה), לפיה בשנה בה המחיר היומי הממוצע של חבית ברנט (כהגדרתה בהסכמי המכר) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, הרוכשת רשאית להקטין את הכמות השנתית המינימלית הנרכשת על-פי הסכמי המכר כך, שכמות זו תעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. לטענת המבקש, אי-הגילוי הנטען בדיווחי השותפות מקים עילות תביעה מכוח סעיפים שונים בחוק ניירות ערך, מכוח עוולת הפרת חובה חקוקה, ומכוח עוולת הרשלנות.

הסעד העיקרי המבוקש במסגרת בקשת האישור הינו כיצוי הקבוצה אותה מתעתד לייצג המבקש על הנזק שנטען שנגרם לה המוערך, בהתאם לחוות דעת שצורפה לבקשת האישור, בכ-55.5 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש להורות על מתן כל סעד אחר לטובת הקבוצה, כפי שבית המשפט ימצא לנכון בנסיבות העניין.

בהתאם להחלטת בית המשפט על המשיבים והמבקש להגיש סיכומים וסיכומי תשובה במהלך שנת 2024 והכל עד ליום 7.6.2024.

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

8. ביום 3.5.2021 הגישה חברת נמל חיפה בע"מ (להלן בסעיף זה: "נמל חיפה") תביעה נגד שברון, חברת קוראל שירותי

ים בע"מ (להלן בסעיף זה: "קוראל") וחברת גולד-ליין ספנות בע"מ (להלן בסעיף זה: "גולד ליין"), בסך של כ- 77 מיליון ש"ח (להלן: "התביעה העיקרית"). לטענת נמל חיפה, פריקה ישירה של מטענים בשטח אסדת לווייתן, כפי שנעשתה על-ידי שברון, מבלי לפרוק מטענים אלה תחילה באחד מממלי ישראל, הינה שלא כדין ונעשתה על מנת לחמוק מביצוע תשלומי חובה לנמל ובכך נגרם לנמל חסרון 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 כ-4.4 מיליון ש"ח, בשל תביעה בסך של כ-0.7 מיליון ש"ח בגין דמי ניטול ודמי תשתית, שחויבו בפועל על ידי נמל חיפה, שלא כדין ובשל תביעה בסך של כ-3.7 מיליון ש"ח בגין דמי מעגן, שחויבה בהם שברון ושלא בוצעה בהם הפחתה של 30%, בניגוד לדיון, במקרים של ניתוב עצמי של אוניות אשר עברו בשטח הנמל. ביום 11.9.2022 התקיים דיון קדם משפט, במסגרתו נקבע כי הצדדים יבואו בדברים במטרה להגיע להסכמות בדבר השלמת ההליכים המקדמיים. ככל שלא יגיעו להסכמות כאמור, יגישו בקשות בהתאם. על אף הניסיון להגיע להסכמות, הגישו הצדדים בקשות הדדיות בעניין ההליכים המקדמיים.

בימים 8.7.2023 ו-18.7.2023 דחה בית המשפט את הבקשות שהגישו הצדדים בעניין ההליכים המקדמיים, וכן קבע דיון קדם משפט אחרון ליום 4.6.2024.

עוד יצוין כי, ביום 3.4.2023 הגישה נמל חיפה בקשה לסילוק התביעה שכנגד על הסף, בטענה כי לא מתקיימת יריבות בינה לבין שברון, וזאת מכיוון שהחשבוניות ודמי המעגן שולמו על-ידי סוכן, וביום 21.6.2023 דחה בית המשפט את הבקשה כאמור, וכן חייב אותה בהוצאות.

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

יב. הליכים משפטיים (המשך):

9. ביום 3.12.2023 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות (להלן בסעיף זה: "המבקש") בקשה כנגד השותפות, בהתאם לסעיף 65מא לפקודת השותפויות ולסעיף 198א לחוק החברות, למתן צו לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת כנגד השותף הכללי; מר יוסי אבו, מנכ"ל השותף הכללי; וחברי דירקטוריון השותף הכללי (ובכללם חברי ועדת התגמול) בתקופה הרלוונטית (להלן בסעיף זה: "בקשת הגילוי"). בתמצית, בקשת הגילוי מבוססת על הטענה כי אישור תנאי הכהונה וההעסקה הנוכחיים של מר אבו על ידי ועדת התגמול והדירקטוריון, ב"אבורלינג", כנגד עמדת האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות נעשה בניגוד לדיון, תוך הפרת חובות הזהירות והאמון החלות על חברי הדירקטוריון ותוך הפרת חובותיו של מר אבו, כמנכ"ל השותף כללי, לפעול לטובת השותפות. במסגרת בקשת הגילוי נטען כי אישור תנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו באבורלינג נעשה מבלי שהתקיימו התנאים הנדרשים לכך על פי פקודת השותפויות; כי לא התקיים דיון מחדש מספק בתנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו ולא ניתנה במסגרתו התייחסות להתנגדות האסיפה הכללית; וכי הנימוקים שפורטו על ידי הדירקטוריון לא התייחסו לעצם דחיית אישור תנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו על ידי האסיפה הכללית. יצוין כי, בסמוך להגשת בקשת הגילוי הגיש המבקש לבית המשפט הודעה בעניין בקשות נוספות לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת שהוגשו על-ידו או על-ידי באי כוחו, המתבססים, לטענתו, על "מסכת עובדתית דומה"; כנגד משיבות אחרות: קבוצת דלק בע"מ (תנ"ג 58205-11-23); אלקטרה בע"מ (תנ"ג 50050-11-23) מטריקס אי.טי בע"מ (תנ"ג 60805-11-23); וסקופ מתכות בע"מ (תנ"ג 47021-11-23) (להלן: "ההליכים הנוספים").
- ביום 6.12.2023 הורה בית המשפט כי הצדדים להליכים הנוספים ישקלו לאחד את שמיעתם על ידי בחירת תיק מוביל (להלן: "תיק קטר") שאליו תוכפף ההכרעה בכלל ההליכים הנוספים; או בכל דרך אחרת (להלן: "איחוד הדיון").
- ביום 8.1.2024 הודיע המבקש לבית המשפט על הסכמתו לאיחוד הדיון, ובאותו מועד הגישה השותפות לבית המשפט את התנגדותה לאיחוד הדיון, וזאת, בין היתר מכיוון שמדובר בהליכים שונים ונבדלים, שעניינם בהחלטות אחרות, שהתקבלו על-ידי גופים אחרים, ביחס לתנאי כהונה של נושאי משרה אחרים ובתאגידים אחרים; וכי בניסיונות אלו איחוד ההליכים אינו צפוי לפשט ולייעל את הדיון בהם, ואין חשש להכרעות סותרות ביניהם, כפי שנדרש בדיון לשם איחוד הדיון בהליכים מקבילים. למיטב ידיעת השותפות, המשיבות בהליכים הנוספים התנגדו גם הן להצעה לאיחוד הדיון. בהתאם להחלטת בית המשפט, על השותפות להגיש את תשובתה לבקשת הגילוי עד ליום 2.4.2024.
- להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה להתקבל נמוכים מ-50%.
10. ביום 15.12.2020 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב כנגד שברון (להלן בסעיף זה: "המשיבה") בקשה לאישור תובענה ייצוגית על-ידי תושב אזור חוף דור בשם "כל מי שנחשף לזיהום האוויר, הים והסביבה החופית בשל פליטות אסורות מאסדת הגז, שמפעילות המשיבות בים, הממוקמת מול חוף דור, ומטפלת במאגר הגז הטבעי 'לווייתן', בתקופה שממועד התחלת פעילות האסדה בחודש דצמבר 2019 ועד למתן פסק דין בתביעה" (להלן בסעיף זה: "בקשת האישור", "המבקש" ו- "חברי הקבוצה"). בתמצית, נטען בבקשת האישור כי המשיבה חשפה את חברי הקבוצה לזיהום אוויר, ים וסביבה בשל פליטות אסורות, שמקורן באסדת מאגר לווייתן. חשיפה זו, לטענת המבקש, יצרה נזקים בריאותיים שונים (שלא פורטו בבקשת האישור) ונזק של פגיעה באוטונומיה בשל חשש לפגיעה בריאותית כאמור. הסעד העיקרי המבוקש בבקשת האישור הוא פיצוי הקבוצה על הנזק, שנטען שנגרם לה המוערך בכ- 50 מיליון ש"ח. ביום 7.2.2024 ניתן פסק דין הדוחה את בקשת האישור, תוך חיוב המבקש בהוצאות.

יג. התקשרות בהסכם הולכה לצורך יצוא גז:

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, תשתית הצנרת לייצוא ללקוחות השותפות במצרים וירדן כוללת את המערכות העיקריות המפורטות להלן -

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.

בחודש יולי 2020, עם הפעלת מחדס 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 3ג12 לעיל, הותקן באשקלון המחדס הנוסף, אשר איפשר להגדיל את יכולת ההזרמה במערכת EMG ל- 600 MMCF ליום (כ- 6 BCM בשנה). עם השלמת המקטע המשולב יתאפשר להגדיל את יכולת ההזרמה במערכת EMG לכ- 800 MMCF ליום (כ- 8 BCM בשנה), 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 כפי שתוקן מעת לעת:

א. 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- 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. כמו כן, התחייבה נתג'ז לספק שירותי הולכה לא רציפים על בסיס מזדמן (Interruptible) של כמויות גז נוספות מעבר לקיבולת הבסיסית, בכפוף לקיבולת, שתהיה זמינה במערכת ההולכה. בגין הולכת הכמויות הנוספות כאמור תשלם שברון תעריף הולכה בגין שירותי הולכה לא רציפים ביחס לכמויות שיוזרמו בפועל.

ב. במסגרת הסכם ההולכה התחייבה שברון לתשלום בגין הזרמה של כמות גז שלא תפחת מ- 44 BCM לאורך כל תקופת ההסכם. היה והצדדים יסכימו על הגדלת הקיבולת הבסיסית אזי הכמות המינימלית להזרמה כאמור לעיל תוגדל בהתאם.

ג. במסגרת הסכם ההולכה התחייבה נתג'ז להקים את המקטע המשולב המבוצע 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 ו) (להלן: "החלטת המועצה"), וכן את הכפלת מקטעי מערכת ההולכה דור-חגית ושורק-נשר באופן שיאפשר את הזרמת מלוא הכמויות תחת הסכם ההולכה.

ד. הזרמת הגז על-פי הסכם ההולכה תחל במועד שיתואם ויוסכם בין הצדדים, אך לא מוקדם מיום 1.7.2022 ולא יאוחר מיום 1.4.2023 (להלן: "מועד תחילת ההזרמה"), ובכפוף לזכותה של נתג'ז לדחות את מועד תחילת ההזרמה במקרה של עיכוב באישור התמ"א שמכוחה מוקם המקטע המשולב. יצוין כי, בחודש פברואר 2023 קיבלה שברון מכתב מנתג'ז, לפיו בעקבות תקלה באוניה המבצעת עבודות התשתית להנחת המקטע המשולב (להלן בסעיף זה: "העבודות"), ובהמשך להערכה ראשונית שקיבלה נתג'ז מהקבלן המבצע של העבודות, צפויה דחיה של לפחות 6 חודשים בהשלמתן, כך שחלון הזמן בו יכול לחול מועד תחילת ההזרמה נדחה לתקופה שמיום 1.10.2023 ועד ליום 1.4.2024. הודעה זו של נתג'ז ניתנה כהודעה בדבר קיומו של "כוח עליון" (Force Majeure) על-פי הסכם ההולכה, בה ציינה כי השלכותיו המלאות עדיין לא ידועות לה בשלב זה. במכתב מיום 9.3.2023 דחתה שברון את טענת ה"כוח עליון" של נתג'ז, עד למועד בו יינתן מידע אודות התקלה והשפעתה על יכולתה של נתג'ז לקיים את התחייבויותיה על-פי הסכם ההולכה. בחודש אוקטובר 2023 עדכנה שברון את השותפות כי קיבלה הודעה מנתג'ז לפיה בעקבות פרוץ מלחמת חרבות ברזל, הושהו העבודות בפרויקט כאמור וכי הצפי למועד תחילת ההזרמה הינו כארבעה חודשים ממועד חידוש העבודות. בחודש פברואר 2024 עדכנה שברון את השותפות כי קיבלה הודעה מנתג'ז לפיה אין בכוונתו של הקבלן הזר המבצע את עבודות ההקמה של המקטע המשולב להמשיך להמתין במתכונת זמינות לטובת המשך ביצוע העבודות, וכי בכוונתו לחזור במהלך החודשים אוגוסט-ספטמבר 2024 על מנת להשלים את התחייבויותיו בפרויקט.

1. (המשך):

ד. (המשך):

- לאור האמור, בוחנים שותפי לווייתן את המשמעויות הנובעות מכך ואת האפשרויות העומדות בפניהם. בחודש פברואר 2024 שלחה שברון לנתג"ז מכתב, בו צוין כי לעמדת שברון, מועד תחילת ההזרמה חל ביום 30.4.2023, לכל המאוחר, ולפיכך, בין היתר, נתג"ז נדרשת לספק שירותי הולכה בהתאם להסכם ההולכה החל ממועד זה, ולהחזיר לשברון את עודפי דמי ההולכה שגבתה מהמועד האמור ועד היום. ביום 26.2.2024 קיבלה שברון מנתג"ז מכתב תשובה, בו דחתה נתג"ז את כל טענותיה של שברון ולפיו מועד תחילת ההזרמה יתאפשר רק לאחר השלמת המקטע המשולב. לעמדת שברון ושותפי לווייתן, עמדתה זו של נתג"ז הינה בניגוד להוראות הסכם ההולכה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מתנהלים בין הצדדים דיונים במטרה לנסות ולהסדיר את המחלוקת כאמור.
- ה. הסכם ההולכה יסתיים במועד המוקדם מבין: (1) המועד בו הכמות הכוללת, שתוזרם תהיה 44 BCM; (2) בחלוף 8 שנים ממועד תחילת ההזרמה; או (3) עם פקיעת רישיון ההולכה של נתג"ז.
- ו. 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. בנוסף, על מנת לעמוד ביכולת 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 12ט5 לעיל.
- ז. 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 בפרייקט לווייתן הינן בסך של כ-152 מיליון ש"ח וכן שעבדה לטובת מסגרת הערבויות פקדון בסך של כ-11.5 מיליון דולר (ראה ביאור 12יא9).
- ח. השותפים בלווייתן והשותפים בתמר ישאו בעלויות האמורות בפסקה ו בשיעורים של 69% ו- 31%, בהתאמה.
- ט. בהסכם ההולכה נקבע כי אם ייפסק יצוא הגז הטבעי מפרייקט תמר ומפרייקט לווייתן למצרים, תהיה שברון רשאית לבטל את הסכם ההולכה בכפוף לתשלום פיצוי לנתג"ז בגין הביטול המוקדם, בסכום השווה לשיעור של 120% מעלויות ההקמה של המקטע המשולב, בתוספת עלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, ובניכוי הסכומים ששילמה שברון עד למועד הביטול בגין עלויות ההקמה וההקדמה כאמור ובגין הזרמת הגז תחת הסכם ההולכה. אם לאחר ביטול הסכם ההולכה יחודש היצוא למצרים, אזי יחודש הסכם ההולכה בכפוף ובהתאם לקיבולת, שתהיה זמינה במערכת ההולכה באותה עת.
- י. עוד נקבע כי, תקופת ההולכה תחת הסכם 2019 תוארך עד מועד פקיעת הסכם 2019 לפי תנאיו, או עד ליום 1.1.2025, או עד מועד תחילת ההזרמה על-פי הסכם ההולכה, לפי המוקדם מביניהם.
- יא. 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 להוליק 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 ח 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.
- יב. המועד הצפוי להשלמת פרייקט הקמת המקטע המשולב נדחה מספר פעמים. בחודש אוקטובר 2023 עדכנה שברון את השותפות כי קיבלה הודעה מנתג"ז לפיה בעקבות פרוץ מלחמת חרבות ברזל, הושהו העבודות בפרייקט כאמור וכי הצפי למועד תחילת ההזרמה הינו כארבעה חודשים ממועד חידוש העבודות. בחודש פברואר 2024 עדכנה שברון את השותפות כי קיבלה הודעה מנתג"ז לפיה אין בכוונתו של הקבלן הזר המבצע את עבודות ההקמה של המקטע המשולב להמשיך להמתין במתכונת זמינות לטובת המשך ביצוע העבודות, וכי בכוונתו לחזור במהלך החודשים אוגוסט-ספטמבר 2024 על מנת להשלים את התחייבויותיו בפרייקט. לאור האמור, בוחנים שותפי לווייתן את המשמעויות הנובעות מכך ואת האפשרויות העומדות בפניהם.

2. קו הייצוא ירדן-צפון, המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית לבין מערכת ההולכה הירדנית בסמוך למעבר שייח חוסיין. הקמת קו יצוא זה הושלמה בחודש דצמבר 2019, בין היתר, באמצעות הקמת צינור גז טבעי על ידי נתג"ז מתחנת תל קשיש לגבול עם ירדן, לרבות הקמת תחנה בסמוך לגבול שמטרתה מדידת הגז המיוצא לירדן. צינור ההמשך בצד הירדני הוקם על ידי FAJR, חברת ההולכה הירדנית (שהינה בבעלות מצרית), המחבר את מערכת ההולכה הישראלית לצנרת ההולכה הקיימת בירדן והצינור הפן ערבי, ומתחבר למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה (לעיל ולהלן: "קו הייצוא ירדן-צפון"). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הקיבולת המירבית הכוללת של אספקת הגז בקו הייצוא ירדן-צפון בצינור היא כ-7 BCM בשנה, מתוכם כ-3.5 BCM מוקצים לטובת הסכם נפקו. לאור העיכוב בהשלמת פרויקט הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון (כאמור בסעיף יגד לעיל), חתמו שותפי לווייתן על מערכת הסכמים שנועדו לאפשר הזרמת כמויות של גז טבעי למצרים על-כפי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, תוך שימוש בקו הייצוא ירדן-צפון. בהתאם למערכת ההסכמים כאמור, בחודש מרץ 2022 החלה הזרמת הגז הטבעי למצרים דרך ירדן, המאפשרת למקסם את מכירתו של הגז הטבעי המופק ממאגר לווייתן ולהעביר את עודפי הגז הטבעי, אשר אינם נצרכים בישראל ובירדן ו/או מוזרמים למצרים באמצעות צינור EMG, לשוק המצרי, דרך מערכת ההולכה הירדנית, וזאת בעיקר עד להשלמת המקטע המשולב על-ידי נתג"ז כאמור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, וכפי שנמסר לשותפות מהמפעילה, באמצעות תשתיות ההולכה הקיימות ובתנאי התפעול הנוכחיים, ניתן להזרים גז טבעי למצרים, דרך ירדן, בכמות יומית ממוצעת של עד כ-350 MMCF (כ-3.5 BCM בשנה). בהקשר זה יצוין כי, משרד האנרגיה אישר לשותפי לווייתן הוספת נקודת מסירה של גז טבעי למצרים בעקבה, ירדן. עוד יצוין כי הולכת הגז למצרים באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון כרוכה בעלויות הולכה נוספות לעומת הולכת הגז באמצעות צינור EMG.

מערכת ההסכמים כאמור כוללת את ההסכמים המפורטים להלן:

- (א) 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.
- (ב) 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.
- (ג) הסכם בין שברון לנתג"ז לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן באמצעות קו הייצוא ירדן-צפון אל נקודת החיבור למערכת ההולכה של FAJR בגבול בין ישראל לירדן (להלן: "הסכם נתג"ז ירדן-צפון"). התשלום על-כפי הסכם נתג"ז ירדן-צפון יתבצע על בסיס כמות הגז שתוזרם בפועל במערכת ההולכה של נתג"ז, בכפוף להתחייבות שברון לתשלום בגין כמות מינימלית כמפורט בהסכם. תקופת הסכם נתג"ז ירדן-צפון הוארכה עד ליום 1.1.2025, אלא אם יוארך בהסכמה בין הצדדים בכפוף להחלטות רשות הגז הטבעי באותו מועד. במקביל לחתימת הסכם נתג"ז ירדן-צפון, שברון ויתר שותפי לווייתן התקשרו back-to-back בהסכם שירותים בקשר עם הסכם נתג"ז ירדן-צפון.
- (ד) שותפי לווייתן ובלו אושן חתמו על תיקון להסכם הייצוא למצרים כמפורט בסעיף 3ג לעיל. על-כפי הסכם הייצוא למצרים, מחויבים שותפי לווייתן, מאז חודש יולי 2022, לספק לבלו אושן כמויות גז טבעי בהיקף של 450 MMCF ביום. הזרמת מלוא כמות זו באמצעות צינור EMG תתאפשר רק לאחר השלמת המקטע המשולב, שהקמתו כאמור מתעכבת. יצוין כי, חרף העובדה שעד למועד אישור הדוחות הכספיים מתנהלת הזרמת הגז דרך ירדן כסדרה, הואיל והסכמי ההולכה עם נתג"ז שהם בתוקף במועד אישור הדוחות הכספיים הינם למתן שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible), אין ודאות במועד אישור הדוחות הכספיים כי ניתן יהיה להזרים דרך ירדן בכל עת את מלוא הכמויות אשר שותפי לווייתן מחויבים כאמור לספק לבלו אושן.
- לצורך הגדלת יכולת ההולכה למצרים באמצעות קו הייצוא ירדן צפון אישרו שותפי לווייתן עד למועד אישור הדוחות הכספיים תקציבים מקדמיים וזאת בטרם קבלת החלטת השקעה סופית (ככל שתתקבל) בסך כולל של כ-37.5 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ-17 מיליון דולר), לצורך הקמת תחנת מדחסים ועבודות נלוות נוספות במערכת ההולכה הירדנית (להלן: "פרויקט FAJR+").



יג. התקשרות בהסכם הולכה לצורך יצוא גז (המשך):  
2. (המשך):

להערכת המפעילה, תקציב פרויקט FAJR+ מוערך בכ- 335 מיליון דולר (בחלקים שווים בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר, חלק השותפות כ- 76 מיליון דולר). פרויקט FAJR+ צפוי להגדיל את יכולת ההולכה הכוללת בקו הייצוא ירדן צפון לכ- 10.5 BCM בשנה במהלך המחצית הראשונה של שנת 2026. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, שותפי לווייתן פועלים לקבלת החלטת השקעה סופית לפרויקט FAJR+ אשר צפויה להתקבל עד לתום המחצית הראשונה של שנת 2024.

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

4. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנת המפעילה בשם שותפי לווייתן ושותפי תמר את האפשרות להשתתף בהקמת פרויקט חיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה (להלן: "קו ניצנה"). הכולל קו צנרת והקמת תחנת מדחסים באזור רמת חובב. קו ניצנה (ככל שיוקם) יהווה חלק ממערכת ההולכה של נתג"ז, וצפוי להגדיל את יכולת ההולכה למצרים בכ- 6 BCM לשנה. 1. לצורך קידום הקמת קו ניצנה אישרו שותפי לווייתן עד למועד אישור הדוחות הכספיים תקציבים מקדמיים וזאת בטרם התחייבות להשתתפות במימון קו ניצנה, בהתאם להחלטת מועצת הגז הטבעי בעניין, ובטרם קבלת החלטת השקעה סופית (ככל שתתקבל) בסך כולל של כ- 14.5 מיליון דולר (100%, חלק השותפות סך של כ- 6.6 מיליון דולר). בהתאם להערכת המפעילה, תקציב פרויקט קו ניצנה מוערך בכ- 360 מיליון דולר (בחלקים שווים בין יצואני הגז שישתתפו במימון, חלק השותפות כ- 82 מיליון דולר). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנת השותפות ביחד עם יתר שותפי לווייתן, את כלל התנאים המסחריים בפרויקט זה בהשוואה לחלופות של פרויקטים אחרים להגדלת קיבולת הייצוא למצרים, ובהתאם, תקבל החלטה האם להשתתף בפרויקט ניצנה ובאיזה אופן.

יג. 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, 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:

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 למינוי חברים לדירקטוריון התאגידים המשותפים על בסיס שיעור החזקותיהם, וכן נקבע כי מר אבו יכהן כיו"ר הדירקטוריון של התאגידים המשותפים לתקופה של 24 החודשים הראשונים.

- 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 יימשך שיתוף הפעולה ביחס לפרויקטים, שהחלו לפני מועד הסיום, ואנלייט תהיה רשאית לקדם פרויקטים שיהיו בשלבי פיתוח מוקדמים, ללא שיתוף השותפות.
- 7) 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.
- 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 29.9.2022 התקשרו השותפות והשותף הכללי עם החברה הבריטית Capricorn Energy Plc. (להלן: "קפריקורן") בהסכם מתונה 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.

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 2030.
  - 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 מונפולין לפי הכרזות הממונה על התחרות.
- ב) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים לעיל הותנה בקיומם של תנאים מסוימים, לרבות העברת כל זכויות השותפות ושברון בחזקת תנין וכריש (ראה ביאור 8 לעיל), העברת כל זכויות השותפות בפרויקט תמר (ראה ביאור 9 לעיל) והעברת חלק מזכויותיה של שברון (הזכויות שמעבר ל-25%) בפרויקט תמר, אשר כולן הושלמו בהתאם למתווה עד חודש דצמבר 2021.
- ג) עמידה בהגבלות מסוימות אשר יחולו על הסכמים חדשים לאספקת גז טבעי
- במתווה הגז נקבעו מגבלות מסוימות אשר יחולו ביחס להסכמים חדשים לאספקת גז ממאגר לווייתן שייחתמו עם צרכנים ממועד החלטת הממשלה. מרבית המגבלות כבר לא רלוונטיות, מלבד:
1. לא תחול על הצרכן כל מגבלה בנוגע לרכישת גז טבעי מכל ספק גז טבעי אחר.
  2. לצרכן תהא האפשרות למכור גז טבעי שרכש במכירה משנית, בהתאם לתנאים ולהוראות שנקבעו בפטור.
  3. הצדדים לא יחילו כל מגבלה על מחיר המכירה שבו ימכור הצרכן את הגז הטבעי במכירה משנית.
  4. הסכמי מכירת הגז לא יכללו תנאי שלפיו הודעת הצרכן על קיצור תקופת ההסכם או הפחתת כמות הרכישה תביא לשינוי תנאי ההסכם בכל דרך שהיא אשר מרעה את מצבו של הצרכן, ובכלל זאת לא ישונו לרעת הצרכן המחיר ותנאי התשלום, תנאי האספקה ומועדיה, כמויות האספקה, הוספת הגבלות על מכירת גז במכירה משנית וכו'.

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, המידע המבוקש טרם התקבל ולפיכך מנין הימים למענה להודעה כאמור טרם החל. יצוין כי, בשל חלוף הזמן הרב מאז החל התהליך וטרם התקבלה תגובה של המשרד להגנת הסביבה לבקשת חופש המידע, ואין כל ודאות לגבי השלמת ההליך.

ב) ביום 2.8.2023 קיבלה שברון הודעה מהמשרד להגנת הסביבה על כוונת חיוב בעיצום כספי, בסך של כ-2.9 מיליון ש"ח (100%, כ-0.8 מיליון דולר), בגין הפרה נטענת של היתר ההזרמה לים של פרויקט לווייתן. שברון הגישה את טענותיה להודעה כאמור, וביום 7.12.2023 התקבלה החלטת המשרד להגנת הסביבה לפיה הוחלט לדחות את טענותיה של שברון וכי סכום העיצום כאמור יותר ללא שינוי. תשלום בגין עיצום זה הועבר ביום 26.12.2023.

ג) ביום 6.8.2023 קיבלה שברון מכתב התראה והזמנה לשימוע בפני המשרד להגנת הסביבה בגין הפרות נטענות של היתר ההזרמה לים ושל היתר הרעלים של פרויקט לווייתן, ובהתאם לחוק מניעת זיהום הים וחוק החומרים המסוכנים. השימוע התקיים ביום 7.1.2024, וביום 21.1.2024 התקבל סיכום השימוע לפיו על שברון לנקוט בכל הפעולות למניעת חריגות מהיתר ההזרמה לים, וכי משרד להגנת הסביבה שוקל להפעיל את סמכויותיו כחוק. לא ניתן בשלב זה להעריך האם יוטל בגין ההפרות עיצום כספי ואת סכום העיצום הכספי שיוטל, ככל שיוטל.

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 ערביות בנקאיות אוטונומיות בקשר עם זכויותיה בנכסי הנפט והגז כנגד מסגרת אשראי בנקאי (ראה סעיף יא11 לעיל).

4. הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הברא:

- בחודש מאי 2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה את הנוסח הסופי של ההנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הברא בהתאם לסעיף 32(ב) לחוק הנפט, תשי"ב-1952 (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"):
- (א) במסגרת ההנחיות נקבע כי שווי התמלוג על פי הברא 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 הברא לבין נקודת המכירה.
- (ב) בהנחיות נקבעו הוראות נוספות, ובכלל זאת פירוט של סוגי הוצאות המוכרות ושאינן מוכרות לצורך החישוב הנ"ל.
- (ג) בחודש יולי 2022 פורסמו הנחיות פרטניות בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הברא עבור חזקת לווייתן. להלן תמצית ההוראות שהתקבלו בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הברא בחזקת לווייתן:
1. ההוצאות ההוניות (CAPEX) שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הברא 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 הנקוב בחוזה כולל רכיב של תעריף הולכה המשולם לנתג"ז, יוכרו כל הוצאות ההולכה ששולמו לנתג"ז ישירות על ידי בעלי החזקות וכלולות במחיר המכירה החוזי, לפי תעריף ההולכה הרלוונטי. 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.
- (ד) ביום 1.9.2022 הוגשה תגובת השותפים בפריקט לווייתן להוראות הפרטניות כאמור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבלה תגובת משרד האנרגיה.

5. פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית:

ביום 23.6.2020 הודיע מנהל רשות הגז הטבעי כי הוא קובע שעלות המקטע המשולב, המיועד לצורך הזרמת גז טבעי מהמאגרים לווייתן ותמר אל תחנת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכת הגז למצרים על-פי הסכמי היצוא, מוערכת (נכון למועד חתימת הסכם ההולכה) בסך כולל של 738 מיליון ש"ח, אשר יעודכן בהתאם למנגנון עדכון והתחשבות בין הצדדים, כפי שנקבע בהסכם ההולכה עם נתג"ז. ביום 2.5.2022 עדכנה נתג"ז את תקציב הפרויקט לסך של כ-796 מיליון ש"ח.

בהתאם להודעת מנהל רשות הגז, 43.5% מעלות המקטע כפי שתיקבע בהתאם לאמור לעיל ימומנו על-ידי בעל רישיון ההולכה (נתג"ז) ו-56.5% מעלות המקטע ימומנו על-ידי היצואן, בהתאם לאבני הדרך, שייקבעו בהסכם ההולכה. בנוסף, היצואן ישלם לבעל רישיון ההולכה 27 מיליון ש"ח (חלק השותפות כ-8.5 מיליון ש"ח) בגין חלקו בעלות הנובעת מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר (המוערכת בסך של כ-48 מיליון ש"ח) וכן יעמיד היצואן לבעל רישיון ההולכה ערבות פיננסית בלתי תלויה מטעם בנק ישראל, 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.

5. פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית (המשך):

עוד נקבע בהודעת מנהל הרשות, כי כל עוד היצואן מייצא למצרים, תוזרם כמות הגז הטבעי הקבועה בהסכם ההולכה דרך מערכת ההולכה של בעל רישיון ההולכה ולא דרך מקטע מחוץ למערכת ההולכה הישראלית, וכי אם יפסיק היצואן לייצא למצרים יהיה עליו לשלם לבעל רישיון ההולכה את ההפרש, ככל שקיים, שבין (110% מהסך המצטבר של העלות הכוללת של המקטע בתוספת 48 מיליון ש"ח (העלות הנובעת מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חגיית ושורק-נשר), לבין דמי ההזרמה והקיבולת המצטברים שהיצואן שילם לבעל רישיון ההולכה מיום השלמת המקטע המשולב ושל התשלומים שהיצואן שילם לבעל הרישיון בהתאם לאמור לעיל. לעניין התקשרות שברון עם נתג'ז בהסכם הולכה על בסיס מחייב לצורך הזרמת גז טבעי ממאגר תמר וממאגר לווייתן אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכתו למצרים, ראה סעיף יד להלן.

6. החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בעניין הסדרת אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה:

המועצה לענייני משק הגז הטבעי מקבלת מעת לעת החלטות המעדכנות את התעריפים של שירותי ההולכה השונים.

על פי החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מיום 3.1.2021 בעניין אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה, קבעה המועצה כי העלויות בגין פערי המדידה במערכת ההולכה הנובעים מסיבות שלא ניתן לשייכן לתפעול לקוי של מערכת ההולכה, אלא לגורמים שאינם ניתנים למניעה או שליטה, כגון עיתוי מדידה, הפרשי לחצים והפרשי טמפרטורה יושנו על ספקי הגז. עוד ההחלטה קובעת כי פער מדידה שנחשב בטווח הסביר הוא פער שנע בין 0%-0.5% (באופן חיובי או שלילי). העלויות בגין פער מדידה סביר יחולקו באופן שווה בין ספקי הגז וצרכני הגז.

7. טיוטת מסמך מדיניות בנוגע להוצאה משימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים

ביום 2.5.2023 פרסם משרד האנרגיה להערות הציבור טיוטת מסמך מדיניות המפרט עקרונות כלליים בכל הנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי בים, וזאת מבלי לגרוע מהוראות הדין החלות בעניין זה ומהוראות שטרי החזקה ואישורי ההפעלה. בטיוטת מסמך המדיניות מפורטים, בין היתר, כללים, אמות מידה ומסגרות זמנים להוצאה מכלל שימוש של קידוחים ומתקני הפקה וכן נטישת תשתיות תת ימיות וצנרות אשר אין להם עוד שימוש, וזאת, בין היתר, בהתאם למיקום המתקנים האמורים בעומק הים, על הקרקעית או מתחת לקרקעית. על-פי הערכה ראשונית של השותפות, ככל שתאושרנה הדרישות המחמירות שבטיוטת מסמך המדיניות, צפוי הדבר להגדיל את עלויות ההוצאה מכלל שימוש של נכסי השותפות.

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 31.12.2023: 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 4ג20.

ג. חלוקות רווחים:

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 שיידרש, 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:

תאריך הכרזה חלוקת רווחים	מועד חלוקת רווחים	סכום החלוקה הכולל במיליוני דולר	סכום חלוקה ליחידת השתתפות בדולר
22.9.2021	13.10.2021	100	0.08519
9.12.2021	23.12.2021	100	0.08519
22.5.2022	16.6.2022	50	0.04260
17.8.2022	22.9.2022	50	0.04260
23.11.2022	19.1.2023	50	0.04260
27.3.2023	20.4.2023	60	0.05112
10.5.2023	15.6.2023	50	0.04260
20.8.2023	14.9.2023	50	0.04260
15.11.2023	21.12.2023	50	0.04260
18.3.2024	11.4.2024	60	0.05112

3. חלוקות לשותף המוגבל:

- א) ביום 27.5.2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ-0.3 מיליון דולר).
- ב) ביום 23.3.2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ-0.3 מיליון דולר).
- ג) ביום 1.3.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ-0.3 מיליון דולר).
- ד) ביום 20.8.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 0.5 מיליון ש"ח (כ-0.1 מיליון דולר).
- ה) ביום 15.11.2023 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 0.5 מיליון ש"ח (כ-0.1 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 2021 (לפרטים נוספים ראה ביאורים 19 ו-19ב) כמפורט להלן:

שנת מס	סוג ההכנסה	מקדמות מס	
		במיליוני ש"ח	ש"ח ליחידת השתתפות
2021	שוטפת	כ- 217.3	0.1851
2021	רווח הון	כ- 527.9 <sup>24</sup>	0.4497

לעניין שינוי משטר המס שחל על השותפות, כך שהיא ממוסה כחברה בגין הכנסתה החייבת החל משנת 2022, ראה ביאור 19א.

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 2023 מורכב כדלקמן:

סך-הכל	השותף הכללי	השותף המוגבל	
154.8	<sup>25</sup> -	154.8	הון השותפות
(28.6)	<sup>27</sup> -	(28.6)	קרנות הון
1,386.3	0.1	1,386.2	יתרת רווחים
<b>1,512.5</b>	<b>0.1</b>	<b>1,512.4</b>	יתרה ליום 31.12.2023

חלקו של השותף המוגבל בשותפות הינו 99.99%, וחלקו של השותף הכללי הינו 0.01%. השותף הכללי בשותפות, מחזיק גם החזקה עקיפה באמצעות יחידות השתתפות, שהונפקו על-ידי השותף המוגבל (הנאמן).

- א. ביום 31.5.2022 פרסמה השותפות 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.
- ב. בהתאם לאמור בביאור 12 לעיל, החל מיום 1.1.2022 השותפות אינה זוקפת הוצאות מול קרן הון, מאחר והתשלומים מבוצעים על ידי השותפות.
- ג. לעניין תשלום מבוסס יחידות השתתפות שהוענק למנכ"ל השותף הכללי בשותפות ראה ביאור 420.

<sup>24</sup> מתוכו סך של כ- 477.9 מיליון ש"ח בגין מכירת פרויקט תמר ודלית.

<sup>25</sup> נמוך מ-0.1 מיליון דולר.



**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)**

**ביאור 14 – הכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט:**

- 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			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
			<b>הכנסות:</b>
319.5	284.7	168.6	שוק מקומי
563.0	859.2	925.8	שוק אזורי
<b>882.5</b>	<b>1,143.9</b>	<b>1,094.4</b>	
			<b>כמויות (BCM)</b>
2.06	1.71	0.93	שוק מקומי
2.80	3.45	4.05	שוק אזורי
<b>4.86</b>	<b>5.16</b>	<b>4.98</b>	

**ביאור 15 – תמלוגים:**

א. הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
94.7	126.4	117.5	תמלוגים למדינה
11.4	15.2	14.1	תמלוגים לבעלי ענין
22.7	30.4	28.2	תמלוגים לצדדים שלישיים
<b>128.8</b>	<b>172.0</b>	<b>159.8</b>	<b>סך-הכל</b>

(ראה ביאור 12 לעיל ופסקה ב להלן)

**שיעור התמלוגים האפקטיבי בפרויקט לווייתן:**

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
10.73%	10.93%	10.73%	למדינה
1.29%	1.31%	1.29%	לבעלי ענין
2.57%	2.62%	2.57%	לצד שלישי

**ב. תמלוגים למדינה ולתמלוגי על (לבעלי עניין ולצדדים שלישיים) כפי שנכללו בספרי השותפות:**

1. בהתאם למכתב דרישה שהתקבל ממשרד האנרגיה בחודש אוקטובר 2023 על שותפי לווייתן לשלם למדינה מקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לווייתן בשנת 2023 בשיעור של 11.06%, וזאת חלף שיעור של 11.26% כפי ששילמו שותפי לווייתן החל ממועד תחילת אספקת הגז ממאגר לווייתן בהתאם למכתב דרישה שהתקבל ממשרד האנרגיה בחודש ינואר 2020. על פי מכתב ממשרד האנרגיה בחודש ינואר 2024 השיעור של 11.06% ימשיך גם בשנת 2024. שיעור המקדמות המשולמות למדינה הינו גבוה מתחשיב שיעור שווי התמלוגים בפי הבאר בדוחות התמלוגים שהגישה שברון למשרד האנרגיה בגין השנים 2020 ו-2021, אשר לפיהם שיעור שווי התמלוגים בפי הבאר בפרויקט לווייתן הינו 9.58% ו-10.17%, בהתאמה. שיעור התמלוגים עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים לשנת 2023 הינו כ- 10.7% (2022: 10.9%, 2021: 10.7%). יצוין כי, עמדת השותפות הינה כי תחשיב השיעור בפועל של תמלוגי המדינה צריך להביא לידי ביטוי את מורכבות הפרויקט, הסיכונים הכרוכים בו והיקף ההשקעות בפרויקט. יובהר כי, קיימים פערים מהותיים בין התמלוגים ששולמו בפועל למשרד האנרגיה במצטבר החל מתחילת ההפקה בפרויקט לווייתן לבין הסכומים 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- 34.2 מיליון דולר (2022: כ- 30.5 מיליון דולר) ונכלל בסעיפים נכסים אחרים לזמן קצר ולזמן ארוך.
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 9ג7 לעיל) ובפרויקט לווייתן מסתכם סך של כ- 14.5 מיליון דולר (2022: כ- 11.8 מיליון דולר 2021: כ- 8.8 מיליון דולר) נכלל בסעיף נכסים אחרים לזמן קצר ולזמן ארוך.
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 העביר למפעילה טיוטות דוחות ביקורת תמלוגים לשנים 2013-2018 בהתאם להוראות הפרטניות. המפעילה העבירה למשרד האנרגיה את התייחסותה לטיוטת דוחות אלו. יצוין כי, בין המדינה לבין שותפי תמר באמצעות המפעילה מתקיימים דיונים בהתייחס לתשלומים ביתר ששילמו שותפי תמר בשנים 2013-2018. בהתבסס על הבנות המתגבשות מול משרד האנרגיה בעקבות דיונים שנערכו לאחרונה בקשר לטיוטות דוחות הביקורת, השותפות עדכנה פערים לא מהותיים בסכומים המצטברים שנזקפו בדוח על הרווח הכולל בסעיף הוצאות תמלוגים למדינה. להערכת השותפות, ובהתבסס על ההבנות המתגבשות כאמור, השותפות תהיה זכאית לקבל מהמדינה (בדרך של קיזוז מתשלומי תמלוגים עתידיים בשנת 2024) סכום של כ- 17.2 מיליון דולר, בגין השנים 2013-2018. כן תהיה זכאי השותפות לקבל מבעלי התמלוג סכום כולל של כ- 8.3 מיליון דולר בגין השנים כאמור. בהתאם לכך הוצג סכום ההחזרים האמורים בסעיף חייבים ויתרות חובה.

לשנה שהסתיימה ביום			הרכב:
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
22.2	19.5	19.6	שכר עבודה ונלוות
2.8	2.0	0.9	שמירה ואבטחה
16.1	17.4	17.5	ביטוח
25.7	49.9	69.3	עלויות הובלה, הולכה ושינוע
18.0	19.5	17.6	דמי מפעיל וניהול אופרציה
16.4	15.8	18.1	תחזוקה
17.2	10.0	5.6	אחרות
<b>118.4</b>	<b>134.1</b>	<b>148.6</b>	<b>סך-הכל</b>

ביאור 17 – הוצאות הנהלה וכלליות:

לשנה שהסתיימה ביום			הרכב:
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
4.1	6.3	6.5	שכר ונלוות
1.0	-	-	הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי (ביאור 12א לעיל)
-	1.0	2.7	תשלום מבוסס יחידות השתתפות למנהל הכללי (ראה ביאור 20ג להלן)
8.6	8.7	7.2	שירותים מקצועיים, נטו <sup>27</sup>
3.6	3.7	4.4	אחרות
<b>17.3</b>	<b>19.7</b>	<b>20.8</b>	<b>סך-הכל</b>

<sup>26</sup> ברובן באמצעות העסקאות המשותפות.

<sup>27</sup> כולל הוצאות בסך של כ- 4.3 מיליון דולר בשנת 2021 שנזקפו כנגד קרן הון (ראה ביאור 13 לעיל), אשר החל משנת 2022 משולמות על ידי השותפות.

**ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת**  
**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)**  
**ביאור 18 - הוצאות והכנסות מימון:**  
**הרכב:**

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
			<b>הוצאות:</b>
207.0	145.9	126.9	בגין אגרות חוב (ביאורים 10ב, 10ה ו-10ו לעיל)
0.7	0.7	2.4	בגין התחייבות לתאגידים בנקאיים (ביאור 10ד)
-	-	5.0	שערוך תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
0.4	0.4	0.4	בגין עמלת ערבות לקבוצת דלק (ביאורים 12יא ו-20ד)
1.8	1.5	3.2	בגין שינויים בהתחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז עקב חלוף הזמן
1.4	13.5	1.1	אחרות <sup>28</sup>
-	(6.7)	(5.2)	בניכוי עלויות מימון שהווננו לנכסי גז ונפט <sup>29</sup>
<b>211.3</b>	<b>155.3</b>	<b>133.8</b>	<b>סך-הכל הוצאות</b>
			<b>הכנסות:</b>
0.6	5.4	13.1	בגין פיקדונות בבנקים והשקעות לזמן קצר
20.0	60.9	-	שערוך תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
6.4	1.6	5.9	שערוך הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
1.9	3.1	7.1	שערוך סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאור 21ז3 להלן)
2.5	0.1	2.6	אחרות
<b>31.4</b>	<b>71.1</b>	<b>28.7</b>	<b>סך-הכל הכנסות</b>
<b>(179.9)</b>	<b>(84.2)</b>	<b>(105.1)</b>	<b>סך-הכל הוצאות מימון, נטו</b>

<sup>28</sup> ראה ה"ש 3 לעיל.

<sup>29</sup> שיעור ההיוון ששימש לקביעת סכום עלויות האשראי שהווננו בשנת 2023 הינו כ-6.7% (2022: כ-6.5%).

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 ההשתתפות" או "התקנות"). בחודש ספטמבר 2021 פורסם ברשומות תיקון בתקנות מס הכנסה כנזכר לעיל, לפיו החל משנת המס 2022 חל שינוי במשטר המס שחל על השותפות, כך שהיא ממוסה כחברה בגין הכנסתה החייבת (ואילו קיזוזם של הפסדים יתאפשר, בכפוף לדיני המס, במישור השותפות עצמה מבלי שאלו ייוחסו למחזיקי יחידות ההשתתפות). כתוצאה משינוי זה, החל משנת המס 2022, מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות כפופים למשטר מס החל בגין חלוקת רווחים שתבצע השותפות, בדומה למיסוי שחל על בעלי מניות בחברה בגין חלוקת דיבידנדים (היינו בשיטה הדו-שלבית). יצוין כי, לאור התיקון האמור לעיל, עד וכולל שנת המס 2021, ההתחשבות עם בעלי יחידות ההשתתפות והדיווח בגין הכנסתה החייבת של השותפות יהיו כפי שהיה לפני התיקון, כמוסבר להלן.
  2. עד ליום 31.12.2021 השותפות פעלה כישות "שקופה" לצורכי מס, וזאת בהתאם להוראות פקודת מס הכנסה (נוסח חדש), תשכ"א-1961 (להלן: "פקודת מס הכנסה") וחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "החוק"), דהיינו ההכנסה החייבת והפסדים לצורכי מס של השותפות יוחסו לבעלי היחידות, שהינם "מחזיק זכאי", כהגדרתו בתקנות יחידות השתתפות לפי יחס החזקותיהם בשותפות. "מחזיק זכאי" הוגדר בתקנות יחידות ההשתתפות כמי שהחזיק ביחידות השתתפות בתום יום ה-31 בדצמבר של שנת המס. בהתאם לסעיף 19 לחוק (להלן: "סעיף 19"), לעניין סעיף 63(א)(1) לפקודה, יחושב חלקו של כל שותף בשנת המס מההכנסה החייבת של השותפות או מהפסדיה.
  - מכיוון שהשותפים נושאים בתוצאות המס של הכנסות והוצאות השותפות, הדוחות הכספיים 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). יצוין 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 חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח על ההכנסה החייבת של השותפות ולשלם את המס הנובע ממנו (ראה בהמשך הסעיף), על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון המס שחייבים בו מחזיקי יחידות ההשתתפות, ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס), על-פי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים, שהם חבר בני אדם (לפי שיעור מס חברות) ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהם יחידים (לפי שיעור מס שולי מקסימלי). יצוין כי, השותף הכללי חייב בתשלום מקדמות מס המחושבות על פי שיעורי המס החלים על חברות (בשנים 2019 עד 2021 - 23%). ראה סעיף 1 לעיל לעניין שינוי בתקנות המס החל משנת 2022 החלות על השותפות ולפיו חל על השותפות שיעור מס חברות 23%.
  5. ישום הוראות סעיף 19 עורר קשיים ושאלות פרשניות לאור הפער בשיעורי המס החלים על חברות ועל יחידים, אשר נדונו במסגרת מספר הליכים משפטיים.
- ביום 28.6.2021 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי בת"א אשר עיקר קביעתו הינה, כדלקמן:
- א) ביחס לתשלומים בגין הפרשי שומות שביצעה השותפות בגין שנות המס 2015 ו-2016, על השותפות לשלם למחזיקים-תאגידיים בעבר תשלומי איזון בהתאם לחלופת "ניטרול חיסרון הכיס" המתוארת בפסק הדין, דהיינו השלמת הסכום "העודף" ששולם עבור המחזיקים היחידים, ששיעור המס שחל עליהם גבוה יותר.
- ביום 1.7.2021, הגישו מספר מחזיקים בקשת הבהרה לבית המשפט, במסגרתה התבקש בית המשפט להורות כיצד יש לבצע את התשלום לפי חלופת "ניטרול חיסרון הכיס", שנקבעה בפסק הדין בכל הנוגע לתשלום ריבית והצמדה, וביום 9.8.2021 קבע בית המשפט כי לתשלום כאמור יתווספו הפרשי הצמדה וריבית כחוק, בהתאם להוראות חוק פסיקת ריבית והצמדה, התשכ"א-1961.
- בהתאם לכך, ביום 21.7.2022 העבירה השותפות לחשבון רזניק פז נבו נאמנויות בע"מ, אשר מונה על ידי בית המשפט כנאמן האחראי על ביצוע התשלום בהתאם למתווה שנקבע ע"י בית המשפט עבור תשלום למחזיקים זכאים שהינם חבר בני אדם בכל אחת מהשנים 2015-2016 סך של כ-39.7 מיליון ש"ח (כ-11.4 מיליון דולר) כולל הצמדה וריבית. בחודש ספטמבר 2023 בוצעה החלוקה על ידי הנאמן. יחד עם זאת, עקב קשיים מצד הנאמן

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי:

5. (המשך):

(א) (המשך):

לאיתור חלק מהמחזיקים הזכאים אישר בית המשפט לנאמן להאריך את מועד הגשת הדו"ח המסכם אודות ביצוע החלוקה עד ליום 17.3.2024 ולשיקול דעתו של הנאמן באם נדרשת הארכה לתקופה נוספת עד ליום 1.5.2024.

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.

6. בחודש דצמבר 2017 נחתם בין השותפות לבין פקיד השומה למפעלים גדולים (להלן: "פשמ"ג") הסכם לגביית מס על חשבון המס בו חייבים בעלי היחידות בגין ההכנסה החייבת המוערכת מעסק של השותפות לשנת 2017 (להלן: "הסכם מס 2017"). במסגרת הסכם מס 2017, השלימה השותפות תשלומי מס נוספים בהתאם לשיעור המס המקסימלי החל על יחידים בגין ההכנסה החייבת המוערכת האמורה וזאת בדרך של ניכוי מס במקור מחלוקות מאזנות, שבוצעו למחזיקי יחידות ההשתתפות (המס במקור נוכה מהחלוקות שבוצעו למחזיקים יחידות השתתפות שהם יחידים, בעוד שלא נוכה מס במקור מחלוקות שבוצעו למחזיקי יחידות השתתפות שהם חברות). השותפות פעלה בשנות המס 2018 עד 2021 באופן דומה לאופן בו פעלה על פי הסכם מס 2017, לרבות בדבר חישוב אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנות המס הנ"ל והשלמת תשלומים שביצעה השותפות בקשר לכך בחודש ינואר לשנת המס העוקבת.

יובהר כי, ההכנסה החייבת המוערכת, שחושבה לקראת תום שנת המס לכל אחת מהשנים 2017-2021, חושבה על בסיס אומדנים והערכות ונתונים כספיים בלתי מבוקרים.

### ב. שומות מס הכנסה ותעודות מס:

1. ביום 20.10.2021 פרסמה השותפות תעודות מס סופיות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות ושל אבנר (להלן יקראו השותפות ואבנר: "השותפויות") לשנת המס 2015.
2. ביום 13.12.2017 פרסמה השותפות תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות לשנת המס 2016 של השותפויות. יצוין, כי על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסות החייבות של השותפויות לצרכי מס לשנת 2016, ביום 22.11.2018 התקבלו מאת רשות המסים שומות לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן בסעיף זה: "שומות המס"), וביום 14.3.2019 הגישה השותפות השגה מנומקת על שומות המס. בהמשך להשגה שהגישה השותפות על שומות המס, ביום 29.7.2020 קיבלו השותפויות שומות בצו לפי סעיף 152 (ב) לפקודת מס הכנסה (להלן: "הצווים") על ידי רשות המסים. עיקר המחלוקות מושא הצווים נוגעות בעיקרן לאופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאו השותפויות בפועל ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין. על פי הצווים כאמור ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר היא כ- 125.8 מיליון דולר וכ- 114 מיליון דולר, בהתאמה, (חלף סך של כ- 107.2 מיליון דולר וכ- 95.4 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- 67.1 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 7.6 מיליון דולר וכ- 18.1 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 31.12.2023. ככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון המס בו חייבים בעלי יחידות השתתפות בשותפויות בסך של כ- 43.7 מיליון דולר. ביום 15.9.2020 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, טרם נקבע מועד לקיום דיון קדם משפט נוסף.

3. ביום 8.11.2018 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות לשנת המס 2017. על רקע המחלוקת שהתגלעה 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"). בהתאם לצו האמור, ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2017 של השותפות הינה כ- 344.2 מיליון דולר (חלף סך של כ- 205.4 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים), ורווח ההון כולל רווח הון נדחה לשנת 2017 של השותפות הינו כ- 654.0 מיליון דולר (חלף סך של כ- 593.5 מיליון דולר, כפי שנכלל בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים). יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2023. ביום 22.1.2023 השותפות הגישה ערעור על הצו לבית המשפט המחוזי בתל אביב. נימוקי השומה בערעור זה הוגשו על ידי פקיד השומה בחודש 30.5.2023 ובהתאם להחלטת בית המשפט, ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור הוגשה ביום 30.1.2024.
- עיקר המחלוקת 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 לענין 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 השתתפות בשותפות בסך של כ- 105.0 מיליון דולר.
4. ביום 19.2.2020 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת 2018. על רקע המחלוקת שהתגלעה 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- 179.5 מיליון דולר (חלף סך של כ- 137.8 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המסים) ורווח ההון לשנת 2018 של השותפות הינו כ- 15.9 מיליון דולר, כמוצגה בדוח אשר הוגש על-ידה כאמור. יצוין כי, הסכומים כאמור תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2023. עיקר המחלוקת נוגעות לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאה השותפות בפועל, וזאת בדומה למחלוקת 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 השתתפות בשותפות, בסך של כ- 14.2 מיליון דולר. ביום 10.6.2021 הגישה השותפות השגה מנומקת על מלוא הקביעות של פקיד השומה בשומת המס. 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 המחלוקת לשנות המס 2016-2018 בשנים אלו ו/או בשנים שלאחריהן, גבוהים מ- 50%.
7. ביום 14.7.2021 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת 2019. על פי דוח המס שהגישה השותפות לשנת 2019, אשר כפוף לביקורת של רשות המסים, ההכנסה החייבת לצרכי מס הינה על כ- 573.6 מיליון ש"ח.
8. ביום 12.4.2022 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפות לשנת 2020. על פי דוח המס שהגישה השותפות לשנת 2020, אשר כפוף לביקורת של רשות המסים, ההכנסה החייבת לצרכי מס הינה בסך של כ- 277.6 מיליון ש"ח.

9. ביום 30.4.2023 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפות לשנת 2021. על פי דוח המס שהגישה השותפות לשנת 2021, אשר כפוף לביקורת של רשות המסים, ההכנסה החייבת מעסק של השותפות לצורכי מס, הינה בסך של כ- 919 מיליון ש"ח, רווח ההון נטו בעיקר בגין מכירת החזקותיה של השותפות בחזקות תמר ודלית (ראה ביאור 19ג לעיל) הינו בסך של כ-1,868 מיליון ש"ח ורווח הון נדחה בגין מכירת החזקותיה של השותפות בתמר פטרוליום (ראה ביאור 19ג לעיל) הינו בסך של כ-203.1 מיליון ש"ח.
10. מובהר כי ביחס לכל אחת משנות המס 2016 עד וכולל 2021, לגביהן טרם הסתיימה הביקורת של רשות המסים לדוחות המס של השותפות ו/או טרם הוצאו שומות מס הכנסה סופיות, יתכן ויתברר לאחר השלמת ביקורת רשות המסים והוצאת שומות מס סופיות (לרבות לאחר החלטות בהשגות ו/או בערעורים), שקיימים הפרשי שומות כך ששומת המס הסופית גבוהה משלומי המס ששולמו על-ידי השותפות (בניכוי החזרים ששולמו לה), ובמקרה כאמור יהיה על השותפות לשלם לרשות המסים, על חשבון המחזיקים, את יתרת המס הנובע מהפרשי השומות, בהתאם לשיעור המס המחושב לפי סעיף 19.
- מובהר כי, בהתאם להוראות פסק הדין מיום 28.6.2021 הנזכר לעיל, לא יבוצעו תשלומי איזון בגין הפרשי שומות כאמור החל משנת המס 2017 (ככל שיהיו). במקרה שיתברר בעתיד כי שולמו על ידי השותפות מקדמות בסכומים העולים על הסכומים הנדרשים בהתאם לחוק, היתרה תוחזר לשותפות.
11. לאור האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפויות לשנות המס 2016 ועד 2021 וזאת עד להשלמת ההליכים, שיידרשו לקביעת השומה הסופית. עם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין כל שנת מס תפורסם תעודה סופית לצורך חישוב ההכנסה לצרכי מס של מחזיק זכאי בגין שנות המס הנ"ל, בהתאם לתקנות מס הכנסה.
12. יובהר, כי בהתאם להנחיות רשות המיסים בעלי יחידות השתתפות יכללו בדוחות המס שלהם לכל אחת מהשנים 2016 עד וכולל 2021, את חלקם בהכנסה החייבת של השותפות ואת חלקם בסכום המס ששולם על-ידי השותפות, לרבות מס שנוכה במסגרת התשלומים הנוספים שביצעה השותפות בגין שנות המס כאמור וזאת בהתאם לתעודות המס הזמניות.
- 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, (זאת בכפוף להסדר המס הרלוונטי כמפורט בסעיף 5 לעיל).
13. סוגיות המס, לרבות ישום החוק (כמפורט בפסקה ג להלן), הקשורות בפעילות השותפות המוגבלת, טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל (למעט האמור בהמשך), וקיים קושי לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, קיים קושי לצפות מה תהיה עמדתם של רשויות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי, לשינויים שיגרמו בעקבות תיקון הדין, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות.
14. **מיסוי קפריסין:**
- בתיקון להסכם הזיכיון משנת 2019 נקבע מנגנון חדש לחלוקת התפוקה של הגז הטבעי, המבוסס על מקדם מסוג R-פקטור. על-פי המנגנון האמור, השותפים יהיו זכאים ל- 55% מההכנסות השנתיות, שתנבענה מתפוקת הגז הטבעי, עד לכיסוי כל ההוצאות ההוניות והשוטפות המוכרות שלהם (להלן: "התפוקה לכיסוי הוצאות"), ואילו היתרה (להלן: "התפוקה לחלוקה"), תתחלק בין השותפים לבין ממשלת קפריסין בהתאם למקדם R-פקטור, אשר המונה שלו כולל את סך ההכנסות המצטברות נטו והמכנה שלו כולל את סך ההשקעות ההוניות המצטברות. על פי המנגנון 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 ההוצאות התפעוליות בהן נשאו השותפים בשטח הזיכיון, החל ממועד חתימת הסכם הזיכיון (28.10.2008) ועד תום הרבעון שקדם ליום החישוב (להלן: "תקופת החישוב")."



ביאור 19 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

ב. שומות מס הכנסה ותעודות מס (המשך):

14. מיסוי קפריסין (המשך):

"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 נקבע, בין היתר, הפרטים הבאים: פעילות השותפות בבלוק 12 לא תהווה פגיעה במעמד השותפות כ"שותפות" לענין תקנות יחידות השתתפות; ההכנסה, שתופק בבלוק 12, תחשב כהכנסה החייבת במס בישראל וחשוב המס יהא בהתאם לדין בישראל; ככל שהשקעות החיפוש יתבררו כהשקעות, שאינן מצדיקות הפקה (קידוח יבש), יוכרו השקעות אלה כהוצאה בדרך של פריסה על פני תקופה של חמש שנים; במידה והשקעות החיפוש יתבררו כהשקעות בנות הפקה, תהווה הפעילות בבלוק 12 לצרכי מס מגזר נפרד העומד בפני עצמו והשקעות החיפוש יוכרו בישראל כהוצאה, רק כנגד ההכנסות מקפריסין (מכאן, שהוצאות שהוציאה השותפות בקפריסין בגין פעילותה בבלוק 12 לא יכללו בדיווחי המס שלה במסגרת ההוצאות המותרות בניכוי בישראל, אלא יופחתו בעתיד מהכנסות שתפיק השותפות בבלוק 12) והכל בכפוף לדין החל בישראל; אופן ההכרה בהכנסות לרבות זיכוי בגין מס ששולם בקפריסין יבוצע בהתאם להוראות מנהל רשות המסים, בהתחשב בתנאים שיהיו רלוונטים באותה עת ובתנאים שהיו ידועים בעת מתן האישור. יצוין כי הממונה נתן את אישורו בהתאם לתקנה 8 לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט) תשט"ז-1956, להחלת התקנות על השותפות גם בבלוק 12, בכפוף לתנאים שנקבעו על-ידו.

### ג. חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע התשע"א-2011:

בחודש אפריל 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "החוק"). יישומו של החוק הביא לשינוי בכללי המיסוי החלים על הכנסות השותפות, הכוללים, בין היתר, הנהגת היטל רווחי נפט וגז לפי מנגנון שנקבע בחוק וביטול ניכוי האזילה. החוק כולל הוראות מעבר לגבי מיזמים מפקימים 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 2023 השיעור המקסימאלי עומד על 46.8%.

בנוסף נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, כי ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה; גבולות ההיטל לא יכללו מתקני הולכה המשמשים ליצוא; ההיטל יחושב ויוטל ביחס לכל חזקה בנפרד (Ring Fencing); חיוב מקבל תשלום על ידי בעל זכות נפט המחושב, בין היתר, כשיעור מהנפט המופק (להלן: "תשלום נגזר"), בהתאם לגובה התשלום הנגזר שקיבל כאשר במקביל סכום ההיטל המיוחס למקבל התשלום הנגזר יופחת מסכום היטל שבו חב בעל זכות הנפט. כמו כן, בחוק נקבעו כללים לאיחוד או להפרדה של מיזמי נפט לעניין החוק.

על פי החוק, יינתן לבעל זכות נפט פחת מואץ שנתי קבוע על נכס בר ניכוי, כהגדרתו בחוק, שבבעלותו בשיעור קבוע של עד 10% (בהתאם לבחירת בעל זכות הנפט), או לחילופין, פחת שנתי שוטף משתנה עד לגובה ההכנסה החייבת באותה שנה (ולא יותר מ-10%).

ההוראות בדבר הטלת היטל רווחי נפט וגז הינן בתחולה מיום 10.4.2011 והן כוללות הוראות מעבר לגבי מיזמים שהחלו בהפקה מסחרית עד ליום 1.1.2014.

א) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית ממנו היה לפני יום התחילה יחולו הוראות חוק זה בשינויים אלה:

- (1) חלה לגבי מיזם כאמור חובת תשלום היטל בשנת המס שבה חל יום התחילה, יהיה שיעור ההיטל באותה שנת מס, מחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט אילולא הוראות פסקה זו ולא יותר מ-10%;
- (2) במקרה בו עלה מקדם ההיטל בשנת המס שבה חל יום התחילה על 1.5, נקבעו כללים לאופן חישוב מקדם ההיטל בכל שנת מס שלאחריה;
- (3) שיעור ההיטל שיוטל על רווחי הנפט של המיזם בכל אחת משנות המס 2012 עד 2015 יהיה שווה למחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט כאמור אילולא הוראות פסקה זו.

ג. חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע התשע"א-2011 (המשך):

(ב) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו בתקופה שמיום התחילה עד יום 1.1.2014 יחולו, בין היתר, הוראות אלה:

(1) מקדם ההיטל המינימלי יהיה בשיעור 2 במקום 1.5 והמקסימלי יהיה בשיעור 2.8 במקום 2.3;

(2) שיעור הפחת השנתי המואץ לגבי נכס בר ניכוי שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% במקום 10%.

(2) החוק כולל הוראות בדבר מיסוי שותפויות נפט החל משנת 2011, ראה פסקה א לעיל.

(3) בהתאם לחוק, מגיש השותף המדווח של מיזם הנפט דוחות הכוללים, בין היתר, נתונים מצטברים בדבר תקבולים והשקעות לצורך חישוב ה-R פקטור, כאמור בסעיף 1 לעיל.

(4) ביום 10.11.2021 אישרה הכנסת בקריאה שנייה ושלישית את תיקון מס' 3 לחוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשפ"ב-2021 (להלן: "התיקון לחוק"), לפיו, בין היתר, במקרה של מחלוקת תידרש הקדמה של תשלומי היטל רווחי נפט וגז בגובה של 75% מהסכומים, שבמחלוקת וזאת בכפוף להחלטה של פקיד השומה בהשגה (קודם להשלמת דיונים משפטיים במחלוקת בבית המשפט, ככל שיהיו). בהתאם לתיקון לחוק כאמור, תיתכן הקדמה של 75% מהסכומים שבמחלוקת.

(5) יצוין כי בין פש"ג לבין בעלות הזכויות בחזקות לווייתן נתגלעו מחלוקות ביחס לדוחות ההיטל של חזקות לווייתן לשנים 2013-2015 אשר נגעו, בעיקרן, לאופן סיווגם וכימותם של נתונים בדוחות ההיטל של חזקות לווייתן לאותן שנים. במהלך חודש אוקטובר 2018, הגיעו הצדדים להסכמות ביחס למחלוקות האמורות במסגרת הסכם שומות היטל לשנים 2013-2015, אשר קיבל בחודש אוקטובר 2018 תוקף של פס"ד ע"י בית המשפט המחוזי בתל אביב. בין בעלות הזכויות בלווייתן לפש"ג נחתם בחודש דצמבר 2019 הסכם שומות היטל באשר לדוחות היטל לשנים 2016 ו-2017. ובחודש אוקטובר 2021 נחתם הסכם שומות ביחס 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 לפש"ג בחודש מרץ 2022. ביום 23.10.2022 הוגש ערעור לבית המשפט המחוזי בתל אביב בגין שומת היטל בצו לשנת 2019 שנמסרה לשותפי לווייתן בחודש ספטמבר 2022 וביום 15.3.2022 התקבלו נימוקי השומה של פש"ג על הערעור הנ"ל. בהתאם להחלטת בית המשפט ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור תוגש עד ליום 21.3.2024. ביום 6.1.2022 הוגש לרשות המסים דוח היטל חזקות לווייתן לשנת 2020 וביום 31.12.2023 התקבלה מאת רשות המסים שומה לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 14(ב) לחוק.

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 פש"ג לבעלות הזכויות במיזם תמר נתגלעו מחלוקות ביחס לדוחות ההיטל של מיזם תמר לשנים 2013-2020 אשר נוגעות, בין היתר, למחלוקת בקשר עם מכירת גז ממאגר תמר לצורך אספקת גז מכוח הסכמים שנחתמו בין צרכני גז טבעי לבין שותפי ים תטיס, כאשר לעמדת רשות המסים יש ליחס למיזם תמר תקבולים רעיוניים בגין אספקת גז טבעי ממאגר תמר כאמור ללקוחות שעמם התקשרו שותפי ים תטיס ולא לקבוע את תקבולי המיזם לפי התמורה שהתקבלה בפועל, 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 פש"ג על הערעור בגין שנת 2019. בהתאם להחלטת בית המשפט ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור תוגש עד ליום 30.4.2024.

**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)**

ביאור 19 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

ג. חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע התשע"א-2011 (המשך):  
(6) (המשך):

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 9ג7 לעיל), בהיקף מוערך ליום 31.12.2023 של כ-37.5 מיליון דולר (הכוללת סכום של כ-24.5 מיליון דולר בגין שנת 2020).

בחודש מאי 2022 הוציא פשמ"ג שומה לפי מיטב השפיטה בגין שנת המס 2020, שהינה בעיקרה בגין אותן מחלוקות שהתגלו בגין השנים 2019-2013. בחודש יולי 2022 הגישו בעלי הזכויות במיזם תמר השגה לפשמ"ג על השומה הנ"ל. ביום 25.1.2023 התקבלה שומת היטל בצו לשנת 2020. ביום 8.2.2023 הוגש ערעור לבית המשפט המחוזי בתל אביב בגין הצו שהוצא למיזם תמר בגין שנת 2020, וביום 30.4.2023 התקבלו נימוקי השומה של פשמ"ג על הערעור בגין שנת 2020. בהתאם להחלטת בית המשפט ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור תוגש עד ליום 30.4.2024.

בהקשר זה יצויין 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 12ב1 לעיל).

ביום 8.2.2023 שולם 75% מחבות ההיטל בסך של כ-62.7 מיליון ש"ח (הסכום כולל ריבית והצמדה) (כ-18 מיליון דולר), בהתאם לתיקון החוק כאמור בפסקה 4 לעיל. הסכום כאמור נכלל בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, הסיכוי שטענות השותפות ביחס לסוגיות שבמחלוקת (לרבות סוגית התקבולים הרעיוניים) תתקבלנה, עולה על הסיכוי לדחייתן, וזאת גם בהתחשב בפסק דין האמור לעיל. יצוין כי בין פשמ"ג לבעלות הזכויות במיזם אשקלון ובמיזם נועה (להלן יחד: "מיזמי ים תטיס") נתגלו 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-1.8 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 מיליון דולר בגין זכויותיה בפרויקט תמר (כולל המקדמה בגין שנת 2020 בסך של כ-18 מיליון דולר כאמור לעיל). על פי הערכת השותפות ואומדניה, בהתבסס על המחלוקות הקיימות עם רשות המסים, 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 9ג7 לעיל.

**ד. מסים על ההכנסה הכלולים בדוח על הרווח הכולל**

31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
-	(50.2)	(97.4)	מסים שוטפים
-	-	(1.8)	מסים שוטפים בגין שנים קודמות
(207.8)	(62.0)	(44.1)	מסים נדחים
(207.8)	(112.2)	(143.3)	סה"כ מסים על ההכנסה
-	(3.8)	0.5	בינכוי מסים המיוחסים לפעילויות שהופסקו
(207.8)	(116.0)	(142.8)	<b>סך הכל מסים המיוחסים לפעילויות נמשכות</b>

31.12.2022	31.12.2023	
		<b>התחייבות מסים נדחים</b>
-	4.3	חייבים ויתרות חובה
-	0.2	עלויות הנפקת אגרות חוב
265.7	296.1	נכסי גז ונפט
8.3	14.6	נכסים אחרים לזמן ארוך
<b>274.0</b>	<b>315.2</b>	<b>סך הכל</b>
		<b>נכסים מסים נדחים</b>
(1.9)	(0.8)	תשלום מבוסס מניות והפרשות סוציאליות
(2.3)	(0.5)	התחייבות לסילוק לזמן קצר
<b>(4.2)</b>	<b>(1.3)</b>	<b>סך הכל</b>
<b>269.8</b>	<b>313.9</b>	<b>התחייבות מסים נדחים, נטו</b>

2. המסים הנדחים מחושבים לפי שיעור מס של 23% (2022 - זהה) בהתבסס על שיעור המס הצפוי לחול במועד ההיפוך.

3. לא הוכרו התחייבויות מסים נדחים בגין הפרשים זמניים בסך כולל של כ-1.3 מיליוני דולר (2022 - כ-0.1 מיליוני דולר) המתייחסים להשקעות בחברות מוחזקות בשל היעדר צפי למימוש השקעות אלה בעתיד הנראה לעין.

**ו. מס תיאורטי**

להלן מובאת התאמה בין סכום המס, שהיה חל אילו כל ההכנסות וההוצאות, הרווחים וההפסדים ברווח או הפסד היו מתחייבים במס לפי שיעור המס הסטטוטורי, לבין סכום מסים על ההכנסה שנזקק בדוח על הרווח הכולל:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	
316.4	594.6	574.3	<b>רווח לפני מסים על ההכנסה מפעילויות נמשכות</b>
<sup>30</sup> -	23.0%	23%	שיעור המס הסטטוטורי
-	(136.8)	(132.1)	<b>מס מחושב לפי שיעור המס הסטטוטורי</b>
			<b>ירידה (עליה) במסים על ההכנסה הנובעת מהגורמים הבאים:</b>
-	25.0	-	שינוי אומדן בבסיס המס בגין נכסים אחרים לזמן ארוך <sup>31</sup>
-	(3.9)	(7.3)	הפרש בין בסיס המדידה של ההכנסה כמדווח לצורכי מס (ש"ח) לבין
-	-	(1.8)	בסיס המדידה כמדווח בדוחות הכספיים (דולר)
-	(0.3)	(1.6)	מסים בגין שנים קודמות
			אחרים
-	(116.0)	(142.8)	<b>מסים על ההכנסה</b>

<sup>30</sup> לפרטים בדבר משטר המס שחל על השותפות עד ליום 31.12.2021 ראו ביאור 19א לעיל.

<sup>31</sup> כתוצאה משינוי בצפי לאופן השבת ערכו של נכס פיננסי.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2023 (במיליוני דולר)  
 ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה:  
 א. יתרות:

31 בדצמבר 2022		31 בדצמבר 2023		
צדדים קשורים ובעלי ענין		צדדים קשורים ובעלי ענין		
אחרים	חברות אם	אחרים	חברות אם	
1.3	-	10.6	2.6	חייבים ויתרות חובה
25.2	2.6	21.1	0.3	נכסים אחרים לזמן ארוך
1.8	5.0	1.6	3.6	זכאים ויתרות זכות
-	-	-	0.1	יתרת חובות שוטפים הגבוהה ביותר במשך השנה

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין:  
 לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2023:

צדדים קשורים		ביאור		
ובעלי ענין אחרים	חברות אם			
-		3,14	גז	הכנסות ממכירת
14.1	-	15		הוצאות בגין תמלוגי על (פעילויות נמשכות)
-	1.1	9,7		הכנסות בגין תמלוגי על (פעילות מופסקת)
0.5	-			גמול דירקטורים
-	0.4	12,4	ד 20	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	0.4	2,0	ה 20	דמי שכירות

(\* פחות מ-0.1 מילוני דולר

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2022:

צדדים קשורים		ביאור		
ובעלי ענין אחרים	חברות אם			
-	0.2	3,14	גז	הכנסות ממכירת
15.1	0.1	15		הוצאות בגין תמלוגי על (פעילויות נמשכות)
-	2.6	9,7		הוצאות בגין תמלוגי על (פעילות מופסקת)
0.3	-			גמול דירקטורים
-	0.4	12,4	ד 20	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	0.4	2,0	ה 20	דמי שכירות

צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור	
-	0.2	3ג7, 14	הכנסות ממכירת גז (פעילויות נמשכות)
5.2	(*)	9ג7	הכנסות ממכירת גז (פעילות מופסקת)
11.4	-	15	הוצאות בגין תמלוגי על (פעילויות נמשכות)
-	1.0	א12	הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
0.3	-		גמול דירקטורים
-	0.4	4א12 ד20	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	4.3	ז13	הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון

(\* פחות מ-0.1 מיליוני דולר)

**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 12א 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 בדרך של "אוברולינג", לאשר את תנאי הכהונה וההעסקה מעודכנים למנכ"ל, על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות שהתקיימה ביום 21.9.2022. לעניין בקשה למתן צו לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נזררת בקשר עם אישור תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים למר אבו על-ידי ועדת התגמול והדירקטוריון בדרך של "אוברולינג" ראה ביאור 12ב לעיל. להלן תיאור תמציתי של עיקרי תנאי העסקה המעודכנים:

- משכורתו החודשית של המנכ"ל עומדת על סך של כ-208 אלפי ש"ח (במונחי ברוטו) ליום 31.12.2023, אשר תעודכן בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן (חיובי בלבד) מדי שלושה חודשים.
- נוסף לשכרו החודשי, זכאי מר אבו לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר אבו רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר אבו לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין שימוש סביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי, ביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, פיצויי פיטורים (יצוין כי החל משנת 2016 מר אבו אינו חתום על סעיף 14 לחוק פיצויי פיטורים, התשכ"ג-1963, ולפיכך פיצויי הפיטורים להם הוא זכאי הינם על-פי החוק כאמור), קבלת הלוואות מהשותפות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר אבו מידי שנה 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.
- תקופת ההעסקה של מר אבו הוארכה עד ליום 30.4.2027.
- למנכ"ל הוענקו ביום 27.7.2022 (מועד ההענקה), ללא תמורה, 3,295,599 אופציות לא סחירות הניתנות למימוש ל-3,295,599 יחידות ההשתתפות. ההקצאה בוצעה בהתאם למדיניות התגמול ולתוכנית האופציות, אשר הוגשה למס הכנסה ביום 4.8.2022 לפי סעיף 102 לפקודת מס הכנסה [נוסח חדש] תשכ"א-1961 ואשר אימץ הדירקטוריון ביום 27.7.2022. האופציות תבשלנה בשלוש מנות שנתיות שוות, החל מיום 1.8.2022. מחיר המימוש של המנה הראשונה הינו 8.66 ש"ח, השווה לשער הסגירה הממוצע של יחידות ההשתתפות בבורסה בתום 30 ימי המסחר שקדמו למועד ההענקה. מחיר המימוש של שתי המנות הנותרות יגדל ב-5% בכל שנה ביחס לשנה הקודמת.

- ג. תנאי העסקה מנכ"ל השותף הכללי מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו" או "מנכ"ל") (המשך):
4. (המשך):

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 26.7.2027.

יצוין כי, בהתאם למדיניות התגמול הקודמת לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, אשר אושרה על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות ביום 10.7.2019, כפי שתוקנה מעת לעת (להלן: "מדיניות התגמול הקודמת"), ולהסכם ההעסקה הקודם של מר אבו, הוענקו למר אבו 2,742,231 יחידות פאנטום, אשר נכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות ניו-מד אנרג'י נאמנויות בע"מ (להלן: "השותף המוגבל" או "הנאמן", ו-"אופציות הפאנטום", בהתאמה), אשר היו ניתנות למימוש ב- 3 מנות עד ליום 1.6.2023. בהתאם, ביום 21.5.2023 מימש מר אבו את כל אופציות הפאנטום, במחיר מימוש (מתואם לחלוקת רווחים ולמקדמות מס עד לשנת 2021 וכולל) של 7.82 ש"ח למנה הראשונה, 8.36 ש"ח למנה השנייה, ו- 8.92 ש"ח למנה השלישית. התמורה הכוללת ששילמה השותפות למר אבו בגין מימוש אופציות הפאנטום הסתכמה לסך של כ- 7,345.5 אלפי ש"ח (כ- 2,019 אלפי דולר). סך של כ- 1,179 אלפי ש"ח (כ- 325 אלפי דולר) שולם על-ידי השותף הכללי וסך של כ- 6,166.5 אלפי ש"ח (כ- 1,694 אלפי דולר) שולם על-ידי השותפות, וזאת בהתאם להתחייבות השותף הכללי לשאת בחלק יחסי של התמורה בגין מימוש אופציות הפאנטום בשל כניסתו לתוקף של הסדר הניהול החדש, כמפורט בביאור 12 לעיל.

5. בשנת 2023 קיבל מר אבו מענק שנתי בגין שנת 2022 בסך של כ- 2,932 אלפי ש"ח, (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 ובשנת 2021 בגין שנת 2020 קיבל המנכ"ל מענקים בסך של כ- 3,977 אלפי ש"ח).

ד. בהמשך לאמור בביאור 27 בדבר זכויות השותפות לחיפוש בבלוק 12 בקפריסין, כתנאי להסבה, דרשה ממשלת קפריסין, בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון כי תומצא ערבות ביצוע, בלתי מוגבלת בסכום, לטובת הרפובליקה של קפריסין, להבטחת קיום מלוא ההתחייבויות מכח הסכם הזיכיון (להלן: "הערבות"), שניתנה במועד העברת הזכויות על ידי קבוצת דלק. קבוצת דלק ניאותרה 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);
  - (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.

1. ראה ביאורים 12ב ו-15 לעיל בקשר עם תשלום תמלוגים מהשותפות לבעלי השליטה בה.
2. 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 (ראה ביאור 12א לעיל). בהתאם לכך התקשרה השותפות עם קבוצת דלק, בהסכם שכירות בקשר עם המשרדים המשמשים את השותף הכללי והשותפות. בשנת 2023 השותפות זקפה הוצאות בדוח על הרווח הכולל בגין חלקה בהוצאה הנ"ל בסך של כ- 0.4 מיליון דולר.
3. ביום 28.6.2023 אישרה ועדת תגמול, בהתאם למדיניות התגמול את התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, המכסה את נושאי המשרה בשותף הכללי, בשותפות ובחברות הבנות שלה, לרבות מנכ"ל השותפות, לתקופה של שנה החל מיום 1.7.2023 בגבול אחריות כולל בסך של 270 מיליון דולר למקרה ובסך הכל לתקופת הביטוח, והכל בתנאים העומדים במדיניות התגמול.
4. לעניין הסדרה מסחרית לאספקת גז טבעי בין שותפי ים תטיס לבין שותפי לווייתן ראו ביאור 317 לעיל.
5. ביום 26.7.2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי שעבוד של כ- 4.5% מהון יחידות ההשתתפות של השותפות בהן מחזיק השותף הכללי, להבטחת אגרות חוב שהנפיקה קבוצת דלק, המחזיקה (בשרשור) בכל הון המניות המונפק של השותף הכללי. 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. יצוין כי, במהלך חודש מאי 2023 הוסר השעבוד הנוסף של כ- 1.1% יחידות ההשתתפות והן הוחזרו לשותף הכללי.
6. לעניין התקשרות לשיתוף פעולה באנרגיות מתחדשות עם חברת אנלייט והעניין האישי של מנכ"ל השותפות בהתקשרות ראה ביאור 12יד לעיל.
7. 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 ועד ליום 31.12.2023.
8. לשותפות היו במהלך שנת הדוח התקשרויות נוספות שלקבוצת דלק יש בהן עניין אישי, המסווגות כעסקאות זניחות כגון: קבלת שירותי "דלקן" מ"דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ, חברה קשורה של קבוצת דלק, קבלת שירותים ממלון NYX הרצליה מרשת מלונות פתאל, התחשבנות עם קבוצת דלק ועם מר יצחק שרון (תשובה) בקשר עם הוצאות משפטיות במסגרת בקשה לאישור תובענה ייצוגית (ראה ביאור 12יב לעיל) ורכישת רכב מקבוצת דלק לצורך העמדתו לרשות יו"ר הדירקטוריון הפעיל כחלק מתנאי כהונתו והעסקתו.



**א. אופן קביעת השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים:**

בשל אופיים, השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים כגון מזומנים ושווי מזומנים, לקוחות, חייבים ויתרות חובה וזכאים ויתרות זכות, מהווה קירוב נאות לערכם בספרים.

- נכסים והתחייבויות בלתי סחירים לזמן קצר נושאי ריבית בעלי מועד פירעון קבוע
- ערכם בספרים משקף את שוויים ההוגן לתאריך הדוחות על המצב 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 בינם, נקבע בהתאם לתנאים החוזיים של המכשיר.

**ב. היררכיית השווי ההוגן:**

לצורכי גילוי, השותפות מסווגת מדידות שווי הוגן לאחת מהרמות במדרג השווי ההוגן המשקף את משמעותיות הנתונים ששימשו בעת ביצוע המדידות.

להלן נתונים בדבר היררכיית השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים הנמדדים בשווי הוגן, שהוכרו בדוח על המצב הכספי:

31.12.2023				
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1	
				<b>נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:</b>
				תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
273.2	273.2	-	-	
				הלואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
46.2	-	46.2	-	
<b>319.4</b>	<b>273.2</b>	<b>46.2</b>	<b>-</b>	<b>סה"כ נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד</b>

31.12.2022				
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1	
				<b>נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:</b>
				תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
320.8	320.8	-	-	
				הלואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
53.6	-	53.6	-	
<b>374.4</b>	<b>320.8</b>	<b>53.6</b>	<b>-</b>	<b>סה"כ נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד</b>

התאמה בגין מדידות שווי הוגן המסווגות ברמה 3 במדרג השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2022	2023	
262.2	320.8	יתרה ליום 1 בינואר
(2.3)	(42.6)	תקבולים
60.9	(5.0)	מדידה מחדש שהוכרה ברווח או הפסד
<b>320.8</b>	<b>273.2</b>	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר</b>

ג. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים:

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים בדוחות הכספיים תואם או קרוב לערכם בספרים, למעט אגרות חוב לווייתן בונד אשר הונפקו, כאמור בביאור 10:

ערך ספרים	שווי הוגן	
		אגרות חוב:
1,735.1	1,652.1	ליום 31 בדצמבר 2023
2,155.8	2,115.7	ליום 31 בדצמבר 2022

ד. קבוצות מכשירים פיננסיים:

ליום 31 בדצמבר		
2022	2023	
		נכסים פיננסיים:
22.4	29.1	מזמנים ושווי מזמנים
396.4	259.5	פיקדונות
199.0	194.5	לקוחות
130.0	155.7	חייבים ויתרות חובה
321.0	229.2	נכסים אחרים לזמן ארוך
<b>1,068.8</b>	<b>868.0</b>	<b>סך הכל נכסים פיננסיים</b>

ה. התחייבויות פיננסיות:

3.5	1.5	זכאים ויתרות זכות
-	80.0	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר
50.0	-	רווחים לחלוקה שהוכרזו
2,155.8	1,735.1	אגרות חוב (ראה ביאור 10 לעיל)
<b>2,209.3</b>	<b>1,816.6</b>	<b>סך הכל התחייבויות פיננסיות</b>

ה. מדיניות ניהול סיכונים:

פעילויות השותפות חשופות אותה לסיכונים פיננסיים שונים, כגון: סיכון שוק לרבות סיכון מטבע חוץ, סיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי, סיכון מחיר, סיכון אשראי, סיכון נזילות וסיכון תזרים מזמנים 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, התחייבויות והוצאות הנקובים בש"ח. הסיכון בעיקרו נובע ממקדמות המס, שמשלמת השותפות הינן על בסיס ההכנסה החייבת לצורכי מס במטבע השקל וכן בהתחייבות למסים נדחים ובנוסף להוצאות שקליות אשר חשופות את השותפות לסיכון תזרים מזומנים וסיכון רווח או הפסד.

2. סיכון ריבית:

סיכון ריבית נובע מהסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנה כתוצאה משינויים בשיעורי ריבית השוק. מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית משתנה חושפים את השותפות לסיכון תזרים מזומנים ורווח או הפסד בגין שינוי בשיעור הריבית. יצוין כי, מסגרת האשראי של השותפות כאמור בביאור 10 נקובה על בסיס ריבית ה-SOFR.

להלן יתרות מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית משתנה לפי ערכם בספרים:

ליום 31 בדצמבר		
2022	2023	
<b>מכשירים פיננסיים בריבית משתנה:</b>		
נכסים:		
398.3	287.0	פקדונות בבנקים (כולל מזומנים ושווי מזומנים)
46.5	27.1	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות
<b>444.8</b>	<b>314.1</b>	<b>סך הכל</b>
התחייבויות:		
-	80.0	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר
-	<b>80.0</b>	<b>סך הכל</b>

להלן השפעת השינוי במקרה של שינוי בשיעור ריבית הבסיס 0.5% ובהתייחס לשנה מלאה, כאשר יתר המשתנים נשארים קבועים:

השפעה על הרווח או הפסד		
קיטון בשיעור הריבית	גידול בשיעור הריבית	
0.5%	0.5%	
(1.2)	1.2	2023
(2.2)	2.2	2022

בהמשך לאמור בביאור 8 בקשר עם מכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין, רשמה השותפות תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין בסך של כ- 273.2 מיליון דולר (ליום 31.12.2022 בסך של כ- 320.8 מיליון דולר) וסכומים לקבל בקשר עם הלוואה שניתנה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין בסך של כ- 46.2 מיליון דולר (ליום 31.12.2022 בסך של כ- 53.6 מיליון דולר).

להלן מבחני רגישות בגין שינוי בריבית ההיוון כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2023				
רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
-2%	-1%	שווי הוגן	1%	2%
				תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
24.6	11.8	273.2	(10.8)	(20.7)
				הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
0.3	0.2	46.2	(0.1)	(0.3)
<b>24.9</b>	<b>12.0</b>	<b>319.4</b>	<b>(10.9)</b>	<b>(21.0)</b>
				סך - הכל

ליום 31 בדצמבר 2022				
רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
-2%	-1%	שווי הוגן	1%	2%
				תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
25.5	11.8	320.8	(12.2)	(22.8)
				הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
2.1	1.0	53.6	(1.0)	(2.0)
<b>27.6</b>	<b>12.8</b>	<b>374.4</b>	<b>(13.2)</b>	<b>(24.8)</b>
				סך - הכל

3. סיכון מחיר:

סיכון מחירי הגז הטבעי והקונדנסט:

בהסכמים לאספקת גז טבעי נקבע מחיר הגז על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובכלל זאת בעיקר הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט, הצמדה לתעריף יצור החשמל, הצמדה לשער החליפין שקל/דולר, הצמדה למדד התעו"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 והעתידים.

יצוין כי, השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו של תעריף יצור החשמל מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו. בהקשר זה יצוין כי, ביחס לחלק מתחנות הכוח הפרטיות (לרבות תחנות שנמכרו על-ידי חברת החשמל) הנהיגה רשות החשמל אסדרה בשם (System Marginal Price) SMP, לפיה בכל חצי שעה נקבע מחיר החשמל הסיטונאי לפי העלות השולית 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.

**סיכון מחירי הגז הטבעי והקונדנסט (המשך):**

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.

להלן מבחני רגישות מורחבים של תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל) ביחס לשינוי במחירי הגז הטבעי והקונדנסט, כאשר יתר המשתנים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2023								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הגז הטבעי								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(15.8)	(30.4)	(14.5)	(10.9)	273.2	7.1	14.3	25.3	39.5

ליום 31 בדצמבר 2023								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הקונדנסט								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(24.7)	(17.7)	(10.7)	(3.6)	273.2	3.4	6.7	13.6	20.4

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

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

ז. סיכוני אשראי:

סיכון אשראי הינו הסיכון, שצד אחד למכשירים פיננסיים יגרום להפסד פיננסי אצל הצד האחר על ידי אי עמידה בהתחייבויות. סיכון אשראי נובע בעיקרו מלקוחות ומפקדונות בבנקים. סך יתרת הלקוחות ליום 31.12.2023 הינה יתרה שוטפת. הלקוחות העיקרים של השותפות בתקופת הדוח הינם בלו אושן, אשר היוותה כ-58% מהמכירות בתקופת הדוח, ונפקו, אשר היוותה כ-27% מהמכירות בתקופת הדוח (48%-27%, בהתאמה, מהמכירות בשנת 2022). לאור ניסיון העבר וכן העובדה כי היתרות השוטפות שלהן מגובות בחלקן בביטחונות, שהועמדו על ידן, השותפות מעריכה שסיכון האשראי הנובע ממכירות הגז הטבעי שסופקו לבלו אושן ולנפקו הינו נמוך. יחד עם זאת, לאור המצב בטחוני והכלכלי במדינות האזור סיכון זה עלה. כמו כן, יצוין כי עד למועד אישור הדוחות הכספיים השותפות קיבלה מלקוחותיה את כלל התקבולים שנרשמו ביתרת הלקוחות למועד הדוחות הכספיים.

להלן מחזור ויתרת לקוחות שערכם לא נכגם:

יתרה במחלוקת	יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2023		הכנסות לשנה	שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2023	
	יתרה שוטפת	סה"כ			
-	45.8	45.8	296.3		נפקו
-	128.6	128.6	629.5		בלו אושן
-	20.1	20.1	168.6		לקוחות אחרים
-	<b>194.5</b>	<b>194.5</b>	<b>1,094.4</b>		<b>סך-הכל</b>

יתרה במחלוקת	יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2022		הכנסות לשנה	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
-	<b>199.0</b>	<b>199.0</b>	<b>1,143.9</b>		<b>סך-הכל</b>

- (1) לשותפות מזומנים ושווי מזומנים ופקדונות המוחזקים ברובם בתאגידים בנקאיים גדולים בישראל. השותפות אינה צופה הפסדים מהותיים מסיכון האשראי הנובע מיתרות אלה.
- (2) היתרה המוצגת בדוח על המצב הכספי של הנכסים הפיננסיים, פסקה ד לעיל, מייצגת את החשיפה המקסימלית הנובעת מסיכון האשראי למועד הדוחות הכספיים.
- (3) לשותפות סכומים לקבל מחברה כלולה בסך של כ-30.1 מיליון דולר (2022: כ-24.9 מיליון דולר) אשר נכללו בסעיפים חייבים ויתרות חובה ונכסים אחרים לזמן ארוך. סכומים לקבל נמדדים בשווי הוגן ומהווים רביבית<sup>32</sup> המגלמת את סיכון האשראי המשקף את סביבת פעילותה של החברה הכלולה, בהתבסס על הערכות השותפות למועד השבתם.

<sup>32</sup> שיעור ההיוון ששימש בקביעת השווי ההוגן של הסכומים לקבל נאמד ב-22.8% ליום 31.12.2023 (31.12.2022: 20.55%).

ח. סיכון נזילות:

סיכוני נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות, מהוצאות המימון ומהחזרי הקרן של מכשירי החוב. סיכון נזילות הינו הסיכון, שהשותפות תתקשה, לקיים מחויבויות הקשורות להתחייבויותיה הפיננסיות. הנהלת השותף הכללי בוחנת את תזרימי המזומנים הצפויים על בסיס חודשי לתקופה של 12 חודשים לפחות, כמו גם מידע בדבר יתרות המזומנים והפיקדונות. השותפות שואפת להבטיח כי המזומנים והפיקדונות בתוספת ההכנסות החזויות יבטיחו את מימוש התחייבויותיה במועד פירעון וכן לשמור על ערכם הריאלי בהתאם לאמור בהסכם השותפות. האמור אינו מביא בחשבון השפעה של תרחישים קיצוניים, שאין אפשרות לצפותם.

להלן מועדי הפירעון החוזיים של ההתחייבויות הפיננסיות לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי (בהתאם לערכים הנקובים לסילוק, השונים מערכם בספרים), בהתבסס על שיעורי הריבית ושיערי החליפין לתאריך הדוח על המצב הכספי:

2023	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים			סך-הכל
		עד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	
זכאים ויתרות זכות התחייבות לתאגיד בנקאי	1.5	-	-	-	1.5
לזמן קצר	80.0	-	-	-	80.0
אגרות חוב	-	112.9	770.6	693.8	2,182.9
<b>סך-הכל</b>	<b>81.5</b>	<b>112.9</b>	<b>770.6</b>	<b>693.8</b>	<b>2,264.4</b>

2022	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים			סך-הכל
		עד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	
זכאים ויתרות זכות חלוקת רווחים שהוכרזה	3.5	-	-	-	3.5
אגרות חוב	-	548.3	807.4	732.8	2,731.3
<b>סך-הכל</b>	<b>53.5</b>	<b>548.3</b>	<b>807.4</b>	<b>732.8</b>	<b>2,784.8</b>

שינויים בהתחייבויות הנובעים מפעילות מימון:

יתרה ליום 31 בדצמבר 2023	שינויים אחרים	השפעת שינויים בעלות מוכחת	תזרים מזומנים	יתרה ליום 31 בדצמבר 2022	אגרות חוב
80.0	-	-	80.0	-	התחייבות לתאגיד בנקאי לזמן קצר
-	210.0	-	(260.0)	50.0	רווחים לחלוקה שהוכרזו
<b>1,815.1</b>	<b>210.0</b>	<b>4.5</b>	<b>(605.5)</b>	<b>2,205.8</b>	<b>סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון</b>

יתרה ליום 31 בדצמבר 2022	שינויים אחרים	השפעת שינויים בעלות מוכחת	תזרים מזומנים	יתרה ליום 31 בדצמבר 2021	
2,155.8	-	5.4	(74.5)	2,224.8	אגרות חוב
					רווחים לחלוקה שהוכרזו והפרשה לתשלומי
50.0	150.5	-	(186.7)	86.2	איזון ומס
<u>2,205.8</u>	<u>150.5</u>	<u>5.4</u>	<u>(261.2)</u>	<u>2,311.0</u>	סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון

ביאור 22 - אירועים מהותיים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי :

- א. לפרטים בדבר עדכון בקשר עם ההצעה לרכישת יחידות ההשתתפות של השותפות ראה ביאור 11.
- ב. לפרטים בדבר דוח עתודות ומשאבים מותנים בחזקות לווייתן ראה ביאור 17.
- ג. לפרטים בדבר תחילת הזרמת הקונדנסט ממאגר לווייתן לבז"א ראה ביאור 12.
- ד. לפרטים בדבר אישור דירקטוריון השותף הכללי בשותפות של חלוקת רווחים בסך של 60 מיליון דולר ראה ביאור 13.

-----





# פרק ד'

פרטים נוספים על התאגיד

550013098	<b>מספר תאגיד ברשם:</b>	ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת <sup>1</sup>	<b>שם התאגיד:</b>
		שד' אבא אבן 19, הרצליה 4672537	<b>כתובת:</b>
09-9712425	<b>פקסימיליה:</b>	09-9712424	<b>טלפון:</b>
2024, במרץ, 18	<b>תאריך הדוח:</b>	31 בדצמבר, 2023	<b>תאריך המאזן:</b>

להלן פרטים נוספים אודות השותפות, לפי תקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידים),  
התש"ל-1970 (להלן: "**תקנות הדוחות**");

**תקנה 8ב: הערכות שווי**

לפרטים אודות הערכת שווי מהותית מאוד, בנושא קבלת תמלוגים מחזקות I/16 "תנין" ו- I/17 "כריש" אשר בבעלות חברת Energean Israel Ltd, ראו נספח ב' לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה) וביאור 8ב לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). הערכת השווי כאמור מצורפת בסוף דוח זה.

**תקנה 9ד: דוח מצבת התחייבויות לפי מועדי פירעון**

במקביל לפרסום דוח זה, מפרסמת השותפות דוח מידי אודות מצבת ההתחייבויות של השותפות והחברות המאוחדות בדוחותיה הכספיים, לפי מועדי הפירעון, המהווה חלק בלתי נפרד מדוח זה.

**תקנה 10א: תמצית דוחות על הרווח הכולל של השותפות לכל אחד מהרבעונים בשנת 2023 ולשנת 2023 בכללותה**

ראו סעיף 2ב 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.

<sup>1</sup> 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<sup>3,2</sup>**

עיקר תנאי ההלוואות			יתרת הלוואות לחברות בנות כלולות ליום 31.12.2023 (באלפי דולר)	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	שער המניות הרשומות למסחר בבורסה ליום 31.12.2023 (באגורות)	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2023	סה"כ ע.ג.	מס' מניות	סוג נייר הערך	שם החברה
פרטים נוספים	תנאי הצמדה	מועד הפירעון הסופי								
-	-	-	-	48.5	-	-	48,500 ש"ח	48,500	מניות רגילות	ים תטיס בע"מ <sup>4</sup>
- <sup>6</sup>	דולר	יוני 2030	100,000	100	-	-	100 ש"ח	100	מניות רגילות	לוויטן בונד בע"מ (להלן: "לוויטן בונד") <sup>5</sup>
-	-	-	-	45.34	-	-	4,534 ש"ח	45,340	מניות רגילות	לוויטן מערכת הולכה בע"מ <sup>7</sup>
-	-	-	-	45.34	-	-	4,534 דולר	4,534	מניות רגילות	NBL Jordan Marketing

<sup>2</sup> לפרטים נוספים אודות חברות בת וחברות כלולות של השותפות, ראו סעיף 1.7 לפרק א' לדוח זה.

<sup>3</sup> השותפות התחייבה לשמור בנאמנות עבור New Med Energy Plc (להלן: "ניומד אנגליה"), חברה בת בבעלות מלאה (בשרשור) של השותפות, סך של 50 אלפי פאונד, אשר הועברו אליה לצורך הקמתה מ- NewMed Eenergy UK Limited (לשעבר Delek Energy Limited), חברה בת בבעלות מלאה של השותפות אשר התאגדה באנגליה והינה חברה האם של ניומד אנגליה, ואשר ישולמו לניומד אנגליה בהתאם לדרישתה.

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> חברה ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות שהוקמה לצורך הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובחו"ל, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות לוויטן. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.6 ו- 7.20.2 לפרק א' לדוח זה וביאור 10 בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

<sup>6</sup> כספי ההלוואה הופקדו בבנק ומשמשים ככרית ביטחון להחזר קרן אגרות החוב שהנפיקה לוויטן בונד. לפרטים נוספים ראו ביאורים 4 ו- 10 בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה). יצוין כי, קרן ההלוואה אינה כוללת ריבית צבורה בסך של כ- 1.4 מיליון דולר.

<sup>7</sup> חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפרויקט לוויטן. לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.2 לפרק א' לדוח זה.

עיקר תנאי ההלוואות			יתרת הלוואות לחברות בנות כלולות ליום 31.12.2023 (באלפי דולר)	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	שער המניות הרשומות למסחר בבורסה ליום 31.12.2023 (באגורות)	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2023	סה"כ ע.ג.	מס' מניות	סוג נייר הערך	שם החברה
פרטים נוספים	תנאי הצמדה	מועד הפירעון הסופי								
										Limited <sup>8</sup>
-	דולר	<sup>10</sup> -	37,347	25	-	75,005,000 דולר	5,000 דולר	5,000	מניות רגילות	EMED Pipeline B.V. ("EMED B.V.") <sup>9</sup>
-	-	-	-	100	-	-	5,000 יורו	5,000	מניות רגילות	EMED Pipeline <sup>11</sup>
-	-	-	-	9.75	-	-	57,330,000 דולר	57,330,000	מניות רגילות	Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E ("EMG") <sup>12</sup>

<sup>8</sup> 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- 7.11.3(ב) לפרק א' לדוח זה.

<sup>9</sup> חברה ייעודית (SPC) שהתאגדה בהולנד בקשר עם עסקת EMG (כהגדרת המונח בסעיף 7.25.5(א) לפרק א' לדוח זה). לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.4 לפרק א' לדוח זה.  
<sup>10</sup> ההלוואה הינה בגין השקעות השותפות בהשמת צינור EMG, אשר בוצעה באמצעות EMED B.V. הסכם ההלוואה בין EMED Pipeline Holding Limited ("EMED Pipeline") לביין EMED B.V. נחתם ביום 7.9.2022.

<sup>11</sup> חברה ייעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות שהתאגדה בקפריסין בקשר עם עסקת EMG (כהגדרת המונח בסעיף 7.25.5(א) לפרק א' לדוח זה). לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.4 לפרק א' לדוח זה.

<sup>12</sup> חברה פרטית שהתאגדה במצרים, אשר בבעלותה צינור EMG. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.5 ו- 7.25.5 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 31.12.2023	דיבידנדים שנתקבלו (או) שהשותפות זכאית לקבל לאחר יום 31.12.2023	דמי ניהול שנתקבלו ליום 31.12.2023	דמי ניהול שנתקבלו (או) שהשותפות זכאית לקבל לאחר יום 31.12.2023	מועדי תשלום דיבידנדים לאחר יום 31.12.2023	ריבית	מועדי תשלום ריבית
לווייתן בונד	194	-	194	-	-	-	-	-	-	-
EMED PIPELINE	(50)	-	(39)	-	-	-	-	-	-	-
EMED B.V.	(5,546)	-	(5,300)	-	-	-	-	-	-	-
EMG	44,022	-	34,589	-	-	-	-	-	-	-

**תקנה 21: תגמולים לבעלי עניין ולנושאי משרה בכירה<sup>13</sup>**

(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 2023 (באלפי דולר), כפי שהוכרו בדוחות הכספיים ליום: 31.12.2023<sup>14</sup>

<sup>13</sup> לפרטים נוספים אודות תנאי ההעסקה של נושאי המשרה ובעלי העניין המצוינים בטבלה, ראו תקנה 21(ב) להלן.  
<sup>14</sup> לפרטים אודות הסדר בנוגע להוצאות הניהול של השותפות, לפיו החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות בכל הוצאות הניהול שלה, אשר עד למועד כאמור חלו על השותף הכללי, ובכלל זאת עלות העסקת נושאי משרה ועובדים, לרבות המנכ"ל ויו"ר הדירקטוריון הפעיל, ראו תקנה 22(א) להלן.

נושאי משרה בכירה ובעלי עניין בשותפות														
סה"כ	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
<b>נושאי משרה בכירה בשותפות</b>														
<b>4,615,393</b>	212,152	-	-	-	-	-	-	<sup>16,15</sup> 2,740,276	801,072	861,893	0.05%	100%	מנכ"ל	<b>יוסי אבו</b>
<b>683,434</b>	58,023	-	-	-	-	-	-	-	100,260	525,151	<sup>17</sup> 0.00%	100%	יו"ר דירקטוריון פעיל	<b>גבי לסט</b>
<b>587,582</b>	81,122	-	-	-	-	-	-	-	109,287	397,174	-	100%	יועצת משפטית, סמנכ"לית בכירה	<b>שרי זינגר קאופמן</b>
<b>570,670</b>	50,016	-	-	-	-	-	-	-	109,287	411,367	-	100%	סמנכ"ל כספים	<b>צחי חבושה</b>
<b>537,774</b>	68,319	-	-	-	-	-	-	-	92,894	376,561	-	100%	סמנכ"ל אקספלורציה	<b>צבי קרץ'</b>
<b>בעלי עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי</b>														
<b>475.0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	475.0	-	-	-	<b>דירקטורים חיצוניים</b>

<sup>15</sup> התמורה הכוללת שקיבל מר אבו בגין מימוש אופציות הפאנטום הסתכמה לסך של כ- 2,019 אלפי דולר. לפרטים נוספים ראו תקנה 21(ב)(2) להלן.

<sup>16</sup> לפרטים אודות החזקותיו של מר אבו בכתבי אופציות, הניתנים למימוש ליחידות ההשתתפות של השותפות (להלן: "יחידות ההשתתפות"), ראו תקנה 21(ב)(2) להלן.

<sup>17</sup> יצוין כי, מר לסט מחזיק ב- 12,109.60 יחידות השתתפות.

(ב) להלן פירוט אודות תנאי כהונה והעסקה של נושאי משרה שהינם בעלי

התגמולים הגבוהים ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותפות:

(1) מדיניות התגמול

ביום 21.9.2022 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות שלא לאשר מדיניות תגמול מעודכנת לנושאי משרה בשותפות ובניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ, השותף הכללי בשותפות (להלן: "**השותף הכללי**"). לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 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 ודירקטוריון השותף הכללי (להלן: "**הדירקטוריון**"), 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.

כמפורט בתקנה 22(א) להלן, החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות במלוא עלות העסקתו (100%) של מר אבו, חלף השותף הכללי.

ביום 21.9.2022 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות שלא לאשר את תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים למר אבו. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, (מס' אסמכתאות: 2022-01-092520 ו- 2022-01-120358, (בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

בעקבות כך, ביום 28.9.2022 החליטו ועדת התגמול והדירקטוריון, לאחר שדנו בכך מחדש, לאשר את תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים למר אבו, על אף התנגדות אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות. לפרטים נוספים ראו את דוח מידי של השותפות מיום 29.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-121942), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

לפרטים אודות בקשה שהוגשה לפי סעיף 65מא לפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 (להלן: "**פקודת השותפויות**") וסעיף 198א לחוק החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: "**חוק החברות**"), למתן

צו לגילוי ועיון במסמכים בטרם הגשת תביעה נגזרת בקשר עם אישור תנאי הכהונה וההעסקה המעודכנים למר אבו על-ידי ועדת התגמול והדירקטוריון בדרך של "אוברולינג", ראו סעיף 7.26.9 לפרק א' בדוח זה.

בהתאם, תנאי כהונתו והעסקתו של מר אבו הינם כדלקמן (להלן):  
**"תנאי הכהונה וההעסקה":**

שכרו החודשי של מר אבו הינו בסך של כ- 208.4 אלפי ש"ח ברוטו (100%)<sup>18</sup> (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 בנוס שנתית, 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, ביום 3.10.2022 הוקצו למר אבו, ללא תמורה, 3,295,599 אופציות לא סחירות הניתנות למימוש ל- 3,295,599 יחידות ההשתתפות, המהוות כ- 0.28% מהון יחידות ההשתתפות המונפק



והנפרע של השותפות (בדילול מלא).<sup>19</sup> ההקצאה בוצעה בהתאם למדיניות התגמול ולתוכנית האופציות, אשר הוגשה למס הכנסה ביום 4.8.2022 לפי סעיף 102 לפקודת מס הכנסה [נוסח חדש], ואשר אימץ הדירקטוריון ביום 27.7.2022 (להלן: "**האופציות**" ו- "**מועד ההענקה**", בהתאמה).

האופציות תבשלנה ב- 3 מנות שנתיות שוות, החל ממועד ההענקה. 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.

השווי השנתי של ההטבה הנובעת מהענקת האופציות, קרי השווי הכלכלי של האופציות במועד ההענקה כשהוא מחולק ל- 3, לא יעלה על סך של 3,300 אלפי ש"ח.

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 השתתפות למועד ההענקה – 9.35 ש"ח; (ב) מחיר מימוש של כל אופציה (מתואם לחלוקת רווחים) חושב לפי 8.66 ש"ח למנה הראשונה, 9.10 ש"ח למנה השניה, ו- 9.55 ש"ח למנה השלישית; (ג) מועד הפקיעה – 26.7.2027; (ד) מועד ההבשלה – כמפורט בסעיף זה לעיל; (ה) סטיית תקן בשיעור של 49.9%; ו- (ו) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ- 2.31%.

לפרטים נוספים אודות תנאי הכהונה וההעסקה, ראו דוח מידי של השותפות מיום 6.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-092520), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

יצוין כי, בהתאם למדיניות התגמול הקודמת לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, אשר אושרה על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות ביום 10.7.2019, כפי שתוקנה מעת לעת (להלן: "**מדיניות התגמול הקודמת**"), ולהסכם ההעסקה הקודם של מר אבו, הוענקו למר אבו 2,742,231 יחידות פאנטום, אשר נכס הבסיס שלהן הינו יחידת

<sup>19</sup> לפרטים אודות שיעור החזקותיו של מר אבו (בדילול מלא) נכון למועד אישור הדוח, ראו תקנה 24 להלן.

השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות ניו-מד אנרג'י נאמנויות בע"מ (להלן: "**השותף המוגבל**" או "**הנאמן**"), ו- "**אופציות הפאנטום**", בהתאמה), ואשר היו ניתנות למימוש ב- 3 מנות עד ליום 1.6.2023. לפרטים אודות תנאי אופציות הפאנטום ראו תקנה 21(ב)(2) לפרק ד' בדוח התקופתי לשנת 2021, כפי שפורסם ביום 24.3.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-033988). בהתאם, ביום 21.5.2023 מימש מר אבו את כל אופציות הפאנטום, במחיר מימוש (מתואם לחלוקת רווחים ומקדמות מס עד לשנת 2021 וכולל) של 7.82 ש"ח למנה הראשונה, 8.36 ש"ח למנה השניה, ו- 8.92 ש"ח למנה השלישית. התמורה הכוללת שקיבל מר אבו בגין מימוש אופציות הפאנטום הסתכמה לסך של כ- 7,345.5 אלפי ש"ח, מתוכו סך של כ- 1,179 אלפי ש"ח שולם על-ידי השותף הכללי בגין החלק מתמורת המימוש המיוחס לתקופה שקדמה ליום 1.1.2022, וסך של כ- 6,166.5 אלפי ש"ח שולם על-ידי השותפות בגין התקופה שלאחר יום 1.1.2022, וזאת בהתאם למועד כניסתו לתוקף של הסדר הניהול, כמפורט בתקנה 22(א) להלן.

בהתאם לתנאי הכהונה וההעסקה, בשנת 2023 קיבל מר אבו מענק שנתי בגין שנת 2022 בסך של כ- 2,932 אלפי ש"ח, בהתאם למדיניות התגמול הקודמת ובהתבסס על הרכיבים הבאים:

(א) רכיב התלוי ביעד עסקי (40%) - מר אבו עמד ביעדים העסקיים המפורטים להלן, ולכן היה זכאי בגין רכיב זה לסך של כ- 1,268 אלפי ש"ח: כניסה לנכסי נפט במרוקו; כניסה לתחום האנרגיות המתחדשות; תרומה לקידום נושא האחריות התאגידית והשוויון המגדרי בשותפות (ESG); היכולת לבצע חלוקת רווחים שלא תפחת מסך של 100 מיליון דולר; הזמנות גז טבעי מפרויקט לווייתן על-ידי דולפינוס בהיקף שנתי שלא יפחת מ- 90% מהכמות השנתית בהתאם להסכם הייצוא למצרים; (ב) רכיב התלוי במבחנים הכמותיים המפורטים להלן (35%) - (1) שינוי ברווח נקי מתואם<sup>20</sup> (0%); (2) ביצוע השקעות או קבלת החלטת השקעה (27.5%): ביצוע השקעות בפועל על-ידי השותפות בנכס נפט בסך שלא יפחת מ- 50 מיליון דולר או קבלת החלטת השקעה בנכס נפט בסך העולה על 300 מיליון דולר (100%), הכל לא כולל השקעות בקידוחי אקספלורציה. מר אבו עמד במדד זה בשל ביצוע השקעות בפועל על-ידי השותפות בנכס נפט בסך שלא יפחת מ- 50 מיליון דולר, ולפיכך היה זכאי בגין מדד זה למענק שנתי בסך של כ- 872 אלפי ש"ח; (3) גיוס כספים או חתימה

<sup>20</sup> 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**").

על הסכמי מכירת גז טבעי או חתימה על הסכמי ייצוא (7.5%): גיוס כספים כאשר חלק השותפות לא יפחת מ- 200 מיליון דולר או חתימה על הסכמים מחייבים למכירת גז בהיקף שעולה על 25 BCM או חתימה על הסכמי ייצוא. מר אבו לא עמד במדד זה ולכן לא היה זכאי בגינו למענק שנתי; ו- (ג) רכיב שיקול דעת הדירקטוריון (25%) - סך של כ- 792 אלפי ש"ח.

### (3) 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 של מר לסט (100%).

שכרו החודשי של מר לסט הינו בסך של כ- 125 אלפי ש"ח ברוטו<sup>21</sup> (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה"), זכאי מר לסט לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר לסט רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר לסט לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי וביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר לסט מידי שנה בנוס שנת, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בסך של עד 3 משכורות חודשיות ברוטו ובתנאי שיועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה, ובמקרה של סיום העסקתו, מענק הסתגלות, והכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתעודכן מעת לעת.

הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 12 חודשים.

בשנת 2023 קיבל מר לסט מהשותפות מענק שנתי בגין שנת 2022

השווה ל- 3 משכורות חודשיות ברוטו, בסך כולל של 367 אלפי ש"ח.

(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- 91.7 אלפי ש"ח ברוטו<sup>22</sup> (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתה (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאית גב' זינגר לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותה של גב' זינגר רכב כמקובל למעמדה ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאית גב' זינגר לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתה בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולרי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתה), בדיקות סקר רפואי, ביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידה ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק לגב' זינגר מידי שנה 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 2023 קיבלה גב' זינגר מהשותפות מענק שנתי בגין שנת 2022 בסך של 400 אלפי ש"ח, זאת כנגזרת מרכיבי הבונוס השנתי למנכ"ל.

(5) 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- 91.7 אלפי ש"ח ברוטו<sup>23</sup> (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן).

<sup>22</sup> נכון ליום 31.12.2023.

<sup>23</sup> נכון ליום 31.12.2023.

בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאי מר חבושה לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר חבושה רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר חבושה לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולרי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר חבושה מידי שנה בנוס שנת, 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 2023 קיבל מר חבושה מהשותפות מענק שנתי בגין שנת 2022 בסך של 400 אלפי ש"ח, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונוס השנתי למנכ"ל.

#### (6) צבי קרץ'

מר צבי קרץ' (להלן: "**מר קרץ'**") מכהן כסמנכ"ל אקספלורציה במשרה מלאה, החל מחודש אוגוסט 2014 (לפני כן, החל מחודש ספטמבר 2011, הועסק כגיאולוג ראשי בשותפות).

שכרו החודשי של מר קרץ' הינו בסך של כ- 86.6 אלפי ש"ח ברוטו<sup>24</sup> (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאי מר קרץ' לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תוכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר קרץ' רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר קרץ' לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, פטור ושיפוי

<sup>24</sup> נכון ליום 31.12.2023. יצוין כי, בחודש פברואר 2024 אישרו ועדת התגמול והדירקטוריון לעדכן את שכרו החודשי של מר קרץ', החל מהשכר בגין חודש פברואר 2024. בהתאם, נכון למועד אישור הדוח, שכרו החודשי של מר קרץ' הינו בסך של כ- 93 אלפי ש"ח ברוטו (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן).

נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים ותשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתו), בדיקות סקר רפואי, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. השותפות רשאית להעניק למר קרץ' מידי שנה בונוס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שיועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה, והכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתעודכן מעת לעת.

הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, 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. בחודש פברואר 2024 אישרו ועדת התגמול והדירקטוריון להעניק למר קרץ' מענק שימור חד פעמי בסך כולל של 270 אלפי ש"ח. מענק השימור ישולם ב- 3 פעימות שוות, כדלקמן: משכורת חודשית אחת שולמה יחד עם השכר בגין חודש פברואר 2024; משכורת חודשית אחת תשולם יחד עם השכר בגין חודש פברואר 2025, בתנאי שיועסק בשותפות ביום 28.2.2025; ומשכורת חודשית אחת תשולם יחד עם השכר בגין חודש פברואר 2026, בתנאי שיועסק בשותפות ביום 28.2.2026.

בשנת 2023 קיבל מר קרץ' מהשותפות מענק שנתי בגין שנת 2022 השווה ל- 4 משכורות חודשיות ברוטו, בסך כולל של 340 אלפי ש"ח, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונוס השנתי למנכ"ל.

#### (7) דירקטורים חיצוניים

ביום 22.10.2015 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות כי מר עמוס ירון ומר יעקב זק (להלן: "**מר ירון**" ו- "**מר זק**", בהתאמה), אשר מונו במועד זה לדירקטורים חיצוניים על-ידי האסיפה כאמור, יהיו זכאים לגמול שנתי ולגמול השתתפות, בהתאם לסכומים הקבועים המופיעים בתוספת השניה 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 השניה (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 אודות מינוי הדירקטורים החיצוניים כאמור לתקופת כהונה שלישית ואחרונה, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 3.10.2021, 14.10.2021 ו- 24.10.2021 (מס' אסמכתאות: 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 אפרים 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 אודות מינוי מר צדקה כדירקטור חיצוני לתקופת כהונה שניה, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 17.2.2022 ו- 24.3.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-019783 ו- 2022-01-034714, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

#### המפקחים (8)

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-65 אלפי ש"ח לחודש<sup>25</sup> (בתוספת מע"מ). השכר החודשי מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן ביחס לשיעור המדד של חודש אפריל 2020. לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 29.5.2023 לאשר את מינויים של המפקחים, וזאת החל ממועד אישור האסיפה כאמור ולתקופה של 18 חודשים או עד למועד השלמת העסקה לרכישת כל יחידות ההשתתפות המוחזקות על-ידי הציבור ומקצת יחידות ההשתתפות המוחזקות על-ידי קבוצת דלק, אם תושלם, כמפורט בסעיף 1.8 לפרק א' לדוח זה (להלן: "**עסקת BP-ADNOC**"), לפי המוקדם מביניהם, וכן לאשר את תנאי כהונתם והעסקתם, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 24.4.2023 ו- 29.5.2023 (מס' אסמכתאות:

2023-01-044772 ו- 2023-01-057420, בהתאמה).

בנוסף, במקרה של פרסום תשקיף, לרבות תשקיף מדף, יהיה זכאי המפקח לשכר נוסף עבור עבודתו הנוספת הכרוכה בפרסום התשקיף בסכום בשקלים חדשים השווה ל- 40 אלפי דולר (בתוספת מע"מ, אם יחול), ללא תלות בשעות העבודה בפועל (להלן בסעיף זה: "**השכר הנוסף**"). יובהר כי, במקרה בו מדובר בתשקיף מדף, השכר הנוסף יכלול גם שכר בגין כל העבודות שידרשו מהמפקח לאחר פרסום תשקיף המדף, בקשר עם תשקיף המדף בגינו קיבל המפקח את השכר הנוסף, ככל שאלו ידרשו, ובכלל זאת דוחות הצעת מדף שיפורסמו על-פי תשקיף המדף ו/או כל הנפקה שתבוצע על-פי תשקיף המדף ו/או כל גיוס שיבוצע על-פי תשקיף המדף (להלן בסעיף זה: "**העבודות לאחר פרסום תשקיף המדף**"). עוד יובהר כי, לאחר שישולם למפקח השכר הנוסף, לא יהיה זכאי המפקח לכל תשלום נוסף בעבור עבודתו בקשר עם פרסום התשקיף כאמור בגינו שולם למפקח השכר הנוסף וכן בקשר עם העבודות לאחר פרסום תשקיף המדף.

כמו כן, זכאי המפקח לתשלום השווה בשקלים חדשים ל- 40 אלפי דולר (בתוספת מע"מ), ללא תלות בשעות עבודה בפועל בגין עבודתו, ככל שאלו ידרשו, בקשר עם סגירת הסכמי מימון שבוצעו כנגד שעבוד נכס נפט של השותפות.

בנוסף, זכאי המפקח להחזר הוצאות נוספות שהוציא כדין למטרות תפקידו, ובלבד שקיבל לכך את אישור אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות או שההוצאות הינן במסגרת הסכום והינן מסוגים אשר אושרו לצורך כך על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות. יצוין כי, ביום 22.12.2016 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות, מבלי לגרוע מהוראות הסכם השותפות שנחתם ביום 1.7.1993, כפי שתוקן מעת לעת, בין השותף הכללי לבין השותף המוגבל (להלן: "**הסכם השותפות**"), והסכם הנאמנות מיום 1.7.1993 שנחתם בין הנאמן לבין המפקחים, כפי שתוקן מעת לעת, (להלן: "**הסכם הנאמנות**"), כי סוגי ההוצאות בגינן יהיה זכאי המפקח להחזר הוצאות מתוך נכסי הנאמנות יכללו הוצאות נסיעה לשיבות האורגנים של השותפות, לשיבות עם הנהלת השותף הכללי ולישיבות עם נציגי השותף הכללי מול רגולטורים שונים, שליחיות, והוצאות חניה בגין כל אלה, וכי סכום החזר ההוצאות כאמור לא יעלה על סך של 1,000 ש"ח (בתוספת



מע"מ) לחודש.

2. 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 אודות 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 מתווים שונים לרישום נכסי השותפות בבורסה בלונדון (להלן: "**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 אודות 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, 2021-01-015963, 2021-01-025905, 2022-01-150004 ו- 2023-01-002016, 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 טיזת ההנחיות שפרסם משרד האנרגיה והתשתיות. לפרטים נוספים אודות 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, 2018-01-083794, 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 (להלן: "התביעה שכנגד"). לפרטים נוספים אודות 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, ולפרטים נוספים אודות תביעת המפקח והתביעה שכנגד, ראו סעיף 7.26.5 לפרק א' בדוח זה.

5. ביום 24.7.2023 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר למפקח שכר נוסף על שכרו החודשי בקשר עם פיקוח על עסקת BP-ADNOC, וליווי הוועדה הבלתי תלויה אשר מונתה על-ידי הדירקטוריון בקשר עם עסקה זו, כמפורט בסעיף 1.8 לפרק א' לדוח זה. לפרטים נוספים, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 15.6.2023 ו- 24.7.2023 (מס' אסמכתאות: 2023-01-066222 ו- 2023-01-084408, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

#### (9) הנאמן

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 בקשר עם הליך השינוי המבני. לפרטים נוספים ראו דוחות מיידים 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.
3. ביום 24.7.2023 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר לנאמן שכר נוסף על שכרו השנתי לצורך ביצוע פעולות בקשר עם עסקת BP-ADNOC. לפרטים נוספים, ראו

דוחות מידיים של השותפות מהימים 15.6.2023 ו- 24.7.2023  
(מס' אסמכתאות: 2023-01-066222, ו- 2023-01-084408,  
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 בכ- 54.66% מהון היחידות המונפק של  
השותפות.<sup>26</sup>

### **תקנה 22: עסקאות של השותפות עם השותף הכללי או עסקאות של בעל השליטה**

#### **בשותף הכללי עניין אישי בהן**

להלן פרטים, לפי מיטב ידיעת השותפות, אודות כל עסקה עם השותף הכללי או  
בעל השליטה בשותף הכללי או שלבעל השליטה בשותף הכללי יש עניין אישי  
באישורה, אשר השותפות או תאגיד בשליטתה או חברה קשורה של השותפות,  
התקשרו בה במהלך שנת הדוח או במועד מאוחר לשנת הדוח ועד למועד אישור  
הדוח או שהינה עדיין בתוקף במועד אישור הדוח, למעט עסקאות זניחות  
כהגדרתן בסעיף 6 לחלק השלישי בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה):

(א) על-פי הסכם השותפות, זכאי השותף הכללי ל- 0.01% מהכנסות השותפות  
ונושא ב- 0.01% מההוצאות ומההפסדים של השותפות, וכן בהוצאות  
ובהפסדים של השותפות אשר עקב ההגבלה על אחריות השותף המוגבל  
לחיובים של השותפות, לא נשא בהם השותף המוגבל.

בנוסף, על-פי הוראות הסכם השותפות, עד ליום 23.4.2021, היה זכאי השותף  
הכללי לתשלום דמי ניהול וכן להחזר כל ההוצאות הישירות הכרוכות בניהול  
השותפות ואשר הוצאו על-ידו.

לפרטים נוספים ראו תקנה 22(א) לדוח התקופתי לשנת 2022, כפי שפורסם  
ביום 28.3.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-033096) (להלן: "הדוח התקופתי  
לשנת 2022").

בהתאם להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 21.9.2022 בקשר  
עם עלויות ניהול השותפות והשותף הכללי (להלן: "הסדר הניהול"), החל  
מיום 1.1.2022 נושאת השותפות במישרין בכל ההוצאות הדרושות לניהול

<sup>26</sup> למיטב ידיעת השותפות, ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, רוב יחידות  
ההשתתפות שבבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק,  
ובכלל זאת משועבדות כ- 4.5% מהון יחידות ההשתתפות שבבעלות השותף הכללי.

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.

על-פי הסדר הניהול, נושאת השותפות בעלויות הגמול של כל הדירקטורים בדירקטוריון השותף הכללי ובשכר יו"ר דירקטוריון פעיל, למעט דירקטורים המכהנים כנושאי משרה בקבוצת דלק או בחברות אחרות בשליטתה. בנוסף, נושאת השותפות בעלות דמי השכירות של משרדי השותפות, אשר, נכון למועד אישור הדוח, שוכרת השותפות מקבוצת דלק, כמפורט בתקנה 22(ח) להלן.

מכיוון שעל-פי הסדר הניהול השותף הכללי אינו נושא בהוצאות ניהול השותפות, ככל שהשותף הכללי ישלם מכיסו חלק כלשהו מהוצאות הניהול של השותפות, ישולם לו החזר בגין ההוצאות האמורות, אך בכל מקרה לא יוחזרו לשותף הכללי הוצאות ששולמו על-ידו, במישרין או בעקיפין, לקבוצת דלק או הוצאות שלקבוצת דלק יש בהן עניין אישי (כמשמעות המונח בפקודת השותפויות), אלא אם יתקבלו בקשר לכך כל האישורים הנדרשים על-פי דין. לעניין זה, "**עניין אישי**" – למעט עניין אישי הנובע מעצם החזקתה של קבוצת דלק בשותף הכללי, ולעניין התקשרות עם נושא משרה או עם עובד – למעט עניין אישי הנובע מעצם הכהונה או ההעסקה בשותף הכללי. לפרטים נוספים אודות הסדר הניהול ואישורו, 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 7.25.8(ג)(2) לפרק א' לדוח זה. נכון למועד אישור הדוח, בעלת הזכות לתמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה בפרויקט לווייתן הינה דלק תמלוג על לווייתן בע"מ (להלן: "**דלק תמלוג על**"), חברה בת בבעלות מלאה של דלק אנרגיה.<sup>27</sup>

בשנת 2023 רשמה השותפות הוצאות בגין תמלוגים לדלק תמלוג על בגין פרויקט לווייתן בסך כולל של כ- 14.1 מיליון דולר.

(ג) בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון בבלוק 12, נדרשת השותפות על-ידי רפובליקת קפריסין להעמיד ערבות ביצוע להתחייבויותיה על-ידי חברת האם של השותפות. בהתאם, המציאה קבוצת דלק ביום 18.4.2013 ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכח הסכם הזיכיון (להלן: "**הערבות**"), כמפורט להלן:

<sup>27</sup> 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 וינצלו מחזקות לווייתן לדלק תמלוג על.

1. בגין העמדת הערבות על-ידי קבוצת דלק משלמת השותפות עמלה על בסיס שנתי, החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף. במידה ויפחת שיעור ההחזקה של השותפות בבלוק 12, ירד סכום העמלה באופן יחסי לירידה בהחזקה בנכס. כמו כן, במקרה בו תשחרר קבוצת דלק מהערבות באופן מוחלט, בגין מציאת ערב חלופי או בגין מכירה של הזכויות בבלוק 12 על-ידי השותפות, הוסכם בין השותפות לבין קבוצת דלק כי תשלום העמלה יופסק לאלתר. סך עמלת הערבות ששילמה השותפות לקבוצת דלק בשנת 2023 הסתכמה לסך של כ- 368 אלפי דולר.<sup>28</sup>

2. החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף, השותפות לא תאשר תוכנית/ות עבודה חדשה/ות בבלוק 12 ו/או בקשר עם כל פעילות אחרת בבלוק 12 מכוח הסכם התפעול המשותף (להלן: "**תוכנית עבודה בבלוק 12**"<sup>29</sup>), בהיעדר: (א) ביטוח המכסה הוצאות השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כיסוי לנזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכוני זיהום תאונתי בקשר עם פעילות השותפות בבלוק 12 לשביעות רצונה של קבוצת דלק (ביטוחי אובדן שליטה בבאר ואחריות כלפי צד ג')<sup>30</sup>; 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

<sup>28</sup> ההתקשרות אושרה ביום 14.4.2013 על-ידי הדירקטוריון, וביום 18.4.2013 על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות. לפרטים נוספים ראו דוחות מיידיים של השותפות מהימים 14.4.2013 ו- 18.4.2013 (מס' אסמכתאות: 2013-01-036844 ו- 2013-01-039418, בהתאמה). כמו כן, ביום 8.7.2018 אישרה ועדת הביקורת כי קיבוע התשלום בגין הערבות לתקופת ערבות של 25 שנים, כפי שנקבעה במועד אישור עסקת הערבות לראשונה, הינה תקופה סבירה.

<sup>29</sup> השותפות תמסור לקבוצת דלק הודעה מראש על כל כוונה לאשר תוכנית עבודה בבלוק 12. <sup>30</sup> 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.

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 אודות הגשת התביעה ו/או הדרישה כאמור עם קבלתה אצלה, ותאפשר לשותפות ו/או למי מטעמה לנהל הגנה משפטית ראויה, כפי שנדרשת לדעת השותפות בנסיבות העניין, כנגד כל דרישה ו/או תביעה כאמור ו/או משא ומתן לפשרה כאמור ו/או להקטין את הנזק ככל שיעלה בידה.

4. הואיל והתחייבויות השותפות ו- Chevron Cyprus Limited (להלן: "**שברון קפריסין**"<sup>31</sup>) 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 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 שבגיניו המציא ערבות לטובת רפובליקת קפריסין כאמור בבלוק 12 (קרי, קבוצת דלק בשיעור של 30%, שברון

<sup>31</sup> למיטב ידיעת השותפות, שברון קפריסין הינה חברה בת בבעלות מלאה של Chevron Corporation (להלן: "**שברון קורפ**").

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 שבגיניו 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 להתחשבנות 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. תוקף ההסכם הסתיים ביום 30.6.2023. בשנת 2023 חלקה של השותפות בהכנסות מכירת גז לחלקה של קבוצת דלק בפרויקט ים תטיס הסתכמה לסך של כ- 21 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: 036588-01-2021) (להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2020").

(ו) לפרטים אודות מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, ראו תקנה 21(ב)(1) לעיל.

(ז) לפרטים אודות עסקת BP-ADNOC ואודות פעילות הוועדה שהוקמה במסגרתה, במהלך שנת הדוח, ראו סעיף 1.8 לפרק א' לדוח זה.

(ח) בעקבות אישור הסדר הניהול, החל מיום 1.1.2022 נושאת השותפות בתשלום דמי השכירות לקבוצת דלק בגין משרדי השותפות בהרצליה. ועדת הביקורת והדירקטוריון אישרו את ההתקשרות כאמור בתנאי שוק, בהתאם לחוות דעת שמאית בלתי תלויה. תקופת השכירות, הכוללת תקופת אופציה, צפויה להסתיים ביום 14.10.2026, עם אפשרות להארכתה עד ליום 14.10.2031, ודמי השכירות החודשיים הינם 80 ש"ח למ"ר עבור שטחי המשרדים והשטחים הציבוריים, צמודים למדד המחירים לצרכן. בנוסף, משלמת השותפות דמי ניהול חודשיים וכן תשלום עבור שכירות חניות. בשנת 2023 שילמה השותפות לקבוצת דלק בגין ההתקשרות כאמור סך של כ- 422 אלפי דולר.

עסקאות זניחות - מעבר לעסקאות המפורטות לעיל, לשותפות התקשרויות נוספות שלבעלת השליטה בשותפות יש בהן עניין אישי, המסווגות כעסקאות זניחות, כהגדרתן בסעיף 6 לחלק השלישי בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה), כגון: קבלת שירותי "דלקן" מ"דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ, חברה קשורה של קבוצת דלק (להלן: "**חברת הדלק**"), קבלת שירותים ממלון NYX הרצליה מרשת מלונות פתאל, התחשבנות עם קבוצת דלק ועם מר יצחק שרון (תשובה) בקשר עם הוצאות משפטיות במסגרת בקשה לאישור תובענה ייצוגית, והתחשבנות עם קבוצת דלק בקשר עם הוצאות עבור שירותי מחשוב והיערכות לאירוע סייבר.

#### **תקנה 24: החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה**

לפרטים אודות החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי, נכון ליום 30.6.2023, ראו דוח מידי של השותפות מיום 6.7.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-076488), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.<sup>32</sup>

#### **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.ב. כ"א
1,173,814,690.76	1,173,814,690.76	

ניירות ערך המירים	
3,295,599	אופציות (לא רשומות)

<sup>32</sup> למיטב ידיעת השותפות, לא חל שינוי בהחזקות כאמור נכון ליום 31.12.2023.



**תקנה 24ב: מרשם בעלי יחידות השתתפות של השותפות**

מספר יחידות	שם המחזיק	
1	קבוצת דלק בע"מ	<b>1</b>
1,173,116,181.89	מזרחי טפחות חברה לרישומים בע"מ	<b>2</b>
1.19	חיים לונטל	<b>3</b>
1	נתן תורכיה	<b>4</b>
1	יעקב מרוז	<b>5</b>
1.19	משה קרמר	<b>6</b>
1	אבנר אנדרה	<b>7</b>
289.47	אריאל ינקו	<b>8</b>
184.8	רן לוי	<b>9</b>
12	טובה ברגר	<b>10</b>
1.19	עזריאל זולטי	<b>11</b>
143,562.10	ורדה וברוך קוטלרסקי	<b>12</b>
18.80	דניאל גולדשטיין	<b>13</b>
1,317.67	יסמין אבן	<b>14</b>
234,962.37	דניאל דיין	<b>15</b>
234,962.37	דורית דיין	<b>16</b>
52,505.44	יוסף ונק	<b>17</b>
590.60	עמיקם רשף	<b>18</b>
62.59	תמר ואברהם עדני	<b>19</b>
30,032.89	שרה מורה	<b>20</b>
0.19	יהודה לוריא	<b>21</b>
<b>1,173,814,690.76</b>	<b>סה"כ</b>	

**תקנה 25א: מען רשום**

שד' אבא אבן 19, הרצליה 4672537

כתובת:

09-9712424

טלפון:

09-9712425

פקסימיליה:

info@newmedenergy.com

כתובת דואר אלקטרוני:

**תקנה 26: הדירקטורים של השותף הכללי<sup>33</sup>**

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-בידין:	שד' אבא אבן 19, הרצליה	שד' אבא אבן 19, הרצליה	שד' אבא אבן 19, הרצליה	שד' אבא אבן 19, הרצליה
נתיבות:	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: <sup>34</sup>	-	-	-	-
האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	יו"ר דירקטוריון פעיל, חבר בוועדת התרומות של השותפות (להלן: " <b>ועדת התרומות</b> "), דירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות ודירקטור במד-אנלייט שותף כללי (2023) בע"מ (אשר הוקמה כחלק משיתוף הפעולה של השותפות עם חברת אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: " <b>אנלייט</b> "), כמפורט בסעיף 7.9 לפרק א' לדוח זה) (להלן: " <b>מד-אנלייט</b> ")	סמנכ"לית בכירה, יועצת משפטית ראשית ומוזכירת חברה בקבוצת דלק ודירקטורית בחברות בנות של קבוצת דלק	מנכ"ל קבוצת דלק ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק	משנה למנכ"ל ומנהל כספים ראשי בקבוצת דלק ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק
התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	17.5.2001, החל מיום 8.1.2020 כיו"ר דירקטוריון והחל מיום 1.4.2022 כיו"ר דירקטוריון פעיל	26.8.2015	7.1.2020	10.9.2020
השכלתו:	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, M.A במדעי החברה ומתמטיקה מאוניברסיטת חיפה ו-A.M.P (לימודי ניהול לנושאי	LL.B במשפטים מאוניברסיטת Reading, אנגליה, B.A במדעי המדינה מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חברה בלשכת	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חבר בלשכת	B.A בחשבונאות מהמכללה למנהל, M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת Heriot Watt, רו"ח מוסמך

<sup>33</sup> בפירוט של תקנה זו מוצגים הדירקטורים המכהנים בדירקטוריון נכון למועד אישור הדוח.

<sup>34</sup> כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות הגמול.

פרטים	גבי לסט	ליאורה פרט לוין	עידן ולס	תמיר פוליקר
	משרה בכירה) מאוניברסיטת הארוורד, ארה"ב	עורכי הדין בישראל		
עיסוקו ב- 5 השנים האחרונות:	יו"ר דירקטוריון פעיל בשותף הכללי, חבר בוועדת התרומות, דירקטור במד-אנלייט, יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק וקרן דלק למדע לחנוך ולתרבות (חל"צ), דירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק, דירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות וחבר הנהלה בעמותות שונות	דירקטורית בשותף הכללי, סמנכ"לית בכירה, יועצת משפטית ראשית ומוזכרת חברה בקבוצת דלק ודירקטורית בחברות בנות של קבוצת דלק	דירקטור בשותף הכללי, מנכ"ל קבוצת דלק, משנה למנכ"ל קבוצת דלק, מנכ"ל בחברות הפרטיות בקבוצת תשובה (אצל בעל השליטה בקבוצת דלק) ודירקטור בחברת החדשות בע"מ ובשידורי קשת בע"מ	דירקטור בשותף הכללי, משנה למנכ"ל ומנהל כספים ראשי בקבוצת דלק, דירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק, זים נדל"ן בארץ ובחול, יועץ עסקי ודירקטור בפוליקר אחזקות בע"מ
תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	חברת בת פרטית (SPC) של השותפות ומד-אנלייט	דלק אנרגיה, דלק ים מעגן (2011) בע"מ, קבוצת דלק אחזקות ישראל בע"מ, דלק תשתיות בע"מ, דלק ניהול תחנות כוח בע"מ, דלק פטרוליום בע"מ, דלק יזום נכסים בע"מ, דלק תמלוג על, דלק ישראל נכסים (ד.פ) בע"מ, חברת הדלק, Delek Hungary Limited, מהדרין בע"מ, פוליקר אחזקות בע"מ, גליפולי השקעות נדל"ן בע"מ, בריזה לגירפ בע"מ וחברות בנות שלה, Elysee Downtown Ltd. ומשקיף בדירקטוריון Ithaca Energy Plc	דלק אנרגיה, Ithaca Energy Plc, מהדרין בע"מ, 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, דלק יזום נכסים בע"מ, דלק תמלוג על, דלק ישראל נכסים (ד.פ) בע"מ, חברת הדלק, Delek Hungary Limited, מהדרין בע"מ, פוליקר אחזקות בע"מ, גליפולי השקעות נדל"ן בע"מ, בריזה לגירפ בע"מ וחברות בנות שלה, Elysee Downtown Ltd. ומשקיף בדירקטוריון Ithaca Energy Plc
האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	לא	לא	לא
האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשובונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות:	לא	לא	לא	כן

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: <sup>35</sup>	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	1.4.2019
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	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) ועתידים חברה לתעשיות מדע בע"מ
האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	לא	לא

אפרים צדקה	יעקב זק	עמוס ירון	פרטים
כן	כן	לא	האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשבונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות:

**תקנה 26א: נושאי משרה בכירה של השותפות ו/או השותף הכללי<sup>36</sup>**

נושא המשרה	מס' זיהוי	תאריך לידה	מועד תחילת כהונה	תפקיד בשותף הכללי, בחברה-בת, בחברה קשורה או בבעל עניין	האם הוא בעל עניין בשותפות הכללי	האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין בשותף הכללי	השכלתו	ניסיונו ב- 5 שנים האחרונות
<b>יוסי אבו</b>	033840372	7.12.1977	1.4.2011	מנכ"ל השותפות, חבר בוועדת התרומות, דירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות, דירקטור במד-אנלייט וביס-אנלייט שותף כללי בע"מ, ושותף מוגבל ביס-אנלייט החזקות, שותפות מוגבלת, מנכ"ל דלק אנרגיה, ודירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות ובחברות פרטיות שבבעלותו	כן	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל	מנכ"ל השותפות, חבר בוועדת התרומות, דירקטור במד-אנלייט וביס-אנלייט שותף כללי בע"מ, ושותף מוגבל ביס-אנלייט החזקות, שותפות מוגבלת, מנכ"ל דלק אנרגיה, ודירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות ובחברות פרטיות שבבעלותו
<b>שרי קאופמן זינגר</b>	037485174	22.2.1980	14.5.2018 - סמנכ"לית בכירה, 1.8.2017 - יועצת משפטית, 10.3.2012 - עו"ד	סמנכ"לית בכירה ויועצת משפטית בשותפות, חברה בוועדת התרומות ודירקטורית בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות	לא	לא	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חברה בלשכת עורכי הדין בישראל	סמנכ"לית בכירה ויועצת משפטית בשותפות, חברה בוועדת התרומות, דירקטורית בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות ודירקטורית חיצונית ב- Stakeholder Foods Ltd.

<sup>36</sup> בפירוט של תקנה זו מוצגים נושאי המשרה המכהנים בשותפות נכון למועד אישור הדוח.

נושא המשרה	מס' זיהוי	תאריך לידה	מועד תחילת כהונה	תפקיד 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 בשותף הכללי	השכלתו	ניסיונו ב- 5 שנים האחרונות
<b>צבי קרץ'</b>	059784355	24.2.1967	12.8.2014 - סמנכ"ל אקספלורציה, 7.9.2011 - גיאולוג ראשי	סמנכ"ל אקספלורציה בשותפות	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 בשותפות וגיאולוג ראשי בשותפות
<b>צחי חבושה</b>	027268317	23.3.1974	1.1.2022	סמנכ"ל כספים בשותפות, חבר בוועדת התרומות, דירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות ודירקטור במד-אנלייט	לא	לא	B.A בכלכלה מאוניברסיטת בר אילן, LL.M במשפטים מאוניברסיטת בר אילן, M.B.A. במנהל עסקים מהמכללה למנהל, ר"ח מוסמך	סמנכ"ל כספים בשותפות, חבר בוועדת התרומות, דירקטור בחברת בת פרטית (SPC) של השותפות, דירקטור במד-אנלייט וסמנכ"ל כספים ברשות שדות התעופה
<b>רון אדוארד</b>	024652745	13.10.1969	1.1.2022 - סמנכ"ל פרויקט לווייתן, 1.8.2017 - סמנכ"ל כספים, 17.5.2017 - סמנכ"ל כספים באבנר חיפושי נפט וגז - שותפות מוגבלת	סמנכ"ל פרויקט לווייתן בשותפות	לא	לא	B.A בחשבונאות ומנהל עסקים מהמכללה למנהל, ר"ח מוסמך	סמנכ"ל פרויקט לווייתן בשותפות וסמנכ"ל כספים בשותפות ובשותף הכללי

נושא המשרה	מס' זיהוי	תאריך לידה	מועד תחילת כהונה	תפקיד בשותפות, בחברה-הכללי, בחברה קשורה או בבעל עניין	האם הוא בעל עניין בשותפות הכללי	האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין בשותף הכללי	השכלתו	ניסיונו ב- 5 שנים האחרונות
<b>טל לוי</b>	034837245	19.4.1979	23.5.2022 - סמנכ"ל תקציב ובקרה בשותפות	סמנכ"ל תקציב ובקרה בשותפות	לא	לא	B.A בכלכלה וחשבונאות מאוניברסיטת חיפה, M.B.A במנהל עסקים מהטכניון - מכון טכנולוגי לישראל, רו"ח מוסמך	סמנכ"ל תקציב ובקרה בשותפות, מנהל בקרה והשקעות בשותפות וחשב בשותף הכללי
<b>נדב פרי</b>	040365447	24.4.1980	14.5.2018 - סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ, מנהל תחום תקשורת וקשרי חוץ	סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ בשותפות ויו"ר ועדת התרומות	לא	לא	B.A בממשל דיפלומטיה ואסטרטגיה מאוניברסיטת רייכמן (המרכז הבינתחומי בהרצליה), M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת בר אילן	סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ בשותפות, יו"ר ועדת התרומות ומנהל תחום תקשורת וקשרי חוץ בשותפות
<b>סער פרג</b>	037693942	17.10.1975	3.6.2021 - סמנכ"ל סחר גז טבעי, מנהל סחר גז טבעי	סמנכ"ל סחר גז טבעי בשותפות ודירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות	לא	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל	סמנכ"ל סחר גז טבעי בשותפות, דירקטור בחברות בת פרטיות (SPCs) של השותפות ומנהל סחר גז טבעי בשותפות
<b>ליאור כהן</b>	303014237	3.4.1989	25.7.2021	חשב בשותפות	לא	לא	B.A בחשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב, רו"ח מוסמך	חשב בשותפות, חשב בגוטקס ריטייל ברנדס מבקר בקוסט פורר גבאי את קסירר



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
<p>מבקר פנימי של השותפות והשותף הכללי, מבקר פנימי של קבוצת דלק ושותף במשרד רזנבלום-הולצמן, רואי חשבון.</p> <p>יצוין כי, למר גנה מיומנות בנושא אבטחת מידע ו/או סייבר.</p>	<p>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), מבקר ובקרת מערכות מידע (CRISC), רואי חשבון מוסמך</p>	לא	לא	מבקר פנימי של השותפות והשותף הכללי ומבקר פנימי של קבוצת דלק	1.2.2016	2.6.1965	059674770	<b>גלי גנה</b>

## **תקנה 26ב: מורשי חתימה עצמאיים**

נכון ליום 31.12.2023 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**

(א) ביום 2.1.2023 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר תיקון לסעיף 5.1 להסכם השותפות, כך שרשיון "Boujdour Atlantique" במרוקו (להלן: "רשיון מרוקו") יתווסף לרשימת נכסי הנפט הנזכרים בסעיף זה. לפרטים נוספים ראו תקנה 29(ג)(ב) להלן וכן דוח מידי של השותפות מיום 2.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-001458), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) ביום 18.12.2023 החליטה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות לאשר תיקון לסעיף 5.1 להסכם השותפות, כך שהרשיונות במקבץ "I" בשטח בלוקים 4, 5, 6, 7, 8 ו-11 (להלן: "הרשיונות במקבץ I") יתווספו לרשימת נכסי הנפט הנזכרים בסעיף זה. לפרטים נוספים ראו תקנה 29(ג)(ה) להלן וכן דוח מידי של השותפות מיום 18.12.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-137343), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

## **תקנה 29: המלצות והחלטות הדירקטורים**

### **תקנה 29(א):**

(א) לפרטים אודות החלטת הדירקטוריון לאשר תוכנית לרכישת אגרות החוב שהונפקו על-ידי לווייתן בונד (להלן: "אגרות החוב לווייתן בונד"), ראו דוח מידי של השותפות מיום 23.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-010464), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה. יצוין כי, ביום 15.11.2023 אישר הדירקטוריון להמשיך בביצוע רכישות עצמיות בהתאם לתוכנית לרכישת אגרות החוב לווייתן בונד כאמור, וזאת מסדרת אגרות החוב לווייתן בונד אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2025 ו/או מסדרת אגרות החוב אשר עומדת לפירעון ביום 30.6.2027. לפרטים נוספים ראו סעיף ה לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה). עוד יצוין כי, ביום 1.5.2023 ביצעה לווייתן בונד פירעון מוקדם חלקי של הסדרה הראשונה של אגרות החוב לווייתן בונד. לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 13.4.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-040410), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה, וסעיף

ג2 לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

(ב) בימים 27.3.2023, 10.5.2023, 20.8.2023 ו- 15.11.2023 החליט הדירקטוריון, לאחר קבלת המלצת ועדת המאזן, לאשר חלוקת רווחים בסך של 50 מיליון דולר, כל אחת, כאשר המועדים הקובעים לחלוקת כאמור חלו בימים 9.4.2023, 22.5.2023, 30.8.2023 ו- 27.11.2023, בהתאמה, ומועדי החלוקות כאמור חלו בימים 20.4.2023, 15.6.2023, 14.9.2023 ו- 21.12.2023, בהתאמה. לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 28.3.2023, 11.5.2023, 21.8.2023 ו- 16.11.2023 (מס' אסמכתאות: 2023-01-033114, 2023-01-050355, 2023-01-095958 ו- 2023-01-104098, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה. כמו כן, ביום 18.3.2024 החליט הדירקטוריון, לאחר קבלת המלצת ועדת המאזן, לאשר חלוקת רווחים בסך של 60 מיליון דולר, כאשר המועד הקובע לחלוקה כאמור יחול ביום 28.3.2024, ומועד החלוקה כאמור יחול ביום 11.4.2024.

(ג) לפרטים אודות תיקונים בהסכם השותפות ראו תקנה 28 לעיל.

### **תקנה 29(ג):**

(א) 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 תקנות 21(ב)(8) ו- 21(ב)(9) לעיל.

(ב) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 2.1.2023 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.

(ג) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 29.5.2023 לאשר את מינויים של פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול, לכהן ביחד כמפקח בשותפות, ולאשר את תנאי הכהונה והעסקה של המפקח, ראו תקנה 21(ב)(8) לעיל.

(ד) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 24.7.2023 לאשר למפקח שכר נוסף על שכרו החודשי בקשר עם פיקוח על עסקת BP-ADNOC ועם ליווי הוועדה שהוקמה במסגרתה, וכן לאשר לנאמן שכר נוסף על שכרו השנתי לצורך ביצוע פעולות במסגרת השלמת העסקה, ראו תקנות 21(ב)(8) ו- 21(ב)(9) לעיל.

(ה) לפרטים אודות החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 18.12.2023

לאשר את השתתפות השותפות בפעולות חיפוש והפקה של נפט ו/או גז טבעי בשטח הרישיונות במקבץ I, ולצורך כך לתקן את סעיף 5.1 להסכם השותפות, כך שהרישיונות במקבץ I יתווספו לרשימת נכסי הנפט הנזכרים בסעיף זה, ולאשר לשותף הכללי, בהתאם להוראות סעיף 9.4 להסכם השותפות, להימנע מחלוקת רווחים לצורך השקעה בפעולות בשטח הרישיונות במקבץ I, בהתאם לתוכניות העבודה כפי שיאושרו על-ידי השותפים ברישיונות במקבץ I מעת לעת, ראו דוחות מיידיים של השותפות מהימים 22.11.2023 ו- 18.12.2023 (מס' אסמכתאות: 2023-01-105883 ו- 2023-01-137334, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

### **תקנה 29א: החלטות השותפות**

#### **תקנה 29א(4): פטור, ביטוח או התחייבות לשיפוי לנושא משרה**

(א) לפרטים אודות כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות שהוענקו לדירקטורים ולנושאי משרה בשותפות, בשותף הכללי ובלוויתן בונד, ראו תקנה 29א(4) לפרק ד' בדוח התקופתי לשנת 2020.

(ב) לפרטים אודות התקשרות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, בדרך של מימוש אופציה לתקופת גילוי מוארכת (Run Off), ראו תקנה 22(יא) לפרק ד' בדוח התקופתי לשנת 2020.

(ג) לפרטים אודות התקשרות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, לתקופה של שנה החל מיום 1.7.2022, ראו תקנה 29א(4)(ג) לפרק ד' בדוח התקופתי לשנת 2022.

(ד) ביום 28.6.2023 אישרו ועדת התגמול והדירקטוריון, בהתאם למדיניות התגמול 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 מנכ"ל השותפות, לתקופה של שנה החל מיום 1.7.2023, בגבול אחריות כולל של 270 מיליון דולר למקרה ובסך הכל לתקופת הביטוח, והכל בתנאים העומדים במדיניות התגמול, כמפורט בתקנה 21(ב)(1) לעיל. לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 28.6.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-071952), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

**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: 18 במרץ, 2024



# פרק ה'

דוח בדבר אפקטיביות הבקרה  
הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי

## ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

### דוח שנתי לשנת 2023 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 אבן, 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, 2023 היא אפקטיבית.

הצהרת מנהל כללי לפי תקנה 9ב(ד)(1):

## הצהרת מנהלים הצהרת מנהל כללי

אני, יוסי אבו, מצהיר כי:

- (1) בחנתי את הדוח התקופתי של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2023 (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 במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;
- (5) אני, לבד או יחד עם אחרים בשותפות:
  - א. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לשותפות, 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.

תאריך	18 במרץ, 2024	יוסי אבו	מנכ"ל	חתימה
שם מלא			תפקיד	



הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים לפי תקנה 9(ד)2):

### הצהרת מנהלים

#### הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים

אני, צחי חבושה, מצהיר כי:

- (1) בחנתי את הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות של ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2023 (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 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, 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; מסקנותיי לגבי הערכתי כאמור הובאו לפני דירקטוריון השותף הכללי בשותפות והנהלת השותפות ומשולבות בדוח זה.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על-פי כל דין.

	סמנכ"ל כספים	צחי חבושה, רו"ח	18 במרץ, 2024
חתימה	תפקיד	שם מלא	תאריך



# הערכת שווי



**GIZA SINGER EVEN**

**ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת**

**הערכת שווי תמלוגים**

**ממכירת חזקות I/16 "תנין" ו-I/17**

**"כריש"**

**\*\*\*\***

**מרץ 2024**

**גיזה זינגר אבן בע"מ**

מגדל אביב, ז'בוטינסקי 7 רמת-גן 5252007 טל 03-5213000

[www.gse.co.il](http://www.gse.co.il)



GIZA SINGER EVEN

## תוכן עניינים

---

3.....	1. מבוא והגבלת אחריות.....
6.....	2. תמצית מנהלים.....
9.....	3. תיאור עסקת מכירת הזכויות בחזקות כריש ותנין.....
11.....	4. תיאור הסביבה העסקית.....
39.....	5. הערכת שווי תמלוגים.....
46.....	נספח א' - תחזית תזרימי מזומנים.....
48.....	נספח ב' - 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<sup>1,2</sup> (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" ולהלן ביחד: "התמלוגים") ליום 31 בדצמבר 2023 (להלן "מועד הערכת השווי"). ידוע לנו כי העבודה מיועדת לשמש את ניו-מד אנרג'י, בין היתר, לצרכי דו"חות כספיים רבעוניים ותקופתיים, ועל כן אנו מסכימים שהעבודה תאוזכר ו/או תיכלל בכל דו"ח שתפרסם השותפות ובעלי העניין בה, בהתאם לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ותקנותיו.

לצורך הכנת העבודה, התבססנו, בין היתר, על מצגים, תחזיות והסברים (להלן: "המידע") שקיבלנו מהשותפות ו/או ממי מטעמה. ג'י.אס.איי מניחה שמידע זה הוא מהימן ואינה מבצעת בדיקה עצמאית של המידע. כמו כן, לא בא לידיעתנו דבר העלול להצביע על חוסר סבירותו. המידע לא נבדק באופן בלתי תלוי, ולפיכך העבודה המוגשת לכם אינה מהווה אימות לנכונותו, לשלמותו ולדיוקו של מידע זה. הערכה כלכלית אמורה לשקף בצורה סבירה והוגנת מצב נתון בזמן מסוים, על בסיס נתונים ידועים ותוך התייחסות להנחות יסוד ותחזיות שנאמדו.

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 הדו"חות 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 המוסכמים בו, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח – 1968,**

<sup>1</sup> ביום 17 במאי 2017 התמזגה ניו-מד אנרג'י עם השותפות אבנר חיפוישי נפט – שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר") וכתוצאה מכך נמחקה שותפות אבנר ללא פירוק.  
<sup>2</sup> ביום 22 בפברואר 2022 שינתה השותפות את שמה מ-"דלק קידוחים – שותפות מוגבלת" ל-"ניו-מד אנרג'י – שותפות מוגבלת".





GIZA SINGER EVEN

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 רבת.

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 "תנין" ו-I/17 "כריש".
- דיווחים ופרסומים של Energean plc<sup>3</sup> (החברה האם של Energean Israel Limited<sup>4</sup>), לרבות דו"ח עתודות ומשאבים ליום 31 בדצמבר 2022 שהוכן ע"י DeGolyer and MacNaughton ופורסם ביום 23 במרץ 2023 (להלן: "דו"ח 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.

## 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.

<sup>3</sup> לשעבר Energean Oil & Gas plc  
<sup>4</sup> לשעבר Ocean Energean Oil and Gas Ltd



GIZA SINGER EVEN

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,

ג'י.ג'י. זינגר אבן יצחק בן-ציון מנהל

גיזה זינגר אבן ייעוץ כלכלי ומימוני בע"מ

18 במרץ, 2024





## 2. תמצית מנהלים

### 2.1. רקע

ניו-מד אנרג'י – שותפות מוגבלת הינה שותפות מוגבלת ציבורית (כמשמעותה בפקודת השותפויות) הרשומה למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב. השותפות עוסקת בעיקר בחיפוש, פיתוח, הפקה ושיווק של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל ובקפריסין.

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"), ו-Chevron Energy Mediterranean<sup>5</sup> (להלן: "שברון"), בין היתר, למכור את אחזקותיהן במאגרי כריש ותנן בתוך 14 חודשים מיום החתימה על החלטות הפטור הקשורות למתווה הגז (17.12.2015) בכדי לעמוד בתנאים אשר יזכו אותן בפטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח – 1988 (להלן: "חוק ההגבלים העסקיים").

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 ובתוספת ריבית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם, 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 הקיימים<sup>6</sup>, בהם מחויבות השותפויות ביחס לחלקן המקורי של ניו-מד אנרג'י ואבנר בחזקות (להלן: "התמלוגים").

להלן פירוט כמויות הגז הטבעי והנוזלים הפחמניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) במאגרי כריש ותנן (100% כפי שפורסמו בדו"ח D&M CPR<sup>7</sup>):

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	תנן
<b>95.6</b>	<b>99.6</b>	<b>סה"כ</b>

<sup>5</sup> נכון ליום ההחלטה, ניו-מד אנרג'י ואבנר החזיקו יחד ב-52.941% מהמאגרים (בחלקים שווים) ו-Chevron Energy Mediterranean החזיקה 47.059% מהמאגרים.

<sup>6</sup> כהגדרתם בדיווחים של ניו-מד אנרג'י ואבנר לבורסה לניירות ערך בתל אביב ביום 25 בדצמבר 2016.  
<sup>7</sup> <https://www.energean.com/media/5400/dm-final-report-energean-israel-2022ye.pdf>



GIZA SINGER EVEN

בהתבסס על דו"חותייה הכספיים של אנרג'יאן ליום 30 בספטמבר 2023, על דיווחה של אנרג'יאן לבורסה מיום 18 בינואר 2023 בדבר עדכונים תפעוליים ופיננסיים ליום 31 בדצמבר 2023 ועל יחס ההמרה הנגזר מהטבלה לעיל בין כמות הגז הטבעי וכמות הנוזלים הפחמניים במאגר כריש, בשנת 2023 הפיקה אנרג'יאן כ-4.4 BCM של גז טבעי וכ-3.8 מיליון חביות של נוזלים פחמניים. יצוין, כי במסגרת התמלוגים אשר אנרג'יאן משלמת לשותפות, היא אינה מספקת לשותפות נתונים בדבר כמויות ההפקה ועל כן קיים קושי בהערכת כמויות אלו. בנוסף עולה מהדו"ח הכספי של אנרג'יאן, כי קצב הפקת הגז (במונחים שנתיים) עומד על כ-6 BCM. בהתאם לדיווחים אלו, ובהתבסס על שווי התמלוגים שהועברו לחברה הפחתנו את יתרות העתודות והמשאבים במאגר כריש, כפי שפורטו בדו"ח D&M CPR.

ביום 7 באוקטובר 2023, פתח ארגון הטרור "חמאס" במתקפה רצחנית על ישראל, בדגש על יישובים ובסיסים צבאיים בדרום מדינת ישראל. בעקבות המתקפה, הכריזה ממשלת ישראל על מלחמת "חרבות ברזל" כנגד ארגון הטרור כאמור (להלן: "המלחמה"). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, נמצאת המלחמה בעיצומה, ולא ניתן לצפות כמה זמן היא תימשך ומה יהיו השלכותיה על השותפות, עסקיה ונכסיה.

סמוך לאחר פרוץ המלחמה הופסקה הפקת הגז ממאגר תמר בהתאם להוראת הממשלה. הוראה כאמור לא ניתנה ביחס למאגרים לווייתן וכריש, ונכון לכתיבת דוח זה, פעילות ההפקה ממאגר לווייתן נמשכת כסדרה. במקביל, עקב המלחמה ועל-פי הוראת הממשלה, הופסקה פעילותו של צינור EMG, אשר מהווה תשתית הולכה עיקרית להזרמת גז מישראל למצרים. יצוין כי, ביום 9 בנובמבר 2023, הודיע משרד האנרגיה למפעילה במאגר תמר כי ניתן להפעיל מחדש את מאגר תמר ובסמוך לאחר מכן חודשה פעילותו הסדירה של צינור EMG. נכון למועד הערכת השווי, פעילות ההפקה ממאגרי לווייתן, תמר וכריש נמשכת כסדרה.

בעקבות המלחמה, בחודש אוקטובר 2023 הודיעו חברות דירוג האשראי Moody's ו-Fitch כי דירוג האשראי של מדינת ישראל נמצא בבחינה להורדת דירוג. כמו כן, הודיעה חברת דירוג האשראי S&P Global על הורדת תחזית דירוג האשראי של מדינת ישראל מיציבה לשלילית, תוך הותרת דירוג האשראי הקיים ללא שינוי.

## 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. בהתאם להנחות המפורטות בגוף העבודה, סך שווי התמלוגים ליום 31 בדצמבר 2023 נאמד בכ-273.2 מיליון דולר. (שווי תמלוגי כריש (כולל כריש צפון) ותמלוגי תנין נאמדו בכ-232.5 מיליון דולר וכ-40.7 מיליון דולר, בהתאמה).

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים במחירי הגז הטבעי (במיליוני דולר ארה"ב):



GIZA SINGER EVEN

שינוי בוקטור מחירי גז טבעי (דולר ארה"ב ל-MMBTU)								
1.50	1.00	0.50	-	-0.50	-1.00	-1.50		
290.6	275.5	264.0	247.9	234.2	250.5	232.6	+250 bp	שינוי בשיעור ההיוון (בנקודות בסיס)
301.6	285.9	274.2	257.4	243.3	259.5	241.1	+150 bp	
313.7	297.2	285.3	267.7	253.2	269.3	250.3	+50 bp	
320.1	303.3	291.2	273.2	258.5	274.5	255.3	-	
326.8	309.6	297.4	279.0	264.1	280.0	260.4	-50 bp	
341.1	323.1	310.7	291.2	275.9	291.5	271.3	-150 bp	
356.8	337.9	325.2	304.7	288.9	304.2	283.3	-250 bp	



### 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
6% (מסך הכנסות המאגר) 1.588%	3% לפני מועד החזר ההשקעה (0.794% מסך הכנסות המאגר)
	13% לאחר מועד החזר ההשקעה (3.441% מסך הכנסות המאגר)

#### 3.2. הזכויות הנמכרות

ביום 7 בפברואר 2012 וביום 22 במאי 2013 השותפויות דיווחו לבורסה כי בקידוחי תנין-1 וכריש-1 בשטחי רישיונות החיפוש אלון A ואלון C, בהתאמה, נתגלו כמויות משמעותיות של גז טבעי. בדצמבר 2015 העניק הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה לבעלי הזכויות ברישיונות החיפוש, ניו-מד אנרג'י (26.4705%), אבנר (26.4705%) ושברון (47.059%), את שטרי החזקות "תנין" ו"כריש" בהתאמה. יצויין כי בחודש מאי 2017 התמוזגה אבנר עם ולתוך ניו-מד אנרג'י וכתוצאה מכך נמחקה אבנר ללא פירוק.

ביום 16 באוגוסט 2015 התקבלה החלטת ממשלה בדבר מתווה להסדרת משק הגז הטבעי בישראל לרבות בקשר לזכויות השותפות במאגרי הגז הטבעי "תמר", "לויתן", "כריש" ו-"תנין". במסגרת המתווה ניתנו לתאגידי הגז והנפט הפועלים בשוק הגז בישראל, ובהן השותפויות, פטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים בהינתן עמידה במספר תנאים, ביניהם, מכירת חזקות כריש ותנין בתוך 14 חודשים.

ביום 14 בנובמבר 2015 הודיעו השותפויות כי הן רכשו בחלקים שווים מחברת שברון את הזכות למכור את חלקה של שברון בחזקות כריש ותנין בתמורה לסכום כולל של כ-67 מיליון דולר. על פי ההסכם בין השותפויות לבין שברון, האחרונה לא תהיה זכאית לכל תמורה נוספת בגין מכירת הזכויות לצד שלישי.

ביום 17 בדצמבר 2015 חתם ראש הממשלה דאז (בשבתו כשר הכלכלה) על מספר הוראות פטור מחוק ההגבלים העסקיים, שעליהם הוחלט במסגרת החלטת הממשלה על מתווה הגז.

ביום 16 באוגוסט 2016, נחתם הסכם למכירת כלל הזכויות בחזקות 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 Plc. עיקר פעילותה של הרוכשת הינו חיפוש, פיתוח והפקה של מאגרי גז ונפט ביוון ובמדינות נוספות באזור הבלקן והמזרח התיכון.

ביום 27 בדצמבר 2016 פרסמו השותפויות כי התקיימו התנאים המתלים להשלמת העסקה. ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפויות על קבלת החלטת השקעה לפיתוח מאגר כריש. כמו



GIZA SINGER EVEN

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'יי 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 40 מיליון דולר אשר שולם למוכרות במועד השלמת העסקה;
- ii. יתרת התמורה, בסכום של 108.5 מיליון דולר, תשולם למוכרות בפריסה של 10 תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. תשלומים אלה ישולמו מיד לאחר המועד בו תתקבל החלטת השקעה סופית (FID) בקשר עם פיתוח החזקות, או במועד בו סך ההוצאות של הרוכשת בקשר עם פיתוח החזקות יעלה על 150 מיליון דולר, המוקדם מבין השניים<sup>8</sup>;
- iii. 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: "ההיטל") ו-8.25% לאחר תחילת תשלום ההיטל, וזאת בניכוי שיעור התמלוגים הקיימים<sup>9</sup> בהם נשאו המוכרות ביחס לחלקן המקורי בחזקות. שיעורים אלה הם במונחי 'פי באר' כאשר שיעור התשלום האפקטיבי צפוי להיות מותאם למונחי מכירת ההידרוקרבוניס בכניסה לרשת ההולכה הישראלית.

<sup>8</sup> ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפותיות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש ומחודש מרץ 2018 החלה אנרג'יאן בביצוע התשלומים השנתיים כאמור. להרחבה ראה ס' 4.6.2.

<sup>9</sup> כהגדרתם בדיווחים של ניו-מד אנרג'יי 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 ולוויתן 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, מהביקוש לגז טבעי בשוק המקומי, האזורי והעולמי, ומיכולת הייצוא של גז טבעי המחייבת, בין היתר, גילוי של משאבי גז בהיקפים ניכרים והתקשרויות בהסכמים ארוכי טווח למכירת גז טבעי בכמות משמעותית, אשר תצדיק את העלות הגבוהה בהקמת תשתיות אלו.

לשימוש בגז טבעי ישנן תועלות רבות למשק הישראלי, ביניהן:

- **חיסכון בעלויות האנרגיה בתעשייה ובייצור חשמל** – מחירו הנמוך של הגז הטבעי ביחס לדלקים חלופיים הנפוצים כיום כדוגמת מזוט וסולר, מוביל לחיסכון משמעותי בעלויות הייצור ועקב כך גם לירידה במחירי מוצרים סופיים, שעיקר עלויות הייצור שלהם הן עלויות החשמל. רוב תחנות הכוח אשר הוקמו בשנים האחרונות בארץ מייצרות חשמל באמצעות טורבינות המופעלות על-ידי בעירת גז טבעי ומתאפיינות בעלויות הקמה נמוכות<sup>10</sup>, זמן הקמה קצר יותר, חיסכון בשטחי קרקע<sup>11</sup> ויתרונות תפעוליים רבים. נוסף למחיר הנמוך יחסית, תחנות כוח המופעלות על-ידי גז טבעי יעילות יותר מאלו הפועלות על-ידי דלקים אחרים, ולכן תחנות כוח ומפעלים פועלים ברמת נצילות אנרגטית גבוהה המתבטאת גם היא בסופו של דבר בחיסכון

<sup>10</sup> כמחצית מעלות תחנת כוח פחמית, כשליש מעלות תחנת כוח גרעינית וכ-15% מתחנה המונעת באנרגיית רוח.  
<sup>11</sup> 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.



בעלויות<sup>12</sup>. על פי הערכות רשות הגז הטבעי לשנת 2022<sup>13</sup>, עיקר הביקוש המקומי לגז טבעי נבע מסקטור החשמל אשר צריכתו הכוללת הסתכמה בשנת 2022 לכ-10.1 BCM המהווה כ-80% מהביקוש לגז טבעי. יתרת הביקוש לגז טבעי מיוחסת לסקטור התעשייה, אשר צריכתו הכוללת בשנת 2022 הסתכמה לכ-2.56 BCM.

- **אנרגיה נקיה** – החומרים העיקריים הנפלטים מבעירת גז טבעי הם פחמן דו-חמצני ואדי מים. פחם ונפט הינם דלקים מורכבים יותר, בין היתר, בשל היותם בעלי יחסי פחמן גבוהים יותר ומרכיבי חנקן וגופרית. בשל כך, במהלך בעירתם משתחררים מזהמים רבים יותר, כולל חלקיקי אפר של חומרים, שאינם נשרפים וכתוצאה מכך נפלטים 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 המחישה את החשיבות של פיתוח מקורות אנרגיה מקומיים. פיתוח משק הגז הטבעי הישראלי מספק לתעשייה הישראלית בטחון אנרגטי לטווח הארוך, ויפחית את תלותה במחירי האנרגיה הבינלאומיים.
- **הגז הטבעי כמקור הכנסה ממשלתי באמצעות מיסוי** – תעשיית הגז הטבעי הישראלית מטיבה וצפויה להמשיך להיטיב עם הכלכלה המקומית באופן ישיר באמצעות הכנסות ממשלתיות ממיסוי החברות ומהמע"מ מהמכירות לצרכן הסופי. יתרה מזאת, במשק הישראלי ישנן כמה מערכות מיסוי ייחודיות החלות על תחום הגז הטבעי, וזאת מעבר להיות הגז הטבעי, בדומה לכל מוצרי הדלק האחרים, כפוף למס הבלוי<sup>14</sup>. בנוסף, לפי חוק הנפט, המדינה גובה תמלוגים בשיעור של עד 12.5% מסך מכירות הגז הטבעי בפי הבאר. זאת ועוד, בעקבות מסקנות ועדת שְׁשִׁינסקי המדינה זכאית לתקבולי היטל רווחי נפט וגז בשיעור של עד כ-50% (הנגזר, בין היתר, משיעור 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

<sup>12</sup> תחנת כוח בעלת מחזור משולב של טורבינות גז וקיטור מתאפיינת בניצולת של 55%, ערך גבוה משמעותית מזה של תחנות המופעלות על-ידי דלקים אחרים. תחנות קוגנרציה המנצלות את האנרגיה התרמית המופקת בתהליך הייצור מגיעות לרמת ניצולת של כ-80%.

<sup>13</sup> סקירת ההתפתחויות במשק הגז הטבעי, סיכום לשנת 2022 – רשות הגז הטבעי

<sup>14</sup> למעט סקטורי החשמל והתעשייה בהם הצרכנים לא משלמים מס בלו בגין הגז.



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.<sup>15</sup>

#### 4.1.1.1. מלחמת "חרבות ברזל"

ביום 7 באוקטובר 2023, פתח ארגון הטרור "חמאס" במתקפה רצחנית על ישראל, בדגש על יישובים ובסיסים צבאיים בדרום מדינת ישראל. בעקבות המתקפה, הכריזה ממשלת ישראל על מלחמת "חרבות ברזל" כנגד ארגון הטרור כאמור (להלן: "המלחמה").

ביום 8 באוקטובר 2023, יומה השני של מלחמת חרבות ברזל, הצטרף ארגון הטרור הלבנוני "חזבאללה" לחימה, באמצעות שיגור טילי נ"ט, רקטות ופצצות מרגמה לעבר ישראל. בתגובה למתקפה, החל צה"ל בסדרת תקיפות נגד יעדי הארגון. מאז, קצב הלחימה בזירה הצפונית התגבר ותושבי היישובים שלאורך גבול ישראל-לבנון פונו מבתיהם.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, נמצאת המלחמה בעיצומה, ולא ניתן לצפות כמה זמן היא תימשך ומה יהיו השלכותיה על השותפות, עסקיה ונכסיה.

סמוך לאחר פרוץ המלחמה הופסקה הפקת הגז ממאגר תמר בהתאם להוראת הממשלה. הוראה כאמור לא ניתנה ביחס למאגרים לווייתן וכריש, ונכון לכתובת דו"ח זה, פעילות ההפקה ממאגר לווייתן נמשכת כסדרה. כתוצאה מהפסקת ההפקה ממאגר תמר כאמור, סיפקו לווייתן גז טבעי גם למספר לקוחות של מאגר תמר במשק המקומי, ובעיקר לחברת החשמל לישראל בע"מ וכתוצאה מכך, הופחתה כמות הגז הטבעי המופנית לייצוא למצרים. במקביל, עקב המלחמה ועל-פי הוראת הממשלה, הופסקה פעילותו של צינור EMG, אשר מהווה תשתית הולכה עיקרית להזרמת גז מישראל למצרים. בעקבות כך, הודיעה חברת Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (להלן: "EMG"), לחברת Blue Ocean Energy (צרכנית הגז במצרים) על התקיימות נסיבות 'כח עליון' המונע את הזרמת הגז למצרים באמצעות צינור EMG. לאור זאת, בתקופה שבין השבתת פעילות צינור EMG ועד לחזרתו לפעילות כמתואר לעיל, כל אספקת הגז למצרים הוזרמה דרך מערכת ההולכה האזורית, הכרוכה בעלויות הולכה נוספות. יצוין כי ביום 9 בנובמבר 2023 הודיע משרד האנרגיה למפעילה במאגר תמר כי ניתן להפעיל מחדש את מאגר תמר ובסמוך לאחר מכן חודשה פעילותו הסדירה של צינור EMG. נכון למועד הערכת השווי, פעילות ההפקה ממאגרי לווייתן, תמר וכריש נמשכת כסדרה.

בעקבות המלחמה, בחודש אוקטובר 2023 הודיעו חברות דירוג האשראי Moody's ו-Fitch כי דירוג האשראי של מדינת ישראל נמצא בבחינה להורדת דירוג. כמו כן, הודיעה חברת דירוג האשראי S&P Global על הורדת תחזית דירוג האשראי של מדינת ישראל מיציבה לשלילית, תוך הותרת דירוג האשראי הקיים ללא שינוי.

<sup>15</sup> להרחבה אודות ייצוא הגז מישראל ראה סי 4.5.3.





#### 4.2. צרכנים

משק הגז הטבעי בישראל מורכב ממספר קבוצות צרכנים הנבדלות זו מזו באופי פעילותן ומאפייני צריכת הגז הטבעי:

- **חברת החשמל לישראל (להלן: "חח"י)** – חח"י הינה חברה ממשלתית המפוקחת על ידי רשות החשמל (להלן: "הרשות"), בין היתר, בהקשר לעלויות התשומות לייצור חשמל, ובפרט, עלויות גז טבעי. בשנת 2022 רכשה חח"י כ-4.95 BCM גז טבעי משותפי תמר ולוויתן 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 ולוויתן, וכן ייבאה וצרכה עוד כ-0.2 BCM גז טבעי של LNG. 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 המגוזזת ויתרת ה-LNG שהייתה על האונייה במועד זה, נמכרה לחברת Hadera Gateway<sup>16</sup>. בימים אלו פועלת חח"י להקמת שתי תחנות כוח נוספות, המופעלות בגז טבעי, אשר יחליפו את יחידות 1 ו-4 בתחנת הכוח אורות רבין, בהיקף כולל של כ-1,200 מגה וואט שעה. תחנות אלו עתידות להעלות את הביקוש לגז במשק הישראלי, במקביל להפסקת השימוש בפחם המתוכננת לשנת 2025. במסגרת היערכות חח"י להפסקת השימוש בפחם, פועלת חח"י להסבת 4 יחידות הייצור בתחנת רוטנברג באשקלון לעבודה בגז. עם זאת, הסבת היחידה הראשונה מבין ארבעת היחידות האמורות הושלמה והיחידה האמורה מופעלת בגז (לצרכי הרצה טרם הפעלה מסחרית) החל מיולי 2023.
- ביום 9 באוגוסט, 2023 בוצעה לראשונה הדלקת אש בגז ביחידה הראשונה באתר רוטנברג כחלק מבדיקת תקינות המערכות, לקראת השלמת הסבתה לגז. עם זאת, חח"י מעריכה כי שלב זה צפוי להתארך לאור מלחמת "חרבות ברזל".
- בשנת 2022 הסתכם היקף ההפקה של חח"י באמצעות גז טבעי לכ-4.9 GW, המהווים כ-43% מסך ההספק שיוצר באמצעות גז טבעי.
- **יצרני חשמל פרטיים** – יצרני החשמל הפרטיים (להלן: "יח"פים") מתחלקים למספר סוגים, בהתאם לטכנולוגיות הייצור בהם משתמשים: יח"פ קונבנציונאלי, מתקני קוגנרציה, יח"פים באנרגיות מתחדשות, אגירה שאובה<sup>17</sup>, ומפעלים גדולים אשר הקימו לעצמם תחנות כוח ובגינן קיבלו רישיון ייצור עצמי. סעיף 93 לחוק משק הגז הטבעי מגדיר כי גז טבעי הנמכר ליצרן חשמל פרטי, הינו מוצר בר פיקוח במסגרת חוק הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים התשנ"ו - 1996. בשנת 2022 הסתכמה צריכת הגז הטבעי של יח"פים ומתקני קוגנרציה לכ-5.3 BCM, המהווה כ-42% מסך צריכת הגז הטבעי בשנה זו במשק כולו. היקף ההפקה של יצרנים אלו באמצעות גז טבעי בשנת 2022 הסתכמה לכ-6.4 GW, המהווים כ-59% מסך ההספק שיוצר באמצעות גז טבעי.

<sup>16</sup> מקור: דו"ח כספי של חח"י לשנת 2022.

<sup>17</sup> בטכנולוגיה זו החשמל אינו מיוצר אלא האנרגיה נאגרת לשימוש בשעות השיא או שעות בהן לא ניתן להפיק חשמל מאנרגיות מתחדשות.



▪ **צרכני תעשייה גדולים** – שכבת צרכנים זו מורכבת ממספר צרכנים משמעותיים, החיוניים לפיתוחו של משק הגז הישראלי. צרכנים בעלי כוח ומוניטין משמעותיים במשק הישראלי, ובעלי ניסיון וידע נרחב בכל הנוגע לפעילות התעשייה הישראלית בכלל ופעילות משק הגז הטבעי בישראל בפרט. מרבית מפעלי התעשייה הגדולים במשק חתמו על הסכמים לרכישת גז טבעי במסגרת הקמת תחנות כוח פרטיות בחצר המפעל, לאספקת צרכי החשמל והחום (באמצעות הפקת קיטור מהחום השיורי של תחנות הכוח או באמצעות דודים המוסקים בגז לצורך ייצור קיטור) של המפעל, המהווה רק חלק מיכולת הייצור של תחנת הכוח, ומכירת החשמל המיוצר לצרכנים חיצוניים או לחח"י. בהתאם לכך, גם הסכמי רכישת הגז הטבעי עליהם חתמו מרבית מפעלי התעשייה הגדולים עד כה הינם בעלי מאפיינים של הסכמים עם תחנות כוח פרטיות. צריכת הגז הטבעי בסקטור התעשייה בשנת 2022 הסתכמה בכ-2.61 BCM, נתון הזהה לצריכת הגז בשנת 2021.

▪ **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 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 על פי 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<sup>18</sup>. שותפי תמר שילמו מקדמות על חשבון תמלוגים למדינה בשנים 2017-2018 בשיעור 11.65%, בשנים 2019-2022 שילמו שיעור של 11.3% ובשנים 2023-2024 משלמים שיעור של 11.06%. במאגר לויתן שילמו השותפים מקדמות על חשבון תמלוגים למדינת ישראל בשנים 2020-2022 בשיעור של כ-11.26% ובשנים 2023-2024 בשיעור של 11.06%.

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 למזמן, הוראות פרטניות עבור כל חזקה, בהן יפורטו ההוצאות המוכרות בניכוי, לעניין חישוב התמלוג, בהתאם למאפייניה הפרטניים של החזקה. בהמשך לאמור, ביום 6 בספטמבר 2020 פרסם משרד האנרגיה הוראות פרטניות למאגר תמר<sup>19</sup> וביום 24 ביולי 2022 פרסם משרד האנרגיה הוראות פרטניות למאגר לויתן.

עפ"י דו"ח על ההכנסות של מינהל אוצרות הטבע לחציון הראשון של שנת 2023<sup>20</sup>, נרשמו הכנסות של כמיליארד ש"ח מתמלוגי הגז הטבעי, המשקפים גידול של כ-22.8% לעומת ההכנסות בחציון המקביל אשתקד. העלייה בהכנסות מתמלוגים נבעה מעלייה בכמות ההפקה של גז טבעי לייצוא, גידול בכמויות ההפקה של נוזלים הידרוקרבונים וכן עקב עלייה בשער החליפין של הדולר. סך ההכנסות מתמלוגים שמקורם בייצוא הסתכמו בסך של כ-590 מלש"ח. סך התמלוגים שנגבו ממאגר לויתן הסתכמו בכ-482 מלש"ח מהפקה של כ-5.44 BCM, סכום המשקף גידול של כ-6.4% לעומת ההכנסות מתמלוגי לויתן בחציון המקביל אשתקד. עיקר ההכנסות מתמלוגים ממאגר לויתן נבעו ממכירות לייצוא (כ-86.12%) והיתרה בשיעור של כ-13.88% נובעת ממכירות לשוק המקומי. סך התמלוגים שנגבו ממאגר תמר הסתכמו בכ-379 מלש"ח מהפקה של כ-4.91 BCM, סכום המשקף גידול של כ-3.4% לעומת ההכנסות מתמלוגי תמר בתקופה המקבילה אשתקד. העלייה בהכנסות מתמלוגי תמר ולויתן נבעה בעיקר מגידול בכמויות הייצוא למצרים לעומת התקופה המקבילה אשתקד וכן מעליה בשער החליפין של הדולר. סך התמלוגים שנגבו ממאגר כריש (שהחל להפיק גז טבעי באוקטובר 2022) הסתכמו בכ-145 מלש"ח מהפקה של כ-1.97 BCM גז טבעי וכ-947 אלף חביות נוזלים הידרוקרבונים.

▪ **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 לבין סך ההשקעות המצטברות נטו כפי שהוגדרו בחוק (להלן: "יחס כיסוי ההשקעות"). ההיטל המינימאלי בשיעור של 20% יגבה כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל-1.5 ויעלה בהדרגה עד לשיעור של כ-47% (תלוי בין היתר בשיעור מס החברות) כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל-2.3. ההיטל 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.<sup>21</sup>

<sup>18</sup> 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.

<sup>19</sup> [https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil\\_search\\_publications/he/tamar\\_royalty.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil_search_publications/he/tamar_royalty.pdf) דו"ח על הכנסות מינהל אוצרות טבע - אגף תמלוגים חשבוניות וכלכלה, משרד האנרגיה והתשתיות

<sup>21</sup> חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע (תיקון מס' 3), התשפ"ב-2021. [https://main.knesset.gov.il/Activity/Legislation/Laws/Pages/LawBill.aspx?t=lawsuggestionssearch&lawitem\\_id=2155633](https://main.knesset.gov.il/Activity/Legislation/Laws/Pages/LawBill.aspx?t=lawsuggestionssearch&lawitem_id=2155633)



▪ **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", "לוויתן", "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 לוויתן. 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 ושברון בעלות מונופולין מכוח ההכרזה עליהן על-ידי הממונה בשנת 2012 (להלן: "הפטור")<sup>22</sup>. מתן הפטור כמתואר לעיל מותנה בקיום, בין היתר, התנאים הבאים:

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 לוויתן, 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 ולוויתן 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 חיפושי 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

<sup>22</sup> הכרזה על בעלי מונופולין לפי סעיף 26(א) לחוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח – 1988: דלק קידוחים שותפות מוגבלת יחד עם אבנר חיפושי נפט וגז שותפות מוגבלת, Noble Energy Mediterranean Ltd., ישראלקו נגב 2 שותפות מוגבלת ודור חיפושי גז שותפות מוגבלת- בעלות מונופולין באספקת גז טבעי לישראל החל מהמחצית השנייה של 2013 (13.11.2012) הגבלים עסקיים 500249.



ואימצה הממשלה את החלטתה בעניין מתווה הגז, תוך קביעת הסדר חלופי בעניין "סביבה רגולטורית יציבה" לשם הבטחת סביבה רגולטורית המעודדת השקעות במגזר חיפושי הגז הטבעי והפקתו.

▪ **אסדרת מחירים** – בתקופה שבין הכניסה לתוקף של מתווה הגז, ועד למועד קיום מלוא תנאי הפטור, עם השלמת מכירת אחזקות השותפות במאגר תמר בחודש דצמבר 2021, פיקוח המחירים בענף הגז הטבעי מתוקף חוק ההגבלים הוגבל להטלת דרישות דיווח על רווחיות ומחיר הגז, 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. עם זאת, החל מהרבעון הראשון של שנת 2023, חזרה רשות הגז לפרסם את מחיר הגז הטבעי המשוקלל במשק הישראלי, מבלי שיהיה בכך להטיל על השותפים במאגרי הגז חובה להציע מחיר זה ללקוחותיהם.

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 הרשות, משער החליפין שקל/דולר אמריקאי, ממדד המחירים לצרכן האמריקאי וממחירי דלקים התחליפיים לגז כגון מזוט, סולר וברנט. כמו כן, שינוי משמעותי במקורות אנרגיה תחליפיים יכול להביא לידי שינוי במודל השימוש של חח"י כך 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-10.1% וכ-12.5% מייצור החשמל בפועל של מדינת ישראל בשנים 2022 ו-2023, בהתאמה הגיע ממקורות מתחדשים, אך מספר זה צפוי לעלות בעקבות הוספת המכסות שיזמה הממשלה במטרה לעמוד ביעדי הייצור ממקורות מתחדשים של כ-20% מסך הביקוש לאנרגיה בשנת 2025 ו-30% עד שנת 2030.<sup>23</sup> 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.
- **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 הועדה, 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

<sup>23</sup> "דו"ח מצב – יעדי אנרגיה מתחדשת במשק החשמל" – רשות החשמל, 2023: [https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/doch\\_pv\\_27022024\\_2023/he/Files\\_Pirumei\\_Hareshurt\\_old\\_doch\\_pv\\_2023\\_27022024.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/doch_pv_27022024_2023/he/Files_Pirumei_Hareshurt_old_doch_pv_2023_27022024.pdf)



אישרה הממשלה את המלצות ועדת אדירי בהחלטת ממשלה 4442<sup>24</sup>. 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<sup>25</sup>.

▪ **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 הערכת השווי, אין בישראל קבלנים המבצעים את מירב הפעולות הדרושות להקמה ותפעול של מאגרי גז טבעי ונפט, ולפיכך קיימת תלות של החברות הפועלות בענף בקבלנים מחו"ל לצורך ביצוע עבודות כאמור. יתירה מכך, מספר המתקנים המסוגלים לקדוח ולבצע פעולות פיתוח בים בכלל ובמים עמוקים בפרט הינו קטן יחסית וקיים סיכון כי לא יימצא מתקן מתאים לביצוע הפעולות הנ"ל במועדים שייקבעו להן. עקב כך, עשויות הפעולות הנ"ל להיות כרוכות בעלויות גבוהות ו/או עלולים להיגרם עיכובים משמעותיים בלוח הזמנים שיקבע לביצוע העבודות.

▪ **סיכוני תפעול והעדר כיסוי ביטוחי מספק** – פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז חשופות למגוון סיכונים טכניים ותפעוליים, כגון אובדן שליטה על קידוח או באר, ו/או תקלה במתקנים תת-ימיים או על-ימיים, שעשויים לפגוע בתפקוד מערכת ההפקה וההולכה עד כדי השבתתה לתקופה קצרה או ממושכת. כמו כן, קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים מזיהום עקב התפרצות ו/או נזילה של נוזלים ו/או דליפה של גז. על אף הביטוחים הקיימים בשוק, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים לכיסוי.

▪ **עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של היעדר אמצעים** – עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפושים ופיתוח, ולוחות זמנים משוערים לביצוען מבוססות על אומדנים כלליים בלבד 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.

<sup>24</sup> אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 10 בינואר 2019: [https://www.gov.il/he/departments/news/ng\\_060119](https://www.gov.il/he/departments/news/ng_060119)

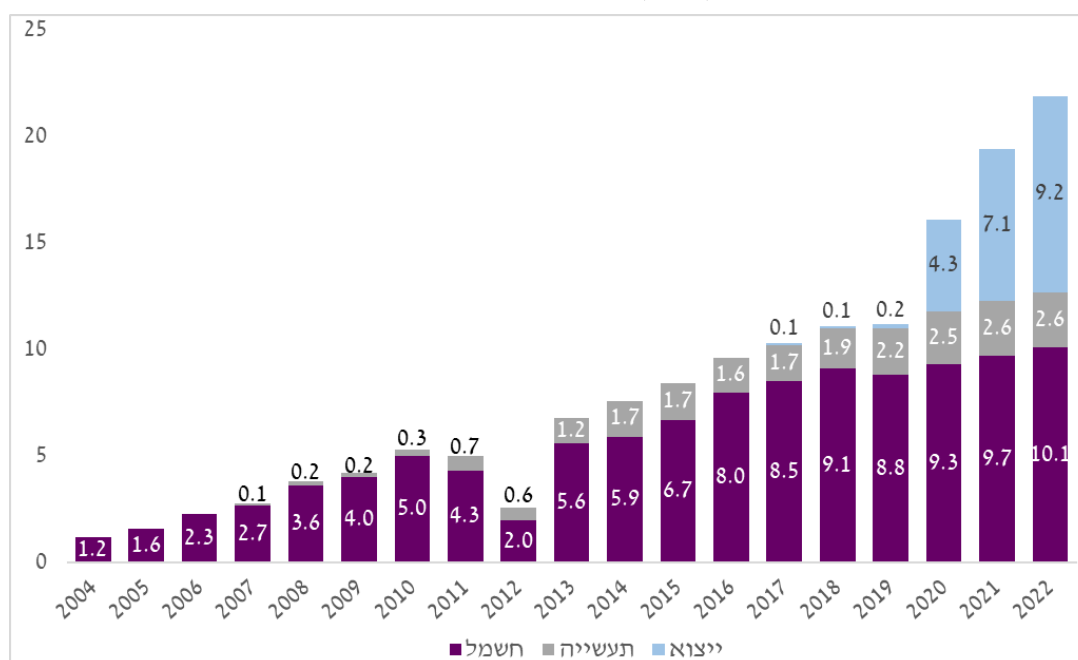
<sup>25</sup> להרחבה אודות הביקושים והרגולציה הקיימים בצד הייצוא ראה סי' 4.5.3.

▪ **כפיפות לרגולציה סביבתית** – החברות הפועלות בתחום הגז הטבעי, כפופות למגוון של חוקים, תקנות והנחיות בנושא הגנת הסביבה, המתייחסים לנושאים שונים כגון: זליגה של נפט, גז טבעי או של מזהמים אחרים לסביבת הים, שחרור לים של חומרים מזהמים ופסולת מסוגים שונים (שפכים), שאריות של ציוד קדיחה, בוץ קידוח, מלט וכיוצ"ב), חומרים כימיים בהם משתמשים בשלבי העבודה השונים, פליטת מזהמים לאוויר, מפגעי תאורה, רעש, הקמת תשתיות צנרת על קרקעית הים ומתקנים נלווים. בנוסף, החברות נדרשות, באמצעות מפעילות הפרויקטים, להשיג אישורים מגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט, חוק משק הגז הטבעי וכן חוקים אחרים (כגון חוקים להגנת הסביבה) לצורך פעילותן.

**גורמי סיכון נוספים** – קיימים גורמים נוספים אשר תורמים לחוסר הוודאות השורר בתחום הפעילות ובהם קשיים בהשגת מימון, סיכוני אבטחת מידע, תלות בלקוחות מהותיים, תלות במזג אוויר ובתנאי הים, ביטול או פגיעה של זכויות ונכסי נפט ועוד.

#### 4.5. ביקושים

##### תרשים 1 – צריכת גז טבעי במשק המקומי בשנים 2004-2022, במונחי BCM לשנה<sup>26</sup>



צריכת הגז הטבעי במשק הישראלי (כולל ייצוא גז ישראלי למדינות שכנות) בשנת 2022 הסתכמה בכ-21.9 BCM, גידול של כ-12.6% בהשוואה לצריכה בשנת 2021. כ-52% מהכמות סופקה ממאגר לווינתן, כ-46.5% מהכמות סופקה ממאגר תמר, כ-1.4% מהכמות סופקה ממאגר כריש-תנין והיתרה (פחות מ-1%) מיבוא גז טבעי נוזלי דרך המקשר הימי. הצריכה במשק המקומי (המורכבת מתעשייה וחשמל) גדלה ל-12.71 BCM, המבטאת עלייה שנתית של 3% והייצוא גדל ל-9.21 BCM, המבטאת עלייה שנתית של 26% ביחס לשנת 2021. משנת 2004 ועד סוף שנת 2021 סופקה

<sup>26</sup> מקור: סקירת ההתפתחויות במשק הגז הטבעי, סיכום לשנת 2022, רשות הגז הטבעי <https://www.gov.il/BlobFolder/news/news-140523/he/ng-2022.pdf>



כמות כוללת של כ-151 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 דו"ח שהכין הצוות המקצועי במשרד האנרגיה לבחינה תקופתית שנייה של מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי<sup>27</sup> 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 חדירת 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:

#### 4.5.1. משק החשמל

בשנים האחרונות ניכרת מגמה של הפחתה משמעותית של השימוש בתזקי נפט ופחם בייצור חשמל ומעבר לשימוש בגז טבעי ובאנרגיות מתחדשות. מגמה זו מובלת על ידי משרד האנרגיה והחלטות ממשלה לקביעת יעדים לצמצום השימוש בדלקים מזהמים, בין השאר, ע"י השבתת תחנות כח של חח"י והסבתן לייצור באמצעות גז טבעי וזאת במקביל להפרטתן של חלק מתחנות הייצור של חח"י, הקמת שתי תחנות גז חדשות ומתן רישיונות להקמת תחנות חדשות על ידי יצרנים פרטיים. להלן פירוט החלטות הממשלה שהתקבלו בנושא בשנים האחרונות:

- באוגוסט 2016 הודיע שר האנרגיה על החלטתו להשבית ארבע יחידות ייצור פחמיות של חח"י עם חיבורם של שלושה מאגרי גז לחוף, והקמתן של תחנות כוח חדשות המופעלות בגז טבעי תוך שש שנים. בהמשך לכך, בספטמבר 2016 התקבלו בחח"י היתרי פליטה לפי חוק אוויר נקי, התשס"ח – 2008, ביחס לאתרי תחנות הכוח הפחמיות שלה, במסגרתם נקבע, בין היתר, 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 צווים, בהם נקבע, בין היתר, כי החל מיום 15 במרץ, 2019 יעלה מס הבלו על פחם בכ-125%, וזאת נוכח מדיניות הממשלה לגלם עלויות חיצוניות 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

<sup>27</sup> מקור: דו"ח 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](https://www.gov.il/BlobFolder/rfp/ng_210621/he/ng_report_2_draft.pdf)

לתוקף ביום 1 בינואר 2021. ביום 10 בינואר 2023 פרסם שר האוצר צו הדוחה את עליית הבלו על הפחם עד לסוף שנת 2023. ביום 28 בדצמבר 2023, פירסמה רשות המיסים כי החל מיום 1 בינואר, 2024 מס הבלו יעמוד על סך של 114.67 ש"ח לטון פחם<sup>28</sup>.

▪ באוקטובר 2018, שר האנרגיה הציג תכנית שמטרתה להביא להפחתת השימוש באנרגיה מזהמת, שעיקרה צמצום השימוש במוצרי דלק מזהמים עד לשנת 2030. בהתאם לתכנית, נקבעו היעדים בתחומים הבאים:

- א. תחום החשמל – ייצור החשמל באמצעות שימוש ב-80% גז טבעי ו-20% אנרגיות מתחדשות החל משנת 2030, תוך סגירה סופית של התחנות הפחמיות בחדרה ובאשקלון בשנת 2028.
- ב. תחום התעשייה – ייצור 95% מהאנרגיה והקיטור הנדרשים לתעשייה, באמצעות גז טבעי החל משנת 2030.
- ג. תחום התחבורה – מעבר הדרגתי למכוניות חשמליות ומשאיות גז טבעי, והטלת איסור מוחלט על יבוא מכוניות הפועלות באמצעות דלקים מזהמים החל משנת 2030.

▪ בנובמבר 2019 הודיע שר האנרגיה כי ניתן לקצר את לוחות הזמנים בהסבת תחנות הכוח הפחמיות בחדרה ובאשקלון לגז טבעי עד לשנת 2025. כפועל יוצא, בשנה זו צפוי להסתיים עידן הפחם במדינת ישראל. החלטה זו מקצרת את לוחות הזמנים שנקבעו קודם לכן ב-4 שנים.

▪ ביום 8 ביוני 2020 פורסמה הודעה משותפת למשרד האנרגיה ולמשרד להגנת הסביבה<sup>29</sup>, 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 האנרגיה<sup>30</sup> 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<sup>31</sup>.

<sup>28</sup> אתר רשות המיסים - <https://www.gov.il/he/departments/general/heshavon31819>

<sup>29</sup> אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 8 ביוני 2020: [https://www.gov.il/he/departments/news/press\\_080620](https://www.gov.il/he/departments/news/press_080620)

<sup>30</sup> אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 24 ביוני 2020: [https://www.gov.il/he/departments/news/press\\_240620](https://www.gov.il/he/departments/news/press_240620)

<sup>31</sup> <https://www.calcalist.co.il/local/articles/0,7340,L-3892470,00.html>

- ביום 18 באפריל 2021 פרסם משרד האנרגיה מפת דרכים<sup>32</sup> 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, 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 13 באוגוסט 2023, פרסם משרד האנרגיה והתשתיות, בהמשך למדיניות להפסקת השימוש בפחם, כי רשות הגז הטבעי במשרד האנרגיה והתשתיות אישרה את הגזת שתי יחידות ייצור החשמל החדשות בתחנת הכוח "אורות רבין" (מחז"מ 70 ומחז"מ 80) אשר צפויות להיות שתי היחידות הראשונות שיופעלו באמצעות גז בתחנה.<sup>33</sup>
- על פי הדו"ח הרבעוני של חח"י לתקופה שהסתיימה ביום 30 בספטמבר 2023, בחודש יוני 2023 יחידה מחז"מ 70 הופעלה לצרכי בדיקות הפעלה והרצה (טרם הפעלה מסחרית) ובחודש אוגוסט 2023 בוצעה הדלקת אש לראשונה של היחידה והיא סונכרנה לרשת. עם זאת, בעקבות פרוץ מלחמת "חרבות ברזל" ובעקבות המצב הביטחוני הודיעה חברת GE על פינוי חלק מעובדיה וקבלני המשנה שלה מהארץ וכן אישור מנהל המערכת – חברת "נגה" – להגעה לעומס נקוב שנחוץ להמשך ביצוע בדיקות הקבלה ביחידה 70 לא התקבל. לאור האמור, חח"י מעריכה כי הצפי המשוער לעת עתה להפעלה מסחרית של יחידה 70 הינו לפחות 4 חודשים לאחר חזרתם של המומחים הזרים הנדרשים לישראל, אך לא לפני חודש מאי 2024. כמו כן, על רקע הנסיבות שתוארו לעיל, לא ניתן בשלב זה להעריך צפי למועד הפעלה יציבה והפעלה מסחרית של יחידה 80. עם הכנסתן של יחידות הייצור החדשות תתאפשר השבתת ארבע יחידות הייצור הפחמיות בתחנת הכוח "אורות רבין" והכנסתן למתווה שימור.<sup>34</sup>
- על פי דו"ח משק החשמל של הרשות לשנת 2022, סך ההספק המותקן של מתקני הייצור של חח"י באמצעות גז טבעי עמד בשנת 2022 על כ-47% כאשר נתון זה צפוי לעלות באופן משמעותי ולעמוד על כ-84% מסך ההספק של חח"י בשנת 2025.<sup>35</sup>

<sup>32</sup> [https://www.gov.il/he/departments/publications/reports/energy\\_180421](https://www.gov.il/he/departments/publications/reports/energy_180421)

<sup>33</sup> <https://www.gov.il/he/departments/news/news-130823>

<sup>34</sup> [https://iecccontent.iec.co.il/media/hinjaffd/meshulav0623\\_isa.pdf](https://iecccontent.iec.co.il/media/hinjaffd/meshulav0623_isa.pdf)

<sup>35</sup> דו"ח משק החשמל, ספטמבר 2023 – רשות החשמל:

[https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/dochmeshek/he/Files\\_Netunei\\_hashmal\\_doch\\_s\\_2022\\_nnn.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/dochmeshek/he/Files_Netunei_hashmal_doch_s_2022_nnn.pdf)

#### 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)<sup>36</sup>. 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 2022, עד כה נפרשו ברחבי הארץ כ-628 ק"מ של צנרת חלוקה (מתוכם כ-53 ק"מ במהלך שנת 2022) וכ-900 ק"מ של צנרת הולכה (מתוכם כ-70 ק"מ במהלך שנת 2022). הרחבת פריסת רשת החלוקה של גז טבעי עשויה לאפשר חיבור של מאות צרכני תעשייה פוטנציאלים לרשת עד שנת 2030, שצריכתם צפויה להסתכם לכ-0.72 BCM לשנה, המהווים כ-80% מפוטנציאל הצריכה התעשייתית הקלה.
- על פי הערכות רשות הגז הטבעי, ללא צעדי מדיניות נוספים, עד לשנת 2025 צפויים להתחבר לרשת החלוקה כ-150 צרכנים עם סך צריכה של כ-0.45 BCM, שמהווה כמחצית מכלל 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.
- ביום 10 ביולי 2020 פרסם משרד האנרגיה תזכיר חוק לתיקון חוק משק הגז הטבעי, במסגרתו יהא שר האנרגיה רשאי להעניק רישיון להקמת רשת חלוקה מסוימת לחברת נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"), אם מצא כי קיים צורך דחוף בכך, ואין גורם מהמגזר הפרטי שמעוניין ויכול להקים את הרשת. מטרת תזכיר החוק האמור הינה לאפשר האצת חיבורם של מפעלי תעשייה לתשתית הגז הטבעי.

#### 4.5.3. ייצוא

- הקשרים העסקיים בין מדינות האזור הביאו לחתימה על הסכמים לייצוא גז טבעי מישראל לשכנותיה, כמפורט להלן:
- 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 שישימש אותן במפעליהן הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח

<sup>36</sup> סקירת משק האנרגיה בישראל 2020 – משרד האנרגיה: [www.gov.il/energy\\_sector\\_review\\_2020.pdf](http://www.gov.il/energy_sector_review_2020.pdf)

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<sup>37</sup>. 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.
- 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 הייצואן (56.5%) בהתאם לאבני הדרך שייקבעו בהסכם ההולכה.
- ביום 15 בפברואר 2021 דיווחו השותפים במאגרי תמר ולווייתן על התקיימות התנאים המתלים בהסכם ההולכה שנחתם עם נתג'ז לצורך ייצוא גז למצרים באופן שיאפשר הזרמה על בסיס קבוע והגדלת כמויות המכירה למצרים על פי תנאי האספקה בהסכמי מכירת הגז של השותפויות השונות.
- ביום 16 בפברואר 2022 אישר משרד האנרגיה<sup>38</sup>, לאור הביקוש ההולך וגדל לגז הטבעי במצרים, הזרמת גז טבעי למצרים דרך ממלכת ירדן. הזרמת הגז הטבעי בפועל החלה ביום 1 במרץ 2022<sup>39</sup>, והגדילה את היקפי הגז הטבעי המיוצא למדינות השכנות, באופן שהבטיח אספקת הכמות החוזית השנתית המחויבת על פי הסכמי הייצוא ואף מעבר לכך בשנים 2022-2023.

<sup>37</sup> EMED הינה חברה המוחזקת ע"י ניו-מד אנרג'י (25%), שברון (25%) וחברת East Gas (50%).

<sup>38</sup> "נתיב חדש לייצוא גז טבעי למצרים – ירדן צפון!" – משרד האנרגיה, 16/02/2022

[https://www.gov.il/he/departments/news/ng\\_160222](https://www.gov.il/he/departments/news/ng_160222)

<sup>39</sup> <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1433001-1434000/P1433795-00.pdf>

- ייצוא הגז הטבעי בשנת 2022 הסתכם בכ-9.21 BCM (גידול של כ-29% ביחס לשנת 2021), המהווים 42% מסך אספקת הגז הטבעי. כ-83% מהגז המיוצא הופק ממאגר לויתן והיתרה ממאגר תמר.
- ביום 8 במאי 2023, אישרה ממשלת ישראל, בקידום משרד האנרגיה והתשתיות ונתג"ז, תכנית להגדלת תשתיות יצוא הגז הטבעי למצרים. התכנית שאושרה כוללת הקמת רצועת תשתיות משולבת ומתקני תשתית בתוואי שבין רמת חובב לגבול עם מצרים באזור ניצנה, בנוסף על הקו הימי הקיים (EMG), והיא עתידה להגדיל את הכמויות האפשריות של יצוא הגז הטבעי למצרים. אורכו של המקטע (רמת חובב-אשלים- ניצנה) הוא כ-65 ק"מ, והוא יאפשר הזרמה של עוד 6 BCM בשנה למצרים. שווי ההכנסות למדינה מיצוא בהיקף זה נאמד בכמאות מיליוני ש"ח בשנה ממיסים ותמלוגים. בהמשך לאמור פרסם משרד האנרגיה הסדרה ייעודית לחלוקת הקיבולת והעלויות הנלוות להקמת קו זה בין יצואני הגז השונים.
- ביום 23 באוגוסט 2023, הודיע שר האנרגיה והתשתיות על אישור הגדלת מכסת יצוא הגז ממאגר תמר למצרים. על פי מתווה האישור, היקף הפקת הגז יגדל ב-6 BCM בשנה (גידול של כ-60% ביחס להיקף ההפקה כיום) החל משנת 2026 כאשר 3.5 BCM מתוכם יופנו לטובת מצרים. בהמשך לדיווח האמור, ביום 14 בדצמבר 2023 הודיעו השותפות במאגר תמר כי משרד האנרגיה אישר להן להגדיל את היתר היצוא של המאגר, מ-38.7 BCM (שאושר בחודש אוגוסט), ל-43 BCM. כמות זו תאפשר להגדיל את כמות הגז המירבית הנוספת המותרת לייצוא למצרים מ-3.5 BCM בשנה ל-4 BCM בשנה. למועד הערכת השווי, טרם נחתם הסכם הייצוא נשוא אישור הייצוא האמור.
- ביום 27 בדצמבר 2023, הודיע שר האנרגיה והתשתיות על הקמת ועדה בין-משרדית לבחינה תקופתית של מדיניות משק הגז הטבעי. בראש הוועדה עתיד לעמוד מנכ"ל משרד האנרגיה וחבריו יורכבו מנציגים מטעם רשות החשמל, המשרד להגנת הסביבה, המועצה הלאומית לכלכלה, משרד האוצר, רשות התחרות, משרד המשפטים, משרד החוץ והמטה לביטחון לאומי. אחד מתפקידיה של הוועדה, אשר מתכנסת פעם ב-5 שנים, יהיה לבחון את מדיניות יצוא הגז במאגרי גז חדשים. הוועדה צפויה להשלים את עבודתה בתוך מספר חודשים, ולהגיש את מסקנותיה לממשלה במהלך 2024.

#### 4.5.4 מחירי האנרגיה בעולם ובישראל

- בעקבות ירידת מחירי הפחם בעולם בחודשים הראשונים של שנת 2023 (טון פחם נסחר ביום 31 במרץ 2023 במחיר של כ-137.8 דולר לעומת כ-190.5 דולר ביום 31 בדצמבר 2022<sup>40</sup>), הפחיתה רשות החשמל את תעריף החשמל לצרכן הביתי לשנת 2023 בחודשים פברואר ומרץ בשיעורים של כ-1.5% ו-2.4%, בהתאמה, וזאת לאחר שהעלתה אותו בשיעור של כ-8.2% בחודש ינואר באותה השנה (ירידות אלו כוללות את שקלול התשלום עבור האנרגיה הנצרכת מהרשת (קוט"ש), התשלום בגין קיבולת לפי גודל החיבור של הצרכן לרשת וכן את עלות שירותי

<sup>40</sup> <https://markets.businessinsider.com/commodities/coal-price>

הצרכנות (תשלום קבוע)).<sup>41</sup> בעקבות פרוץ המלחמה בין רוסיה לאוקראינה בתחילת שנת 2022, זינקו מחירי האנרגיה בעולם באופן חד, זאת בנוסף לעליות במחירי האנרגיה במהלך שנת 2021 (בהשוואה לתקופת הקורונה). על אף מגמת ירידה קלה במחירי האנרגיה בעולם במהלך המחצית השנייה של שנת 2022, גם כיום מחירי הנפט בעולם מוסיפים להיות גבוהים משהיו ערב פרוץ המלחמה. כך לדוגמה, מחיר חבית ברנט בחודש דצמבר 2023 עמד על כ-77.86 דולר בממוצע לעומת מחיר ממוצע של כ-70.44 דולר לחבית ברנט במהלך שנת 2021.

- במהלך שנת 2022 חלה עליה דרסטית במחירי הגז אשר נוצרה בשל שילוב של מספר גורמים ייחודיים וגרמה לקושי רב ברחבי העולם בהקצאת אספקת הגז הדלה. עליה זו חלה על רקע התנודתיות הרבה ששררה בשוק הגז העולמי בסוף שנת 2021 וצמצום היקפי הסחר כתוצאה מכך. בנוסף, התפרצות המלחמה בין רוסיה לאוקראינה בשנת 2022 ופיצוץ צינור נורד סטרים בספטמבר 2022 גרמו למחירי הגז לעלות מספר פעמים נוספות ולשבור שיאים חדשים בכל פעם. שיא מחיר הגז נצפה בסוף אוגוסט 2022, כאשר מדד מחירי הגז הטבעי הגיע לרמה של 454 נקודות (100 = ממוצע 2010), לעומת רמה ממוצעת של כ-130.67 נקודות במהלך שנת 2021.
- נכון למועד הערכת השווי, מדד מחירי הגז עומד על כ-93.93 נקודות.<sup>42</sup> הירידה במחירי הגז נגרמה בעיקר בשל התאמות מצד הביקוש באירופה ובאסיה, צמיחה של אספקת הגז העולמית ושחרור של צווארי בקבוק תשתיתיים. עם זאת, המחסור בהיצע העולמי, שהיה בין הגורמים לעליית המחירים, עדיין קיים והשוק עדיין נמצא במצב של שיווי משקל שברירי ולא יציב.
- ביום 21 בספטמבר 2023 פירסם איגוד הגז העולמי את דו"ח המחירים השנתי לשנת 2022.<sup>43</sup> על פי הדו"ח, בשנת 2022 מחיר הגז בישראל היה הנמוך בעולם מבין המדינות שאינן מסבסדות את מחירי הגז הטבעי, למעט קנדה. בשנת 2022 מחירי הגז בישראל עמדו על 4.65 דולר בממוצע - מחירים אשר נמוכים באופן ניכר ממדינות בהן שווקי גז מבוססי הפקה מקומית כמו ארה"ב (מפיקת הגז הטבעי הגדולה בעולם), אוסטרליה, ארגנטינה ועוד. מדינת ישראל אינה תלויה ביבוא גז טבעי, והיא מספקת לעצמה את עיקר הביקושים. כמו כן, מחירי הגז בישראל קבועים בהסכמים ארוכי טווח ולכן אינם מושפעים באופן ישיר משינויים במחירי האנרגיה בעולם. אף על פי כן, מחירי הגז הטבעי בארץ מושפעים השפעה עקיפה בשל רכיבי ההצמדה של החוזים לרכישת גז טבעי בישראל, בעיקר לדולר ולרכיב הייצור בתעריף החשמל.
- על פי תחזית של יועץ חיצוני שהוכנה עבור השותפות, הביקוש המקומי לגז טבעי בשנת 2023 צפוי להסתכם בכ-13 BCM, ולעלות בהדרגה לכ-15 ולכ-20 BCM בשנים 2025 ו-2030, בהתאמה. הגידול בביקוש המקומי בין השנים 2023-2030 צפוי לנבוע בעיקר מתוספת של כ-3.1 BCM כתוצאה מהפסקת השימוש בפחם לייצור חשמל ומתוספת של כ-5.1 BCM כתוצאה מגידול טבעי בביקוש לחשמל (גידול באוכלוסייה, שיפור ברמת החיים ובהכנסה הפנויה). מנגד, תחזית הביקוש כוללת הפחתה בביקוש המקומי לגז טבעי בשל חדירת אנרגיות מתחדשות

<sup>41</sup> החלטה מס' 65203 - עדכון תעריף החשמל לצרכני חברת חשמל

<sup>42</sup> A World Bank Monthly Commodity Price Data (The Pink Sheet) :

<https://thedocs.worldbank.org/en/doc/5d903e848db1d1b83e0ec8f744e55570-0350012021/related/CMO-Pink-Sheet-October-2023.pdf>

<sup>43</sup> <https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2023-edition>



למשק המקומי, תוך התייחסות ליעד העדכני של משרד האנרגיה על ייצור החשמל מאנרגיות מתחדשות בהיקף של 30% מסך כל צריכת החשמל בשנת 2030.

#### 4.6. התפתחויות בשוק

##### 4.6.1. חזקות "תמר" ו-"לויתן"

- ביום 31 בדצמבר 2019, דיווחו שותפי לויתן על התחלת הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן ללקוחות בהתאם להסכמים לאספקת גז טבעי מהמאגר שנחתמו עימם. בהמשך לכך, דווח כי ביום ה-1 בינואר 2020 וביום ה-15 בינואר 2020, החלה הזרמת הגז ממאגר לויתן לירדן ולמצרים, בהתאמה.
- ביום 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 BCM 1.3 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 BCM 44; (2) בחלוף 8 שנים ממועד תחילת ההזרמה (בין חודש יולי 2022 לאפריל 2023); או (3) עם פקיעת רישיון ההולכה של החברה. עוד הובהר בדיווח, כי



להערכת השותפות, עם תום תקופת ההסכם האמור, לא צפוי קושי בהארכתו. ביום 15 בפברואר 2021 דיווחה נתג"ז על התקיימות התנאים המתלים שנקבעו בהסכם. עם זאת, לאור העובדה שנתג"ז טרם השלימה את מקטע הצינור שבין אשדוד לאשקלון, ההסכם לא נכנס לתוקפו. בנוסף לאמור, ביום 27 בפברואר 2023 עדכנה נתג"ז את שברון כי בעקבות תקלה באוניה המבצעת עבודות תשתית להנחת צנרת ימית עבור נתג"ז במקטע מערכת ההולכה הימית אשדוד-אשקלון צפויה דחייה של לפחות 6 חודשים בהשלמת הפרויקט כך שחלון הזמן בו יכול לחול מועד תחילת הזרמת הגז נדחה לתקופה שמיום 1 באוקטובר 2023 ועד ליום 1 באפריל 2024. לפי הודעת נתג"ז האמורה, אירוע זה הינו אירוע כוח עליון כהגדרתו בהסכם ההולכה שבין הצדדים. במענה להודעה פנתה שברון לנתג"ז לבקשת פרטים נוספים, וציינה כי על פי הפרטים המצויים בידה, אין מקום לראות באירוע האמור משום אירוע כוח עליון.

■ 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. למיטב ידיעת השותפות, עד למועד זה לא בוצע מכר בנפרד על ידי שותפי תמר.

■ ביום 9 בדצמבר 2021, השלימה השותפות את מכירת זכויותיה בשיעור של 22% בחזקות "דלית I/13" ו-"תמר I/12" לקבוצת משקיעים בראשות Tamar 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 4 ביולי 2021, התקשרה חח"י עם שותפי לווינת בהסכם SPOT לרכישת גז טבעי ממאגר לווינת, התקף למשך שנה, במסגרתו הוסכם כי מחיר הגז ייקבע כל חודש ואין לצדדים כל התחייבות לגבי הכמויות הנרכשות. ביום 28 ביוני 2023, הוארך הסכם ה-SPOT לרכישת גז טבעי ממאגר לווינת, למשך שנה נוספת עד ליום 4 ביולי 2024.

■ ביום 20 בדצמבר 2021 דיווחו שותפות תמר על חתימת תיקון להסכם אספקת הגז בין חברת דליה חברות אנרגיה בע"מ (להלן: "**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 יוותרו כקבוע בהסכם המקורי. מחיר הגז עבור כמות גז יומית נוספת שתרכוש דליה מעבר לכמות המינימלית, יהא נמוך ממחיר הגז עבור הכמות 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.<sup>44</sup> ביום 28 בפברואר 2022 דיווחו השותפות על התקיימות התנאי המתלה הנוגע להצטרפות יתר שותפות תמר לתיקון להסכם.<sup>45</sup> ביום 24 ביולי 2022 התקיימו כלל התנאים המתלים וההסכם נכנס לתוקף. התיקון להסכם זה נחתם במקביל לביטול הסכם מכר בין דליה ואנרגיאן 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 2012<sup>46</sup> לפיו יופחת מחיר הגז אליו מחויבת חח"י בשנת 2021 על פי הסכם חח"י-תמר משנת 2012, בשיעור הגבוה במספר אחוזים משיעור ההפחתה המקסימלי שנקבע במנגנוני ההפחתה בהסכם זה לאותה שנה ולשנים העוקבות. כמו כן, נקבע כי לצדדים להסכם תישמר הזכות להתאמת המחיר (תוספת או הפחתה בשיעור של 10%) ביום 1 בינואר 2025 (חלף יום 1 ביולי 2024 בהסכם חח"י-תמר 2012).<sup>47</sup> 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.

<sup>44</sup> <https://maya.tase.co.il/reports/details/1419083/2/0>

<sup>45</sup> <https://maya.tase.co.il/reports/details/1433483/2/0>

<sup>46</sup> <https://maya.tase.co.il/reports/details/1427402/2/0>

<sup>47</sup> 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.

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 הערכת השווי טרם הושלמו כלל התנאים המתלים להשלמת העסקה.

#### 4.6.2. חזקות "כריש" ו-"תנין"

קבלת החלטת השקעה – ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש. בעקבות כך, החל מחודש מרץ 2018 ועד ליום 31 בדצמבר 2023, שילמה אנרג'יאן לשותפות כ-81.35 מיליון דולר (6 תשלומים מתוך 10, כולל ריבית) כאשר את יתרת רכיב החוב השותפות צפויה לקבל בשנת 2024.

רישום חברת אנרג'יאן למסחר בבורסה בישראל – ביום 29 באוקטובר 2018, החלה חברת האם של אנרג'יאן ישראל, Energean plc, להיסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב כחברה דואלית אשר מניותיה נסחרות בנוסף גם ברשימה הראשית של בורסת לונדון.

תחילת ייצור מתקן ההפקה הצף של אנרג'יאן – ביום 27 בנובמבר 2018, הודיעה אנרג'יאן על תחילת ייצור 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 אנרגיה בע"מ כי קבוצת MRC אשר זכתה במכרז של ח"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 אנרגיה 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 אנרגיה.

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 BCM 2 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 להידרוקרבוניים מקידוח "כריש צפון", ובנוסף, לא כל הנוזלים 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 אנרגיה לקרן נוי** – ביום 25 במאי 2020 התקשרו קבוצת דלק ודלק אנרגיה, 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 אנרגיה 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'י"). בתמורה לאחזקותיה של קרן קרוג'י 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.

אנרגיאן 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 אנרגיאן כי חתמה עם הבנקים ג'י פי מורגן ומורגן סטנלי על הסכם הלוואה בסך 700 מיליון דולר לתקופה של 18 חודשים. הריבית על הלוואה תעמוד על 5.75% ותעלה ב-0.25% כל שלושה חודשים עד לשיעור ריבית מקסימלי של 7%. הלוואה תשמש בין היתר למימון פיתוח מאגר "כריש צפון"; למימון עסקת רכישת האחזקות של קרן קרוגין באנרגיאן ישראל; להשקעות נוספות במאגר כריש; וכן למימון קמפיין אקספלורציה נוסף של החברה בתחילת שנת 2022. במקביל, הגיעה אנרגיאן 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 אנרגיאן 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<sup>48</sup>.
- ביום 28 ביוני 2021, דיווחה אנרגיאן כי אנרגיאן 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 11 בנובמבר 2021 הודיעה אנרגיאן 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 אנרגיאן 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 אנרגיאן כי חתמה על הסכם עם חברת KANFA AS לבניית OTM (Oil Train Module) שני עבור מאגר כריש. הקמת ה-OTM הנוסף תאפשר להגדיל את תפוקת הנוזלים הפחממניים של האסדה הצפה (FPSO) מ-18 kbo ביום ל-32 kbo ביום. חיבור ה-OTM צפוי להתבצע במהלך המחצית השנייה של שנת 2023.

<sup>48</sup> TASE UP הינה פלטפורמה לגיוס הון או חוב עבור גופים פרטיים ממשקיעים מוסדיים ו/או מלקוחות כשירים אחרים (לרבות פרטיים) מישראל ומחול. כמו כן, הגופים הפרטיים יכולים להשתמש בפלטפורמה למסחר, וזאת מבלי שיהיו מחויבים בפרסום תשקיף ומבלי שיחולו עליהם דרישות גילוי או חובות דיווח שוטפות.

- **חתימת הסכם SPOT למכירת גז טבעי עם חח"י** – ביום 14 במרץ 2022 דיווחה אנרגיאן כי התקשרה עם חח"י בהסכם SPOT לאספקת גז טבעי ממאגר כריש (להלן בסעיף זה: "**הסכם הספוט**"). על פי הסכם הספוט, לחח"י הזכות לרכוש גז טבעי במחיר חודשי משתנה, ובכמויות אשר ייקבעו על בסיס יומי (ללא התחייבות). הסכם הספוט יחול ממועד הפקת גז ראשון ממאגר כריש ולמשך שנה, עם אופציות להארכה בכפוף להסכמות שני הצדדים. בהמשך לאמור, דיווחה חח"י במסגרת הדו"ח הרבעוני שלה לתקופה שהסתיימה ביום 30 בספטמבר, 2023 כי ביום 15 באוקטובר 2023, הוארך הסכם הספוט למשך שנה נוספת עד ליום 17 באוקטובר, 2024.
- **חתימת הסכם למכירת גז טבעי עם שותפות תחנת הכוח חגית מזרח** – ביום 3 במאי 2022 דיווחה 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.
- **המחלוקת בין אנרגיאן וניו-מד אנרג'י בקשר עם הזכאות לקבלת יתרת רכיב החוב** - ביום 31 במאי 2022 הגישה השותפות תביעה כספית נגד אנרגיאן, בסכום כולל של 65.1 מיליון דולר, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית. במסגרת התביעה, טוענת השותפות כי על-פי הוראות הסכם מכירת הזכויות בחזקות תנין וכריש לאנרגיאן, במקרה שבו אנרגיאן תשיג את המימון הפיננסי עבור עלויות השלב הראשון של תוכנית הפיתוח המאושרת בחזקות תנין וכריש בתוספת מלוא התמורה הכספית עבור רכיב החוב, תחול על אנרגיאן חובת תשלום מיידי של יתרת רכיב החוב. לפיכך, לעמדת השותפות, הודעת אנרגיאן מיום 30 באפריל 2020 על הנפקת אגרות חוב בסכום כולל של 2.5 מיליארד דולר ועל שחרור כספי ההנפקה לחשבונותיה, מהווה עילה לתשלום מיידי של יתרת התמורה.

בהמשך לאמור, ביום 19 באפריל 2023 התקיים דיון קדם משפט בתביעה, וכי בהתאם להחלטה שהתקבלה במסגרתו, ביום 10 במאי 2023 הגישו הצדדים הודעה משותפת לבית המשפט אודות הסכמתם לפנות להליך גישור, מבלי שיהיה בכך בכדי לעכב את בירור התביעה.

ביום 5 בנובמבר 2023, דיווחה השותפות אודות הסכם גישור שנחתם בינה ובין אנרגיאן, ואשר קיבל תוקף של פס"ד. על פי ההסכם, אנרגיאן תשלם לשותפות בשני תשלומים בשנת 2024, סך כולל של כ-47.4 מיליון דולר, המהווה את מלוא יתרת התמורה בתוספת ריבית שנתית מוסכמת. תשלום ראשון על סך של 30 מיליון דולר אשר יבוצע עד ליום 30 במרץ, 2024 ותשלום שני על סך של כ-17.4 מיליון דולר אשר יבוצע עד ליום 15 במאי, 2024. עם השלמת התשלום כאמור תסולקנה טענות הצדדים בקשר עם ההליך המשפטי בעניין זה.



- ביום 9 באוקטובר 2022 דיווחה אנרגיפאן על הזרמת גז טבעי מהחוף לאסדה הצפה (FPSO) דרך מערכות הובלת הגז כחלק מהבדיקות והרצת המערכות שביצעה החברה כהכנה לתחילת הפקת גז טבעי ממאגר כריש.
- ביום 26 באוקטובר 2022 דיווחה אנרגיפאן 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 אנרגיפאן לסיים התקנת מרכיבי מערכת נוספים אשר יאפשרו להגדיל את יכולת ההפקה מהמאגר לעד כ-8.0 BCM בשנה. להערכת אנרגיפאן, 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 אנרגיפאן 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 אנרגיפאן כי תחילת ההפקה ממאגר כריש צפון צפויה בסוף שנת 2023 (חלף המחצית השנייה של שנת 2023 בדיווחים קודמים).
- **עדכון היקף המשאבים המיוחסים למאגרי כריש, כריש צפון ותנין** – ביום 23 במרץ 2023 פרסמה אנרגיפאן דו"ח משאבים ועתודות ליום 31 בדצמבר 2022 שנערך על ידי מעריך המשאבים DeGolyer and MacNaughton לפיו במאגרי 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<sup>49</sup>. אנרגיפאן דחתה את מועד תחילת ההפקה הצפוי ממאגר תנין לשנת 2030 (חלף 2028). כמו כן, פרסמה אנרגיפאן את תחזיותיה בנוגע לקצב הפקת הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים מכל אחד המאגרים וכן תחזיות הנוגעות להיקפי ההשקעות ההוניות, תמלוגים, מיסים ועלויות התפעול של המאגרים.
- ביום 18 ביוני, 2023 הודיעה אנרגיפאן, כי בכוונת Energean Israel Finance Ltd<sup>50</sup> להנפיק סדרת אגרת חוב בכירה מובטחת, בסך כולל של 750 מיליון דולר, שעתידה להיפרע ביום 30 בספטמבר 2033. שיעור הריבית השנתית של סדרה זו הינה 8.50% והיא תשולם בתשלומים חצי שנתיים ב-30/03 וב-30/09 בכל שנה. על פי הדיווח, אגרת החוב צפויה להיות מונפקת בחודש יולי 2023 ולהיסחר ב-TASE-UP<sup>51</sup>. בכוונת אנרגיפאן להשתמש בסכום זה: (1) לפירעון אגרות החוב של החברה אשר צפויות להיפרע בשנת 2024; (2) לשלם את התמורה הנדחית האחרונה לקרן קרוגין בגין רכישת אנרגיפאן ישראל; (3) למימון הוצאות ריבית; ו-(4) לשלם עמלות, ריבית נצברת והוצאות אחרות בגין פירעון אגרות החוב הנזכרות בסעיף 1 לעיל והנפקת אגרת החוב. ביום 11 ביולי, 2023 הונפקה אגרת החוב האמורה על הרצף המוסדי וביום 26

<sup>49</sup> מקור: <https://www.energean.com/media/5400/dm-final-report-energean-israel-2022ye.pdf>

<sup>50</sup> חברה למטרה מיוחדת (SPV) אשר בסיסה בישראל. החברה מוחזקת על ידי אנרגיפאן ישראל.  
<sup>51</sup> TASE UP הינה פלטפורמה לגיוס הון או חוב עבור גופים פרטיים ממשקיעים מוסדיים ו/או מלקוחות כשירים אחרים (לרבות פרטיים) מישראל ומחו"ל. כמו כן, הגופים הפרטיים יכולים להשתמש בפלטפורמה למסחר, וזאת מבלי שיהיו מחויבים בפרסום תשקיף ומבלי שיחולו עליהם דרישות גילוי או חובות דיווח שוטפות.

ביולי, 2023 ניתן דירוג il.A להנפקת אגרת החוב הבכירה המובטחת על ידי סוכנות הדירוג מעלות S&P עם תחזית יציבה.<sup>52</sup>

#### 4.6.3. חזקות נוספות

ביום 13 בדצמבר, 2022 פרסם משרד האנרגיה את ההליך התחרותי הרביעי לקבלת רישיונות לחיפושי גז טבעי במימי ישראל (להלן בסעיף זה: "ההליך").<sup>53</sup> במסגרת ההליך, הוצעו ארבעה מקבצים של רישיונות חיפוש (Zones) אשר נועדו לאפשר התאמה נכונה יותר של אזורי החיפוש למבנים הגיאולוגיים בים העשויים להכיל משאבים טבעיים ואשר יאפשרו ביצוע סקרים גיאולוגיים וגיאופיזיים באופן מקצועי ויעיל יותר. יש לציין, כי בחלק מהמקבצים כבר ניתנו בעבר רישיונות חיפוש, ובוצעו בהם סקרים סיסמיים ופעולות אקספלורציה אחרות המעידות על פוטנציאל אפשרי לגילוי של מאגרי הידרוקרבונים. על פי עקרונות ההליך, רישיון החיפוש יינתן למשך תקופה של 3 שנים כאשר לאחר מכן יכול בעל הרישיון לבקש ארכה לשנתיים נוספות ולאחר מכן לעוד שנתיים נוספות (7 שנים בסה"כ), בהתקיים תנאים מסויימים. כמו כן, במסגרת ההליך יינתנו רישיונות חיפוש רק בשטחים המרוחקים מהחוף, במרחק שעולה על לפחות 40 ק"מ.

ביום 16 ביולי 2023 הסתיים שלב הגשת ההצעות בהליך, אשר במהלכו התקבלו 6 הצעות לחיפושי גז. ההצעות הוגשו ע"י 4 קבוצות שונות המורכבות מ-9 חברות בסה"כ, כאשר 5 מתוכן הינן חברות חדשות הפועלות בישראל. יצוין כי על פי תנאי ההליך, לחברות החדשות תינתן עדיפות בקבלת רישיונות החיפוש על פני החברות הקיימות.

ביום 29 באוקטובר 2023, פרסם משרד האנרגיה והתשתיות את הזוכים בשני מקבצים מתוך ארבעת המקבצים שהוצעו. על פי הפרסום, הוענקו 12 רישיונות חיפוש ל-6 חברות, בהן 4 חברות חדשות במשק האנרגיה הישראלי. במקבץ הראשון הוענקו רישיונות לשותפות ניו-מד אנרג'י, לחברת האנרגיה הבריטית BP ולחברת הנפט הלאומית של אזרבייג'אן – SOCAR (כחברה מפעילה). במקבץ השני הוענקו רישיונות לחברת האנרגיה האיטלקית ENI (כחברה מפעילה), לחברת Dana Petroleum (חברה סקוטית בבעלות קוריאנית) ולחברת רציו.

#### 4.6.4. אירועים לאחר תקופת הדיווח

ביום 18 בינואר 2024 עדכנה אנרג'יאן את תחזיות ההפקה שלה וציינה כי קצב ההפקה בשנת 2024 ינוע בטווח של 5.7-6.4 BCM. החברה ציינה כי טווח זה נובע בעיקר בשל תחזית הביקוש לגז של אנרג'יאן לשנת 2024 בישראל, שהושפעה מעיכובים בהספקת הפחם וחורף חם מהממוצע.

ביום 29 בפברואר 2024 דיווחה אנרג'יאן כי החלה בהפקת גז ממאגר כריש-צפון ביום 22 בפברואר 2024. הפקת הגז מתבצעת באמצעות צינור ייצוא הגז השני שהתקנתו הושלמה בדצמבר 2023. נכון לתאריך הדיווח, האסדה הצפה (FPSO) מפיקה מ-4 בארות פעילות, אשר

<sup>52</sup> מקור: <https://mayafiles.tase.co.il/rpdf/1537001-1538000/P1537511-00.pdf>  
<sup>53</sup> [https://www.gov.il/he/departments/news/press\\_131222](https://www.gov.il/he/departments/news/press_131222)



מגדילים את יתירות המלאי ומאפשרים גמישות כדי לעמוד בדרישות הביקוש לגז של לקוחות אנרגיאן.

- בהמשך לסעיף הקודם, עוד דיווחה אנרגיאן בדיווח האמור כי התקשרה עם חברת אשכול ייצור אנרגיות בע"מ (להלן: "אשכול"), חברה אשר בשליטת דליה, בהסכם לאספקת גז טבעי. על פי ההסכם, תמכור אנרגיאן לאשכול גז טבעי החל מחודש יוני 2024, בכמות שנתית של כ- BCM 0.6 עד שנת 2031 ולאחר מכן בהיקף של BCM 1 לשנה עד סוף תקופת החוזה. ההסכם כולל סעיפים המתייחסים למחירי רצפה ותקרה, מנגנון Take or Pay ומנגנון הצמדה. על פי הדיווח, סך ההיקף הכולל של החוזה יעמוד על כ- BCM 12 לתקופה של 15 שנים, והוא צפוי להניב הכנסות בשווי של כ-2 מיליארד דולר לאנרגיאן.

## 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 בפריסה של 10 תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם מיד לאחר המועד בו הרוכשת 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 (להלן: "החלטת ההשקעה") המוקדם מבין השניים. 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.
- ii. תמלוגים מההכנסות (בניכוי תמלוגים קיימים<sup>54</sup>) 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 ההיוון 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 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 וישולמו בגינם תמלוגים לשותפות, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק

<sup>54</sup> הזכויות הנמכרות הועברו לרוכשת יחד עם תמלוגי העל הקיימים בחזקות בהן נשאו כל אחת מהמוכרות ביחס לחלקן המקורי (26.4705%).

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 ממאגר כריש החלה ברבעון הרביעי של שנת 2022. כמו כן, דווח כי באר ההפקה במאגר "כריש צפון" נקדח והושלם במהלך הרבעון השלישי של שנת 2022 וגז ראשון מהמאגר צפוי במהלך הרבעון הראשון של שנת 2024. על פי פרסומים אלו תחילת ההפקה מחזקת תנין צפויה בשנת 2030. יצוין כי נכון למועד הערכת השווי, אנרג'יאן לא פרסמה הודעה האם הפקת הגז ממאגר "כריש צפון" החלה.<sup>55</sup>

במסגרת הערכת השווי הונח כי הפקת הגז מהמאגרים כריש צפון ותנין תחול בסוף הרבעון הראשון של שנת 2024 ובתחילת הרבעון הראשון של שנת 2030, בהתאמה. כמו כן, הונח כי הפקת עתודות הגז הטבעי במאגרים כריש, כריש צפון ותנין יסתיימו בשנים 2042, 2042 ו-2041, בהתאמה, בהתבסס על ההנחות שהוצגו בדו"ח D&M CPR.

### 5.2.3. תחזית כמויות וקצב הפקה שנתי

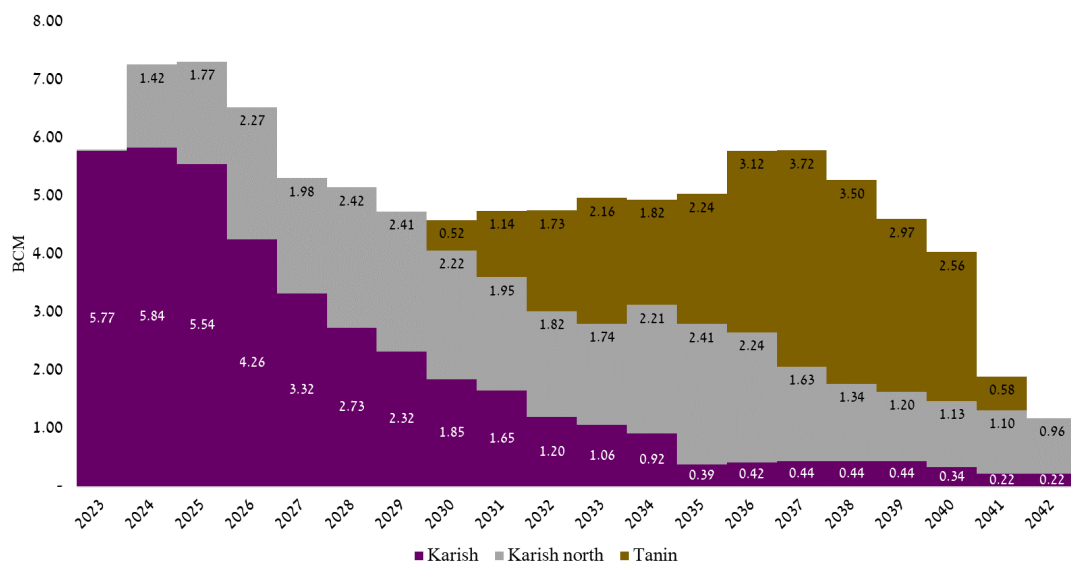
להלן פירוט כמויות הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) במאגרי כריש ותנין (100%) כפי שפורסמו בדו"ח D&M CPR:

עתודות ומשאבים		מאגר
נוזלים פחממניים (MMBBL)	גז טבעי (BCM)	
<b>2P</b>	<b>2P</b>	
54.2	39.4	כריש
36.9	34.2	כריש צפון
4.5	26.1	תנין
<b>95.6</b>	<b>99.6</b>	<b>סה"כ</b>

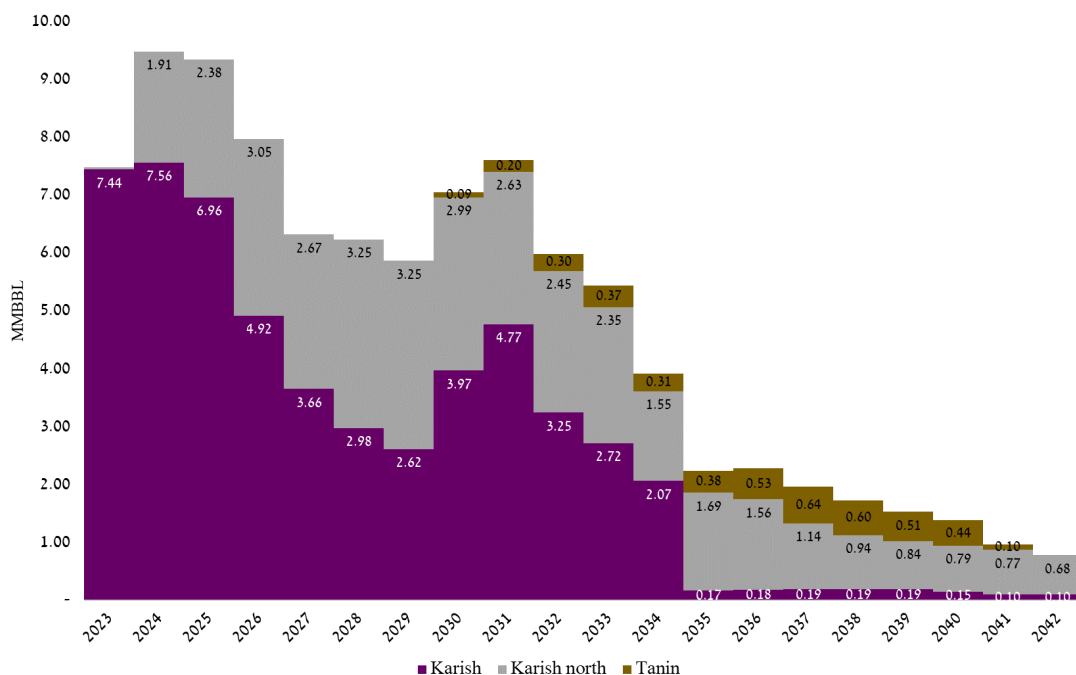
בהתבסס על דו"חותייה הכספיים של אנרג'יאן ליום 30 בספטמבר 2023, על דיווחה של אנרג'יאן לבורסה מיום 18 בינואר 2023 בדבר עדכונים תפעוליים ופיננסיים ליום 31 בדצמבר 2023 ועל יחס ההמרה הנגזר מהטבלה לעיל בין כמות הגז הטבעי וכמות הנוזלים הפחממניים במאגר כריש, בשנת 2023 הפיקה אנרג'יאן כ-4.4 BCM של גז טבעי וכ-3.8 מיליון חביות של נוזלים פחממניים. יצוין, כי במסגרת התמלוגים אשר אנרג'יאן משלמת לשותפות, היא אינה מספקת לשותפות נתונים בדבר כמויות ההפקה ועל כן קיים קושי בהערכת כמויות אלו. בנוסף עולה מהדו"ח הכספי של אנרג'יאן, כי קצב הפקת הגז (במונחים שנתיים) עומד על כ-6 BCM. בהתאם לדיווחים אלו, ובהתבסס על שווי התמלוגים שהועברו לחברה הפחתנו את יתרות העתודות והמשאבים במאגר כריש, כפי שפורטו בדו"ח D&M CPR.

להלן תרשים המתאר את קצב ההפקה של גז טבעי מהמאגרים על פי דו"ח D&M CPR (עתודות מסוג 2P):

<sup>55</sup> להרחבה אודות תחילת ההפקה ממאגר כריש-צפון לאחר תקופת הדיווח, ראה סי' 4.6.4.



להלן תרשים המתאר את קצב ההפקה של הנוזלים הפחמניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) מהמאגרים על פי דו"ח D&M CPR (עתודות מסוג 2P):



תחזית קצב ההפקה השנתי של הגז הטבעי והקונדנסט, ששימשה בהערכת השווי התבססה על קצב ההפקה בדו"ח D&M CPR המשקף להערכתנו את התרחיש הסביר בהינתן המידע הפומבי הקיים בקשר לחוזים שנחתמו, היקף הביקושים והתחרות הצפויה בשוק המקומי (לפירוט תחזית קצב הפקת גז טבעי וקונדנסט שנתי ראה נספח א').

בנוסף, בהתאם לפרסומים השונים של אנרגיאן הנוגעים לקצב ההפקה בפועל ולקצב ההפקה החזוי מהמאגרים אשר פורסמו לאחר פרסום דו"ח D&M CPR, בוצעו התאמות לקצב הפקת הגז הטבעי והקונדנסט בשנת 2024. פרסומים אלו כוללים בין היתר, קצב הפקה בפועל אשר נמוך מקצב ההפקה החזוי בדו"ח D&M CPR וכן תחזיות מבוססות Ramp-Up בקצב ההפקה אשר

בהיעדר מידע ציבורי נוסף אין ביכולתנו להעריך את היתכנות וסבירות התקיימותן. נכון למועד הערכת השווי פרסומים אלו הינם המקור היחיד לתחזיות אנרגיאן הנוגעות לקצב ההפקה מהמאגרים. יש לציין, כי בשל התאמות אלו לקצב ההפקה, יתרת הכמות, שהופחתה בקצב ההפקה בשנת 2024, נדחתה לשנים האחרונות בפרופיל ההפקה. כמו כן, בהתאם לדו"ח D&M CPR הונח מקדם המרה של כ-37.2 מ' מיחידת MMBTU ליחידת BCM.

#### 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 29.97 אגורות (דצמבר 2023). לאורך יתר שנות התחזית הונח כי תעריף רכיב הייצור ישתנה בהתאם להוצאות הצפויות לחח"י בגין ייצור חשמל, המושפעות בין היתר ממחירי הגז הטבעי, הפחם, שינויים בשער החליפין (שקל/דולר), הסבת תחנות כוח פחמיות לשימוש בגז טבעי, הקמת תחנות כוח נוספות מונעות גז טבעי על ידי חח"י, מכירת תחנות כוח ליצרני חשמל פרטיים ומעלויות ייצור נוספות. בהתאם לתחזיותינו, תעריף רכיב הייצור צפוי להיות בטווח של כ-32.45-28.91 אגורות לאורך השנים 2024-2037.
  - 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 קבוע של כ-4.04 דולר ארה"ב ל-mmbtu משנת 2024 ועל פני כל שנות התחזית.

#### 5.2.5. תחזית מחירי קונדנסט

תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס ממוצע תחזית מחירי נפט ארוכת טווח של ה-World Bank<sup>56</sup>, וה-<sup>57</sup>EIA ומחירי הפורורד של הברנט ע"פ נתוני בלומברג.

<sup>56</sup> A World Bank Semi-Annual Report: Commodity Markets Outlook, October 2023  
<sup>57</sup> U.S Energy Information Administration: Analysis & Projections, December 2023

### 5.2.6. שיעור התמלוגים

שיעור התמלוגים האפקטיבי המשולם לשותפות נגזר משיעור התמלוגים האפקטיבי המשולם למדינה. שיעור התמלוגים אשר ישולם למדינה נקבע בהתאם לחוק הנפט ועומד על 12.5% משווי הגז בפי הבאר<sup>58</sup>. עם זאת, שיעור התמלוגים אשר ישולם בפועל הינו נמוך יותר, כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. בהתאם לקביעת משרד האנרגיה שיעור המקדמות אשר ישולמו למדינה בשנת 2024 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט מחזקת כריש הינו 11.06%. יצוין כי, שיעור זה מהווה מקדמה בלבד וחישוב שווי השוק של שיעור התמלוגים בפי הבאר יקבע בעתיד בהתאם לשיעור ואופן ניכוי ההוצאות שיוסכם עם משרד האנרגיה.

### 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 כ-47% (בהתאם לשיעור מס החברות<sup>59</sup>) 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-10.88% על בסיס ממוצע משוקלל לשיעור התשואה הנדרשת להון העצמי, אשר נאמד באמצעות מודל ה-CAPM, מחיר החוב הנורמטיבי ובניכוי סיכון תפעולי, כמפורט בטבלה להלן:

פרמטר	ערך	ביאור
ריבית חסרת סיכון	3.89%	א
ביטא	1.64	ב
פרמיית שוק	6.07%	ג
פרמיית סיכון ספציפית	4.1%	ד
<b>מחיר ההון העצמי של החברה</b>	<b>17.9%</b>	
מחיר החוב	9.0%	ה
שיעור מס	0.0%	ו
שיעור מינוף	60%	ז
<b>מחיר ההון המשוקלל</b>	<b>12.6%</b>	
ניכוי סיכון תפעולי	-1.70%	ח
<b>מחיר ההון המשוקלל בניכוי סיכון תפעולי</b>	<b>10.88%</b>	

<sup>58</sup> 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](https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/os_090220)

<sup>59</sup> 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 (4.49 שנים).
- ב. על בסיס ממוצע ביטאות לא ממונפות של מדגם חברות דומות כמפורט בטבלה להלן:

חברה	ביטא לא ממונפת
Isramco Negev 2 Limited Partnership	0.81
Ratio Energies Limited Partnership	0.99
Tamar Petroleum Ltd.	0.18
Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.	0.32
Newmed Energy Limited Partnership	0.97
<b>ממוצע חברות מדגם</b>	<b>0.66</b>

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 יוני 2023).

ד. פרמיית סיכון לגודל ע"פ Duff & Phelps International Valuation Handbook 2022 בתוספת פרמיית סיכון ספציפית בגין התנדטיות במחירי הנפט והתחרות בשוק המקומי.

ה. מחיר החוב נאמד בהתבסס על שיעור התשואה הנגזר מהנפקת האג"ח שביצעה אנרג'יאן בחודש יולי 2023<sup>60</sup>.

ו. מודל הערכת השווי הינו מודל לפני מס ולכן לא נלקח מס בשיעור ההיוון.

ז. שיעור המינוף הממוצע של חברות המדגם (בסעיף ב' לעיל) ליום 10 בדצמבר 2023 נאמד בכ- 37.0%. להערכתנו שיעור המינוף הנורמטיבי לטווח ארוך עומד על 60.0%.

ח. שיעור ההיוון של 12.6% אשר נאמד באמצעות מודל ה-CAPM (להלן: "שיעור ההיוון התפעולי") כולל סיכונים תפעוליים רבים אשר מקבל תמלוגי העל אינו חשוף אליהם. מניסיוננו שיעור ההיוון התפעולי גבוה משיעור ההיוון לתמלוגים בשיעור שנע בין 1.5%-2.0%. לאור זאת, בוצעה הפחתה בשיעור של כ-1.7% משיעור הסיכון שהתקבל במודל.

### 5.3. תוצאות הערכת השווי

בהתאם להנחות המפורטות בגוף העבודה, שווי התמלוגים ליום 31 בדצמבר 2023 נאמד בכ-273.2 מיליון דולר (שווי תמלוגי כריש (כולל כריש צפון) ותמלוגי תנין נאמדו בכ-232.5 מיליון דולר וכ-40.7 מיליון דולר, בהתאמה). **יובהר כי הערכת השווי אינה מתייחסת למחלוקות, ככל וקיימות, בין אנרג'יאן והשותפות ולהשלכותיהן (לפירוט ראה סעיף 4.6.2 לעיל).**

<sup>60</sup> להרחבה ראה ס' 4.6.2.

#### 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		
290.6	275.5	264.0	247.9	234.2	250.5	232.6	+250 bp	שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
301.6	285.9	274.2	257.4	243.3	259.5	241.1	+150 bp	
313.7	297.2	285.3	267.7	253.2	269.3	250.3	+50 bp	
320.1	303.3	291.2	<b>273.2</b>	258.5	274.5	255.3	-	
326.8	309.6	297.4	279.0	264.1	280.0	260.4	-50 bp	
341.1	323.1	310.7	291.2	275.9	291.5	271.3	-150 bp	
356.8	337.9	325.2	304.7	288.9	304.2	283.3	-250 bp	

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים בכמות ההפקה השנתית, במיליוני דולר ארה"ב:

שינוי בקצב ההפקה השנתית של גז טבעי (BCM)								
1.00	0.50	0.25	-	-0.25	-0.50	-1.00		
266.5	258.8	253.4	247.9	242.0	239.1	226.4	+250 bp	שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
275.9	268.3	262.9	257.4	251.4	248.8	235.9	+150 bp	
286.0	278.7	273.3	267.7	261.7	259.5	246.3	+50 bp	
291.3	284.2	278.8	<b>273.2</b>	267.2	265.2	251.9	-	
296.9	290.0	284.5	279.0	272.9	271.1	257.7	-50 bp	
308.8	302.3	296.8	291.2	285.2	283.9	270.4	-150 bp	
321.8	315.7	310.2	304.7	298.7	298.0	284.3	-250 bp	

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים במחירי הקונדנסט, במיליוני דולר ארה"ב:

שינוי בוקטור מחירי קונדנסט (דולר ארה"ב ל-BBL)								
30.00	20.00	10.00	-	-10.00	-20.00	-30.00		
274.0	265.3	256.6	247.9	238.7	229.6	252.9	+250 bp	שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
284.2	275.3	266.4	257.4	247.9	238.6	262.2	+150 bp	
295.4	286.2	276.9	267.7	258.0	248.4	272.3	+50 bp	
301.3	292.0	282.6	<b>273.2</b>	263.3	253.6	277.7	-	
307.5	298.0	288.5	279.0	268.9	259.0	283.3	-50 bp	
320.8	311.0	301.1	291.2	280.9	270.7	295.2	-150 bp	
335.3	325.1	314.9	304.7	294.0	283.5	308.3	-250 bp	





נספח א' - תחזית תזרימי מזומנים

Year	Unit	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<u>Production</u>										
Gas production - Karish*	bcm/y	5.70	7.31	6.52	5.30	5.15	4.74	4.07	3.61	3.14
Gas production - Tanin	bcm/y	-	-	-	-	-	-	0.52	1.14	1.73
Condensate production - Karish*	bbl/y m	7.44	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
<u>Prices</u>										
Natural gas price	US\$	4.16	4.46	4.30	4.31	4.37	4.35	4.31	4.32	4.30
Condensate Price	US\$	79.91	76.65	70.78	69.05	67.97	67.44	67.19	66.93	66.67
<u>Revenues</u>										
<u>Karish - Revenues*</u>										
Natural Gas Revenues	US\$ MM	881.9	1,212.9	1,042.3	849.4	836.2	766.8	652.0	578.6	501.8
Condensate Revenues	US\$ MM	594.6	716.3	564.1	436.5	423.8	395.6	467.6	495.5	379.6
Total Gross Revenues	US\$ MM	1,476.6	1,929.2	1,606.5	1,285.9	1,260.0	1,162.4	1,119.6	1,074.2	881.3
<u>Tanin - Revenues</u>										
Natural Gas Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	83.7	183.3	276.7
Condensate Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	6.0	13.3	19.7
Total Gross Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	89.7	196.6	296.4
<b>K&amp;T - Total Gross Revenues</b>	<b>US\$ MM</b>	<b>1,476.6</b>	<b>1,929.2</b>	<b>1,606.5</b>	<b>1,285.9</b>	<b>1,260.0</b>	<b>1,162.4</b>	<b>1,209.3</b>	<b>1,270.7</b>	<b>1,177.7</b>
<u>New-Med Energy - Transaction Revenues</u>										
Karish ORRI, Net*	US\$ MM	66.9	53.5	41.2	27.9	24.6	20.8	18.5	16.6	13.4
Tanin ORRI Net	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	4.1	8.9	13.4
<b>Transaction ORRI, Net**</b>	<b>US\$ MM</b>	<b>66.9</b>	<b>53.5</b>	<b>41.2</b>	<b>27.9</b>	<b>24.6</b>	<b>20.8</b>	<b>22.6</b>	<b>25.5</b>	<b>26.8</b>
Karish Discounted Transaction Revenues*	US\$ MM	63.4	46.2	31.9	19.5	15.5	11.8	9.5	7.7	5.6
Tanin Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	2.1	4.1	5.6
<b>Total Discounted Transaction Revenues</b>	<b>US\$ MM</b>	<b>63.4</b>	<b>46.2</b>	<b>31.9</b>	<b>19.5</b>	<b>15.5</b>	<b>11.8</b>	<b>11.6</b>	<b>11.8</b>	<b>11.1</b>

\*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	3.04	3.13	3.31	3.12	2.45	2.13	1.81	1.68	1.60	1.36
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	4.09	3.11	2.68	2.01	1.80	1.45	1.36	1.29	1.20
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\$	4.32	4.34	4.20	4.03	4.03	4.03	4.05	4.05	4.05	4.05
Condensate Price	US\$	66.41	66.16	65.90	65.65	65.39	65.14	64.89	64.63	64.38	64.14
<u>Revenues</u>											
<u>Karish - Revenues*</u>											
Natural Gas Revenues	US\$ MM	488.1	504.2	517.6	467.5	367.4	319.5	272.8	252.6	241.1	204.8
Condensate Revenues	US\$ MM	336.4	270.7	204.8	176.2	131.3	117.5	93.8	87.9	82.9	76.8
Total Gross Revenues	US\$ MM	824.5	774.9	722.4	643.7	498.7	436.9	366.7	340.6	324.0	281.7
<u>Tanin - Revenues</u>											
Natural Gas Revenues	US\$ MM	346.7	292.8	349.5	467.6	556.9	524.3	446.5	385.5	87.1	-
Condensate Revenues	US\$ MM	24.5	20.5	25.2	34.9	41.5	39.0	32.8	28.3	6.4	-
Total Gross Revenues	US\$ MM	371.3	313.3	374.7	502.5	598.4	563.3	479.3	413.8	93.6	-
<b>K&amp;T - Total Gross Revenues</b>	<b>US\$ MM</b>	<b>1,195.7</b>	<b>1,088.2</b>	<b>1,097.1</b>	<b>1,146.2</b>	<b>1,097.1</b>	<b>1,000.2</b>	<b>846.0</b>	<b>754.4</b>	<b>417.6</b>	<b>281.7</b>
<u>New-Med Energy - Transaction Revenues</u>											
Karish ORRI, Net*	US\$ MM	12.5	11.7	11.0	9.8	7.6	6.6	5.6	5.2	4.9	4.3
Tanin ORRI Net	US\$ MM	16.8	14.2	17.0	13.9	14.6	10.2	7.5	6.3	1.4	-
<b>Transaction ORRI, Net**</b>	<b>US\$ MM</b>	<b>29.3</b>	<b>25.9</b>	<b>27.9</b>	<b>23.7</b>	<b>22.1</b>	<b>16.9</b>	<b>13.1</b>	<b>11.4</b>	<b>6.3</b>	<b>4.3</b>
Karish Discounted Transaction Revenues*	US\$ MM	4.7	4.0	3.3	2.7	1.9	1.5	1.1	0.9	0.8	0.6
Tanin Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	6.3	4.8	5.2	3.9	3.6	2.3	1.5	1.1	0.2	-
<b>Total Discounted Transaction Revenues</b>	<b>US\$ MM</b>	<b>11.0</b>	<b>8.8</b>	<b>8.5</b>	<b>6.6</b>	<b>5.5</b>	<b>3.8</b>	<b>2.6</b>	<b>2.1</b>	<b>1.0</b>	<b>0.6</b>

\*Including Karish North

\*\*Net of Existing ORRI net of Petroleum Tax



ניו-מד אנרג'י/השותפות	ניו-מד אנרג'י שותפות מוגבלת
אבנר	אבנר חיפושי נפט שותפות מוגבלת
גז טבעי	תערובת גזים המכילה בעיקר מתאן, המשמשת בעיקר לייצור חשמל וכמקור אנרגיה לתעשייה
הרוכשת/אנרג'יאן	Energygean Plc באמצעות Energygean Israel Limited (לשעבר Ocean Energygean (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 לויתן, 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, Liquid Natural Gas
MMBTU	מיליון BTU – יחידת אנרגיה המשמשת כבסיס לקביעת מחירי גז טבעי