דירוג פרויקטים של תחנות כוח

דוח מתודולוגי | דצמבר 2011

1

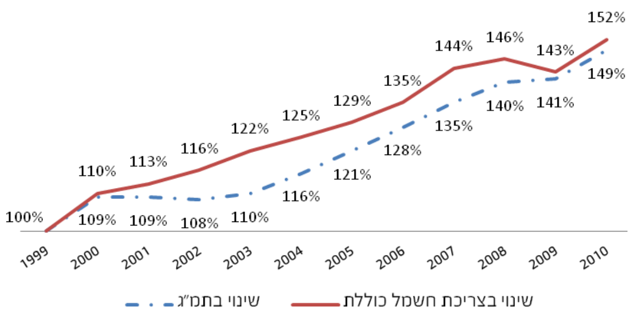
מחברים:
רו"ח ניר טורנר, אנליסט
nirt@midroog.co.il

אדם בן יהודה, ראש צוות
adamb@midroog.co.il

אנשי קשר:
רו"ח מירב בן כנען הלר - סמנכ"ל, ראש תחום מימון מובנה ופרויקטים
meravb@midroog.co.il

משק החשמל בישראל הינו משק סגור, אשר הרוב המוחלט של החשמל מיוצר ע"י חברת חשמל לישראל (כ- 98% מההספק המותקן במשק נכון ל- 31.12.2010) והיתרה ע"י מספר יצרני חשמל פרטיים. צריכת החשמל במקביל לגידול בתמ"ג ואף בשיעור גבוה ממנו (ראה גרף 1); בין השנים 1999- 2010 עלה התמ"ג בשיעור של כ- 3.5% בממוצע מדי שנה, כאשר צריכת החשמל עלתה בשיעור של כ- 3.7% בממוצע, מדי שנה.

גרף 1: **השינוי בתמ"ג מול השינוי בצריכת החשמל הכוללת**

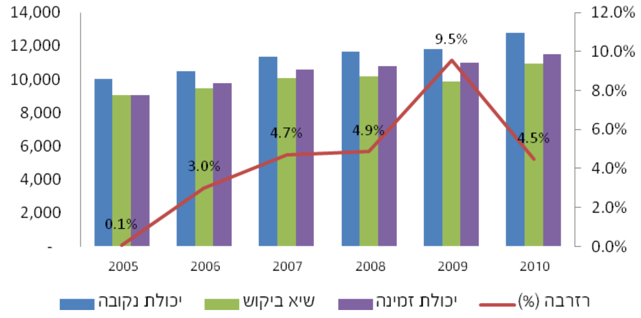


*השינוי מוצג באחוזים וביחס לשנת הבסיס (1999).

מקור: דין וחשבון סטטיסטי לשנת 2010 חברת החשמל ועיבודי מידרוג

גרף 2 משקף את התפתחות היכולת הנקובה באספקת חשמל לאורך השנים, כנגד שיאי הביקוש בכל שנה[1]. באופן זה, ניתן לאפיין את רזרבת הייצור מעל צריכת החשמל במועדי שיא הביקוש. בפועל, היכולת הזמינה בשעות שיא הביקוש הינה נמוכה יותר, עקב פעולות תחזוקה שוטפת ותקופתית ותקלות ביחידות הייצור השונות. ממוצע זמינות אמצעי הייצור בשנים 2001-2010 הינו כ- 93% ונע בטווח שבין 88% ל-99%, ועל כן, עלולים להיווצר מצבים של מחסור בחשמל.

גרף 2: **יכולת נקובה מול ביקוש שיא (MW) ושיעור הרזרבה (%)**



מקור: דין וחשבון סטטיסטי לשנת 2010 חברת החשמל ועיבודי מידרוג

בשנת 2009 חל קיטון חד-פעמי בצריכה (לראשונה מאז קיומו של משק חשמל בישראל), אשר מיוחס למשבר הכלכלי העולמי, בין היתר, כתוצאה מירידה של כ- 12% בהיקפי הצריכה בתעשייה. במהלך שנת 2010 חזר המשק למגמת הגידול עם צמיחה של כ- 6% ביחס לשנת 2009. ניתן לראות כי ב- 2010 רזרבת היכולת הנקובה, אל מול שיא הביקוש ירדה ל- 13%. בחודש אוגוסט 2010 נרשם שיא ביקוש של 11,530 מגוואט ויותר; וזאת, מול יכולת תקנית זמינה של החברה בהיקף 11,520 מגוואט. בפועל, החברה ייצרה חשמל בהספק כולל של 10,950 מגוואט, וביקשה מבעלי גנרטורים פרטיים להפעילם.

מגמות אלו מצביעות, מחד, על רזרבות ייצור בלתי מספיקות, ומאידך, מחייבות השקעה בלתי פוסקת באמצעי ייצור לשם עמידה בצרכים הלאומיים הגדלים. שיעור הרזרבה[2] מהיכולת הנקובה של חברת חשמל הינו כ- 6% בממוצע בין השנים 2001-2010; שיעור זה הינו נמוך יחסית למקובל במדינות ה-OECD, ונמוך משמעותית ביחס להמלצות שהוגשו בעבר למשרד התשתיות הלאומיות ולחברת החשמל, באשר לשיעור רזרבה רצוי של כ- 20%[3]. שיעור הרזרבה הרצוי

---

[1] הנתונים מתייחסים להספק יכולת נקובה ולשיאי ביקוש מחברת חשמל.

[2] ההפרש בין שיא הביקוש השנתי של חברת חשמל ליכולת הייצור הזמינה, בפועל, באותה נקודת זמן, בהינתן שלא כל יחידות הייצור זמינות באופן מלא (עקב תחזוקה, תקלות וכדומה, כאמור).

[3] מקור: דוח לניתוח הכשלים בפיתוח משק החשמל בישראל של המרכז למחקר ומידע של הכנסת, אשר הוגש לוועדת הכלכלה ב- 25 במאי 2009.

מידרוג

מושפע, בין היתר, מהיקף משק החשמל, הספק יחידת הייצור הגדולה ביותר במשק, זמינות ייצור שנתית ממוצעת וזמינות אפשרית ממשקי חשמל של מדינות שכנות (אשר אינו רלוונטי לישראל). בנובמבר 2010 הציג "צוות 90 הימים"[4] את מסקנותיו העיקריות, כדלהלן: (1) על חח"י להשלים את הקמתן של 3 תחנות-כוח הפועלות על בסיס גז, באמצעות תוספות קיטוריות (תוספת הספק של כ- 400 מגוואט בעלות של כ- 3.5 מיליארד ₪; (2) יש לבחון שילוב יצרני חשמל פרטיים (יחפ"ים) במשק החשמל כתחליף לייצור חשמל ע"י חח"י, כמו גם האצת השילוב של אנרגיות מתחדשות; ו- (3) קידום פעילות התייעלות אנרגטית וייצור באנרגיה מתחדשת. כמו כן, נשקלות ההשלכות הכלכליות של תחנה נוספת, מבוססת פחם ו/או גז, באשקלון (פרויקט D).

על מנת לעודד הקמתם והפעלתם של מתקני ייצור חשמל פרטיים וכחלק מהמגמה לפתח את התחרות בתחום ייצור החשמל, פרסם משרד התשתיות את תקנות משק החשמל (יצרן פרטי קונבנציונאלי) בשנת 2004. בתקנות אלה ונוספות, בכללים שקבעה רשות החשמל ובהחלטות ממשלה, נקבעו מנגנונים תומכי מימון להקמתם ותפעולם של היח"פים. בין היתר, נקבע מנגנון לקביעת תעריף החשמל, הגנות כוח-עליון, חובה מצד חח"י לרכוש את עודפי ההספק של היחפ"ים ואף הוצעה ערבות מדינה כנגד עמידת חח"י בהתחייבויותיה. היקף כושר הייצור המותקן במשק החשמל של יצרנים פרטיים, נכון לדצמבר 2010, מהווה כ- 2.1% מסך כושר הייצור המותקן במדינת ישראל.[5] רכישות החשמל של חברת החשמל מיצרנים פרטיים בשנת 2010 היוו כ- 0.5% מסך החשמל אותה סיפקה חברת החשמל. נכון למועד הדוח, שני יצרני חשמל פרטיים, דוראד ואו.פי.סי רותם, החלו בהקמת תחנות כוח פרטיות בעלות הספק משמעותי, 820 ו-440 מגוואט, בהתאמה, ויצרן נוסף, דליה אנרגיות, נמצא בתהליכי סגירה פיננסית להקמת תחנה בהיקף של 835 מגוואט[6]; עלותם הכוללת של שלושת הפרויקטים מוערכת בכ- 10.5 מיליארד ₪. היקף ההספק המשתקף ברשימת הרישיונות המותנים, אותן סיפקה רשות החשמל, נכון לספטמבר 2011, הינו כ- 3,531 מגוואט (2,844 מגוואט בטכנולוגיה קונבנציונאלית ו- 687.5 מגוואט במתקני קוגנרציה)[7]. העלות המוערכת של הקמת מתקני ייצור החשמל הפרטיים הינה כ- 20 מיליארד ₪[8]. בנובמבר 2011, פרסמה רשות החשמל שימוע להחלטה, אשר מגבילה את היקף הקצאת הזמינות הקבועה למנהל המערכת (חח"י) של יצרני חשמל בטכנולוגיה קונבנציונאלית ל-1,000 מגוואט. נכון לספטמבר 2011, רשימת הרישיונות המותנים בטכנולוגיה קונבנציונלית של רשות החשמל כוללת, כאמור, 2,844 מגוואט[9]. משמעות ההחלטה הינה כי, לחלק מתחנות הכוח הפרטיות המתוכננות לא תינתן הגנה בדמות יכולת הקצאת אחוז ניכר מהספקן למנהל המערכת.

גז טבעי בישראל

במהלך השנים האחרונות חל שינוי בתמהיל הדלקים המשמש לייצור חשמל במדינת ישראל. בשנת 2004 החל לראשונה השימוש בגז טבעי והחל תהליך הסבת תחנות קיימות לשימוש בגז טבעי; נכון לשנת 2010, 39.8% (כ- 5,078 מגוואט) מההספק המותקן של חברת חשמל הינו בגז אשר אחראי על 36.6% מייצור החשמל, בפועל. במהלך שנת 2010 צרכה חברת חשמל כ- 4.82 BCM גז טבעי, כ- 56% מהגז סופק מקבוצת "ים תטיס", שברשותה המאגר הימי "מרי B", המצוי כ- 24 ק"מ מערבית לאשקלון וכ- 44% הנותרים סופקו ע"י חברת EMG המצרית, באמצעות צינור ימי

4 וועדה שהוקמה בהוראת רה"מ לבחינת סוגיית הספק משק החשמל לשנים 2013-2015.

5 מקור: דוחות כספיים חברת החשמל לישראל 31.12.2010.

6 יצוין כי פרויקט דוראד כפוף להסדרים תומכי המימון, בעוד פרויקט או.פי.סי. רותם מבוסס על הסכם נפרד במסגרת מכרז.

7 בנוסף לכך, המכסה התעריפית והכמותית ליצרני חשמל בטכנולוגיית אגירה שאובה הינה 800 מגוואט, מתוכם ניתנו רישיונות מותנים ל- 500 מגוואט.

8 אומדן לפי העלויות המוערכות של פרויקט דוראד ופרויקט או.פי.סי, לפי מקורות פומביים.

9 1,124 מגוואט ללא דוראד ודליה אנרגיות (או.פי.סי רותם אינו חלק מרשימת הרישיונות המותנים שמפרסמת רשות החשמל מאחר ובמסגרת מכרז ממשלתי).

מאל-עריש לאשקלון. הזרמת הגז הטבעי ממצרים אינה עקבית ונתונה להפסקות בלתי צפויות, לעתים ארוכות (למרות קיומו של חוזה אספקת גז), זאת לאחר מספר פיצוצי חבלה, אשר אירעו במקטעים שונים בצינור בפרק הזמן שבין פברואר לנובמבר 2011. במקביל, התמוטטות משטר מובארק, שבתקופתו נחתם הסכם הגז עם ישראל מציב סימני שאלה באשר לעתיד אספקת הגז ממצרים. מאגר "ים תטיס" (שדה "מרי B", אשר בשלבי התכלות, והתוספת הצפויה מפיתוח מאגר "נועה צפון") צפוי לאזול במהלך המחצית השנייה של 2012 (כתלות בחידוש אספקת הגז מ- EMG המצרית ובכמויות שיסופקו). תחילת אספקת גז ממאגר "תמר" צפויה, במהלך המחצית השנייה של 2013, כתלות בפיתוח המאגר ללא עיכובים. משרד התשתיות נערך לגשר על פערי העיתוי באספקת הגז, בין היתר, באמצעות הקמת מצוף ימי (Buoy), אשר יאפשר יבוא גז טבעי באמצעות ספינות בעלות יכולת גיזוז, בקיבולת של כ- BCM 1.5-2.5[10] לשנה. הקמת המתקן וחיבורו אל מערכת ההולכה הארצית אמורים להסתיים (עפ"י התכנון) עד דצמבר 2012. צריכת הגז הכוללת במשק הישראלי בשנת 2010 הסתכמה בכ- BCM 5.2 וצפויה לגדול ל- BCM 11.1 בשנת 2020 (מהם BCM 7.8 עבור ייצור חשמל) ול- BCM 16.8 בשנת 2030 (מהם BCM 12.7 עבור ייצור חשמל)[11]. עתודות הגז הטבעי המוכחות של המשק הישראלי כוללות את יתרת מאגרי ים תטיס (סבירות של כ- 90% ליתרה של כ- BCM 10.2, נכון לסוף 2010, במאגר "מרי B" וכ- BCM 1.2 במאגר "נועה")[12], חזקת "תמר" (סבירות של כ- 90% לכ- BCM 189)[13] ותגלית לוויתן (סיכוי של כ- 90% לכ- BCM 299)[14].

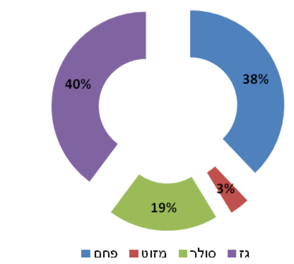
מעבר המשק הישראלי לשימוש מאסיבי בגז טבעי תלויה, בין היתר, בהשקעות נוספות במערכת הולכה בעלת קיבולות הספקה הולמות. באפריל 2011 הושלמה הקמת הקו הצפוני, המחבר בין האתר "חגית" (בחוף דור) למפרץ חיפה ואתר "אלון תבור", באורך כ- 67 ק"מ. ההשקעות העתידיות במסגרת מערכת הולכת הגז מוערכות ע"י נתיבי הגז הטבעי לישראל (נתג"ז) בכ- 3 מיליארד ₪. החברה מתכוונת להקים קו יבשתי, מקביל לקו הימי, קו לירושלים (עד אתר "בית זית"), להאריך את הקו הצפוני מזרחה ואת הקו הימי עד למפרץ חיפה ולהכפיל מספר קווים קיימים על מנת להגדיל את קיבולת ההספקה.

[10] מיליארד מטר מעוקב, יחס המרה של כ- BCM 28 ל-1 TCF
[11] משרד התשתיות הלאומיות תחזית ביקושים.
[12] דוחות כספיים לשנת 2010 ולרבעון שני 2011 דלק אנרגיה.
[13] דיווח מיידי לבורסה בנושא עדכון דוח משאבים מותנים בחזקת "תמר" מתאריך 18 באוגוסט 2011.
[14] דיווח מיידי לבורסה בנושא הערכת משאבים מותנים בתגלית לוויתן מתאריך 29 במרץ 2011.

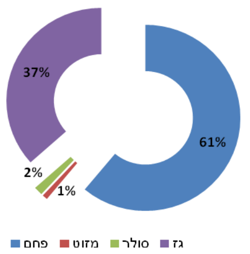
A Subsidiary of Moody's

המדיניות באשר לשימוש במקורות אנרגיה מתחדשים בישראל נובעת מהרצון להקטין את כמות המזהמים הנפלטים לאוויר בתהליך ייצור אנרגיה קונבנציונאלי, אשר פוגעת בבריאות הציבור, עלולה לזהם את הקרקע ואת מי התהום ופוגעת בשכבת האוזון. אמצעי הייצור במשק החשמל בישראל ניתנים להפעלה באמצעות פחם, סולר, מזוט וגז טבעי (ראה גרף 3); בפועל, מרבית הייצור מבוסס על פחם, המזהם יותר מגז טבעי. חשוב להדגיש, כי בעוד חלקו של הפחם בהתפלגות היכולת הנקובה הינו כ- 38%, הרי שבאמצעותו מיוצרת כ- 61% מכמות החשמל (ראה גרף 4); מגמה שעלולה להתגבר, לנוכח השיבושים באספקת הגז הטבעי(ראה לעיל).

גרף 3: התפלגות יכולת נקובה לפי סוגי דלקים



גרף 4: התפלגות ייצור חשמל לפי סוגי דלקים



מקור: דין וחשבון סטטיסטי לשנת 2010 חברת החשמל ועיבודי מידרוג

בעקבות פרוטוקול קיוטו, אשר נחתם במרץ 1999, והוועידות השונות לעניין הפחתת גזי החממה והמזהמים, הגורמים, בין היתר, לשינוי אקלימי, החליטה ישראל על אימוץ הפרוטוקול ב- 2004. עם זאת, יש לציין כי עפ"י הגדרתה בפרוטוקול, ישראל הינה בין המדינות, אשר אינן מחויבות בהפחתה. עם זאת, במסגרת החלטת ממשלה מיום 04.11.2002, נקבע כי יש לעודד ייצור חשמל ממקורות אנרגיה מתחדשים, דוגמת שמש, רוח, פסולת אורגאנית, שפכים ואחרים. במסגרת החלטת ממשלה מיום 17.07.2011, הוחלט לפעול למימוש יעדי הממשלה לייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת בהתאם להחלטת ממשלה מיום 29.01.2009, ובהתבסס על מסמך המדיניות של משרד התשתיות הלאומיות מפברואר 2010: נקבע יעד לייצור חשמל באנרגיה מתחדשת בהיקף של כ- 10%[15] עד לשנת 2020, ויעד ביניים של כ- 5%[16] עד לשנת 2014. במסגרת החלטה זו נקבע אזור הנגב והערבה כאזור לפיתוח בעדיפות לאומית בהקשר זה.[17] 5

החל משנת 2008 פורסמו הסדרות שונות, באשר להתקנת מערכות ייצור חשמל בטכנולוגיית PV[18] (פוטו-וולטאית), לפיהן חלה חובת רכישה של מלוא החשמל המיוצר ע"י חח"י, וזאת, בתעריף קבוע צמוד מדד עבור כל מתקן ייצור (בהתאם לגודלו, אופי החיבור לרשת ומועד חיבורו). בשנת 2010 סך הייצור בטכנולוגיית PV הסתכם בכ- 68 מיליוני קוט"ש. נכון לינואר 2011, לרשות החשמל הוגשו כ- 661 בקשות לקבלת רישיונות (בהיקף כולל של כ- 1,156 מגוואט), מתוכן כ- 219 מתוכננות להתחבר לרשת המתח הגבוה בהיקף של כ- 939 מגוואט.[19]

---

[15] יעד זה צפוי להיות מושג ע"י ייצור חשמל בהיקף של כ- 2,760 מגוואט.

[16] יעד זה צפוי להיות מושג ע"י ייצור חשמל בהיקף של כ- 1,550 מגוואט.

[17] מקור: אתר משרד ראש הממשלה.

[18] Photovoltaic- הפקה של אנרגיית חשמל ע"י המרת אנרגיה אלקטרומגנטית הנקלטת מקרינת השמש באמצעות תאים פוטו-וולטאיים.

[19] מקור: EnergiaNews, חדשות האנרגיה (26/01/2011)

להלן, טבלה המרכזת את ההתפתחויות האחרונות בענף זה (נכון למרץ 2011):[20]

הסדרה	תעריף (₪)	מכסה מקורית (MW)	הותקנו בפועל (MW)
עד 15 קילוואט (מערכות ביתיות)	1.93	15	8
עד 50 קילוואט	1.93	30	45
עד 5 מגוואט	1.51	120	30
עד 12 מגוואט (חיבור למתח גבוה)	1.44	300	0
עד 60 מגוואט (חיבור למתח עליון)	1.07	500	0
מעל 60 מגוואט (חיבור למתח עליון)	0.98		
סה"כ	**-**	**965**	**83**

הסדרים נוספים בתחום האנרגיה המתחדשת

- הסדרה לייצור חשמל מביו-גז, המופק מפסולת אורגאנית לסוגיה, יצאה ביולי 2011. תעריף הבסיס הינו 64 אג' לקוט"ש, עד להתקנת הספק מצטבר בפריסה ארצית של 160 מגוואט. התעריף מובטח לתקופה של 20 שנה מיום ההפעלה המסחרית, והינו צמוד במלואו למדד המחירים לצרכן.
- באוקטובר 2011 אישרה רשות החשמל ההסדרה לשילוב והקמת חוות רוח לייצור חשמל. נקבע תעריף בסך של 49 אגורות לקוט"ש (צמוד למדד המחירים לצרכן), המבטיח ליצרן רכישת חשמל ע"י חברת החשמל לתקופה של 20 שנה מיום הפעלה מסחרית[21] . בנוסף נקבע תעריף מתמרץ ליזם אשר יקים חוות רוח בטווח של שלוש שנים בשיעור של 4 אגורות לקוט"ש. ההסדרה לפי החלטה זו, תחול עד להשגת כמות מותקנת של 800 מגוואט במצטבר בפריסה ארצית לטורבינות רוח או עד יום 31.12.2017, לפי המוקדם מביניהם.
- בנובמבר 2011 יצא שימוע ציבורי להפחתת תעריפים מדורגת ביחס למתקנים חדשים[22] ליצור חשמל בטכנולוגיית PV. זאת, בעקבות הוזלה עולמית במחירי הפאנלים ובעלות התקנתם לאור עקומת הלימוד והתפתחות הטכנולוגיה.

[20] מקור: הרשות לשירותים ציבוריים - חשמל

[21] התעריף ל- 440 מגוואט הראשונים, או עד 31.12.2014 שיקבלו אישור תעריפי הינו בסך של 53 אגורות לקוט"ש, מעבר לכמות זו, התעריף יעמוד על 49 אגורות לקוט"ש.

[22] מתווה הפחתת התעריף המוצע, לא יחול על פי הצעת ההחלטה, על יזמים אשר במועד פרסום השימוע הם בעלי אישור תעריפי קבוע או מותנה או פנו בבקשה לקבלת אישור כאמור, ונמצאו זכאים לו, עד לאותו מועד.

A Subsidiary of Moody's

סקירה עולמית

מדינות העולם השונות נבדלות ביניהן בתמהיל מקורות האנרגיה המתחדשת. בשונה ממדינות אירופה, כל החשמל המסופק למדינת ישראל מקורו בתחנות כוח קונבנציונאלית (נכון להיום, שיעור החשמל המיוצר בישראל מאנרגיה מתחדשת הינו זניח). כדאיות הייצור בטכנולוגיה מסוימת נמדדת, בין היתר, באמצעות עלות הייצור ביחס ליחידת הספק (לדוגמא: קילוואט), מקדם העמסה (Load-Factor)[23] והשפעות על איכות הסביבה. מקדם העמסה נמוך עשוי לנבוע ממספר גורמים, בין היתר, זמינות תחנה נמוכה עקב פעילות תחזוקה ותקלות תפעוליות, עלות ייצור גבוהה, ובמקרה של אנרגיות מתחדשות, זמינות משאב טבע נמוכה. בעוד ייצור באנרגיות מתחדשות הינו ידידותי לסביבה, ייצור חשמל בטכנולוגיות סולאריות (פוטו-וולטאי ותרמו-סולארי) הינו יקר משמעותית ומאופיין במקדם העמסה נמוך משמעותית מייצור בטכנולוגיות קונבנציונאליות. על כן, טכנולוגיה זו אינה יכולה לשמש כמקור אנרגיה לתפוקת הבסיס (Base-Load). ייצור חשמל באמצעות חוות רוח וסכרים הידרו-אלקטריים הינו זול יותר מייצור חשמל בפחם ובגז, אך מנגד, מאופיין במקדם העמסה נמוך. ייצור חשמל באמצעות אנרגיה גיאותרמית וביו-מסה הינו זול יחסית לטכנולוגיות הקונבנציונאליות ומאופיין במקדם העמסה גבוה במיוחד, ועל כן, עשויה להוות חלק מתפוקת הבסיס. בהקשר זה נציין כי, ייצור בטכנולוגיה גרעינית פולט מזהמים ברמה נמוכה יותר מייצור בדלקים פוסיליים (פחם, גז ותזקיקי נפט) ומאופיין במקדם העמסה גבוה; מנגד, עלות הייצור הינה גבוהה יותר. ייצור חשמל בטכנולוגיה גרעינית משמש לגיוון תמהיל המקורות לתפוקת הבסיס. בהינתן עלות הייצור הגבוהה בטכנולוגיה הסולארית ומקדם ההעמסה הנמוך בטכנולוגיות המתחדשות האחרות (סולארית, רוח והידרו-אלקטרית), כדאיות ההקמה וההפעלה של תחנות כוח באנרגיה מתחדשת תלויה במשטר התמריצים הקיים במשקי החשמל השונים.

לעומת המשק הישראלי, משק החשמל הנורבגי מנצל את תנאי הטופוגרפיה במדינה, וכמעט כל החשמל (96.2%) הנצרך בנורבגיה, מקורו בטכנולוגיה הידרו-אלקטרית. דנמרק, פורטוגל, ספרד וגרמניה מייצרות 29.7%, 20.7%, 15.9% ו- 14.1% מן החשמל בתחומן, בהתאמה, ממקורות אנרגיה מתחדשים[24]. המדינה הבולטת ביותר בייצור אנרגיה גרעינית הינה צרפת (כ- 76.3%). שוויץ ושבדיה משלבות בין מקורות האנרגיה (בעיקר גרעינית והידרו-אלקטרית), כאשר רק 1.3% ו- 2.9% מהחשמל המיוצר במדינות אלו בהתאמה מקורו בתחנות כוח קונבנציונאליות.

[23] היחס שבין תפוקת תחנת כוח על פני תקופת זמן מסוימת לתפוקתה הפוטנציאלית, בהנחה שהייתה פועלת כל התקופה ללא הפסקה.

[24] חשמל המיוצר בטכנולוגיה הידרו-אלקטרית אינו נכלל בקטגוריה זו.

להלן טבלה המרכזת ייצור חשמל לפי מקור אנרגיה במדינות נבחרות ביבשת אירופה:

המדינה	סה"כ ייצור נטו			מקור האנרגיה, 2009, אחוזים			
	מיליארדי קוט"ש 2009	מיליארדי קוט"ש 2004	גידול שנתי (אחוזים)	תרמי-קונבנציונלי	הידרו-אלקטרי	גרעיני	אחר
גרמניה	556.4	546.9	0.3	59.8	3.1	23.0	14.1
צרפת	510.0	526.7	-0.6	10.3	11.0	76.3	2.3
בריטניה	346.0	367.6	-1.2	74.0	1.5	19.0	5.5
ספרד	275.1	227.4	3.9	56.5	9.4	18.2	15.9
איטליה	269.6	266.0	0.3	75.7	17.5	0.0	6.8
תורכיה	185.2	122.7	8.6	79.2	19.2	0.0	1.7
פולין	141.8	134.2	1.1	94.3	1.7	0.0	4.0
נורבגיה	129.9	120.9	1.5	3.2	96.2	0.0	0.7
שבדיה	129.4	157.6	-3.9	2.9	49.8	36.7	10.5
הולנד	105.7	90.4	3.2	84.9	0.1	3.8	11.2
בלגיה	84.2	76.1	2.0	40.1	0.5	53.3	6.1
צ'כיה	77.0	68.8	2.3	60.9	3.1	33.6	2.4
פינלנד	67.9	71.2	-0.9	35.6	18.5	32.9	13.0
שוויץ	64.1	70.2	-1.8	1.3	55.1	41.0	2.5
אוסטריה	63.0	59.2	1.2	27.2	61.4	0.0	11.5
ישראל	53.3	42.2	4.8	100.0	0.0	0.0	0.0
יוון	51.5	49.7	0.7	87.6	9.1	0.0	3.3
פורטוגל	46.5	44.9	0.7	61.9	17.4	0.0	20.7
דנמרק	34.1	36.9	-1.5	70.2	0.1	0.0	29.7
הונגריה	33.9	33.7	0.1	48.4	0.7	43.2	7.8
אירלנד	25.5	24.1	1.2	85.6	3.5	0.0	10.9
סלובניה	24.7	29.8	-3.7	26.2	17.9	54.2	1.7

מקור: דין וחשבון סטטיסטי של חברת החשמל לשנת 2010 ואתר האינטרנט של ה-Energy Information Administration.

סקטור ייצור האנרגיה מאופיין בדרישות השקעה אינהרנטיות גבוהות ורמה גבוהה של אי-וודאות המתגברת לנוכח המשבר הכלכלי המתמשך. בשנים האחרונות דרישות ההשקעה הינן במגמת עלייה, במקביל לעליית המודעות לאיכות הסביבה והצורך בהפחתת פליטות מזהמים ("אמנת קיוטו"). הפחתת פליטת מזהמים נעשית, בין היתר, באמצעות מעבר לייצור בגז טבעי, סגירת תחנות כוח ישנות ומזהמות, התקנת מתקנים להפחתת פליטת מזהמים בתחנות כוח, מעבר לייצור באנרגיות מתחדשות והגברת הבקרה והפיקוח על תחנות הכוח. הסקטור מאופיין בסביבת אי-וודאות רגולטורית וכלכלית המקשה על קבלת החלטות השקעה לטווח ארוך. זאת, כתוצאה מהמשבר הפיננסי, אשר הוביל, בין היתר, ממשלות מסוימות לשינוי מדיניות התמיכה וקיצוץ סובסידיות לענף האנרגיה המתחדשת (לדוגמא: ספרד). הסובסידיות הינן קריטיות לענף זה, אשר אינו מתאפיין בכדאיות כלכלית בזכות עצמו. במדינות רבות ההטבות הניתנות ברגולציה מוגבלות בפרק זמן מסוים, חידושן אינו וודאי ונתון לשיקולים ולחצים פוליטיים (לדוגמא: ארה"ב). קיצוצים בתקציב ממשלות במשבר ורגישות הצרכנים לעליות מחירים מקשים על יצרני החשמל "לגלגל" מחירים ללקוחות הקצה, הן בתחום הייצור הקונבנציונלי והן בתחום ייצור חשמל "ירוק". כמו כן, בעיקר בצפון אמריקה, כמויות גז נרחבות במחירים נמוכים לוחצים את תעריפי החשמל כלפי מטה ומובילים, בין היתר, לשחיקה בשולי הרווח.

אנרגיה גרעינית: כ- 84% מההספק הגרעיני המותקן העולמי מקורו ב- 10 כלכלות האחראיות לכ- 52% מהתל"ג העולמי. לפי נתוני הסוכנות העולמית לאנרגיה גרעינית (IAEA), בעולם כ- 440 כורים גרעיניים להפקת חשמל; מהם כ- 104 בארה"ב וכ- 58 בצרפת.[25]

[25] עפ"י סקירה של Moody's מאפריל 2011: Re-evaluating Creditworthiness for Global Nuclear Generators.

להלן טבלה המרכזת את המדינות בעלות ההספק הגרעיני המותקן הגדולות בעולם:

Country	Gigawatt Capacity	GW % of worldwide total	2011 Est. GDP ($T US Equivalent)	GDP % of worldwide total
United States	100.7	27%	$15.1	24%
France	53.3	14%	$2.6	4%
Japan	46.8	13%	$5.7	9%
Russia	24.0	6%	$1.7	3%
Germany	20.5	6%	$3.4	5%
South Korea	20.5	6%	$1.1	2%
Ukraine	13.1	4%	$0.2	0%
Canada	12.6	3%	$1.6	3%
China	10.1	3%	$6.4	10%
United Kingdom	10.1	3%	$2.4	4%
Top 10 total	**311.7**	**84%**	**$32.2**	**52%**
Total worldwide	**370.1**		**$62.0**	

Source: IAEA, International Monetary Fund World Economic Outlook, October 2010.

האסון הגרעיני ביפן: במרץ 2011 רעידת אדמה בעוצמת 9 בסולם ריכטר גרמה לצונאמי בגובה 13-15 מטרים. הצונאמי גרם להשבתת מערכות הקירור בתחנת הכוח הגרעינית אשר ממוקמת בפוקושימה, יפן, וכתוצאה מכך לדליפת חומרים וקרינה רדיואקטיבית. האסון הגרעיני שינה את סביבת הפעילות של תחנות כוח גרעיניות וגרם להתגברות פרופיל הסיכון התפעולי, בין היתר, כתוצאה מהתערבות פוליטית מוגברת, התהדקות רגולטורית, עיכובים בחידוש רישיונות ייצור לכורים פעילים והתנגדות דעת הקהל. תקני בטיחות מחמירים יותר מובילים לעלויות ייצור גבוהות יותר. העלות התוספתית בשוק האמריקאי, עקב סטנדרטיים תפעוליים חדשים, מוערכת בכ- 5-15 מ׳ $ לכור ועלות כוללת של כ- 500 מ׳ $ עד כ- 1.5 מיליארד $ לכלל השוק האמריקאי (כ- 100 כורים)[26]. במדינות מסוימות (לדוגמא: גרמניה), נצפים קשיים רגולטורים בהשגת רישיונות לבניית כורים חדשים והארכת רישיונות ייצור לכורים פעילים. גרמניה השעתה לשלושה חודשים והכניסה לבחינה מחודשת את החלטתה שקדמה לאסון, להארכת רישיונות הפעילות ל- 17 הכורים הפעילים במדינה. בנוסף, סגרה זמנית 7 כורים הפעילים מלפני שנות ה- 80 (מהווים כ- 2% מהצריכה במדינה). בעקבות האסון, השתנתה מדיניות האנרגיה הגרעינית במדינות מסוימות; מגמה של היחלשות בתמיכה בייצור גרעיני נצפית, בין היתר, בגרמניה, הודו ודרום קוריאה, בעוד שבצרפת ובדרום אפריקה, הממשלות לא שינו את תמיכתן. כיוון מגמת התמיכה עדיין אינו ברור במדינות, כדוגמת: ארה״ב, בריטניה, שבדיה, פינלנד וסין[27]. למרות הסיכונים התפעוליים שבאנרגיה גרעינית, לזכותה יתרונות רבים, בין היתר, עלות ייצור נמוכה וזמינות מסביב לשעון (24/7) המתאימה למקור אספקה ראשוני ובסיסי (Base-Load). בעקבות האירועים האחרונים, עולה השאלה איזה מקור אנרגיה ימלא את החוסר שעלול להיווצר בעקבות הפסקת וקיטון הייצור הגרעיני? האם תתקיים מגמת חזרה לייצור בפחם המזהם והלא ידידותי לסביבה? האם תוגבר ההסתמכות על גז טבעי? או לחילופין, יוגבר הייצור באנרגיה מתחדשת?

[26] עפ״י סקירה של Moody's מספטמבר 2011: The Great Credit Shift.

[27] עפ״י מאמר מתודולוגי של Moody's מאפריל 2011: Re-evaluating Creditworthiness for Global Nuclear Generators.

• **תעשיית האנרגיה המתחדשת בארה"ב**

פורטפוליו פרויקטים המדורגים ע"י Moody's כוללת סה"כ כ- 3,300 מגוואט הפרוסים על פני 6 פרויקטים (מהם 2 באנרגיית רוח, 1 תרמו-סולארי, 1 הידרו-אלקטרי ו- 1 גיאותרמי) ו- 2 חברות החזקה של פרויקטי רוח. Terra Gen הינה חברה המחזיקה בפורטפוליו של 1,236 מגוואט (מהם 67 מגוואט באנרגיה גיאותרמית, 89 תרמו-סולארי ו- 1,080 באנרגיית רוח) הפרוסים על פני 22 פרויקטים שונים. יצוין כי, דירוגים נמוכים נקבעו לפרויקטים בהם קיימת אי-וודאות באשר לתפוקת החשמל (למשל, בהתבסס על טכנולוגיה גיאותרמית), חשיפה לסיכוני ביקושים ותלות בקבלת דיבידנדים (ב- 2 חברות החזקה של פרויקטי רוח).

להלן טבלה המרכזת את פיתוח ההספק המותקן (במגוואט) החדש באנרגיה מתחדשת, בשנים 2009 ו-2010 בארה"ב:

	2010	שינוי ב- (%)	2009
רוח	4,995	כ- 50%-	כ- 10,000
סולארי	878	כ- 100%	435
גיאותרמי	15*	כ- 90%-	176
סה"כ	5,888	-44.5%	10,611

*פרויקט ג'רסי וואלי של אורמת טכנולוגיות.

ניתן לראות בטבלה כי בעקבות המשבר הכלכלי והסביבה הרגולטורית המשתנה נחתכו בצורה משמעותית ההשקעות באנרגיית רוח (אשר מהווה את עיקר ההשקעות בענף בארה"ב).

נכון להיום, התמיכה והסובסידיה הממשלתית הקיימת בארה"ב כוללת את ההטבות הבאות:

(1) זיכוי ממס בגין ייצור (PTC): $22 למגוואט, מתואם שנתית לאינפלציה, למשך 10 שנים (עד 12/2012 עבור רוח ועד 12/2013 עבור גיאותרמי) **<u>או</u>**

(2) זיכוי ממס בגין השקעה (ITC): זיכוי ממס בגובה 30% מעלות ההשקעה (עד 12/2016) **<u>או</u>**

(3) מענק השקעה במזומן (section 1603): מענק במזומן ומראש בגובה 30% מעלות ההשקעה (עד 12/2011)[28].

זאת, בנוסף למספר הטבות פחות מואץ הקיימות בתקנות המס ולתוכנית מתן ערבות משרד האנרגיה (DOE) למימון פרויקטים באנרגיה מתחדשת, המוזילה משמעותית את עלויות גיוס החוב[29]. חקיקת ה- RPS (Renewable Portfolio Standards) הקיימת במדינות רבות בארה"ב מחייבת כי, שיעור מסוים מהחשמל המיוצר באותה המדינה (בטווח שבין 5% באורגון ל-40% בהוואי) יהיה ממקורות אנרגיה מתחדשת. נכון לאפריל 2011, כ- 29 מדינות ומחוז קולומביה אימצו התקנות. מנגד, במדינות מסוימות (כגון: קולורדו, מינסוטה, מיזורי ומונטנה) הוצע להפחית או להגביל את תקנות ה-RPS. בנוסף לכך, האכיפה אינה חד משמעית; יעד ה- 20% לשנת 2010 טרם הושג בקליפורניה וטרם הוטלו קנסות על חברות החשמל. קיימת אי-וודאות בנוגע למידת חידוש תוקף ההטבות הרגולטוריות הקבועות בחוק; פעמים רבות תוקף ההטבות מוארך שוב, רק בסמוך למועד פקיעתן. סביבה זו מובילה לתנודתיות בהשקעות בסקטור, כתלות בקיום ההטבות. סיכונים נוספים לסקטור האנרגיה המתחדשת בארה"ב משתקפים, בין היתר ברמות מחירי חשמל קונבנציונאלי נמוכות (בין היתר, הודות למחירי גז טבעי נמוכים, התורמים להגדלת הפער שבין עלות ייצור חשמל "ירוק" לבין עלות ייצור חשמל בטכנולוגיות קונבנציונאליות); מגבלות מערכות ההולכה לצורך חיבור מתקני הייצור באנרגיה

[28] נכון לאפריל 2011, ניתנו מענקים בשנת 2010 בסכום כולל של מעל ל-6 מיליארד $ למימון מעל ל-200 פרויקטים.
[29] נכון לאפריל 2011, ניתנה ערבות בסכום כולל של 6.5 מיליארד $.

מגדל המילניום, רח' הארבעה 17 תל אביב 64739 טל. 03-6844700 פקס. 03-6855002 www.midroog.co.il
A Subsidiary of MOODY'S

מתחדשת, הממוקמים פעמים רבות באזורי ספר בלתי מיושבים, לרשת החשמל; ואף התנגדויות מצד פעילי איכות הסביבה ופנייה לערכאות משפטיות (בטוענות כגון: פגיעה באוכלוסיית הציפורים מצד חוות רוח, פגיעה בשטחי שמורות טבע המיועדות לאינדיאנים ופגיעה נופית).

www.midroog.co.il 03-6855002 פקס. 03-6844700 טל. 64739 מגדל המילניום, רח' הארבעה 17 תל אביב

A Subsidiary of Moody's

מתודולוגיה לדירוג פרויקטים של תחנות כוח[30]

בקביעת דירוג פרויקטים של תחנות כוח, מסתמכת מידרוג, בין היתר, על מתודולוגיית הדירוג של Moody's לדירוג פרויקטים של תחנות-כוח (Power Generation Projects). המתודולוגיה מקיפה מגוון נרחב של סוגי נכסים (מנכס בודד לפורטפוליו של נכסים), מגוון טכנולוגיות (מתקני ייצור חשמל קונבנציונאליים, מתקני ייצור מבוססי אנרגיות מתחדשות ומתקני ייצור גרעיניים) ומאפייני מימון שונים. המתודולוגיה לוקחת בחשבון ארבע קבוצות עיקריות של פרמטרים לדירוג: (1) רמת הוודאות באשר לתזרימי המזומנים הצפויים מהפרויקט; (2) תחרותיות הפרויקט; (3) סיכונים תפעוליים וטכניים בפרויקט; (4) איתנות פיננסית; וכן שיקולים נוספים. כמו כן, מידרוג מסתמכת על מאמרים מתודולוגיים המבהירים את ההיבטים המרכזיים בדירוג פרויקטים ייחודיים בתחום, כגון: פרויקטים לייצור חשמל באמצעות אנרגיה סולארית, בטכנולוגיית PV, באמצעות אנרגית רוח ועוד, וכן על עדכונים למתודולוגיות הקיימות ודירוגים לפרויקטים ספציפיים שמפורסמים ע"י Moody's.

בפרויקטים בהם קיימת בעלות ממשלתית, כזו או אחרת, יישקל שילוב המתודולוגיה לדירוג מנפיקים הקשורים לממשלה ("GRIs")[31].

להלן פירוט קבוצות הפרמטרים המרכיבים את המתודולוגיה:

1. תזרימי המזומנים הצפויים מהפרויקט:

1.1. איכות ויציבות התזרים הצפוי

היבט זה בוחן ומכמת את איכות, וודאות ופיזור תזרימי המזומנים הצפויים מהפרויקט. ציון טוב לאלמנט זה ישקף את המאפיינים הבאים בעסקה (במצטבר): 1. קרוב לכ-100% מתזרימי המזומנים הצפויים מהפרויקט "מגודרים" באמצעות הסכמי רכישת חשמל (PPA)[32] עם לקוחות קצה (Off Takers) בדירוג גבוה; 2. הסכמי רכישת החשמל (PPA) מכסים את מלוא תקופת החזר החוב ואף ארוכים ממנה; 3. מנגנון תעריף החשמל מעניק כיסוי מלא לעלויות הדלקים, עלויות תפעול שוטפות (O&M)[33], החזר השקעות הוניות (Capex) ועלויות איכות סביבה[34]. במקרים בהם תזרימי המזומנים הוודאיים מהסכמי רכישת חשמל (PPA) עם לקוחות קצה (Off takers), מכסים באופן חלקי את גובה החוב ותקופת שרות החוב, ייבחן היקף תזרימי המזומנים ה"מגודרים" בחוזים חתומים. רמת ה"גידור" לחוב תיבחן, בין היתר, באמצעות תרחישי רגישות שונים, המשקפים שינויים במכירות, שינויים בתעריף החשמל, שינוי במחירי דלקים ושינויים בזמינות התחנה ויעילותה התפעולית.

סיכון לקוח הקצה: לקוח הקצה עשוי להיות חברה ממשלתית, כדוגמת חברת החשמל לישראל, או חברה הפועלת מכורח מחויבות רגולטורית לרכישת חשמל ממקורות אנרגיה מתחדשת בהספק מסוים. איכות האשראי של לקוחות הקצה הינה פרמטר חשוב לדירוג בקטגוריה זו, ונלקח בחשבון, כחלק משיקולי הדירוג.

---

30 מבוסס על דוח מתודולוגיה ומאמרים מתודולוגיים של Moody's: Power Generation Projects, דצמבר 2008; PV Solar Power Generation Projects, יולי 2010; Breezing Past P50 , ספטמבר 2010.

31 Government Related Issuers- מתודולוגיה המשקללת את מידת התלות בין הפרויקט למדינה ומידת התמיכה הממשלתית בקרות אירוע בעל השפעות שליליות.

32 Power Purchase Agreement

33 Operating & Maintenance

34 בתחנות כח מבוססות פחם עלויות מסוג זה הינן בעלות משקל רב יותר עקב השפעתו המזהמת של הפחם על הסביבה.

סיכון דלקים או משאב טבע: תחת פרמטר זה נבחנים, בין היתר, הסיכונים הנוגעים להימצאות חומרי הגלם או משאבי הטבע, המשמשים לייצור החשמל. הבחינה כוללת את מידת הסיכון באספקת הדלקים; איכות ספק הדלק; דירוג ספק הדלק; וגיוון מקורות אספקת הדלקים. תחנות הכוח הפרטיות הקונבנציונאליות המוקמות בישראל תלויות באספקת הגז הטבעי למשק האנרגיה בישראל, ובמסגרת אמידת הסיכון, נבחנים תרחישי פגיעה באספקה, מעבר לייצור בדלקים חילופיים, קיומן של רזרבות למקרה חירום וסעדים במקרה אי-קיום דלק, כגון: תשלום עבור זמינות בלבד.

בפרויקטים המבוססים על אנרגיה מתחדשת, סיכון המשאב הטבעי ייבחן בהיבט זמינותו, איכותו ומהימנותו של משאב הטבע הרלבנטי. להלן, נציג את אופן ההתייחסות באשר למשאב סולארי בפרויקט פוטו-וולטאי ולמשאב רוח בפרויקט טורבינות רוח. חשוב לציין כי, תלות הפרויקטים באיכות משאב הטבע מעניקה משנה תוקף וחשיבות לבחינת מוניטין היועץ הטכני המעורב בבדיקות.

סיכון זמינות משאב טבע בפרויקט סולארי בטכנולוגית PV: תפוקת החשמל החזויה בפרויקט סולארי מתבססת על עוצמת הקרינה הסולארית באתר ומאפיינים טכניים של המתקן והפאנליים הסולאריים (ראה גם בפרק סיכונים טכניים ותפעוליים בפרויקט). מכאן כי, תפוקת החשמל חשופה לתנודתיות בעוצמת הקרינה הסולארית בין התקופות השונות (בין היתר, בשל הבדלי העונות). קרינת השמש החזויה מתבססת על נתוני לווין מדידות באתר. על תחזיות הקרינה להגיע ממקור אמין ובעל מוניטין, המתבסס על נתונים רלבנטיים ומספקים סטטיסטית, שנמדדו על פני תקופות זמן ארוכות, ואשר יש בהם כדי לבסס את אמידת התנודתיות בנתוני הקרינה[35]. לאורך תקופות זמן ארוכות, עוצמת הקרינה מתכנסת לערך החציוני והתנודתיות קטנה משמעותית. מניתוח נתוני התפלגות הקרינה עולה כי, רמת הוודאות לאותה עוצמת קרינה הינה כ- 90% בתקופה של שנה, כ- 95% בתקופה של שנתיים ו כ- 99% בתקופה של 10 שנים. על היועץ הטכני לשקף בבדיקותיו את מידת הסבירות לעצמת הקרינה המצופה, באופן שיאפשר התייחסות למידת הקרינה הצפויה ברמת וודאות של לפחות 90% (P90)[36]. במסגרת הבדיקה, נלקחת בחשבון התנודתיות, כפי שנבחנה על פני שנה אחת בלבד, וזאת על מנת לשקף אזורי "בטן" תזרימית. תרחיש זה מצטרף לתרחישים אחרים, במסגרת בחינת האיתנות הפיננסית (ראה סעיף 4). באופן כללי, יש לקחת בחשבון כי, תחזיות הקרינה אינן מדויקות באופן אבסולוטי והן יכולות להיות מושפעות מנתונים שגויים, טעויות בדגימה, מודל פשטני מדי, אירועים חיצוניים במהלך הדגימה ואף תהליך שינוי אקלימי. עומק ההשפעה של אירועים אלו נבחנת במסגרת תרחישים למודל הפיננסי.
פורטפוליו של פרויקטים סולאריים באזורים גיאוגרפיים שונים, בהם ייצור החשמל נעשה בטכנולוגיות שונות ומקור הפאנלים הסולאריים הינו מיצרנים שונים, מפחית את התנודתיות בקרינה וסיכונים נלווים אחרים.

סיכון זמינות משאב טבע בפרויקט המבוסס על אנרגיית הרוח (חוות רוח)[37]: אי-וודאות באשר לתפוקת ייצור החשמל הינה אחד המאפיינים המרכזיים בדירוג פרויקטים של חוות רוח. Moody's סקרה תחזיות ייצור מול ייצור בפועל עבור

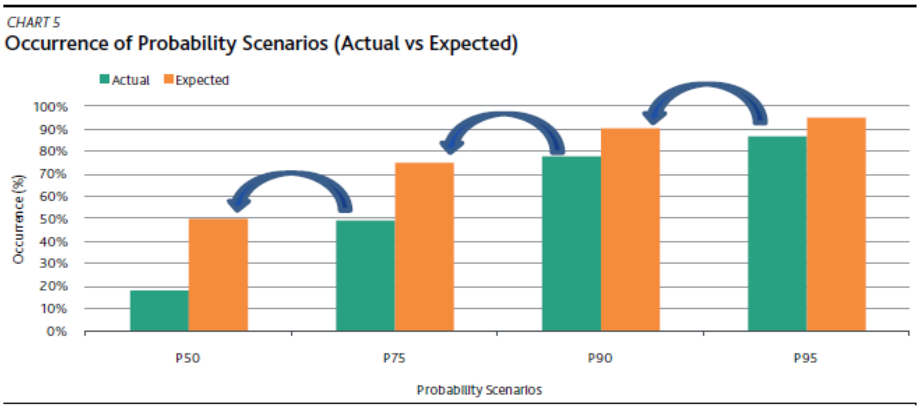
---

35 באופן עקרוני, התנודתיות והשונות בקרינת השמש יהיו לרוב נמוכות יותר, ובאופן משמעותי, מהתנודתיות בעוצמת הרוח בפרויקטי טורבינות רוח.
36 בעוד תרחיש הבסיס בפרויקט לרב מתייחס ל- P50, המשקף סבירות של 50% לקרינה גבוהה או נמוכה מהחציון, תרחיש P90 משקף סבירות של 90% לקרינה שווה או גבוהה לחציון.
37 מבוסס על מאמר מתודולוגי של Moody's: Breezing Past P50, ספטמבר 2010, בנושא מסקנות מדירוג פרויקטים של תחנות כוח בארה"ב המייצרות חשמל באמצעות אנרגיית הרוח.

34 חוות רוח יבשתיות בארה"ב[38] (רובן באתרים ראשוניים: "Greenfield"). מניתוח הנתונים עולה כי: (1) תחזיות הייצור היו אופטימיות יתר על המידה, וכי הייצור בפועל על פני תקופת המדגם (כ- 141 שנות פעילות במצטבר של כ- 34 פרויקטים) היה מתחת לתפוקה החזויה[39]. במדגם שנלקח ייצור החשמל החציוני היה נמוך בכ- 9% מהתרחיש הרלבנטי בתחזיות; (2) זמינות (Availability) ייצור החשמל בחוות הרוח הייתה כ- 94% בממוצע בהשוואה לתחזית זמינות של כ-97%[40] בתרחיש הבסיס החזוי. מכך ניתן להסיק כי, חוות רוח חשופות להפסקות בייצור ותקלות תפעוליות, במידה דומה לתחנות כוח מבוססות גז; (3) כ- 56% ממדגם הפרויקטים הציגו ייצור בפועל הנמוך מתרחיש הוודאות הגבוה (P90)[41], לפחות פעם אחת במהלך תקופת התפעול. נתונים אלו מלמדים על הסיכון המשמעותי באמידת התחזיות בפרויקטים מבוססי אנרגיית רוח. תפוקת הייצור השנתית במדגם נעה בטווח שבין 71% ל- 113% מתרחיש P50[42] לפרויקט, ואילו בתרחישי ההסתברות הגבוהים (P90 ומעלה) נתוני התחזית היו קרובים לביצועים בפועל, ב-80% עד 90% מהזמן. גרף 5 משקף את ההבדלים ברמת ההסתברות בין התחזיות לבין הנתונים בפועל, כפי שנרשמו במדגם. ניתן לראות כיצד התוצאות בפועל, על פי תרחישי ההסתברות הגבוהים מתאימים לתחזיות בתרחישי ההסתברות הנמוכים יותר.

גורמים אפשריים לפערים עשויים להיות, בין היתר, היקף ואיכות בסיס הנתונים ההיסטורי אודות מהירות הרוח שנמדדה לצורך קביעת התחזיות, פשטניות מודל המדידה, שנות רוח חלשות בפועל, שונות גבוהה יותר במהירות הרוח והנחות תחזית וזמינות אופטימיות. בהקשר זה יש לציין כי, מפאת וותק הפעילות המועט של הענף, בסיס הנתונים הקיים הינו מוגבל וייתכן כי אינו מספק ומהווה הסבר אפשרי לפערים שנצפו בין התחזית לביצועים הפועל.

גרף 5: התממשות ההסתברויות לפי תרחישים (נתונים בפועל, מול תחזיות)



מקור: מאמר מתודולוגי של Moody's: Breezing Past P50, ספטמבר 2010

מאחר והתחזיות תלויות באיכות ובכמות נתוני רוח היסטוריים והנחות נוספות, אי-וודאות אינהרנטי קיים בבסיס פרויקטים מסוג זה. בדומה לפרויקטים בטכנולוגיית PV, פורטפוליו פרויקטים של חוות רוח באזורים גיאוגרפיים שונים ובטכנולוגיות שונות ממתן את השונות בתפוקת החשמל הכוללת.

[38] תפוקת 34 הפרויקטים שנדגמו מהווים כ- 8% מתפוקת הייצור הכוללת מחוות רוח בארה"ב לשנת 2009. הספק חוות רוח ממוצע במדגם של כ- 80 מגוואט, בפיזור גיאוגרפי על פני שישה אזורים שונים עיקריים. המדגם מתבסס על 141 שנות פעילות במצטבר וממוצע של 4 שנות פעילות לפרויקט.

[39] התפוקה החזויה מיוצגת לרוב עפ"י תרחיש ההסתברות (P50), ראה גם הערה 25 בקשר עם פרויקט פוטו-וולטאי.

[40] שיעור זמינות המשקף לרוב את אחריות יצרן הטורבינות לשלוש שנות התפעול הראשונות.

[41] תרחיש המשקף הסתברות של 90% לממוצע ייצור שנתי השווה או גבוה מתחזית הייצור בתרחיש, כלומר סיכון של 10% כי תחזית הייצור לא תתממש בפועל.

[42] תרחיש המשקף הסתברות של 50% לממוצע ייצור שנתי השווה או גבוה מתחזית הייצור בתרחיש, כלומר סיכון של 50% כי תחזית הייצור לא תתממש בפועל.

1.2. תנאים מסוימים העלולים לפגוע בוודאות תזרימי המזומנים

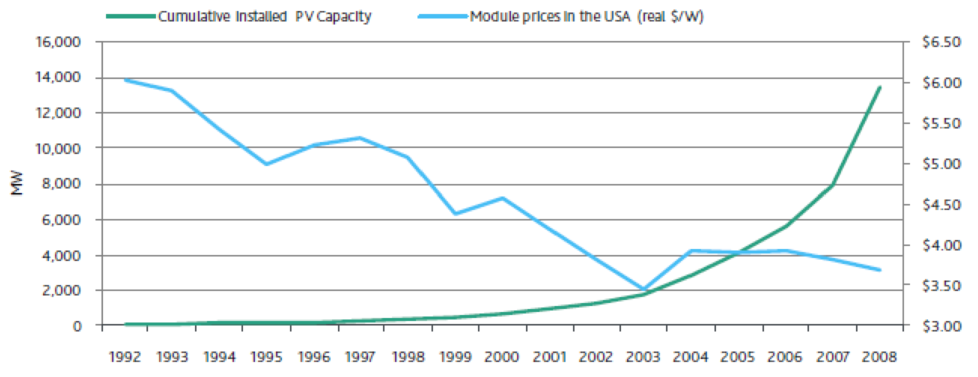
קיומם של תנאים מסוימים בהסכמי רכישת החשמל עלולים להקטין את וודאות תזרימי המזומנים ולהגדיל את תנודתיות תזרימי המזומנים הצפויים מהפרויקט. לעיתים, קבלת ההכנסה בהסכם הרכישה (PPA) מותנית בעמידה ביעדי זמינות (Availability), הספק (Capacity) ויעילות (Efficiency). במידה וקיימים תנאים מתלים לקבלת הכנסות, וביצועי התחנה בפועל אינם עומדים בביצועים, תיתכן פגיעה בתזרים המזומנים בפרויקט (למשל, בדרך הכרה חלקית בעלויות דלקים); ככל שגדלה מורכבות הדרישות, אי בהירותן וסבירות גבוהה לביצועים נמוכים מהנדרש, וככל שמנגנון התשלום מושפע ממשתנים אלו, כך גדל הסיכון בקטגוריה זו. וודאות תזרימי המזומנים בפרויקטים של אנרגיה מתחדשת תלויים במנגנון התעריף ומחויבות הרכישה כפי שנקבעת בהסכמי ה- PPA; במקומות שונים בעולם, ובמיוחד בפרויקטים, אשר נותנים מענה לדרישה רגולטורית לייצור אנרגיה ירוקה, אשר בצדה קנסות על אי-עמידה ביעדים, התעריף הינו משתנה בהתאם לעמידה בביצועים ו/או כתלות במחירי דלקים פוסיליים (לדוגמא: פחם, נפט וגז טבעי). דירוג בקטגוריה זו יינתן, בהתאם לתנאים לקבלת הכנסות, כפי שרשומים בהסכמי רכישת החשמל, ובהילקח בחשבון גורמים הממתנים את הסיכונים הללו, כגון: מעורבות מפקח חיצוני, קנסות המוטלים על קבלן התפעול ועוד.

2. תחרותיות הפרויקט

גורם זה בוחן את החשיפה לתחרות ויכולת ההתמודדות מולה, בהיבטי מבנה העלויות בפרויקט, מיקום גיאוגרפי וטכנולוגיה. קשה להעריך תחרותיות בפרויקט שמתפרס על פני תקופה של 20-30 שנה, שכן, עם השנים, יתרונו של הפרויקט על פני "מוצרים" חליפיים עלול להישחק. יתכן ויימצא תחליף לפרויקט כלשהו, בדמות "מוצר" חליפי, שיעילות ייצורו או תפוקתו גבוהות יותר, שעלות תפעולו נמוכה משמעותית, או לחילופין, אשר עדיף טכנולוגית בהיבט זיהום סביבתי. בחינת תחרויות הפרויקט תיעשה לאורך מלוא תקופת החזר החוב; על כן ייבחנו יכולת הפרויקט לחתום על הסכמי PPA חדשים (במידה וההסכמים הקיימים יסתיימו טרם פירעון החוב או טרם מועדם), בתנאים אשר אינם מרעים את תזרימי המזומנים הצפויים. לפיכך, בקטגוריה זו נבחנים אטרקטיביות ותחרותיות תעריפי מכירת החשמל ביחס לסביבת הפעילות של הפרויקט, לקוחות הקצה ומתחרים פוטנציאלים בטווח הבינוני והארוך. בהקשר זה, קיימת חשיבות לסוג התעריף (קבוע או משתנה כתלות במחירי דלקים חלופיים); מרכיבי התעריף (תשלום נפרד בעבור העמדת זמינות ובעבור ייצור אנרגיה או תשלום בעבור ייצור אנרגיה בפועל בלבד); ולמשטר פעילות התחנה (סביב השעון (Base Load) או פעילות בשעות צריכת השיא בלבד).

גורם התחרותיות בפרויקטים בטכנולוגיית PV: במשק חשמל מפוקח רגולטורית, בחינת מנגנון התעריף כוללת, בין היתר, את מידת "עיגון" התעריף במסגרת חוקית וכן את עקביות ומהימנות המשטר הרגולטורי. בחינת הרגולציה התומכת חשובה במיוחד בדירוג פרויקטים באנרגיה מתחדשת, בהם ללא התמיכה הממשלתית אין צידוק כלכלי לפרויקט. נכון למועד כתיבת הדוח, עלות ייצור חשמל סולארי בטכנולוגית PV הינו גבוה משמעותית מעלות הייצור בטכנולוגיות קונבנציונאליות מבוססות גז או פחם. בהתעלם מהתועלות הסביבתיות שבייצור אנרגיה סולארית, העלות למגוואט מותקן בטכנולוגית PV גבוהה משמעותית מהעלות המקבילה למגוואט מותקן בתחנות כוח קונבנציונליות. כתוצאה מכך, ההצדקה הכלכלית של פרויקטים סולאריים תלויה בתמריצים, סובסידיות או תמיכה רגולטורית משמעותית מסוג אחר. לאורך השנים האחרונות עלות ייצור החשמל בטכנולוגית PV קטנה באופן משמעותי (ראה גרף מס' 6), הודות ליתרונות שבייצור המוני (Economies of scale), שיפורים טכנולוגיים וניסיון נרכש בתחום; עם זאת, התלות ברגולציה תומכת נותרה בעינה. בגרף מס' 6 ניתן להבחין במגמת הקיטון בעלות הפאנלים הסולאריים, ובמקביל לה, מגמת הגידול בהספק הסולארי המותקן לאורך השנים:

גרף 6: מגמת הירידה בעלויות מודולים בארה"ב, כנגד העלייה בהספק המותקן, לאורך השנים



Source: International Energy Agency - IEA Photovoltaic Power Systems Programme

מקור: מאמר מתודולוגי של Moody's: PV Solar Generation Projects, יולי 2010

בסביבה הכלכלית העולמית הנוכחית המעודדת קיצוץ בתקציבי המדינות, קיים איום על מדיניות התמריצים הממשלתיים לאנרגיה ירוקה והמשך הפריחה בענף, וכפי שתואר לעיל, גם בישראל נשמעת ביקורת בהיבט זה. ישנה חשיבות לבחינת עקביות הסביבה הרגולטורית ומהימנותה (Track Record), ובתוך כך, את אופן השתלבות המשטר הרגולטורי המעודד אנרגיות מתחדשות בסביבה הפוליטית הקיימת. קיים סיכון של שינוי המשטר הרגולטורי למפרע ו/או רטרואקטיבית, באופן שיערער את וודאות הסביבה העסקית למשקיעים. לדוגמא, השוק הסולארי בספרד נפגע בשל אי-וודאות רגולטורית שנוצרה בעקבות המשבר הכלכלי של שנת 2008. תמרוץ יתר של הסקטור הניב קפיצה בהספק הייצור הפוטו-וולטאי מ- 140 מגוואט ב- 2006 ל- 660 מגוואט ב- 2007 ול- 3,400 מגוואט ב- 2008; בשנת 2008, סבסוד הענף שיקף עלות שנתית בגובה כ- 2 מיליארד יורו לכלכלה הספרדית אשר נקלעה למשבר.

3. סיכונים טכניים ותפעוליים בפרויקט

3.1. ישימות טכנולוגיית התחנה והיסטוריה תפעולית

במסגרת הערכת גורם זה, נבחנים ישימותו הטכנולוגית של הפרויקט בייצור החשמל ומורכבותו, וכפועל יוצא, הסבירות לעמידה בביצועים הנדרשים (תפוקה, זמינות וכדומה), וכן וותק השימוש בטכנולוגיה (Track Record), בין היתר, על פי רמות הביצועים של פרויקטים דומים. שימוש בטכנולוגיית ייצור חשמל לא מוכחת באופן מסחרי, כמו גם היסטוריה תפעולית לוקה בחסר בפרויקטים דומים, תצריך תמיכה מיוחדת מצד הצדדים לפרויקט (מצד הזכיין, הספק או קבלן התפעול), בדמות תקופת אחריות ארוכה יותר, הבטחת נזילות במקרה הצורך ויחסי כיסוי גבוהים יותר. במורכבותו הטכנולוגית של פרויקט נלקחים בחשבון כמות החלקים הנעים בפרויקט, טמפרטורות העבודה והלחצים, הסבירות לקלקולים, פחת מואץ, צורכי החלפת וחידוש ציוד ודרישות תחזוקה והשקעה (Capex) בפרויקט. החשיפה בפרויקט בעל דרישות השקעה ותחזוקה שוטפות מהותיות, דרישות לתחזוקה מאסיבית מדי תקופה וסבירות גבוהה לטיפולים במועדים בלתי צפויים עשויה להתמתן באמצעות הסכם תחזוקה ארוך טווח (LTSA[43]) עם קבלן מוכר, בעל ניסיון ובעל דירוג גבוה, אשר מעניק כיסוי למרבית התרחישים ומספק ביטחונות חזקים.

43 Long term service agreement.

הסיכון הטכנולוגי בפרויקט סולארי בטכנולוגית PV: הסיכון הטכנולוגי הינו קריטי בהערכת הסיכונים הכוללת לפרויקטים סולאריים. קיימות טכנולוגיות שונות במתקנים פוטו-וולטאיים, לרבות פאנלים[44] העשויים מחומרים שונים (שאינם סיליקון), פאנלים דקים (Thin-Film) ופאנלים המשלבים צנרת מים (לקירור או לשימוש לשם ייצור חשמל משני באמצעות קיטור). כחלק מתחרות הענף הסולארי מול טכנולוגיות אחרות לייצור חשמל, יצרני הפאנלים פועלים רבות על מנת להגדיל את ניצולת הפאנלים (בין היתר, באמצעות מזעור) ולהפחתת עלויות ייצור. כחלק מכך, נעשה שימוש בחומרים חדשים ובטכניקות ייצור חדשות, אשר מגבירות את הסיכון הטכנולוגי. עם זאת, הטכנולוגיה הפוטו-וולטאית המסורתית מבוססת הסיליקון הינה בעלת היסטוריה יישומית מספקת. בבחינת מתקן פוטו-וולטאי מושם דגש, בין היתר, על רכיבים נלווים, כגון: הממירים והשנאים. לרכיבים אלו אורך חיי מוצר פחות מאשר לפאנלים הסולאריים[45]. כמו כן, ישנה חשיבות לזהות יצרן הפאנלים הסולאריים, לניסיונו (Track Record), גודלו ודירוגו. במסגרת הערכה זו נבדקת איכות הפאנלים (תקני איכות, כגון ISO 2000 במפעלי הייצור) בפרויקט, מאפייניהם, לרבות תחזיות הדגרדציה[46] על פני הזמן. כמו כן, לביטחונות המסופקים ע"י היצרן השפעה רבה על הערכת הסיכון הטכנולוגי (בדיקות דומות מבוצעות באשר לציוד הנלווה במתקן). שדה פוטו-וולטאי מורכב לעיתים מאלפי פאנלים בודדים, לכן ההשפעה של כשל טכני במספר מועט של פאנלים או ציוד אלקטרוני עיקרי תלויה, בין היתר, באופן חיבור וחיווט המערכת. במסגרת הבדיקה, נבחן מנגנון הטיפול בקלקולים, אם באמצעות הסכם אחריות מתחדש עבור הרכיבים ואם באמצעות יצירת מלאי חלפים לפרויקט. עקב המורכבות שבהערכת סיכונים אלו, חשיבות רבה קיימת לדוח יועץ טכני מקיף מגוף בעל מוניטין וניסיון בתחום, המתייחס, בין היתר למבנה חיבורי החשמל, לציוד המותקן, ואשר כולל הערכת ובחינת ביצועי המערכת טרם ולאחר חיבורה לרשת החשמל.

בפרויקטים בקנה מידה גדול מותקנים לעיתים קרובות מערכות מכאניות המכוונות את זווית הפאנל בצורה האופטימאלית לקליטת קרינת השמש (Trackers), על ציר אחד (Single-Axe) או שניים (Dual-Axes). שימוש במערכות אלו עשוי להגביר את התפוקה בכ- 15% עד כ- 30%. אמצעים נוספים להגברת התפוקה עושים שימוש בעדשות ומראות מסוגים שונים. נכון להיום, שימוש באמצעים אלו אינו כלכלי מבחינת עלויות ההתקנה והתפעול, לעומת תפוקת ייצור החשמל העודפת הנובעת מהשימוש בהם. מאידך, תוספות אלו תורמות למורכבות הטכנית, ועשויות להוסיף לחשיפה הטכנית. למתקנים סולאריים על גגות יתווספו בדיקות הנדסיות לגבי סוג הגג, חוזקו, אופן חיבור הפאנלים לגג, קיומן של נזילות והיבטים נוספים.

תעשיית טורבינות הרוח עומדת בפני אתגרים חדשים, בין היתר, בדמות טורבינות גדולות יותר, בהן המרווח בין הלהבים המרכיבים את הטורבינה צפוף יותר ובדמות פרויקטים בסדרי גודל נרחבים יותר. טכנולוגיות חדשניות מסוגים אלו, ככל שייעשה בהם שימוש בפרויקטים יצריכו בדיקות דקדקניות מצד היועץ הטכני לפרויקט, הוכחת Track-Record מינימאלי וביטחונות מיוחדים מצד הספק ובעלי הפרויקט.

[44] פאנל סולארי מכיל מקבץ תאים פוטו-וולטאים המייצרים חשמל בזרם ישיר (DC) מקרינת השמש המומר לחשמל בזרם חלופי (AC) ומועבר לרשת החשמל באמצעות שנאים.
[45] אורך חיי הממיר הינו בממוצע 10-15 שנה, לעומת אורך חיי הפאנלים, אשר הינו 25-30 שנה בממוצע.
[46] הפחת בתפוקת (Degradation) הפאנליים הינו כ- 1% במהלך 2-3 שנות התפעול הראשונות, וכ- 0.5% בשנים שלאחר מכן. בהקשר זה יש לציין, כי שיעור הפחת יכול להשתנות בהתאם לסוג הפאנל הספציפי ולזהות היצרן ואף להיות גבוה מהמשוער.

3.2. איכות קבלן התפעול ואיתנות בעלי המניות

כחלק מבחינת הסיכונים הטכניים והתפעוליים בפרויקט, נבחנים, בין היתר, איכות קבלן ההפעלה והתחזוקה (O&M) בפרויקט, ניסיונו בתחום, איתנותו הפיננסית ודירוגו. מובן כי איכותו של קבלן ההפעלה הופכת משמעותית יותר, ככל שהפרויקט מורכב יותר ונדרש למומחיות בתחום. במסגרת הבדיקה, נבדקת המסגרת החוזית של הסכם התפעול והאחזקה, בין היתר, בהיבט של תקופתו, חלקי המתקן אשר הינם באחריות הקבלן, עומק האחריות וקיומם של מנגנוני קנסות או תשלום משתנה, כתלות בעמידה ביעדי זמינות וביצועים תפעוליים שונים. בפרויקט המבוסס על אנרגיית רוח, הסיבות לזמינות נמוכה יותר מהצפוי נובעות, בין היתר, מתקלות בפעולת הטורבינות, פחת בביצועי התחנה, איכות הקבלן המתפעל, זמינות כוח עבודה וחלקי חילוף ותנאי מזג אוויר קשים.

בעלי המניות בפרויקט ייבחנו, בין היתר, על פי היסטוריית תמיכה פיננסית בפרויקט או מיזמי החברה בעבר, במיוחד בקרות אירועי כשל שונים. בעלי מניות, אשר ענף האנרגיה הינו תחום ליבה בפעילותם, ואשר הינם בעלי ניסיון מוכח בתחום האנרגיה והתשתיות יקנו ערך מוסף לפרויקט.

4. איתנות פיננסית

בבחינת יחסי הכיסוי מידרוג לוקחת בחשבון מגוון תרחישי רגישות שונים, אשר אינם בהכרח תואמים את הערכת ההנהלה או בעלי המניות בפרויקט. תרחישי הרגישות שנבחנים הינם פועל יוצא של הבחינות, שבוצעו לעיל (חשיפה למחירי דלקים/משאבי טבע, עלייה בהוצאות וכדומה). היחס המוביל בבחינת המודל הפיננסי הינו יחס הכיסוי לשירות החוב (DSCR), המחושב ע"י חלוקת תזרים המזומנים הפנוי לשירות החוב[47] בשירות החוב התקופתי[48]. יחס הכיסוי יחושב בדרך כלל לתקופה של שנה (ADSCR), ובמסגרת הבדיקות ייבדק היחס הממוצע לאורך תקופת החזר החוב והמינימאלי, המשקף "בטן" תזרימית. חשוב לציין כי, ככל שהתנודתיות בתזרים המזומנים עולה, כפי שמשתקף, בין היתר, בבדיקות שתוארו לעיל, יחסי הכיסוי שיידרשו לשם קבלת דירוג בר-השקעה הינם גבוהים יותר. כפועל יוצא מכך, בפרויקטים בהם קיימת שונות בהכנסות ממכירת חשמל, בתפוקת ייצור האנרגיה או בעלויותיה, כתלות בחומר הדלק או משאב הטבע בשימוש (בכמות או במחיר) או בפרויקטים בעלי חשיפות ייחודיות, כדוגמת פרויקט תחנת כוח פחמית (חשיפה לנושא איכות הסביבה) יידרשו יחסי כיסוי גבוהים יותר. בחינה נוספת תיעשה, על פי הרלבנטיות, ליחס כיסוי חיי ההלוואה LLCR[49] וליחס כיסוי חיי הפרויקט PLCR[50] מינימאלי וממוצע, המשקפים את היחס בין היוון התזרים החופשי (עד תום פירעון ההלוואה או עד תום חיי הפרויקט) ליתרת החוב בכל תקופה; יחס זה משקף את שווי תזרים המזומנים בכל נקודת זמן, ומהווה שערוך לבטוחה העיקרית כנגד החוב.

לבדיקות שצוינו לעיל, נוספת בחינת רגישות נקודות האיזון (נקודות ה- Breakeven); שני פרויקטים עשויים להיות בעלי אותם יחסי כיסוי ממוצעים, אך דרגות חשיפה שונות לירידה בהכנסות או עלייה בהוצאות (למשל לאור חשיפה לשערי ריבית, שינוי בשערי-חליפין, ירידה בתפוקה, במחיר וכו'). בחינת נקודות האיזון עונה על השאלה: מהו המצב שבו מתקיים מצב של חדלות פירעון? כלומר, כאשר יחס הכיסוי המינימאלי עומד על 1.0, או שאינו עוד עומד בדרישות המממנים המינימאליות לחדלות פירעון. במסגרת ניתוחים אלו, נבחנת השפעת ה"זנב" (Tail) כגורם ממתן; ה"זנב" מהווה מרווח ביטחון עתי, בין מועד פירעון החוב הסופי לנקודה בזמן המוגדרת כתום הפרויקט (פקיעת הרישיון, הזיכיון

[47] תזרים מזומנים תפעולי, בניכוי הוצאות הוניות (capex), מיסים למדינה ושינוי בהון חוזר, תוך לקיחה בחשבון של הזרמת/משיכת מזומנים אל ומקרנות הביטחון המחויבות עפ"י הסכמי המימון בפרויקט.

[48] 12 חודשי שירות חוב, קרן וריבית, בהתאם ללוח הסילוקין.

[49] Loan Life Cover Ratio

[50] Project Life Cover Ratio

או חוזה הרכישה). בבדיקת נקודות ה- Breakeven מבדילים בין פרמטרים שעלולים להשתנות טרם הסגירה הפיננסית, שעל פיהם ניתן ל"החליק" את יחס הכיסוי או "לפסל" את החוב (באמצעות לוח סילוקין שנקבע בהתאם להתפתחות תזרים המזומנים והדרישה ליחס כיסוי מסוים), לבין פרמטרים שעשויים להשתנות לאחר שלוח הסילוקין כבר נקבע.

בפרויקטים בהם קיים סיכון ביקושים, כלומר אין הסכמי PPA או שתזרימי המזומנים לשירות החוב מעוגנים חלקית בהסכמים כאלו נעשה שימוש, בין היתר, ביחסים פיננסיים אחרים לצורך הערכת סיכוני האשראי. היחסים הנבדקים: (1) FFO / חוב פיננסי; (2) תזרים מזומנים פנוי לשירות החוב (CFADS) / חוב פיננסי; (3) חוב פיננסי / בסיס הון (CAP); (4) חוב פיננסי / קילוואט. השימוש ביחסים אלו משקף, במידת מה, מעבר ממתווה מימון פרויקטים למבנה תאגידי, ומתאים לשווקי אנרגיה בוגרים ולחברות חשמל בעלות Track-Record , מצב המאפיין את שוק האנרגיה בארה"ב).

5. גורמים מטייבי/מרעי דירוג:

5.1. נזילות

לנזילות חשיבות לצליחת תקופות משבר בהן הפרויקט סופג זעזועים בלתי צפויים, בשל קיטון בהכנסות ואם בשל גידול בהוצאות. הבטחת הנזילות נעשית באמצעות שימוש בקרנות ביטחון ייעודיות, כגון: קרן לשירות החוב, קרן לשיקום עמוק (Major Maintenance), קרן תפעולית וקרנות שונות בהתאם לצרכים הספציפיים של הפרויקט. ל"כריות ביטחון" אלו, עשויה להתווסף נזילות בדמות שמירה על יתרות מזומנים נזילות בסכום מינימאלי בחשבון העודפים (Excess Cash)[51], בין היתר, כתנאי לשחרור עודפים. קרן לשירות חוב בגובה שישה חודשי שירות חוב הקרובים הינה סטנדרטית במימון פרויקטים בתחום האנרגיה; יחד עם זאת בפרויקטים בהם תזרימי המזומנים תנודתיים במיוחד עלולה להידרש קרן לשירות חוב בהיקף נרחב יותר (לדוגמא: בפרויקט טורבינות רוח). קרן שיקום עמוק תיבחן בהתאם להיקף הוצאות התחזוקה הכבדה הצפויות בפרויקט, ובהתאם לכיסויים שישנם במסגרת הסכם תחזוקה ארוך טווח (LTSA). כפי שצוין לעיל, טכנולוגיות חדישות, ללא היסטוריה תפעולית מספקת, או פרויקטים בעלי חשיפות מיוחדות (כגון: תחנת כוח מבוססת פחם, טורבינות רוח ומאגרים גיאותרמיים), עלולים להוביל לדרישות נזילות גבוהות יותר. במסגרת בחינת הנזילות, נבדקים, בין היתר, הערבויות המסופקות על ידי בעלי המניות וקבלני ההקמה, התפעול והתחזוקה, מערך הביטוחים ועומק הכיסויים, וכן כל מחויבות להזרמת הון נוספת, הן מצד בעלי המניות והן מצד מממנים חיצוניים.

5.2. מבנה מימוני

פרופיל מבנה אופייני לפרויקטים של תחנות כוח יכלול, בין היתר, את המאפיינים הבאים: (1) הנפקת חוב באמצעות חברה ייעודית (SPC). תיערך בחינת הפרדת סיכון האשראי של הפרויקט מסיכון האשראי של בעלי המניות, באמצעות הערכת "חוזקו" של מנגנון הפרדת נכסי וחשבונות ה-SPC (Ring Fencing); (2) מערך שעבודים טיפוסי למימון פרויקטים, הכולל שיעבוד על כל הנכסים המוחשיים; (3) קיום נאמן לעסקה, המפקח על מפל התשלומים; (4) קיום אמות מידה פיננסיות, הכוללות התניות ומגבלות בנוגע להעמסת חוב נוסף ומכירת נכסי הפרויקט; (5) וכן הדקים לחלוקת עודפים.

פרופיל הפרויקט האופייני הינו כזה ה"מגדר" את סיכון הביקושים בהסכמים חתומים לרכישת חשמל (PPA) ובעל לוח סילוקין קבוע המופחת על פני תקופת החוזים. חובות נחותים הקשורים לפרויקט עשויים להיכלל בחישוב הכולל של

[51] חשבון העודפים הינו לרוב השלב האחרון במפל המזומנים בפרויקט, ממנו נמשכים כספים להחזר הלוואת בעלים או חלוקת דיבידנדים.

החוב, ככל שיש בהם להשפיע באופן משמעותי על נזילות הפרויקט, להביא לחדלות פירעון, להגביל מימון מחדש או בגיוס חוב נוסף בעת הצורך.

5.3. סיכון מימון מחדש (Refinancing Risk)

ככל שסיכון זה אכן קיים, ניתן לגדרו באמצעות שילוב מנגנון Cash Sweep למניעת חלוקת דיבידנדים חלקית או מלאה, וגריפה של כל המזומנים שנותרים לחשבון ייעודי. חשבון זה שמור ככרית ביטחון עבור המממנים ועשוי לשמש להאצת הפירעון בתנאים מוסכמים. בפרויקטים העלולים להידרש למימון מחדש במועד פירעון החוב, תיעשה בחינה של היקף החוב למימון מחדש ביחס לשווי משוער לפרויקט. בחינת יחס כיסוי ה-PLCR (ראה סעיף 4: איתנות פיננסית) מקבלת משנה תוקף במקרה זה.באופן כללי, צרכי מימון מחדש של מעל למחצית מהיקף המימון הראשוני עלולים לפגוע בדירוג הכולל של הפרויקט.

5.4. נחיתות מבנית

חברה המחזיקה בפורטפוליו של פרויקטים נהנית מחד, מפיזור נכסים (מיתון סיכון נכס יחיד); מאידך החוב שלה יימצא בנחיתות מבנית לחובות ברמת הפרויקטים. במקרה זה ייבחנו השפעת החובות בפרויקטים על נזילות החברה המחזיקה, התנאים המגבילים לשחרור עודפים, וכן העמידה ביחסי כיסוי כנדרש והתניות אחרות בכל פרויקט לגופו.

5.5. סיכון הקמה

במידה וסיכון ההקמה לפרויקט הינו משמעותי ושונה מפרופיל הסיכון התפעולי באופן מהותי, תיעשה ההתאמה הנדרשת בדירוג. סיכון ההקמה ייבחן בהיבטים הבאים:

מורכבות ההקמה: בחינת מורכבות הקמת הפרויקט ועלות ההקמה הכוללת. ככלל, ניתן לומר כי הקמת תחנת כוח גרעינית או תחנת כוח הפועלת על בסיס פחם מורכבת יותר מהקמת תחנת כוח הפועלת על בסיס גז טבעי. בפרויקטים מורכבים קיים סיכון לחריגה בעלויות ההקמה ולאיחור בהקמת התחנה, אשר בצדן הפסד הכנסות, ולעתים, קנסות על אי-אספקה כמתחייב. סיכון זה ממותן, בין היתר, באמצעות מערך הסכמי הקמה (EPC), אשר מעביר את הסיכונים, לפחות בחלקם, אל קבלן ההקמה (ראה להלן). במסגרת בחינת המורכבות מושם, בין היתר, דגש על נגישות למערכת החשמל האזורית או הארצית, תשתית הובלת דלק ותשתית אזרחית נלווית (מים, תחבורה וכו'). ישנה חשיבות להבנת היחסים בין הפרויקט לבין האחראים על הספקת תשתיות אלו, אשר במקרים רבים הינם חברות ממשלתיות. בחינת הסיכון הכרוך באי-עמידת הפרויקט בכל הדרישות הרגולטוריות, ואי-הימצאותם של האישורים, ההיתרים והרישיונות הסטטוטוריים הדרושים להקמתו והפעלתו, הינה נדבך נוסף בסיכון ההקמה וכרוכה בבדיקת הקצאת הסיכון בצורה אופטימאלית בין הצדדים לפרויקט, ובמיוחד השתלבות אינטרס המדינה בפרויקט.

איכות קבלן ההקמה ומערך הסכמי ההקמה (EPC)[52]: סיכון ההקמה מתבטא, הן בהקמת הפרויקט על מרכיביו, במהלך תקופת ההקמה, והן בהגעה לתפוקת ייצור מצופה (Ramp-Up Risk). סיכונים אלו ניתנים לגידור באמצעות העברתם לקבלן EPC מנוסה, אשר הקים פרויקטים דומים ללא עיכובים וחריגות בתקציב, וזאת במסגרת הסכם (Turn-Key),

[52] Engineering, Procurement and Construction

הכולל מחיר קבוע (Lump Sum), תאריך נקוב למסירה (Date Certain), ערבויות ביצוע ומנגנון קנסות (LDs)[53], המשקף כיסוי לנזקים אפשריים, כתוצאה מעיכוב בהקמת התחנה ו/או חריגה בתקציב. איכות סיכון האשראי של קבלן ההקמה תיעשה על פי דירוגו, ובמידה ואינו מדורג תיעשה הערכת סיכון אשראי פנימית. סיכון ההקמה ממותן באופן מסוים, כאשר קבלן ההקמה הינו בין בעלי המניות בפרויקט, מאחר ולקבלן ההקמה אינטרס בהצלחת הפרויקט ועמידה ביעדי ביצוע. מאידך, זהות בין הבעלים לקבלן עלולה להביא לניגוד אינטרסים במקרה חדלות פירעון, שעה שהקבלן הופך נושה.

נזילות בתקופת הקמה: נזילות בתקופת ההקמה חיונית למקרה של עיכוב בהקמה, וכפועל יוצא מכך, דחייה בקבלת הכנסות. מקורות נזילות נוספים יכללו, בין היתר, הסכמי מימון נוסף, ערבויות וקנסות קבלן ההקמה, קרנות ביטחון ייעודיות וביטוחי אובדן הכנסות (ALOP)[54]. ערבויות קבלן ההקמה, ומנגנון הקנסות הקיים בהסכם עימו ייבחנו בהתאם לדירוג סיכוני האשראי של קבלן ההקמה.

החברות בתחום ה-PV בישראל הינן, בחלקן הגדול, צעירות, פועלת בסביבה עסקית המאופיינת ברמת תחרותיות גבוהה, באתגרים טכנולוגיים ואילוצים באספקת חומרי הגלם. חשיפה פיננסית לקבלן הקמה שאינו בדירוג בר-השקעה, תמותן באמצעות דחיית התשלום עד לחיבור המתקן ועמידה בביצועים תפעוליים מספקים, בהנפקת ערבויות בנקאיות, או לחילופין במסגרת תקצוב החלפת הקבלן, במקרה הצורך.

5.6. הסדר בקרות אירוע כוח עליון מסיים

השפעה חיובית לדירוג תהיה לקיומו של הסדר התומך במלוא היקף החוב המדורג, במקרה של ביטול ההסכם מסיבות שונות. לדוגמא, ההסדרה תומכת המימון, כפי שנקבעה בספר אמות המידה[55] ליצרני חשמל פרטיים, כוללת העברת בעלות מלאה על התחנה ללקוח הקצה העיקרי (חברת החשמל) ופירעון מוקדם של החוב או המשך תשלום החוב בהתאם להסכמי המימון, וזאת בקרות אירוע כוח עליון מסיים. אירוע כוח-עליון מסיים מוגדר, לרוב במערכת ההסכמים, כאירוע אשר מעבר לשליטה הסבירה, ואשר אינו באחריות מי מהצדדים להסכמים השונים, שעה שננקטו כל האמצעים הדרושים למניעתו וסיומו המהיר. מקרה כוח-עליון אינו מהווה הפרה של ההסכמים, אך מבטל את חובות הצדדים על פיהם.

5.7. שונות

- קיומה של חולשה מהותית בקטגוריה מסוימת במתודולוגיית הדירוג אשר, להערכת מידרוג, אינה מטופלת או שאינה ניתנת לטיפול.
- חוסר גמישות פיננסית עקב רמת מינוף גבוהה במיוחד.
- הרעה בסביבה העסקית של אחד או יותר מהצדדים המעורבים בפרויקט. לדוגמא: ספק גז טבעי, בעלים או קבלן מרכזי, אשר קיים סיכון מהותי לגבי יכולתם לעמוד בהתחייבויותיהם.
- דירוג נמוך ללקוח קצה עיקרי או הימצאות במגמת הרעה, אשר עשויה להשפיע על יכולתו לעמוד בהתחייבויותיו במסגרת הסכם ה- PPA.

---

[53] Liquidated Damages - מנגנון קנסות יעיל יחשב ככזה שמכיל משטר תשלומי נזיקין יומי המכסה את העלויות הקבועות (כולל שירות חוב) של התחנה. מצופה כי מגבלת תשלומי הקנסות (Cap) תהיה בטווח שבין 10% ל- 20% מעלות ההקמה הכוללת.

[54] Advanced Loss Of Profit- ביטוח המכסה אובדן רווחים, ביטוח מקובל במימון פרויקטים הנעשה לפני הפעלתו המסחרית של הפרויקט, ומכסה, בין היתר, אובדן רווחים כתוצאה מעיכוב בהקמה.

[55] ההסדרה הרגולטורית מתוקף חוק משק החשמל המסדירה את אופן התנהלות יצרני החשמל הפרטיים.

מגדל המילניום, רח' הארבעה 17 תל אביב 64739 טל. 03-6844700 פקס. 03-6855002 www.midroog.co.il

A Subsidiary of Moody's