



הערכת התועלת הכלכלית למשק ממימוש מלא של מכסות הרוח הקיימות

תוכן עניינים

3.....	תקציר מנהלים
4.....	רקע
7.....	בחינת התועלת הכלכלית
8.....	עלות הייצור ברוח
9.....	תועלות כלכליות מניצול מלא של מכסת הרוח
12.....	סיכום
13.....	נספח הנחות ונתונים

תקציר מנהלים

ב-2009 הציבה ממשלת ישראל יעד לייצור 10% מסך צריכת החשמל באמצעות אנרגיה מתחדשת עד 2020 (החלטת ממשלה מספר 4450). ב-2015, אישרה הממשלה יעדים נוספים לייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת, העומדים על 13% מצריכת החשמל בשנת 2025 ו-17% מצריכת החשמל בשנת 2030 (החלטת ממשלה מספר 542).

נכון לשנת 2018, כ-90% מהאנרגיה המתחדשת בישראל יוצרה באמצעות מערכות פוטו-וולטאיות (PV), בעוד שפחות מ-3% יוצרה באמצעות אנרגיית רוח. לשילוב מוגבר של אנרגיית רוח בתמהיל הייצור של אנרגיות מתחדשות מספר יתרונות יחסיים משמעותיים בהשוואה לייצור חשמל הנשען אך ורק על מתקנים פוטו-וולטאים:

- **יצירת פרופיל ייצור מאוזן** – התועלת המרכזית משילוב רוח בתמהיל הייצור של אנרגיה מתחדשות נובעת מהיכולת של מתקני רוח לייצור, בשילוב עם PV, פרופיל ייצור מאוזן יותר. אנרגיה מתחדשות סירוגיות (ובראשן מערכות PV ומתקני רוח) מייצרות חשמל בהתאם לשעות הזמינות של המשאב הרלוונטי (שמש, רוח), ולא בהתאם לשעות צריכת החשמל במשק. היות ומתקני רוח ממשיכים לייצר חשמל גם בשעות בהן מתקנים סולאריים אינם מייצרים (לדוגמה, שעות החשיכה), נוצר פרופיל ייצור מאוזן יותר בעל התאמה גבוהה יותר לשעות הצריכה. עובדה זו חוסכת למשק את הצורך בהקמת תחנות כוח קונבנציונאליות לצורך גיבוי הייצור הסולארי, ואת העלויות הכרוכות בכך.
- **ביזור גיאוגרפי של מתקני הייצור ברשת** – קידום מתקני רוח בצפון הארץ, באזורים בהם אין יכולת ייצור מספקת, יתרום ליציבות הרשת, שרידות המערכת, יצמצם איבודי הולכה ויסייע בתכנון סטטוטורי של רשת ההולכה.
- **חיסכון בצריכת קרקע** – לחוות רוח צריכת השטח האפקטיבית (direct impact area) נמוכה ביחס למתקני PV (כ-4% מהשטח האפקטיבי הדרוש למתקן PV), משום שמתקני PV נפרסים על כלל השטח המוקצה להקמת המתקן בעוד שטורבינות הרוח מאפשרות לחלק ניכר מהשטח להמשיך ולהיות זמין לפעילות חקלאית.
- **חיסכון בצריכת מים** – לחוות רוח צריכת מים אפסית לעומת מתקני PV הצורכים מים לשטיפת הפנלים ומניעת הצטברות של לכלוך ואבק הפוגעים ביעילות הייצור.

במסגרת עבודה זו בוצעה הערכה לתועלת הכלכלית למשק ממימוש מלא של מכסות הרוח הקיימות, וזאת על בסיס המידע שפורסם במפת הדרכים למקטע הייצור אשר פרסמה רשות החשמל. במסגרת מפת הדרכים נמצא כי באמצעות ניצול מלא של מכסת הרוח (730 MW), הבי-גז והביומסה ניתן להגדיל את התרומה של אנרגיות מתחדשות לחיסכון בהספק הקונבנציונאלי מ-1200 MW (חיסכון המושג ממתקני PV בלבד), לכ-2500 MW.

הבחינה הכלכלית בוצעה תוך התייחסות לעלות הייצור המשוקללת (Levelized Cost of Electricity - LCOE) של רוח לעומת התועלות למשק החשמל, אשר הוערכה על בסיס מתודולוגיה שפורסמה על ידי ה-U.S. Energy

Levelized Avoided) (EIA) Information Administration , לחישוב העלות המשוקללת של ייצור חשמל נמנע (Cost of Electricity - LACE)¹.

בחינה זו מתייחסת לרכיבים הבאים:

- עלויות הייצור ברוח
- עלויות נמנעות כתוצאה מניצול מלא של מכסת הרוח, בפרט:
 - עלויות ייצור חשמל במתקני PV נמנעים
 - עלות הגיבוי הקונבנציונלי הנמנעת

מהניתוח עולה כי סך התועלת המשקית מיישום מלוא מכסת הרוח הנוכחית נאמדת בכ-220-360 מיליון ₪ בשנה, כתלות בהמשך ירידת עלויות הקמה של מתקני רוח ו-PV ובאופן פרישת המתקנים. קרי, הערכה הממוצעת עומדת על כ-290 מיליון ש"ח לשנה:

טבלה 1: סיכום תוצאות הניתוח

פרמטר	יח'	רף עליון	ממוצע	רף נמוך
סה"ע עלות ייצור ברוח	₪	607,332,456	553,164,966	498,997,477
עלות הגיבוי הנמנעת	₪	492,135,048	455,852,794	419,570,541
סך עלות נמנעת מייצור ב-PV	₪	474,328,909	387,410,513	300,492,117
סה"כ תועלת (עלות) נטו	₪	359,131,501	290,098,341	221,065,181

יש לציין כי פוטנציאל התועלת הכלכלית למשק משילוב אנרגית רוח בתמהיל הייצור של אנרגיה מתחדשת צפוי להיות גדול משמעותית מהערכה זו. זאת, מכיוון שעל פי ההערכות, פוטנציאל הרוח בישראל גבוה משמעותית מהמכסה הנוכחית (כ-1,650 – 7,900 MW, כתלות בעיקר במהירות הרוח המינימלית הנדרשת בכדי להקים חוות רוח, ההולכת ויורדת עם השיפורים הטכנולוגיים).

¹ https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf

ב-2009 הציבה ממשלת ישראל יעד לייצור 10% מסך צריכת החשמל באמצעות אנרגיה מתחדשת עד 2020 (החלטת ממשלה מספר 4450). ב-2015, אישרה הממשלה יעדים נוספים לייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת העומדים על 13% מצריכת החשמל בשנת 2025 ו-17% מצריכת החשמל בשנת 2030 (החלטת ממשלה מספר 542).

נכון לשנת 2018, כ-90% מהאנרגיה המתחדשת בישראל יוצרה באמצעות מערכות פוטו-וולטאיות (PV), בעוד שפחות מ-3% יוצרה באמצעות אנרגית רוח. לשילוב מוגבר של אנרגיית רוח בתמהיל הייצור של אנרגיות מתחדשות מספר יתרונות יחסיים משמעותיים בהשוואה לייצור חשמל הנשען אך ורק על מתקנים פוטו-וולטאים:

- **יצירת פרופיל ייצור מאוזן** – התועלת המרכזית לשילוב רוח בתמהיל הייצור של אנרגיה מתחדשת, נובעת מהיכולת של מתקני רוח לייצור, בשילוב עם PV, פרופיל ייצור מאוזן יותר. אנרגיה מתחדשות סירוגיות (ובראשן מערכות PV ומתקני רוח) מייצרות חשמל בהתאם לשעות הזמינות של המשאב הרלוונטי (שמש, רוח), ולא בהתאם לשעות צריכת החשמל במשק. היות ומתקני רוח ממשיכים לייצר חשמל גם בשעות בהן מתקנים סולאריים אינם מייצרים (לדוגמה, שעות החשיכה), נוצר פרופיל ייצור מאוזן יותר בעל התאמה גבוהה יותר לשעות הצריכה. עובדה זו חוסכת למשק את הצורך בהקמת תחנות כוח קונבנציונאליות לצורך גיבוי הייצור הסולארי, ואת העלויות הכרוכות בכך.
- **ביזור גיאוגרפי של מתקני הייצור ברשת** – רוב הפוטנציאל של ייצור חשמל מאנרגיית רוח במדינה מצוי בצפון הארץ, בעוד שרוב הפוטנציאל הייצור באמצעות PV מצוי בדרום המדינה. על כן, קידום מתקני רוח בצפון הארץ, אזורים בהם אין יכולת ייצור מספקת, יכולים לתרום ליציבות הרשת ושרידות המערכת, לצמצם איבודי הולכה ולסייע בתכנון סטטוטורי של רשת ההולכה.
- **חיסכון בצריכת קרקע** – לחוות רוח צריכת השטח האפקטיבית (direct impact area) נמוכה ביחס למתקני PV (כ-4% מהשטח האפקטיבי הדרוש למתקן PV), משום שמתקני PV נפרסים על כלל השטח המוקצה להקמת המתקן בעוד שטורבינות הרוח מאפשרות לחלק ניכר מהשטח להמשיך ולהיות זמין לפעילות חקלאית.
- **חיסכון בצריכת מים** – לחוות רוח צריכת מים אפסית, לעומת מתקני PV הצורכים מים לשטיפת הפנלים ומניעת הצטברות של לכלוך ואבק הפוגעים ביעילות הייצור – במתקני רוח לא נדרשת צריכת מים כלל.

ב-2018, רשות החשמל פרסמה את מפת הדרכים לתכנון מקטע הייצור במשק החשמל לשנים 2018-2030. במסגרת תכנית זו, נמצא כי בתרחיש הביקוש המרכזי (97 TWh, קצב גידול של 2.7%), תידרש הקמה של מתקנים סולאריים בהספק מצטבר של כ-7,500 MW עד שנת 2030, על מנת לעמוד ביעד האנרגיה המתחדשת (16.5 TWh, שהם 17% מהצריכה החזויה). זאת, בנוסף למימוש מכסת הרוח במלואה (730 MW הספק מותקן) ולמימוש חלקי של מכסות הביו-גז והביומסה.

הדוח מצוין כי אם תתאפשר הרחבה של מכסת הרוח (מ-730 MW כיום לכ-1,000 MW) ניתן יהיה לעמוד ביעד האנרגיה המתחדשת בתרחיש הביקוש המרכזי באמצעות הספק סולארי מופחת של כ-7,000 MW – כלומר סך ההספק המותקן הנדרש כדי להגיע ליעד הייצור יהיה נמוך יותר.

בשל האופי הסירוגי של ייצור חשמל באמצעות טכנולוגיית רוח וטכנולוגיית PV, קיים צורך ביחידות קונבנציונאליות כגיבוי, בראש ובראשונה על מנת להבטיח יכולת ייצור בשעות שיא הצריכה, בעיקר בשעות החשיכה ובחורף. כמות תחנות הכוח הקונבנציונאליות הנדרשות לשם כך תשתנה בהתאם לתמהיל טכנולוגיות הייצור הללו, כפי שיוסבר להלן.

היקף הגיבוי הנדרש תלוי בזמינות הייצור הצפויה של כל טכנולוגיה בשעת שיא הביקוש, ובא לידי ביטוי במקדם החלפת ההון, המשקף את השיעור בו הטכנולוגיה תורמת ליכולת הייצור במשך בשעת שיא הביקוש ובכך מונעת את הצורך בתחנות גיבוי קונבנציונאליות. כלומר, מתקן ייצור בהספק של 100 MW בטכנולוגיה עם מקדם החלפת הון של 30% תורם ליכולת הייצור בשעת השיא בהיקף של 30 MW ולכן מחייב גיבוי קונבנציונאלי בהספק של 70 MW. במידה והמתקן יוקם בטכנולוגיה עם מקדם החלפת הון של 70%, המתקן יתרום ליכולת הייצור בשעת השיא בהיקף של 70 MW ויידרש גיבוי בהספק של 30 MW בלבד. קרי, ככל שמקדם החלפת ההון של הטכנולוגיה גבוה יותר, כך נדרש גיבוי קונבנציונאלי מצומצם יותר ונחסכות למשך החשמל עלויות הון משמעותיות. שילוב מוגבר של טורבינות רוח בתמהיל הייצור של אנרגיה מתחדשת, תחסוך הספק קונבנציונאלי המשמש כגיבוי, זאת מאחר ששילוב נכון בין ייצור מבוסס רוח לבין ייצור מבוסס PV יכול להביא לשיפור מקדם החלפת ההון הכולל של המתקנים.

במסגרת מפת הדרכים של הרשות, נמצא כי באמצעות ניצול מלא של מכסת הרוח (730 MW), הביוגז והביומסה ניתן להגדיל את התרומה של אנרגיות מתחדשות לחיסכון בהספק הקונבנציונאלי מ-1,200 MW (חיסכון המושג ממתקני PV בלבד), לכ-2,500 MW..

מטרת עבודה זו היא להעריך את התועלת הכלכלית למשק ממימוש מלא של מכסות הרוח הקיימות, וזאת על בסיס המידע שפורסם במפת הדרכים. אף כי במסגרת עבודה זו לא נבחן מלוא פוטנציאל הרוח בישראל, נמצא בעבר כי ניתן להגיע להספק מותקן גבוה משמעותית מהמכסה הנוכחית (כ-1,650 – 7,900 MW, כתלות בעיקר בהנחות בדבר מהירות הרוח המינימלית הנדרשת בכדי להקים חוות רוח). מימוש פוטנציאל זה מעבר למכסה הנוכחית עשוי להגדיל משמעותית את התועלת הכלכלית למשק.

בחינת התועלת הכלכלית

הבחינה הכלכלית בוצעה תוך התייחסות לעלות הייצור המשוקללת (Levelized Cost of Electricity - LCOE) של רוח לעומת התועלות למשק החשמל, אשר הוערכו על בסיס מתודולוגיה שפורסמה על ידי ה-U.S. Energy Information Administration (EIA), לחישוב העלות המשוקללת של ייצור חשמל נמנע (Levelized Avoided Cost of Electricity - LACE)².

בחינה זו מתייחסת לרכיבים הבאים:

- עלויות הייצור ברוח – בהתבסס על תעריף הייצור ברוח. תעריף זה נקבע ומתעדכן לפי נוסחת עדכון בהתאם להחלטה 1137 של רשות החשמל. התעריף מגלם בתוכו את הרכיבים הבאים:
 - עלויות הקמה של טורבינות הרוח
 - עלויות התפעול הקבוע של טורבינות הרוח
 - עלות הקרקע.
 - עלויות נמנעות כתוצאה מניצול מלא של מכסת הרוח:
 - עלויות ייצור חשמל במתקני PV נמנעים – בהתבסס על מחירי PV מייצגים אשר שימשו את רשות החשמל במסגרת הניתוח לבחינת מדיניות הפחתת השימוש בפחם (2019), ומגלמים בתוכם את הרכיבים הבאים:
 - עלויות הקמה של המתקנים
 - עלויות התפעול הקבוע של המתקנים
 - עלויות צריכת המשאבים של המתקנים לרבות קרקע ומים.
 - עלות הגיבוי – הפחתת הצורך בהקמת תחנות גיבוי קונבנציונליות, זאת על בסיס תעריף הזמינות המשולמים לתחנות גיבוי (פיקריות) כיום, המגלם בתוכו את הרכיבים הבאים:
 - עלות ההון להקמת יחידת ייצור מסוג מחזור פתוח
 - עלות תפעול קבוע של יחידת ייצור מסוג מחזור פתוח
- במסגרת עבודה זו, לא בוצעה הערכה לתועלת של ביזור גיאוגרפי של מתקני הייצור ברשת כתוצאה משילוב ייצור חשמל במתקני רוח.
- פירוט מלא של ההנחות בדבר כל רכיב ניתן לראות בפרק הבא.

² https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf

עלות הייצור ברוח

עלות הייצור של חשמל ברוח, חושבה על בסיס תעריפי ייצור ברוח הנקבעים על ידי רשות החשמל³. תעריף זה, מחושב לפי נוסחת עדכון תעריף לחוות רוח גדולות המחוברות לרשת החלוקה וההולכה אשר פורסמה על ידי הרשות במסגרת שימוע ב-2016 ואומצה כהחלטה מחייבת בפברואר 2017 (החלטה מספר 1137 של מליאת הרשות). התעריף מתפרסם עבור מתקנים במתח גבוה ונמוך ובמתח עליון, במכסות של עד MW 300 ומעל 300 MW. לצורך הניתוח הונח כי המתקנים הראשונים, עד הרף של MW 300, יהיו מתקנים המחוברים לרשת ההולכה (תעריף של כ-36.64 אג' לקוט"ש) ויתר המכסה תנוצל על ידי מתקנים המחוברים לרשת החלוקה (כ-31.41 אג' לקוט"ש). על בסיס הנחות אלו, עלות ייצור החשמל במתקני רוח נאמדת בכ-33.56 אג' לקוט"ש (ממוצע משוקלל)⁴.

שעות הייצור השנתיות חושבו על בסיס מקדם יכולת של רוח העומד על 28.3%, על בסיס השימוע התעריפי לחוות רוח גדולות המחוברות לרשת החלוקה וההולכה, אשר פורסם ב-2017 על ידי רשות החשמל ומהווה הבסיס לקביעת תעריף הייצור⁵.

ניתן לראות כי סך עלות הייצור בהינתן מימוש מלא של מכסת הייצור ברוח נאמדת בכ-610 מיליון ₪ בשנה (בתעריף המשוקלל בערכו הנוכחי):

טבלה 2: עלות הייצור ברוח, לפי תעריף ייצור נוכחי

מקור	ערך	יח'	פרמטר
רשות החשמל, 2018	730	MW	מכסת רוח קיימת
	2,479	שעות שנתיות	שעות ייצור שנתיות
	1,809,728,400	KWh	סה"כ ייצור ברוח
רשות החשמל, 2019	33.56	אג' / KWh	תעריף ייצור ברוח
	607,332,456	₪	סה"כ עלות שנתית - ייצור ברוח

מאחר ומדובר בניצול מלא של מכסות הרוח עד 2030, נבחנו ירידה במחירי הייצור בטכנולוגיה זו. על פי דו"ח משותף שהוכן על ידי ה- International Energy Agency (IEA), ה- National Renewable Energy Laboratory ו- Berkley Lab משנת 2016, אשר גיבש תחזית לעלויות הייצור בטכנולוגיית רוח⁶, נמצא כי בתרחיש החציוני, עד 2030 צפויה ירידה של כ-24% בעלות הייצור המשוקללת מרוח יבשתית, בהשוואה לעלות הייצור ב-2014. מאחר והדו"ח מתייחס לירידת במחירים ביחס למחירי 2014, הונחה ירידה של כ-18% במחירים ביחס לתעריפים המוצגים מעלה, וזאת על מנת לשקף את ירידת המחירים ביחס ל-2019 בלבד. ניתן לראות כי בהינתן תעריף חזוי של כ-27.57 אג' לקוט"ש, עלות הייצור בהינתן מימוש מלא של מכסת הרוח ב-2030 נאמדת בכ-500 מיליון ₪ בשנה.

טבלה 3: עלות הייצור ברוח, לפי תעריף צפוי ב-2030

ערך	יח'	פרמטר
730	MW	מכסת רוח קיימת
2,479	שעות שנתיות	שעות ייצור שנתיות

³ לוח 7.6-10: תעריף באגרות לקוט"ש ליצור חשמל מאנרגיית רוח למתקנים בהספק עולה מעל 50-KW, רשות החשמל.
⁴ יש לציין כי תעריפים אלו מתעדכנים בהתאם לנוסחת עדכון אשר פורסמה על ידי רשות החשמל. תעריפים אלו צמודים למדדים שונים כגון שערי מט"ח. הנחה זו לגבי התעריף המשמש את הניתוח הינה הנחה מחמירה, שכן התעריף הנוכחי שנקבע עומד על כ-35.8 אג' לקוט"ש.

⁵ נספח ו' להצעת החלטה לשימוע – תעריף לחוות רוח גדולות המחוברות לרשת החלוקה, רשות החשמל 2017

⁶ Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers, IEA, NREL, Berkley Lab, 2016

סה"כ ייצור ברוח	KWh	1,809,728,400
תעריף ייצור ברוח	KWh / אג'	27.57
סה"כ עלות שנתית - ייצור ברוח	₪	498,997,477

תועלות כלכליות מניצול מלא של מכסת הרוח

כפי שהוסבר בפרק המתודולוגיה, עלות הייצור המשוקללת הנמנעת מתייחסת לשני רכיבים:

1. עלות הגיבוי הנמנעת – החיסכון בהקמת תחנות גיבוי קונבנציונליות
2. עלות הייצור במתקני PV הנמנעת כתוצאה מייצור אותה כמות חשמל בטורבינות הרוח

עלות הגיבוי

במסגרת עבודת הועדה לבחינת התועלת הכלכלית של אנרגיות מתחדשות ("ועדת קנדל"), נמצא כי התרומה המרבית של מתקני PV להספק הנדרש במשק החשמל שווה לפער הצפוי בין שיא הביקוש בקיץ לבין שיא הביקוש בחורף – כ-1,200 MW. מעבודה נוספת של אגף תכנון, פיתוח וטכנולוגיה (תפ"ט) של חברת החשמל, נמצא כי, באמצעות ניצול מלא של מכסות אנרגיית רוח הביו-גז והביומסה (ללא הגדלת המכסה), התרומה של האנרגיה המתחדשת לחיסכון בהספק קונבנציונלי עשויה להגיע עד ל-2,500 MW.

במסגרת הניתוח, הונח כי תחנות ביו-גז וביומסה מחליפות ביחס ישיר את ההספק הקונבנציונלי הנדרש (כלומר, מקדם החלפת הון שווה ערך ל-1), וזאת משום שבאופן זהה לתחנות קונבנציונליות, מדובר בתחנות כוח שניתן לשלוט בשעות הייצור שלהן. כתוצאה מכך, התרומה של הרוח להספק הקונבנציונלי נאמדת בכ-1,150 MW (1,300 MW פחות סך המכסה של ביו-גז וביומסה - 150 MW). קרי, מימוש מכסת הרוח יחסוך את הקמתן של תחנות כוח פיקריות בהיקף של 1,150 MW.

הערכת עלות הגיבוי הנחסכת התבססה על החלטה מספר 914 של רשות החשמל, במסגרתה נקבע כי ספק שירות חיוני, ישלם ליצרן קונבנציונלי תעריף המבטא את העלויות הנורמטיביות הקבועות (הקמה ותפעול קבוע) של מתקן הייצור, בכדי לבטא את הצורך בזמינות הקבועה של התחנה לצרכי גיבוי המערכת. תעריף זה משולם ליצרן לתקופה של 20 שנה בהתאם ללוח התעריפים של רשות החשמל.

בהתאם לכך, לצורך חישוב העלות המשוקללת של ייצור החשמל הנמנע, נלקח תעריף הגיבוי לטורבינות גז מסוג מחזור פתוח ("פיקריות") המשקף את החיסכון בעלויות הנורמטיביות הקבועות (הקמה ותפעול קבוע) של מתקן הייצור, וזאת על פי הצעת החלטה לשימוע לעניין עדכון בסיס התעריף המערכתי לשנים 2020-2024 שפרסמה הרשות בספטמבר 2019.⁷ בהתאם לאסדרה 914, הונח כי התשלום המקסימלי לזמינות לכל קו"ט מותקן, המתייחס ל-92% זמינות של התחנות הפיקריות לצורכי גיבוי.

בבסיס הנחה זו עומדת העובדה כי מימוש מלא של מכסות הרוח תפחית את סך **ההספק** הנדרש, אך לא את היקף הייצור הקונבנציונלי. אם במשק החשמל נדרש הספק נוסף בכדי לתת מענה לשיא הביקוש – ללא צורך בייצור קונבנציונלי נוסף - המשק ישלם את כלל עלות ההון הכרוך בכך.

טבלה 4: עלות הגיבוי הנמנעת, בהינתן ניצול מלא של מכסת הרוח

⁷ הצעת החלטה לשימוע לעניין עדכון בסיס התעריף המערכתי לשנים 2020-2024, רשות החשמל 2019

מקור/הערות	ערך	יח'	פרמטר
רשות החשמל, 2019	5.31	אג' / KW לשעה	תעריף זמינות קבועה המשולם לתחנה פיקרית
בהינתן 92% זמינות	8059	שעות שנתיות	סך שעות זמינות נדרשות בשנה
	42,794	אג' / KW	סך תשלום ל-KW מותקן
	492,135,048	ש	עלות הגיבוי השנתית נמנעת

ניתן לראות בטבלה 4 כי עלות הגיבוי הנמנעת בהינתן ניצול מלא של מכסת הרוח עומדת על כ-490 מיליון ש"ח לשנה. יש להדגיש כי הגדלת ההספק המותקן מרוח מעבר למכסה הקיימת, עשוי להגדיל אף יותר את החיסכון בעלויות הגיבוי.

מאחר ותעריף הגיבוי נקבע על בסיס עלות ההון בפריסה ל-20 שנה ולא לאורך ח"י תחנת מחזור פתוח (כ-30 שנה), בוצע חישוב חלופי לעלות הגיבוי, המניח עלות הון ותפעול קבוע בפריסה שנתית. כפי שניתן לראות, בהינתן כי מימוש מלא של מכסת הרוח יביא לחיסכון של MW 1,150 של תחנות מסוג מחזור פתוח (פיקריות), ובפריסת העלויות לאורך ח"י המערכת, החיסכון בעלות הגיבוי למשק תעמוד על כ-420 מיליון ש"ח לשנה.

טבלה 5: עלות הגיבוי הנמנעת, בפריסה לאורך ח"י התחנה

מקור	ערך	יח'	פרמטר
גיבוש היעד הלאומי להפחתת פליטות גזי חממה	2880	ש"ח לקו"ט	עלות הקמה מחזור פתוח
	147	ש"ח לקו"ט	עלות התפעול הקבוע
	71	ש"ח לקו"ט	הולכת גז לנתג"ז
	147	ש"ח לקו"ט	עלות הון בפריסה שנתית
	218	ש"ח לקו"ט	עלות תפעול קבוע שנתית
	365	ש"ח לקו"ט	סך עלות הון ותפעול קבוע
	419,570,541	ש"ח	עלות הגיבוי השנתית הנמנעת

עלות הייצור הנמנעת ב-PV

כפי שהוצג בסעיף עלות ייצור ברוח, מימוש מכסת הרוח תאפשר הקטנה של הייצור הנדרש ב-PV בכ- 1,809,728,400 קו"ט ש"ח.

לצורך הניתוח הוגדר פרופיל הייצור הנמנע, בין מתקן פי וי קרקעי גדול (אשר בדומה לתחנות הרוח מחובר לרשת החלוקה), לבין PV המותקן על גגות קטנים ו-PV המותקן על גגות גדולים ומאגרי מים ללא אגירה. פרופיל זה נקבע על בסיס הנחות רשות החשמל בדבר תמהיל המתחדשות הצפוי שהוצג במסגרת ניתוח מדיניות הפחתת השימוש בפחם, אשר פורסם להתייחסות הציבור בספטמבר 2019. במסגרת הניתוח, הונח כי PV קרקעי יהווה 33% מסך הייצור, וגגות קטנים, גדולים, ומאגרי מים את השאר.

עלות הייצור ב-PV שהוצגו במסמך זה הינם: עבור גגות קטנים 37 אג' לקו"ט ש"ח, עבור גגות גדולים ומאגרי מים 23.33 אג' לקו"ט ש"ח ועבור מתקנים קרקעיים 18.18 אג' לקו"ט ש"ח.

כפי שניתן לראות, בהינתן ניצול מלא של מכסת הרוח, צפוי להיחסך למשק כ-475 מיליון ש"ח בשנה כתוצאה מייצור נמנע ב-PV.

טבלה 6: עלות ייצור נמנעת ב-PV

פרמטר	יח'	ערך
עלות ייצור משוקללת נמנעת מ-PV	אג'/קוט"ש	26.21
סך ייצור ב-PV נחסך	KWh	1,809,728,400
סך עלות שנתית נמנעת מייצור ב-PV	₪	474,328,909

מאחר ומדובר במכסה הצפויה להביא לעמידה ביעדי אנרגיות מתחדשות ב-2030, נבחנה התועלת למשק מעלות הייצור הנמנעת מ-PV, גם בהינתן ירידת המחירים הצפויה למתקני PV עד 2030. על בסיס נתוני רשות החשמל מניתוח מדיניות הפחתת השימוש בפחם, המחירים לקוט"ש סולארי ב-2030 צפויים להיות כ-12.5 אג' לקוט"ש ל-PV קרקעי, 21.8 אג' לקוט"ש ל-PV על גגות קטנים, 15.4 אג' לקוט"ש ל-PV גגות גדולים ומאגרי מים. בהינתן מחירי הקוט"ש הסולארי הצפויים ב-2030, ניצול מלא של מכסת הרוח צפוי לחסוך למשק כ-300 מיליון ₪ בשנה כתוצאה מייצור נמנע ב-PV.

טבלה 7: עלות ייצור נמנעת ב-PV, בהינתן ירידת מחירים

פרמטר	יח'	ערך
עלות ייצור משוקללת נמנעת מ-PV	אג'/קוט"ש	16.60
סך ייצור ב-PV נחסך	KWh	1,809,728,400
סך עלות שנתית נמנעת מייצור ב-PV	₪	300,492,117

סיכום

מהניתוח עולה כי סך התועלת המשקית מיישום מלוא מכסת הרוח הנוכחית נאמדת בכ-220-360 מיליון ₪ בשנה, כתלות בהמשך ירידת עלויות הקמה של מתקני הרוח ו-PV ובאופן פרישת המתקנים. קרי, ההערכה הממוצעת עומדת על כ-290 מיליון ₪ לשנה.

טבלה 8: טבלה מסכמת

פרמטר	יח'	רף עליון	ממוצע	רף נמוך
סה"ע עלות ייצור ברוח	₪	607,332,456	553,164,966	498,997,477
עלות הגיבוי הנמנעת	₪	492,135,048	455,852,794	419,570,541
סך עלות נמנעת מייצור ב-PV	₪	474,328,909	387,410,513	300,492,117
סה"כ תועלת (עלות) נטו	₪	359,131,501	290,098,341	221,065,181

יש לציין כי פוטנציאל התועלת הכלכלית למשק משילוב אנרגית רוח בתמהיל הייצור של אנרגיה מתחדשת צפוי להיות גדול משמעותית מהערכה זו. זאת, מכיוון שעל פי ההערכות, פוטנציאל הרוח בישראל גבוה משמעותית מהמכסה הנוכחית (כ-1,650 – 7,900 MW, כתלות בעיקר במהירות הרוח המינימלית הנדרשת בכדי להקים חוות רוח, ההולכת ויורדת עם השיפורים הטכנולוגיים).

נספח הנחות ונתונים

מאפייני היחידות

מקדם יכולת PV			
מקדם יכולת רוח	%	28.3%	נספח ו שימוע תעריף רוח 2017, רשות החשמל
שעות ייצור שנתיות	KWh/KW	2,479	
אורך חיים מתקן נורמטיבי	שנים	25	

נתוני עלות

מקור	ערך	יח'	פרמטר
הצעת החלטה לשימוע בעניין עדכון בסיס התעריף המערכתי לשנים 2020-2024, רשות החשמל 2019	5.31	אג' /KW	תעריף זמינות המשולם לתחנה פיקרית (מחזור פתוח)
רשות החשמל, ניתוח מדיניות הפחתת השימוש בפחם, 2019	18.18	אג' /KW	תעריף ייצור PV קרקעי
	23.33	אג' /KW	תעריף ייצור PV גגות גדולים
	37.00	אג' /KW	תעריף ייצור PV גגות קטנים

מקור	ערך	יח'	פרמטר
רשות החשמל, תעריף לייצור חשמל מאנרגיית רוח למתקנים בהספק עולה מעל 50 KW, 2019	36.64	אג' /KW	תעריף ייצור מתח עליון עד 300 MW
	31.41	אג' /KW	תעריף ייצור מתח גבוה ונמוך מעל 300 MW

נתוני תחזית עלות

מקור	ערך	יח'	פרמטר
רשות החשמל, ניתוח מדיניות הפחתת השימוש בפחם, 2019	12.54	אג' /KW	תעריף ייצור PV קרקעי
	15.38	אג' /KW	תעריף ייצור PV גגות גדולים
	21.83	אג' /KW	תעריף ייצור PV גגות קטנים
הנחה שמרנית, כ- 18% מתעריף משוקלל נוכחי	27.57	אג' /KW	תעריף ייצור חוות רוח

הגדרת פרופיל ייצור נחסך

מקור	ייצור נחסך (%)	יחידה שולית
עיבוד נתוני ניתוח רשות החשמל לעתיד היח' הפחמיות	33%	PV קרקעי
	34%	PV גגות גדולים
	34%	PV גגות קטנים

מכסות

מקור	ערך	יח'	פרמטר
מפת דרכים למקטע ייצור החשמל, רשות החשמל	730	MW	מכסת רוח קיימת
	150	MW	מכסות ביוגז וביומסה יחד
	1150	MW	הספק קונבנציונאלי נחסך

מחזור פתוח

מקור	ערך	יח'	פרמטר
בחינת הפוטנציאל להפחתת פליטות גזי חממה והמלצה ליעד לאומי לישראל	2880	ש לקוו"ט	עלות הקמה מחזור פתוח
	147	ש לקוו"ט	עלות התפעול הקבוע
	71	ש לקוו"ט	הולכת גז לנתג"ז