



שימוע

תעריפים ליצרנים קונוונציונאליים

במסגרת קביעת הסדרה ותעריפים ליצרנים פרטיים במשק החשמל קבעה הרשות לפני מספר שבועות תעריפים ליצרנים בקוגנרציה. היום מפרסמת הרשות לשימוע ציבורי את התעריפים ליצרנים קונוונציונאליים וזאת בהתאם למדיניות והסכמות שנקבעו עם שר התשתיות הלאומיות ושר האוצר. במקביל, מפרסמת הרשות לשימוע ציבורי אמת מידה המסדירה את סוגיית כח עליון ואמת מידה המסדירה את סוגיית הביטוח. אמות מידה אלה רלוונטיות להליך העסקי של היזמות במשק החשמל.

רקע

עקרונות לקביעת התעריפים

1. התעריפים מבוססים על שלושה מרכיבים

- תעריף עבור יכולת זמינה
- תעריף עבור אנרגיה מיוצרת
- תעריף לכל התנעה לפי סוגה

בהעמדת זמינות, היצרן מעמיד הספק פנוי לרשות מנהל המערכת, ומנהל המערכת יכול לרכוש אנרגיה כנגד אותה זמינות.

בעבור העמדת הזמינות היצרן יקבל תעריף זמינות נורמטיבי (המבטא את עלות ההקמה ועלויות התפעול הקבועות בתוספת תשואה ראויה להון העצמי, במקרה של זמינות פנויה, לכל קווי"ט זמין) וכנגד מכירת אנרגיה לרשת החשמל היצרן יקבל תעריף אנרגיה נורמטיבי האמור להוות pass through של העלויות המשתנות ובכלל זה מרכיב הדלק (לקווי"ט"ש).

הוגדרו שני סוגי זמינות.

זמינות קבועה ברשת הבטחון – חלק יחסי מתחנת הכוח אשר יוקצה עבור מנהל המערכת ובפועל מהווה חלק מיחידות הייצור של מנהל מערכת החשמל. חלק זה יוקצה בשעות המוכרות לזמינות (לצורך החישובים המצורפים בכל שעות היממה) ובכל תקופת ההפעלה. היצרן יתחייב/יצהיר על החלק של הזמינות הקבועה טרם שלב הסגירה הפיננסית.

זמינות פנויה – הספק פנוי שנותר לאחר מכירת אנרגיה ע"י היצרן לצרכנים פרטיים מהחלק היחסי של תחנת הכוח שלא הוקצה למנהל המערכת. הספק זה נוצר בגין אי הצלחתו של הצרכן למכור את כלל האנרגיה לצרכנים הפרטיים.

ההקצאה של סוגי הזמינויות תהיה קבועות מראש. יציאה מהזמינות הקבועה ומעבר לזמינות הפנויה יעשה אחת לפרק זמן שיקבע ע"י הרשות ובהודעה מראש למנהל המערכת.

בעבור הזמינות **הקבועה** היצרן יקבל החזר של 95% מעלות ההקמה בתוספת תשואה ראויה על מקורות המימון (הון עצמי והון זר), וכן את מלוא ההוצאות הקבועות של תחנת הכוח על החלק היחסי של הזמינות הקבועה (מכלל ההספק של התחנה).

בעבור הזמינות **הפנויה** היצרן יקבל החזר של 80% מעלות ההקמה בתוספת ראויה על מקורות המימון (הון זר - החזר החוב הבכיר בלבד), וכן את מלוא ההוצאות הקבועות של תחנת הכוח על החלק היחסי של הזמינות הפנויה (מכלל ההספק של התחנה).

מאחר והנחת המימון של המתקן הנורמטיבי התבססה על 80% מימון בהון זר ו 20% במימון הון עצמי הרי הכיסוי התעריפי הינו רק להון הזר ולא למרכיב ההון העצמי בפרוייקט.

מכירת אנרגיה למנהל המערכת -

בעבור מכירת האנרגיה למנהל המערכת היצרן יקבל תעריף אנרגיה נורמטיבי שיכלול את כלל ההוצאות המשתנות לייצור קווי"ש ללא מרווח.

במקרה של מכירת אנרגיה למנהל המערכת מתוך זמינות פנויה יקבל היצרן גם את מרכיב ההון העצמי הנורמטיבי.

במועד ההצהרה על העמדת הזמינות הקבועה למנהל המערכת יתחייב מנהל המערכת לכמות גז מסויימת שבכוונתו לממש כאנרגיה.

היצרן יתקשר בעסקת גז על פי התחייבות מנהל המערכת עבור הזמינות הקבועה, ועבור הזמינות המשמשת לעסקאות פרטיות יתקשר היצרן עם ספק הגז לכמויות גז לפי שיקול דעתו.

במידה ומנהל המערכת לא ירכוש מהיצרן את כמות האנרגיה לה התחייב, והיצרן יוותר עם כמות גז שמנהל המערכת התחייב לגביה אך לא מימשה לאנרגיה, ישלם מנהל המערכת את עלות הגז הנורמטיבית בעבור כמות הגז אותה התחייב לרכוש ולא רכש על פי הסכם ה-TOP עד היקף כולל של 90% מעסקת ה-TOP.

הסכם ה-TOP מחייב את היצרן לגבי היקף של 80% מהכמות אותה מבקש היצרן לרכוש, כך שבפועל מנהל המערכת מתחייב לרכוש גז בעבור 72% מכמות האנרגיה אותה התחייב לקנות מהיצרן.

לדוגמא, אם יצרן חתם על עסקת גז בהיקף של 1 BCM לשנה ואשר כולה במסגרת הזמינות הקבועה (במסגרת רשת הביטחון לאנרגיה שאליה התחייב מנהל המערכת) ועל פי הנחיות מנהל המערכת צרך היצרן בשנה מסוימת רק 0.6 BCM של גז, הרי מנהל המערכת יהיה מחוייב ב: $BCM\ 0.12 * \text{מחיר הגז הנורמטיבי} = BCM\ 0.6 * \text{מחיר הגז הנורמטיבי} - 1*80\%*90\%$ BCM*מחיר הגז הטבעי הנורמטיבי.

עסקת הגז שהיזם יתחייב לה לצורך הזמינות הקבועה, צריכה להתחשב בגמישות הביקוש של עקום הצריכה בשעות המש"בים השונות.

□ במסגרת ההסדרה יפורסמו מספר מנגנונים נוספים אשר יבטיחו את כניסתם של היצרנים הפרטיים למשק החשמל. מנגנונים אלו כוללים בין היתר: מנגנוני ערבויות, מערך ביטוחים, מנגנוני קנסות, מנגנוני הגנה לשינוי בדף וכוח עליון. במועד זה מפרסמת הרשות, לשימוע ציבורי, אמות מידה המסדירות את סוגיות הביטוח והכוח העליון.

□ בטבלה המצורפת (עמוד 5) המצורפת פורטו ההנחות בקביעת התעריפים הכוללות בין היתר: פירוט עלויות ההקמה, עלויות התחזוקה הקבועות והמשתנות, עלויות גורם הייצור-גז טבעי, עלויות דלק חלופי (סולר), משך תקופת תשלומי הזמינות והאנרגיה, משך תקופת ההקמה, מבנה המימון להקמת המתקן, עלויות המימון לטווח ארוך, הנחות בדבר ירידת הספק התחנה לאורך זמן, עלות ההון העצמי.

□ הגופים ידרשו להעמיד בטוחות בגין העמדת הזמינות לרשת ולעמוד בלוח הזמנים כתנאי להמשך תוקף הרישיונות כמפורט בהמשך.

- הרשות תהא זכאית להיות חשופה לכל המידע בנוגע לעלויות ופעילות היצרנים הפרטיים כולל הסכמי ההקמה ורכש הגז וחשיפת התנאים המסחריים.
- היצרן הפרטי יתחייב לשקיפות מלאה של כל נתון שיידרש על ידי הרשות.

השפעת פרמטרים וגורמים תפעוליים וסביבתיים על התעריפים

מאחר והנתונים המשמשים לקביעת התעריפים מבוססים על נתוני ISO (נתוני יצרן לביצועי הציוד) יש צורך בקביעת הנתונים המדויקים בתנאי השטח. בקביעת התעריף נקבע פרמטר נורמטיבי (β) המבצע התאמה של ירידת ההספק על פני השנים וכן השפעות חיצוניות נוספות בגובה 4% למתקן במחזור פתוח ו 5% למתקן במחזור משולב. ביצועי המתקן בתנאי השטח ביחס לערכים הנורמטיביים שנקבעו (מקדם β). יקבעו בבדיקות קבלה אך לא יחרגו מ +20% מערך ה- β הנורמטיבי. פרמטר תיקון β הוגדר כ b.

המסגרת הנורמטיבית לתעריפים

חלק זה יפרט את המסגרת הנורמטיבית לקביעת תעריפים בעבור העמדת זמינות ומכירת אנרגיה למנהל המערכת.

מרכיבי העלויות בייצור אנרגיה

עלויות הקמה וייצור אנרגיה מורכבים משלושה סוגי עלות עיקריים: הראשונה מורכבת מעלות ההקמה של המתקן – *Construction costs* הכוללת הוצאות רכש והקמת המתקן וכמו כן כוללת את עלות המימון להקמתו *Financing Expenses*. השנייה עוסקת בעלות האחזקה וההפעלה – *Operation and Maintenance costs* ונחלקת להוצאות קבועות ומשתנות. ההוצאה השלישית כוללת את עלות חומר הגלם בייצור, הדלק – *Fuel costs*. כאמור, עלויות אלו משתנות ביחס לפרמטרים טכנולוגיים וכן פרמטרים מקומיים/אזוריים/סביבתיים אחרים.

להלן פרוט המרכיבים:

א. עלות הקמת ומימון המתקן

הקמה – עלויות אלו מוגדרות כהוצאה קבועה וכנגדה נדרש היזם להעמיד הון עצמי. העלות מחושבת ליחידת הספק זמין לשנה כאשר היא מבוססת על עלות רכש יחידות הייצור והטכנולוגיה הנלוות. בנוסף לעלויות ההקמה ישירות קיימות עלויות נוספות בהתאם לגודל המתקן ולמיקומו ועוסקות בנושאים אחרים כגון תכנון, פיתוח התשתיות, פיקוח ועוד. הוצאה זו תחולק לשנים, הראשונה, EPC. העלות מול קבלן ראשי הרוכש את הציוד עבור היזם ומתקין אותו באתר תוך ביצוע אינטגרציה. השניה, וכן הוצאות נדרשות אחרות המבוצעות בהובלת היזם מול קבלנים שונים כגון חיבור לרשת החשמל.

עלות המימון – עלויות אלו הן חלק מעלויות ההקמה וההפעלה ומורכבות מעלויות המימון הנצברות בתקופת ההקמה ותשלומי הריבית בתקופת ההפעלה. עלויות אלה כוללות גם עלויות גידור ועמלות שונות.

ב. עלות ההפעלה והאחזקה –

מכיוון שהמרכיב העיקרי ומהותי בקביעת העלות בהוצאות ההפעלה הנו הדלק הפרדנו מרכיב זה מהעלויות המשתנות המוצגות בסעיף זה והוא מוצג בהמשך בנפרד. לפיכך, עלות ההפעלה והאחזקה כוללת שני סוגי הוצאות:

- i. הוצאה קבועה – OFC – *Operation's Fixed Costs*, הנקבעת ביחס ליכולת הייצור הכולל. עלות זו כוללת: הוצאות אדמיניסטרטיביות, שכר לכוח אדם קבוע, תשלומי מיסים, ביטוח וערבויות (וכן הוצאות אחזקה לפי הגדרת יצרן) שאינן תלויות בהיקף ההפעלה.

ii. הוצאות אחזקה והפעלה משתנות – *Operation's Variable Costs – OVC* – הוצאה זו מושפעת מהספק העבודה של יחידות הייצור, צריכת החלפים, שמנים וכימיקלים למיניהם. ההוצאה משתנה גם ביחס לכמות האנרגיה המיוצרת על ידי יחידת הייצור והגדרת רמת האחזקה.

ג. עלות חומר הגלם בייצור, הדלק וגז טבעי –

הוצאה זו מהווה את המרכיב העיקרי בהוצאה המשתנה ליצור יחידת אנרגיה ומחושבת ביחס ליחידת חשמל מיוצרת והנה פרופורציונאלית למחיר הדלק ותשתנה ביחס למידת יעילות (רמת הניצולת) של יחידת הייצור. מחיר יחידת הדלק כולל בתוכו מספר מרכיבים בהם: עלות ההולכה, בלו ועלות הגז עצמו.

טבלת הנחות ופרמטרים ששימשו בחישוב התעריפים בנקודת המוצא

פרמטר	ערך	הסבר
הספקי מתקנים וקונפיגורציות	ט"ג מדגמי F9 ו LM ומחזמ"ים מבוססי ט"ג אלה בגדלים של MW 400 למחזמ"ים ו MW 250 לט"ג	קונפיגורציות אלה הן הרלוונטיות ביותר לשוק הישראלי ומספר יזמים כבר מתבסס עליהן. הקונפיגורציות כוללות לעיתים מספר יחידות על מנת להגיע למתקן בהספקים המצוינים כדי לנצל את מירב היתרון לגודל.
ירידת הספק בשנים ביחס לנתוני הספק מותקן של היצרן (הוגדר כצריכה עצמית) - פרמטר β	4% בט"ג ו 5% במחז"ים . יותאם במסגרת בדיקות קבלה בשיעור של עד $\pm 20\%$	ירידה בהספק ביחס לנתוני יצרן : הינה פונקציה של צריכה עצמית, התיישנות, מיקום (גובה), וקירור/
ירידת Heat Rate במוצע ממוצעת על פני התקופה	2%	שחיקת ביצועי המתקן כתוצאה ממספר שעות הפעלה
אי זמינות שנתית ממוצעת בשל תחזוקה ותקלות בלתי צפויות	8%	על פי נתוני יצרני הציוד
ריבית חסרת סיכון ומרווח גיוס הון זר	ריבית חסרת סיכון 3.1% ומרווח גיוס של 2.5% ובסה"כ 5.6% בשקלים צמודי מדד. עדכון לפי פרסומי שערי ריבית לדירוג פרויקט של A+ למחז"ים של 10 שנים.	על פי המקובל בפרויקטי תשתית בעלי סיכון דומה.
תשואה להון עצמי ברוטו	12%	מייצג את הסיכון הנמוך בשל הבטחת רכישת חשמל מחד וסיכוני הפעלה מאידך
תקופת החזר המימון הזר (לא כולל תקופת ההקמה)	18 שנה	על פי 20 שנות אורך חיי מתקן ו tail של שנתיים
תקופת הקמת המתקן	24 חודשים מסגירה פיננסית	כמקובל בפרויקטים מסוג זה
עדכון עלויות קבועות בשל שינוי שעות מוכרות לזמינות - פקטור T_m ו T_s	עלויות קבועות המתקן הוכרו לצורך החישוב בלבד על פני 8,760 שעות מוכרות לזמינות אך נקבע פרמטר H המאפשר שמירה על החזר עלויות קבועות במידה ומספר השעות המוכרות לזמינות משתנה	לצורך פשטות החישוב הונח $T_m=T_s=1$
עלות לקוו"ט מותקן	העלות לקוו"ט מותקן במתקנים במחזור פתוח חושבה לפי \$573 לקוו"ט מותקן ובמחזור סגור לפי \$954 לקוו"ט מותקן	
עלויות תפעול קבועות	ט"ג – 16.5 \$/Installed KW per year מחז"מ – 22 \$/Installed KW per year	
עלויות תפעול משתנות	ט"ג – 0.29 ¢/KWh מחז"מ – 0.37 ¢/KWh	
מחיר הגז הבסיסי	4 \$ / MMBTU	

א. הגדרות

j - סוג המחזור - פתוח j=1, סגור j=2;

l=1 במסגרת רשת הבטחון l=0 שלא במסגרת רשת הבטחון;

PA_{jm}^l - תעריף רכיב ייצור של רכישת יכולת זמינה מיצרן קונוונציונאלי, במחזור j, בחודש m, באגורות לקווי"ט;

PE_{jm}^l - תעריף רכיב ייצור של רכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי, במחזור j, בחודש m, באגורות לקווי"ט;

PSc_{jm}^l - תעריף להתנעה קרה של מתקן של יצרן קונוונציונאלי, במחזור j, בחודש m;

PSH_{jm}^l - תעריף להתנעה חמה של מתקן של יצרן קונוונציונאלי, במחזור j, בחודש m;

$CGCT_{j0}$ - עלות קיבולת גז בנקודת המוצא של יצרן, במחזור j, באגורות לקווי"ט (ביאור 3);

IRCGCTm - מקדם עדכון של $CGCT_{j0}$ בחודש m (ביאור 3);

$CGFT_0$ - עלות הזרמת גז בנקודת המוצא, באגורות לקווי"ט (ביאור 4);

VC_{j0} - עלות תפעול משתנה בנקודת המוצא של יצרן, במחזור j, באגורות לקווי"ט (ביאור 5);

IRVCm - מקדם עדכון של VC_{j0} בחודש m (ביאור 5);

$BFUC_{j0}$ - עלות גז בסיסית בחודש m עבור יצרן, במחזור j, לייצר 1 קווי"ט באגורות לקווי"ט (ביאור 6);

$AFUC_{jm}$ - תוספת לעלות גז בסיסית בחודש m, עבור יצרן, במחזור j, ליצר 1 קווי"ט באגורות לקווי"ט (ביאור 6);

BLO_{jm} - עלות בלו בחודש m, עבור יצרן, במחזור j, באגורות לקווי"ט (ביאור 7);

FC_{j0} - עלות תפעול קבועה בנקודת המוצא של יצרן, במחזור j, באגורות לקווי"ט (ביאור 8);

IRCPIm - מקדם עדכון של FC_{j0} בחודש m, באגורות לקווי"ט;

ECC_{jo} - עלות מימון הון עצמי בנקודת המוצא של יצרן, במחזור j, באגורות לקווי"ט (ביאור 9);

DCC_{j0} – עלות מימון הון זר בנקודת המוצא של יצרן, במחזור j , באגורות לקוו"ט (ביאור 9);

$IRDCC_m$ – מקדם עדכון של DCC_{j0} בחודש m (ביאור 9);

Tm – מקדם עדכון שעות מש"בים התקף בחודש m (ביאור 10) ליצרן שאינו ברשת הבטחון;

Ts – מקדם עדכון שעות מש"בים התקף בחודש m (ביאור 10) ליצרן ברשת הבטחון;

b – מקדם תיקון פרמטרים תפעוליים בתנאי האתר בשל בדיקות קבלה;

F – מקדם יחסי עלויות שוליות בתעו"ז כמופיע בלוח תעריפים מס' 1-6.1;

Zmn – יכולת זמינה המועמדת לטובת מנהל המערכת כחלק מרשת הבטחון;

Ztr – יכולת זמינה המשמשת לטובת מכירת אנרגיה לצרכנים פרטיים;

Gi – מחויבות מנהל המערכת לרכישת גז טבעי ב MMBTU בהיקף שנתי.

Q_j – כמות הקוו"ט הזמינים לטובת מנהל המערכת בשנה מסוימת.

ב. עדכון תעריפים ותחולה

התעריפים שבלוח תעריפים 6.6 – $S, Z, N, M, I, L, J, K, Y, X$, יעודכנו ויפורסמו אחת לחודש, ביום העסקים הראשון לחודש, באמצעות נוסחאות העדכון המופיעות בהחלטה זו.

ג. תעריפים לרכישת יכולת זמינה מיצרנים קונוונציונאליים

תעריפים לרכישת יכולת זמינה מיצרנים קונוונציונאליים הינם כדלקמן:

1. ספק השירות החיוני (להלן – סש"ח) ירכוש יכולת זמינה מיצרנים קונוונציונאליים בכמויות ובמועדים הקבועים ברישיונם בתעריפי יכולת זמינה נורמטיביים ליצרנים קונוונציונאליים, בהתאם לסוג המיתקן.

2. תעריפים עבור רכישת יכולת זמינה מיצרנים קונוונציונאליים במחזור פתוח (טורבינות גז) ומיצרנים קונוונציונאליים במחזור סגור (מחז"מים) המופעלים בגז טבעי, המחוברים לרשת ההולכה, יחושבו על פי הנוסחאות המפורטות בלוחות התעריפים $X - 6.6$, $Y - 6.6$, $Z - 6.6$, $S - 6.6$ כדלקמן (ביאור 1):

(א) לוח תעריף $X - 6.6$: תעריף עבור רכישת יכולת זמינה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח, המחובר לרשת ההולכה, המופעל בגז טבעי ופועל במסגרת רשת הביטחון מול מנהל המערכת, באגורות לקוו"ט זמין:

$$PA_{1m}^0 = (CGCT_{10} * IRCGCT_m + FC_{10} * IRCPI_m + (ECC_{10} * IRCPI_m + DCC_{10} * IRDCC_m) * 0.95) * F * b * Ts$$

לוח $X - 6.6$: תעריף לרכישת יכולת זמינה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה ופועל במסגרת רשת הביטחון באגורות לקוו"ט זמין

(ב) לוח תעריף $Y - 6.6$: תעריף עבור רכישת יכולת זמינה פנויה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח, המחובר לרשת ההולכה, המופעל בגז טבעי, באגורות לקוו"ט זמין:

$$PA_{1m}^1 = (CGCT_{10} * IRCGCT_m + FC_{10} * IRCPI_m + DCC_{10} * IRDCC_m) * T_m * b * F$$

לוח $Y - 6.6$: תעריף לרכישת יכולת זמינה פנויה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה, באגורות לקוו"ט זמין

(ג) לוח תעריף 6.6 – Z: תעריף עבור רכישת יכולת זמינה מיצרן קונוונציונאלי במחזור סגור (משולב), המחובר לרשת ההולכה, מופעל בגז טבעי ופועל במסגרת רשת הביטחון מול מנהל המערכת, באגורות לקוו"ט זמין:

$$PA_{2m}^0 = (CGCT_{20} * IRCGCT_m + FC_{20} * IRCPI_m + (ECC_{20} * IRCPI_m + DCC_{20} * IRDCC_m) * 0.95) * T_s * b * F$$

לוח 6.6-Z: תעריף לרכישת יכולת זמינה מיצרן קונוונציונאלי במחזור סגור (משולב) המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה ופועל במסגרת רשת הביטחון באגורות לקוו"ט זמין

(ד) לוח תעריף 6.6 – S: תעריף בעד רכישת יכולת זמינה פנויה מיצרן קונוונציונאלי במחזור סגור (משולב), המחובר לרשת ההולכה, מופעל בגז טבעי, באגורות לקוו"ט זמין:

$$PA_{2m}^1 = (CGCT_{20} * IRCGCT_m + FC_{20} * IRCPI_m + DCC_{20} * IRDCC_m) * T_s * b * F$$

לוח 6.6-S: תעריף לרכישת יכולת זמינה פנויה מיצרן קונוונציונאלי במחזור סגור (משולב) המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה באגורות לקוו"ט זמין

ערך הפרמטרים עבור יכולת זמינה ביום 10.6.2008:

משתנה	מתקן מסוג:	מתקן מסוג:	מחזור פתוח	מחזור סגור (משולב)
$=CGCT_{j=1}$	0.62	$=CGCT_{j=2}$	0.42	
$=FC_{j=1}$	0.74	$=FC_{j=2}$	1.01	
$=ECC_{j=1}$	0.71	$=ECC_{j=2}$	1.2	
$=DCC_{j=1}$	1.86	$=DCC_{j=2}$	3.12	
סה"כ (א"ג לקוו"ט)	3.93	סה"כ	5.75	
$T_s = T_m$	1.0		1.0	
$F = F_o$	1		1	

ד. תעריפים לרכישת אנרגיה מיצרנים קונוונציונאליים

תעריפים לרכישת אנרגיה מיצרנים קונוונציונאליים הינם כדלקמן:

1. ספק השירות החיוני (להלן – סש"ח) ירכוש אנרגיה מיצרנים קונוונציונאליים בכמויות ובמועדים הקבועים ברישיונם בתעריפי אנרגיה הנורמטיביים ליצרנים קונוונציונאליים, בהתאם לסוג המיתקן.

2. תעריפים עבור רכישת אנרגיה מיצרנים קונוונציונאליים במחזור פתוח (טורבינות גז) ומיצרנים קונוונציונאליים במחזור סגור (מחז"מים) המופעלים בגז טבעי, המחוברים לרשת ההולכה, יחושבו על פי הנוסחאות המפורטות בלוחות התעריפים N – 6.6, I – 6.6, M – 6.6, L – 6.6 כדלקמן (ביאור 2):

3. (א) לוח תעריף N – 6.6: תעריף עבור רכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח, המחובר לרשת ההולכה, המופעל בגז טבעי ופועל במסגרת רשת הביטחון מול מנהל המערכת, באגורות לקווט"ש (מימוש היכולת הזמינה במסגרת רשת הביטחון מול מנהל המערכת לאנרגיה):

$$PE_{1m}^0 = CGFT_{10} * IRCGCT_m + VC_{10} * \frac{IRVC_m + BFUC_{1m} + AFUC_{1m} + BLO_{1m}}{}$$

לוח N-6.6: תעריף לרכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה ופועל במסגרת רשת הביטחון באגורות לקווט"ש

(ב) לוח תעריף I – 6.6: תעריף עבור רכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה, באגורות לקווט"ש (מימוש היכולת הזמינה הפנויה לאנרגיה במסגרת רשת הביטחון מול מנהל המערכת):

$$PE_{1m}^1 = CGFT_{10} * IRCGCT_m + VC_{10} * \frac{IRVC_m + BFUC_{1m} + AFUC_{1m} + BLO_{1m} + ECC_{10} * IRCPI_m * b}{}$$

לוח I-6.6: תעריף לרכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה באגורות לקווט"ש

(ג) לוח תעריף 6.6 – M: תעריף עבור רכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי במחזור סגור (משולב), המחובר לרשת ההולכה, מופעל בגז טבעי ופועל במסגרת רשת הביטחון מול מנהל המערכת, באגורות לקווט"ש (מימוש היכולת הזמינה במסגרת רשת הבטחון מול מנהל המערכת לאנרגיה):

$$PE_{2m}^0 = CGFT_{20} * IRCGCT_m + VC_{20} * IRVC_m + BFUC_{2m} + AFUC_{2m} + BLO_{2m}$$

לוח 6.6-M: תעריף לרכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה, ופועל במסגרת רשת הביטחון באגורות לקווט"ש

(ד) לוח תעריף 6.6 – L: תעריף בעד רכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח, המחובר לרשת ההולכה, מופעל בגז טבעי, באגורות לקווט"ש (מימוש היכולת הזמינה הפנויה לאנרגיה במסגרת רשת הבטחון מול מנהל המערכת):

$$PE_{2m}^1 = CGFT_{20} * IRCGCT_m + VC_{20} * IRVC_m + BFUC_{2m} + AFUC_{2m} + BLO_{2m} + ECC_{20} * IRCPI * b$$

לוח 6.6-L: תעריף לרכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה באגורות לקווט"ש

ערך הפרמטרים למרכיב האנרגיה ליום 10.6.2008 בעומס מלא

משתנה	מתקן מסוג:	מתקן מסוג:	מתקן מסוג:
	מחזור פתוח	מחזור סגור (משולב)	
=CGFT _{j=1}	0.05	=CGFT _{j=2}	0.05
=VC _{j=1}	1.26	=VC _{j=2}	1.31
BFUC _{100% load j=1}	14.17	BFUC _{100% load j=2}	9.75
=AFUC _{j=1}	0	=AFUC _{j=2}	0
=BLO _{j=1}	0.25	=BLO _{j=2}	0.29
סה"כ אג' לקווט"ש	15.73	סה"כ אג' לקווט"ש	11.4

רכישת האנרגיה תיעשה על פי הטבלה הבאה (ביחס ליחידת הייצור במתקן המופעלת בעומס חלקי לפי הנחיית מנהל המערכת).

מתקן מסוג טורבינת גז במחזור פתוח:

מקדם הכפלה של $BFUC_{gas100\%}$ $BFUC_{Soler 100\%}$	העמסת יחידות הייצור המופעלות (טורבינות גז)
1	100%
1.03	90%
1.07	80%
1.13	70%
1.2	60%
1.3	50%

טבלה א'

$BFUC_{gas100\%}$ עבור גז טבעי עמד על 14.17 א"ג לקו"ט"ש עבור מתקן במחזור פתוח ו 9.75 אגורות לקו"ט"ש עבור מתקן במחזור סגור (משולב).

$BFUC_{soler100\%}$ עבור סולר יחושב לפי: $HR_{j=1,j=2} * SUFB * 100/1000000$

$SUFB$ - מחיר סולר לטון ב-\$ המחושב לפי מתכונת קביעת תעריף הסולר על ידי הרשות כמופיע בהחלטה מספר 3 בישיבה מספר 182 מתאריך 18 לינואר 2007 ומחולק ב-40.477.

$HR_{j=1}$ = לפי תוצאות בדיקות קבלה

$HR_{j=2}$ = לפי תוצאות בדיקות קבלה

עבור מתקן מסוג מחזור משולב:

מקדם הכפלה של $BFUC_{gas100\%}$ $BFUC_{Soler 100\%}$	העמסה יחידות הייצור המופעלות (טורבינות גז וטורבינות קיטור המחוברות יחד במסגרת מחזור משולב)
1	100%
1.02	90%
1.04	80%
1.07	70%
1.11	60%
1.18	50%

טבלה ב'

ה. תעריפי התנעות

עבור כל התנעה שנדרשה לפי הנחיית מנהל המערכת ישולמו התשלומים הבאים :

1. תעריפים בעת התנעות חמות ישולמו לפי לוח תעריפים J-6.6 :

$$PSh_{2m}^1 = 29 \$ / MW (gas turbine : operated) + \\ (CGFT_o * IRCGT_m + BFUC_{2m} + AFUC_{2m} + BLO_{2m}) * \\ 2.3 MMBTU / MW (gasturbine : operated)$$

לוח J-6.6 : תעריפים להתנעה חמה (אחרי זמן הפעלה מזערי של המתקן) ליצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח או סגור המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה ונמצא ברשת הבטחון או שאינו פועל במסגרת רשת הביטחון וקיבל הנחיה ממנהל המערכת לפעול שלא על מנת למכור חשמל לצרכנים אלא למנהל המערכת בלבד לפי שם למגהוואט מותקן

2. תעריפים בעת התנעות קרות ישולמו לפי לוח תעריפים K-6.6 :

$$PSc_{2m}^1 = 29 \$ / MW (gas turbine : operated) + \\ (CGFT_o * IRCGT_m + BFUC_{2m} + AFUC_{2m} + BLO_{2m}) * \\ 4.6 MMBTU / MW (gasturbine : operated)$$

לוח K-6.6 : תעריפים להתנעה קרה (אחרי שהמתקן מודמם למעלה מ 24 שעות) ליצרן קונוונציונאלי במחזור פתוח או סגור המופעל בגז טבעי, המחובר לרשת ההולכה ונמצא ברשת הבטחון או שאינו ברשת הביטחון וקיבל הנחיה ממנהל המערכת לפעול שלא על מנת למכור חשמל לצרכנים אלא למנהל המערכת בלבד לפי שם למגהוואט מותקן

התשלום ייעשה לכל MW הספק של המתקן בהספק מלא.

תעריפי התנעות חושבו לפי מרכיבי העלות הבאים :

1. תחזוקה לפי 10 שעות הפעלה אקוויולנטיות להתנעה וכיבוי ;

2. עלות צריכת דלק לפי חצי שעת הפעלה בעומס מלא בהתנעה חמה ועלות צריכת דלק לפי שעת הפעלה בעומס מלא בהתנעה קרה.

ו. ביאורים:

ביאור 1:

א. נוסחאות התעריף

בסעיף 2 מוצגות עשר נוסחאות תעריף:

שתי נוסחאות מחיר (X-6.6, Z-6.6) שבהן מוצג מחיר רכישת יכולת זמינה מיצרן קונוונציונאלי על ידי מנהל המערכת, כאשר קיימת ליצרן רשת בטחון ביחס ליכולת זמינה העומדת לטובת מנהל המערכת בלבד, ומנהל המערכת בלבד מחליט כיצד להפעילה. נוסחת מחיר זו נקבעת ביחס להיקף יכולת זמינה Z_{mn} טרם הסגירה הפיננסית.

שתי נוסחאות מחיר (Y-6.6, S-6.6) שבהן מוצג מחיר רכישת יכולת זמינה מיצרן קונוונציונאלי על ידי מנהל המערכת, כאשר מדובר ביכולת זמינה Z_{tr} שהיצרן לא מכר כאנרגיה לצרכנים פרטיים אלא העמידה למנהל המערכת.

שתי נוסחאות מחיר (N-6.6, M-6.6) שבהן מוצג מחיר לרכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי על ידי מנהל המערכת, כאשר קיימת ליצרן רשת בטחון ביחס ליכולת זמינה המועמדת לטובת מנהל המערכת בלבד.

שתי נוסחאות מחיר (I-6.6, L-6.6) שבהן מוצג מחיר לרכישת אנרגיה מיצרן קונוונציונאלי על ידי מנהל המערכת, כאשר מדובר ביכולת זמינה שהיצרן לא מכר כאנרגיה לצרכנים פרטיים אלא העמידה למנהל המערכת.

שתי נוסחאות מחיר (K-6.6, J-6.6) שבהן מוצג מחיר להתנעה עבור יצרן קונוונציונאלי כאשר ההתנעה התבקשה על ידי מנהל המערכת בלבד ולא נעשתה לצורך מכירת חשמל לצרכנים פרטיים.

התעריפים, נגזרו מנתוני עלויות מתקנים אופטימאליים לפעולה כמתקנים קונוונציונאליים (בגודל של MW 400) ומכמות הקו"ט זמינות השנתית המירבית שניתן להפיק ממתקנים אלו, כנגזר מהמאפיינים הטכנו-כלכליים של המתקנים.

$$Z_{mn} + Z_{tr} = \text{סה"כ היכולת הזמינה של המתקן כפי שנמדדה בבדיקות הקבלה.}$$

ב. התשלום ליצרן בעד העמדת יכולת זמינה שהיא במסגרת רשת הבטחון הינו בשיעור המבוסס על 95% מעלויות ההקמה (במימון הון עצמי והון זר) ו 100% מהעלויות הקבועות.

התשלום ליצרן בעד העמדת יכולת זמינה שלא במסגרת רשת הבטחון, אלא במסגרת העמדת זמינות על בסיס יכולת זמינה פנויה שלא נמכרה כאנרגיה לצרכנים פרטיים, הינה בשיעור המבוסס על 80% מעלויות ההקמה (100% מעלויות ההון הזר הנורמטיביות המהווה 80% מעלויות ההקמה) ו-100% מהעלויות הקבועות.

תעריף בעד יכולת זמינה מתייחס להעמדת יכולת זמינה בשעות המוכרות לזמינות ותוך התחשבות בגורמים טכנולוגיים וסביבתיים המקטינים את הזמינות נטו של המיתקן.

תעריפי הזמינות התייחסו למגוון מתקני ייצור אולם, על מנת לאפשר כניסת טכנולוגיות ודגמי מתקנים שונים לא נקבע תעריף תלוי טכנולוגיה.

ביאור 2

א. התשלום עבור אנרגיה מתייחס אף הוא למתקנים שנמצאים ברשת הבטחון והזמינות המועמדת לטובת מנהל המערכת (מתוך Zim) ומופעלת על ידו כאנרגיה.

ב. מדידת כמות האנרגיה המיוצרת נמדדת במונה המותקן בהדקי כל גנרטור והתשלום בעד אנרגיה הנרכשת על ידי מנהל המערכת במסגרת רשת הבטחון תיעשה לפי מדידה זו. התשלום במקרה של העמסת יחידת ייצור באופן חלקי מבוסס על טבלאות הנורמטיביות (טבלאות א' וב') ועלויות משתנות.

ג. כאשר מדובר ביכולת זמינה המועמדת לטובת מנהל המערכת שלא באמצעות רשת הבטחון Zitr, ומופעלת על ידו כאנרגיה, אזי התשלום כולל גם החזר מרכיב נורמטיבי של תשואה להון, ECC_{j0} והתשלום ייעשה לפי Hat Rate של 100%.

Gi - התחייבות מנהל המערכת לרכישת אנרגיה מהיצרן הפרטי - התחייבות זו מבוטאת במונחי כמויות גז טבעי שנתיות ב MMBTU.

התחייבות זו חלה על 90% מכמות הגז לה מחוייב היצרן בהסכם הגז ונקראת חלק ה-TOP בהסכם הגז.

מנהל המערכת יכול לרכוש אנרגיה מהיצרן בהיקף אקוויוולנטי של גז עד המחויבות בהסכם ה-TOP לפי הזמנת הגז של מנהל המערכת במסגרת הסכם הגז.

עבור כל קווי"ש הנרכש על ידי מנהל המערכת הוא ישלם ליצרן את התשלום בטבלאות תעריפי רכישת האנרגיה.

עבור כמויות גז שיוותרו עד היקף של 90% מכמות הגז בהסכם ה- TOP (שהם כאמור 72% מכמות הגז הכוללת בהסכם), שמנהל המערכת לא ירכוש כאנרגיה, הוא ישלם ליצרן 100% מתעריף הגז הנורמטיבי עבור כל MMBTU.

$$BFUP_m + AFUC_m^1 = \text{מחיר הגז הנורמטיבי בנקודת הבסיס}$$

מחיר זה מבטא את מחיר הגז הנורמטיבי בכל עת במהלך התקופה.

מחיר הגז הנורמטיבי ב HHV נכון ל \$4=1.4.2008 ל MMBTU.

ה. על כמויות הגז השנתיות שיהיה על מנהל המערכת לרכוש כאנרגיה או לשלם עבורן יחולו באופן נורמטיבי:

Carry forward

Make Up gas

בכל שנה תתקיים בדיקת כמויות הגז שמנהל המערכת רכש ושהוא היה מחוייב לרכוש תוך התקזזות ביחס לכמויות גז שהן במסגרת Carry forward ו Make Up Gas.

ו. תיריפי האנרגיה נתנו לקוטר"ש מיוצר ללא תלות בסוג מתקן הייצור למעט התייחסות למחזור פתוח או סגור.

ביאור 3:

עלות קיבולת גז בנקודת המוצא, $CGCT_{j0}$, נגזרה באופן הבא:

$$(1) \quad CGCT_j = PGCT * 10^2 * 8760 * HR_j * 10^{-6} / [(1-\alpha) * (1-\beta) * Hi^{1/2}]$$

$$(2) \quad HR_j = 3,415 / EF$$

$$(3) \quad CGCT_{j0} = PGCT_0 * 10^2 * 8760 * HR_j * 10^{-6} / [(1-\alpha) * (1-\beta) * Hi^{1/2}]$$

כאשר:

PGCT – תעריף קיבולת גז בש"ח ל - MMBTU כפי שקובעת רשות הגז;

HR_j – Heat Rate של יצרן, במחזור j, ביחידות של BTU לקוטר"ש בעומס של 100%, חושב על

בסיס ההנחה הכוללת עלייה בצריכת הדלק הממוצעת במיתקן במהלך הקיום הכלכלי

של הפרויקט בשיעור של 2%;

Hi – עבור החלק המועמד לטובת מנהל המערכת (Z_{mn}) במסגרת רשת הבטחון לפי מספר

השעות המוכרות לזמינות (החישוב נעשה לפי ערך לא מחייב של 8,760 שעות).

Hi2 - עבור החלק המשמש למכירת חשמל לצרכנים פרטיים Ztr לפי מספר השעות שיוכרו לזמינות עבור החלק המשמש למכירת חשמל לצרכנים (החישוב נעשה לפי ערך לא מחייב של 8,760 שעות);

החלוקה בין Zmn לבין Ztr תקבע טרם הסגירה הפיננסית.

α - שיעור אי זמינות ב % בשל תחזוקה ותקלות בלתי צפויות;

β - סך שיעור צריכה עצמית ב %;

EF_j - שיעור נצילות של יצרן, במחזור j ב % ב 100% עומס;

ובנקודת המוצא: PGCTo

(4) $PGCT_{4.1.2,007} = 0.621$ ש"ח ל - MMBTU לשעה

מקדם עדכון של $CGCT_j$, $IRCGCT_m$, זהה למקדם העדכון של PGCT, IRPGCTm, והוא נקבע על ידי רשות הגז.

נכון ליום 1.4.2008 IRPGCTm נתון על ידי:

(5) $IRCGCT_m = IRPGCT_m = (ER_m / 4.225) * 2/3 + (CPI_m / 102.3) * 1/3$

כאשר:

ER_m - שער חליפין של הדולר, בש"ח לדולר, הידוע בחודש m;

4.225 - שער החליפין הידוע בנקודת המוצא שנקבע על ידי רשות הגז.

CPI_m - מדד המחירים לצרכן שפורסם בחודש הקודם לחודש m (המדד הידוע).

102.3 - מדד המחירים לצרכן הידוע ביום 1.4.2008.

ביאור 4:

עלות הזרמת גז, $CGFT_{j0}$, נגזרת באופן הבאה:

(6) $CGFT_{j0} = 10^2 * PGFT * HR_j * 10^{-6}$

כאשר:

PGFT - תעריף הזרמת גז בש"ח ל - MMBTU.

ובנקודת המוצא נכון ליום 1.4.2008: PGFTo

$PGFT_{4.1.2,007} = 0.1352$ ש"ח ל - MMBTU (7)

מקדם עדכון של $CGFT_{j0}$ זהה למקדם העדכון של $CGCT_j$, והוא נקבע על ידי רשות הגז.

נכון לנקודת המוצא ביום 1.4.2008 הוא נתון על ידי משוואה מספר (5).

ביאור 5:

(א) עלות תפעול משתנה כוללת: עלויות תחזוקה נורמטיביות בהסכם מול נותן שירותי ה – O&M, עלויות מים, שמנים וכימיקלים.

בקביעת עלות תפעול משתנה נעשתה התחשבות בחליפיות הקיימת בין עלויות תחזוקה קבועות לבין עלויות תחזוקה משתנות המחושבות לפי דולר לשעות הפעלה אקוויוולנטיות (EOH).

התחזוקה של המתקן התבססה על התקשרות פוטנציאלית בין יצרן הציוד ליצרן על בסיס הסכם שירות מסוג LTSA (Long Term Service Agreement).

הסכמי LTSA כוללים בד"כ מרכיב עלות המותנה במספר שעות ההפעלה האקוויוולנטיות ובכלל זה שעות התנעה וכיבוי.

(ב) מקדם העדכון של VC_{j0} , $IRVC_m$, נתון על ידי:

$$(8) IRVC_m = 0.9 * ER_m / 3.5 + 0.1 * CPI / 102.3$$

ההנחה היא כי עלויות התפעול המשתנות צמודות ל\$ ב 90%.

ביאור 6:

תעריפי הגז הנורמטיביים נקבעו על ידי הרשות בהסתמך בין היתר על נתונים חסויים של עסקאות גז מתהוות וקיימות. על כן, מופיעים במסמך עקרונות נורמטיביים לפיהם תעדכן הרשות את תעריפי הגז מעבר לקביעת רמת מחיר הגז הבסיסית ולא פירוט מלא של הנתונים שעמדו בבסיס הקביעה. באישור התעריפי ליצרן הקוגנרציה יופיע מחיר הגז המפורט להלן, לרבות הפרמטרים לעדכונו לאורך תקופת התעריף.

(א) עלות הדלק, $BFUC_{j0}^i$, נגזרה באופן הבא:

$$(6) BFUC_{jm}^i = BFUP_m * (ER / 3.5) * 10^2 * HR_j^i * 10^{-6}$$

כאשר:

$BFUP_m$ – מחיר גז בסיסי בחודש m, בדולר ל – (LHV) MMBTU; (ההמרה מ HHV ל LHV

נעשתה על ידי הכפלת HHV ב 1.1)

ER_0 – שער חליפין הידוע בחודש m;

מחיר הגז הבסיסי מותנה במחירי דלקים מסוג נפט ודלקים מסוג סולר ומזוט, תחום ברצועת התניידות תעריפית. אם מחירי הדלקים האמורים ירדו באופן משמעותי ביחס למחיריהם הנוכחיים, יתעדכן מחיר הבסיס בהתאם על פי קביעת הרשות.

מחיר הגז הבסיסי ב – 1.3.08 נתון על ידי,

4 לדולר ל - (HHV) MMBTU = BFUP_{1.3.2008} (7)

(ב) עדכון מחיר הגז הבסיסי :

מחיר הגז הבסיסי יתעדכן במהלך תקופת הרישיון הקבוע באופן הבא :

(1) מחיר הגז הבסיסי בחודש m יגדל בשיעור התוספת $AFUC_m^1$ (להלן - התוספת), אשר תחול

לראשונה שנתיים לאחר מועד קבלת הרישיון הקבוע (להלן - מועד מתן התוספת).

(2) התוספת תתבסס על הצמדת מחיר הגז הבסיסי בשיעור כפי שיקבע ע"י הרשות במסגרת האישור התעריפי, לשיעור השינוי בתעריף רכיב הייצור המשוקלל (לוח תעריפים 6.3 – 1) החל מנובמבר 2006, כפי שנקבע על ידי הרשות.

(3) התוספת תתעדכן בכל עת שיעודכן התעריף המשוקלל של רכיב הייצור וזאת עד לסיום 6 שנים מיום מתן הרישיון הקבוע.

(4) במהלך תקופת רישיון הפעילות הקבוע ישתנה מחיר הגז הבסיסי פעם אחת בלבד. שינוי זה יתבצע ארבע שנים לאחר מועד מתן התוספת, דהיינו שש שנים לאחר מועד קבלת הרישיון הקבוע.

(5) השינוי במחיר הגז הבסיסי יחושב על פי ממוצע מחירי הגז מיום קבלת הרישיון הקבוע ועד ליום ביצוע השינוי כדלקמן: מחיר הגז שיחול ממועד השינוי יתבסס על מחיר הגז הבסיסי הממוצע בתקופה זו בתוספת התוספת הממוצעת בתקופה זו המוכפלים בפקטור, בטווח שייקבע על ידי הרשות באישור התעריפי לכל יצרן. פקטור זה לא יעלה בכל מקרה על 1. מחיר הגז הבסיסי המעודכן ימשיך להתנייד ברצועת התניידות בטווח של 0.9-1.1.

(6) עדכון מחיר הגז הבסיסי כולל גם מקרים בהם תחול ירידה בתוספת למחיר הגז הבסיסי כקבוע בהחלטת הרשות הנוכחית והיא תופיע באישור התעריפי של היצרן.

ביאור 7:

עלות הבלו, BLO_{j_m} , נתונה על ידי,

$$(23) BLO_{j_m} = (BLOTON * 10^2 / 47.183) HR_j * 10^{-6}$$

כאשר :

BLOTON - עלות בלו בש"ח לטון גז טבעי.

$$(24) BLOTON_{1.3.08} = 13 \text{ ש"ח לטון}$$

ביאור 8:

(א) קביעת FC_0

עלות תפעול שנתית קבועה נקבעה לפי חישוב עלויות התפעול הקבועות הנורמטיביות השנתיות של מתקן הייצור.

העלויות כוללות :

עלויות תחזוקה קבועות הכוללות תיקונים, חלפים בסיסיים וכ"ו (בהסכמים מסוימים עלויות אלה הינן חלק מהסכם ה-LTSA או ה-CSA).

עלויות הנהלה כלליות הכוללות: רו"ח, עו"ד, כ"א קבוע, הוצאות משרדיות, הוצאות בטחון, ארנונה, מסים והוצאות כלליות נוספות.

זרבה לעלויות בלתי צפויות המהווה כ 15%-17% מהעלויות הקבועות.

עלויות אלה נלקחו רובן כעלויות שקליות בשל המרכיב הגבוה של עלויות מקומיות.

(ב) קביעת $IRCPI_m$,

$IRCPI_m$ נתון על ידי,

$$(25) IRCPI_m = CPI_m / 102.3 * 0.8 + 0.2 * ERM / 3.5$$

ביאור 9:

(א) קביעת ECC_{j0} ו- DCC_{j0}

(1) ECC_{j0} ו- DCC_{j0} חושבו בהתבסס על הפרמטרים המופיעים שבפרק רקע 2 ובאופן

הבא:

- חישוב העלות הנורמטיבית נעשה לפי עלויות ציוד המופיעות ב Gas turbine Magazine המעודכן ביותר (לשנת 2008) ועלויות נוספות בפרוייקט.
- ההצמדה של עלויות ההקמה נעשתה לפי 85% לעלויות ציוד טורבינות גז, 90% לעלויות ציוד ומחזמ"ים ב Gas turbine Magazine. יתר העלויות (15% לטורבינות גז ו-10% למחזמ"ים והצמדה למדד המחירים לצרכן
- עלות הבסיס $AL_j=0, j=1$ נקבעה ל:

\$573 לקוו"ט מותקן במחזור פתוח ו \$954 לקוו"ט מותקן במחזור סגור (משולב).

בהתחשב בעובדה כי ה EPC יתבצע על ידי גורם זר ולא על ידי גורם מקומי הרי שעלויותיו צמודות לעלויות הציוד.
- הונח שעלות מימון המתקן מומנה ע"י 20% הון עצמי ו-80% הון זר (מנוף פיננסי של 80:20).

שיעור ריבית צמוד מדד על ההון הזר נקבע לפי שיעור ריבית בסיסי צמוד מדד של 3.1% ומרווח גיוס בשיעור 2.5% (סך הכל: 5.6%). בכוונת הרשות לעדכן את הריביות באופן שוטף עפ"י קביעת שערי ריבית הנקבעים ע"י חברת שערי ריבית. הריביות יתבססו על דירוג פרויקטים שמשך תקופת מימוןם 18 שנה בדירוג מינימאלי ברמה של A+ במח"ם של 10 שנים.

(2) שיעור התשואה להון עצמי נקבע ל- 12% ברוטו. שיעור זה מבטא את הסיכון הנמוך לפעילות, מעבר לסיכון ההקמה והבטחת רכישת האנרגיה ע"י ספק השירות החיוני.

(3) הונח שתקופת החזרי ההון, הון עצמי והון זר, היא 18 שנים, למרות שהקיום הכלכלי של הפרויקט הוא 20 שנים. קיצור תקופת החזר בשנתיים ביחס לאורך החיים המקובל של המתקן נעשתה בשל דרישות המימון המחייבות tail של כשנתיים לפני תום תקופת ההכרה בעלות. בגין שנתיים + tail במימון זר.

H - מספר שעות מוכרות לזמינות (לצורך החישובים בתעריף נקבע ל 8,760 שעות)

(ג) ECC_{j0} ו- DDC_{j0} נתונים על ידי,

$$(26) ECC_{j0} = \rho (0.2 * AL_{j0} 12\%, 18) / Q_j$$

$$(27) DDC_{j0} = \rho (0.8 * AL_{j0}, 5.6\%, 18) / Q_j^i$$

כאשר :

AL_{j0} - עלות ההקמה של פרויקט של יצרן בנקודת המוצא בש"ח ; וכולל ריבית בזמן הקמה לשנתיים ממועד הסגירה הפיננסית לפי שיעור ריבית צמוד מדד של 5.6%.

AL_{j0} - נתון על ידי,

$$(28) AL_{j=10} = 573\$ * (ER_f * \text{Equipment factor adjustment}$$

$$(\text{EFA}) * 0.85 + 0.15 * \text{CPI}/102.3)$$

$$AL_{j=20} = 954\$ * (ER_f * \text{Equipment factor adjustment} * 0.9 + 0.1 * \text{CPI}/102.3)$$

כאשר :

Equipment factor adjustment - מקדם עדכון עלויות ההקמה הרב שנתי.

למתקנים במחזור פתוח : על פי מכפלת ההספק מותקן של כל אחד מהדגמים הבאים PG9371FB, TRENT DLE, LM6000 PD, PG9351FA בעלות לקו"ט מותקן, המתפרסמת ב Gas turbine Magazine , וחלוקת התוצאה בסך ההספק המותקן. הערך המתקבל ב-\$ לקו"ט מחולק בערך של שנת 2007-8 שיהווה ערך בסיס לשנה זו.

למתקנים במחזור משולב : על פי סכום מכפלות ההספק מותקן של כל אחד מהדגמים הבאים S109FA, S109FB, LM6000 PD+12.2 MW, בעלות לקו"ט מותקן, המתפרסמת ב Gas turbine Magazine , וחלוקת התוצאה בסך ההספק המותקן. הערך המתקבל ב-\$ לקו"ט מחולק בערך של שנת 2007-8 שיהווה ערך בסיס לשנה זו.

ER_f - שער חליפין ביחס לדולר במועד רכישת הציוד, f .

(ד) קביעת מקדמי העדכון של ECC_0 ו- DDC_0 :

(1) מקדם העדכון של ECC_0 נתון על ידי $IRCP_{im}$ המוצג במשוואה (22).

(2) מקדם העדכון של DDC_0^i , $IRDDC_{im}^1$ נקבע לפי מימון שקלי צמוד לפי הנוסחה הבאה :

$$(29) IRDDC_{im}^1 = IRCP_{im} * \rho (0.8 * AL_{0;r_m}^i; 18) / \rho (0.8 * AL_0^i; 5.6\%; 18)$$

כאשר :

r_m - שיעור ריבית בסיסי המצוטט בחודש m , לדירוג בגובה $A+$ למח"ם של 10 שנים.

קביעת המימון בשקלים בלבד נעשתה לאור ההערכה כי לא קיימת בעיה מימונית במערכת המימון המקומית, והרצון לשמירה על מדיניות אחידה בנוגע להקטנת חשיפת צרכני החשמל לעלויות ומשמעויות גידור במט"ח (שינוי שערי מטבע).

ביאור 10:קביעת T_m : T_m נתון על ידי,

$$(27) T_m = 8760 / H_m$$

כאשר,

 H_m – מספר שעות מוכרות לזמינות בחודש m.

$$T_s = 8760 / H_s$$

 H_s – מספר שעות בשנה מוכרות לזמינות בחודש m.

על מנת לנטרל את השפעת המשב"ים על הקצאת העלויות הקבועות ליצרן, אם עלויות אלו יוקצו על מספר שעות מוכרות לזמינות שהוא קטן מ 8760, אזי נקבע מקדם T_s . T_s המבטיח כי שינוי במספר שעות וגבע מוכרות לזמינות לא יפגע בהחזר העלויות ליצרן עבור היכולת הזמינה המשמשת אותו.

