



Ανάλυση επιλογών για τον επανασχεδιασμό της
τιμολόγησης της ενέργειας που παράγεται με
ΣΗΘΥΑ από μονάδες με εγκατεστημένη
ηλεκτρική ισχύ έως 35 MW

Φεβρουάριος 2010

Εισαγωγή.....	5
1. Υφιστάμενη κατάσταση	6
1.1 Τιμή φυσικού αερίου	6
1.2 Μεταβλητό κόστος παραγωγής ΣΗΘ	6
1.3 Έλεγχος βιωσιμότητας σε ισοζύγια νέων έργων	8
2. Αξιολόγηση πρότασης που διατυπώσε ο ΕΣΣΗΘ	9
3. Εναλλακτική τιμολόγηση	11
3.1 Σκεπτικό σύνδεσης με την αγορά	11
3.2 Σχέση ΟΤΣ και τιμής ΦΑ	11
3.3 Σχήμα τιμολόγησης	12
3.4 Προσδιορισμός παραμέτρων	13
3.4.1 Ελάχιστη ΟΤΣ	13
3.4.2 Κάλυψη μεταβλητού κόστους	13
3.4.3 Τελικές τιμές πώλησης ενέργειας από ΣΗΘΥΑ	14
3.5 Έλεγχος βιωσιμότητας και συμπεράσματα	14
4. Ανάλυση κόστους – οφέλους.....	16
4.1 Σύγκριση κόστους σε σχέση με ισχύουσες τιμές	16
4.2 Υπολογισμός κόστους – οφέλους.....	16
4.3 Ευαισθησία κόστους - οφέλους ως προς την $\Sigma(p)$	17
5. Συμπεράσματα – προτάσεις	19
5.1 Συμπεράσματα	19
5.2 Προτάσεις.....	19
Παράρτημα Ι.....	21
Παράρτημα ΙΙ	22

Εισαγωγή

Η παρούσα έκθεση συνοψίζει τις αναλύσεις που έγιναν κατά την περίοδο Σεπτέμβριος 2009 – Ιανουάριος 2010 για τον επανασχεδιασμό του τιμολογίου στήριξης της ενέργειας που παράγεται με Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Αποδοτικότητας (ΣΗΘΥΑ). Αφορμή για την εξέταση του θέματος αποτέλεσε σχετική πρόταση που υπέβαλε ο Ελληνικός Σύνδεσμος Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΕΣΣΗΘ) προς το πρώην Υπουργείο Ανάπτυξης με κοινοποίηση στη ΡΑΕ (I-92283/30.6.2009). Οι απόψεις της ΡΑΕ ζητήθηκαν από τη Δ/ση ηλεκτροπαραγωγής του Υπουργείου με το έγγραφο I-93528/21.7.2009.

Η Έκθεση παρουσιάζει τα συμπεράσματα της ανάλυσης που ακολούθησε προκειμένου να προσεγγίσουμε μια νέα φιλοσοφία στήριξης της ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ .

Η ανάλυση περιλαμβάνει πέντε ενότητες :

Στην πρώτη ενότητα εξετάζουμε την βιωσιμότητα έργων ΣΗΘ κατά την τελευταία τριετία, με βάση ιστορικά δεδομένα. Από τα συμπεράσματα της ενότητας αυτής προκύπτει η ανάγκη επανασχεδιασμού της τιμολόγησης της ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ.

Στη δεύτερη ενότητα παρουσιάζουμε τα αποτελέσματα των αναλύσεών μας για τον επανασχεδιασμό του τιμολογίου ΣΗΘΥΑ με βάση την πρόταση που κατέθεσε ο ΕΣΣΗΘ.

Στην τρίτη ενότητα παρουσιάζουμε τα αποτελέσματα των αναλύσεών μας για τον επανασχεδιασμό του τιμολογίου ΣΗΘΥΑ με βάση την Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ).

Στην τέταρτη ενότητα παρουσιάζουμε το κόστος της λύσης αυτής για τον Έλληνα καταναλωτή, αλλά και τη σχέση του κόστους αυτού με το περιβαλλοντικό όφελος που επιτυγχάνεται από τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με ΣΗΘΥΑ.

Στην πέμπτη ενότητα παρουσιάζουμε συμπεράσματα και προτάσεις, λαμβάνοντας υπόψη και τους προβληματισμούς που διατυπώθηκαν από τον ΕΣΣΗΘ και το ΔΕΣΜΗΕ κατά την κλειστή διαβούλευση που έλαβε χώρα το Δεκέμβριο με συμμετοχή ΕΣΣΗΘ, ΔΕΣΜΗΕ, ΔΕΗ και ΕΠΑ Αττικής.

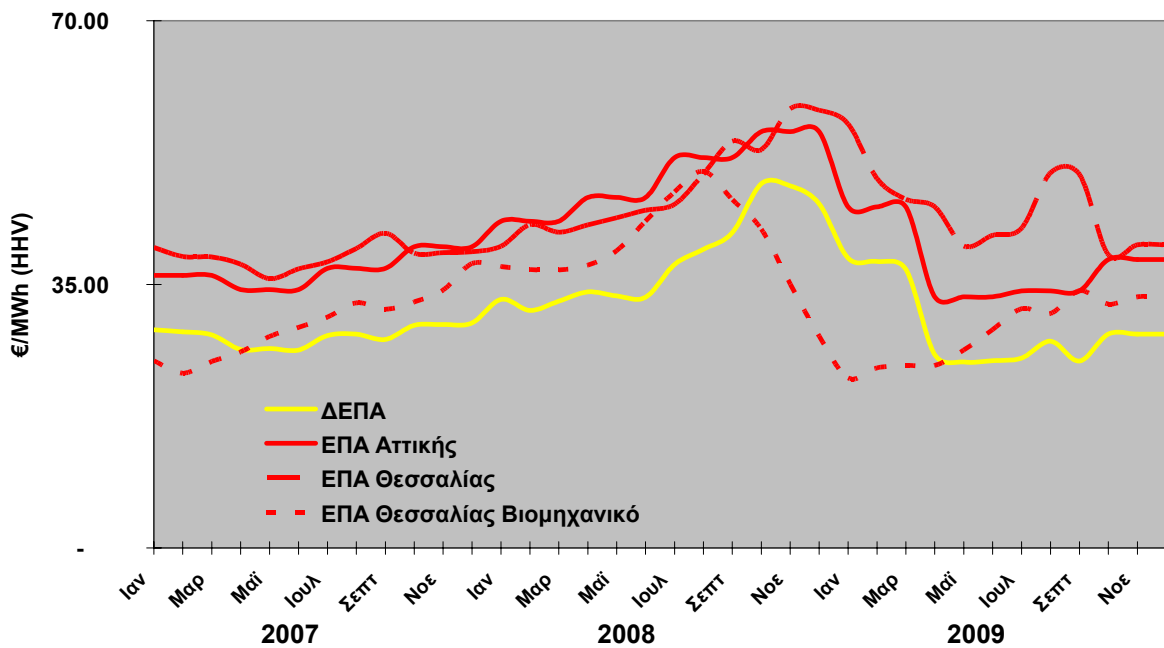
1. Υφιστάμενη κατάσταση

Στην παρούσα ενότητα εξετάζεται εάν η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ, σύμφωνα με το ν.3468/2006, είναι επαρκής για την λειτουργική βιωσιμότητα εγκαταστάσεων ΣΗΘ, με βάση τα ιστορικά στοιχεία της τριετίας 2007-2009.

1.1 Τιμή φυσικού αερίου

Στο Διάγραμμα 1 παρουσιάζεται η μηνιαία εξέλιξη των προσφερόμενων τιμολογίων για Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ) από τις τρεις Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ) και τη ΔΕΠΑ κατά τη διάρκεια της τριετίας 2007-2009. Από το διάγραμμα γίνονται αμέσως αντιληπτά τα ακόλουθα:

- Οι τιμές των καυσίμων παρουσίασαν σημαντική μεταβλητότητα κατά την περασμένη τριετία, με εύρος τιμών που ξεπέρασε το 100% της κατώτατης τιμής 36μήνου.
- Τα προσφερόμενα τιμολόγια για ΣΗΘ από τις τρεις Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ), και τη ΔΕΠΑ παρουσιάζουν σημαντικές αποκλίσεις μεταξύ τους σε μηνιαία βάση.



Διάγραμμα 1 – Διακύμανση τιμών αερίου

1.2 Μεταβλητό κόστος παραγωγής ΣΗΘ

Το μεταβλητό κόστος παραγωγής τυπικής μονάδας ΣΗΘ προκύπτει θεωρητικά από τον ακόλουθο τύπο, εφόσον είναι γνωστά, η τιμή του καυσίμου, τα χαρακτηριστικά απόδοσης της μονάδας και τα χαρακτηριστικά απόδοσης λεβητοστασίου για τον προσδιορισμό της αξίας της παραγόμενης θερμότητας.

$$VC_{CHP} = \frac{NG_C}{\eta_e} \times \left[1 - \frac{\eta_{tot} - \eta_e}{\eta_{th}} \right] + OM_C \quad (1)$$

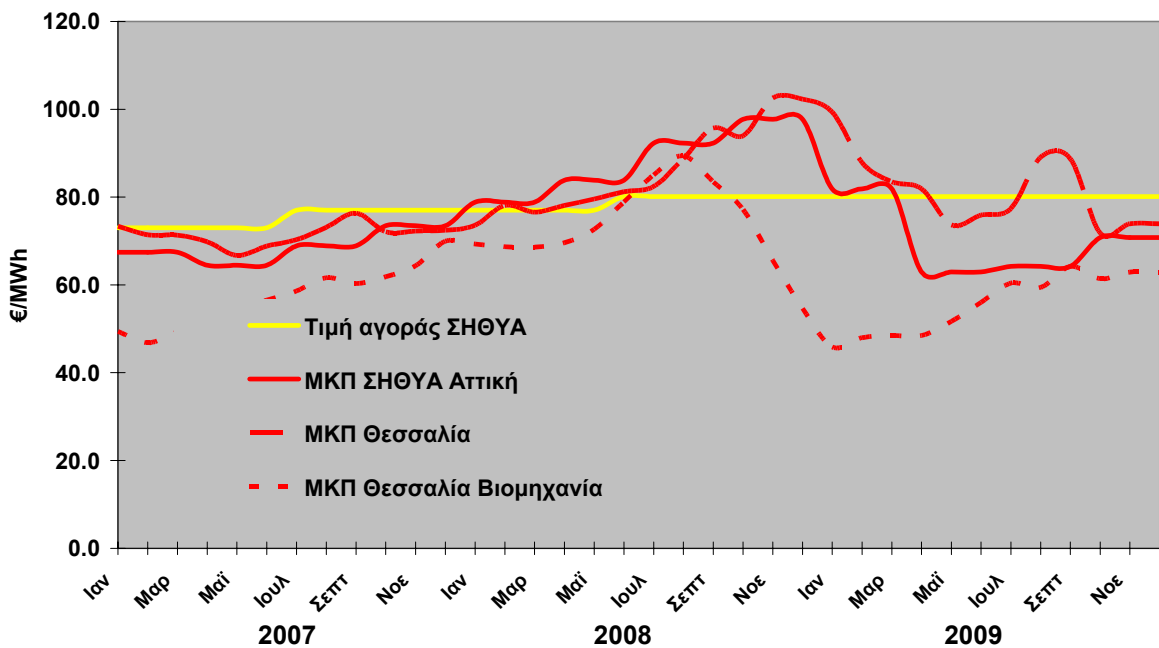
NG_c = Τιμή καυσίμου σε €/MWh (Κ.Θ.Δ.)

OM_c = Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης: Λαμβάνεται = 10 €/MWh_e

Πίνακας 1	
Ηλεκτρικός β.α. η_{el}	39%
Συνολικός β.α. η_{tot}	79%
β.α. λέβητα η_{th}	90%

*β.α.: βαθμός απόδοσης

Με βάση τις ιστορικές τιμές φυσικού αερίου της περασμένης τριετίας, υπολογίσαμε το μεταβλητό κόστος παραγωγής πρότυπης μονάδας ΣΗΘ με τα χαρακτηριστικά του πίνακα 1, (με βάση την κατώτερα θερμογόνο δύναμη του καυσίμου). Το μεταβλητό κόστος παραγωγής για τρία διαφορετικά τιμολόγια των ΕΠΑ απεικονίζεται στο ακόλουθο διάγραμμα.



Διάγραμμα 2 - μεταβλητό κόστος παραγωγής πρότυπης μονάδας ΣΗΘ

Από τα παραπάνω δεδομένα προκύπτουν εύκολα τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- Με εξαίρεση τις μονάδες που δικαιούνται βιομηχανικό τιμολόγιο, η τιμή αγοράς ΣΗΘΥΑ οριακά επαρκεί για να εξασφαλίσει τη λειτουργική βιωσιμότητα του σταθμού, όχι όμως για να εξασφαλίσει την αποπληρωμή της επένδυσης.
- Μόνο η συμπαραγωγή στη βιομηχανία, κατά το 2007 και το 2009 θα διέθετε επαρκές λειτουργικό περιθώριο κέρδους για αποπληρωμή της επένδυσης.
- Κατά τη διάρκεια του 2008 η λειτουργία του σταθμού με οποιοδήποτε τιμολόγιο θα ήταν ζημιογόνος για διάστημα που κυμαίνεται από 4 έως 12 μήνες.

1.3 Έλεγχος βιωσιμότητας σε ισοζύγια νέων έργων

Από έλεγχο βιωσιμότητας που έγινε με βάση ισοζύγια έργων που έχουν υποβληθεί στη ΡΑΕ για την χορήγηση άδειας παραγωγής (βλ. Παράρτημα Ι), προέκυψε ότι όλα τα έργα θα ήταν λειτουργικά ζημιογόνα κατά το 2008 (βλ Παράρτημα ΙΙ σχετικά).

Από τα παραπάνω συνάγεται η ανάγκη θέσπισης ενός νέου τρόπου τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ, ώστε η λειτουργία των μονάδων συμπαραγωγής να είναι βιώσιμη οικονομικά, ιδιαίτερα σε περιόδους υψηλών τιμών των καυσίμων.

2. Αξιολόγηση της πρότασης που διατυπώσε ο ΕΣΣΗΘ

Ο ΕΣΣΗΘ προτείνει τη διαφοροποίηση της τιμής αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ από εκείνη που εφαρμόζεται για την πληρωμή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με ΑΠΕ, και τη σύνδεση της τιμής αυτής με το κόστος προμήθειας Φυσικού Αερίου, σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$T_{H_{\Sigma H\Theta Y A}} = \Sigma + \frac{\Delta T_{\Phi A}}{\eta_{el}}$$

Όπου :

Σ : Σταθερό σκέλος με τρεις διακριτές τιμές ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας.

η_{el} : ο ενδεικτικός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης της μονάδας επί ανωτέρας θερμογόνου δύναμης, επίσης με τρεις διακριτές τιμές ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας.

$\Delta T_{\Phi A}$: Δείκτης τιμών ΦΑ της μέσης τριμηνιαίας τιμής πώλησης ΦΑ, εξαιρουμένων των πελατών ηλεκτροπαραγωγής. Ο δείκτης θα εξαγεται από τη ΡΑΕ.

Γίνεται αμέσως αντιληπτό ότι η καθιέρωση δείκτη τιμών ΦΑ αποτελεί προαπαιτούμενο τόσο για την αξιολόγηση της πρότασης όσο και για τη μετέπειτα εφαρμογή της. Όμως η μεγάλη απόκλιση των διαφόρων τιμολογίων που προσφέρονται για ΣΗΘ (βλ. Διάγραμμα1) δυσχεραίνει τη θέσπιση αντιπροσωπευτικού δείκτη τιμών ΦΑ για απευθείας εφαρμογή σε τιμολόγηση.

Σε μια πρώτη προσέγγιση υπολογίζουμε ένα δείκτη λαμβάνοντας το μέσο όρο των εξής πέντε τιμών : Nr1, Nr2, Nr3 του βιομηχανικού τιμολογίου της ΕΠΑ Θεσσαλονίκης, του τιμολογίου T3C της ΕΠΑ Θεσσαλονίκης, και του τιμολογίου κλιματισμού και συμπαραγωγής της ΕΠΑ Αττικής. Παραθέτουμε στον Πίνακα 2α την μέση ετήσια τιμή Feed in Tariff (FIT), σε € ανά MWh, των τριών κατηγοριών μονάδων ΣΗΘ, που θα προέκυπτε με υποθετική εφαρμογή της τιμολόγησης κατά τις ανωτέρω παραγράφους, για την τριετία 2007-2009.

Πίνακας 2α FIT ΣΗΘΥΑ σε €/MWh			
	2007	2008	2009
Πολύ μικρή ΣΗΘ (50KW) Χ.Τ.	135,5	168,7	139,1
Μικρή ΣΗΘ (1MW) Μ.Τ.	123,2	154,4	126,6
Μεσαία ΣΗΘ (5MW) Μ.Τ.	111,7	141,1	114,9

Στον Πίνακα 2β παρουσιάζονται ορισμένες παραδοχές των υπολογισμών, καθώς και η υπολογιζόμενη περίοδος αποπληρωμής των επενδύσεων ανά κατηγορία ΣΗΘΥΑ, με τα δεδομένα του 2008.

Πίνακας 2β			
	$T_{H_{\Sigma H\Theta Y A} < 50 \text{ KW}}$	$T_{H_{\Sigma H\Theta Y A} < 1 \text{ MW}}$	$T_{H_{\Sigma H\Theta Y A} > 1 \text{ MW}}$
Κόστος Κεφαλαίου	1500 €/kW	1200 €/kW	1000 €/kW
Ώρες λειτουργίας	3500	5000	5500
Μέσο κόστος καυσίμου (€/MWh)	48	48	39,3
Έτη αποπληρωμής	5,6	3,4	2,2

Τα συμπεράσματα από την αρχική ανάλυση της πρότασης του ΕΣΣΗΘ συνοψίζονται ακολούθως:

- Η προτεινόμενη τιμολόγηση αναφέρεται σε δείκτη τιμών ΦΑ που αφενός δεν υπάρχει, και αφετέρου δεν ορίζεται επαρκώς.
- Η χρήση ιστορικών τιμών από τιμολόγια των εν λειτουργία εταιρειών παροχής αερίου οδηγεί σε αποδόσεις κατά πολύ υψηλότερες από αυτές που θεωρούνται εύλογες για έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ενδεχόμενη υιοθέτησή τους θα οδηγούσε σε σημαντική επιβάρυνση του ειδικού τέλους ΑΠΕ.

Στον ακόλουθο πίνακα συνοψίζονται τα υπέρ και τα κατά της πρότασης ΕΣΣΗΘ.

Βάση τιμολόγησης	ΥΠΕΡ	ΚΑΤΑ
Δείκτης τιμών αερίου*	<ul style="list-style-type: none"> • Εμπιστοσύνη από αγορά – Τράπεζες 	<ul style="list-style-type: none"> • Μεγάλο εύρος τιμών στα τιμολόγια που προσφέρονται για ΣΗΘΥΑ δυσκολεύει τον υπολογισμό αντιπροσωπευτικού δείκτη. • Κόστος για καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας • Απουσία κινήτρων για λειτουργία σε περιόδους υψηλού φορτίου. • Διαδικαστικό κόστος για τη ΡΑΕ. • Δεν θίγεται καθόλου το ζήτημα της τιμής για την ενέργεια που δεν παράγεται με ΣΗΘΥΑ

**Γρος αποσαφήνιση*

Η λογική του σχήματος τιμολόγησης του ΕΣΣΗΘ εφαρμόστηκε και με βάση τους ακόλουθους δείκτες

- μεσοσταθμική τιμή εισαγωγής ΦΑ στο ΕΣΦΑ. Η τιμή αυτή υπολογίζεται από τη ΡΑΕ και δημοσιεύεται δυνάμει της ΥΑ Δ1/Γ/400 (ΦΕΚ Β' 33/19.01.2007).
- Οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ). Η τιμή αυτή είναι συνάρτηση πολλών παραγόντων, όπως η επάρκεια παραγωγικού δυναμικού και εισαγωγών, η υδραυλικότητα, κλπ. Κατά κύριο λόγο και υπό κανονικές συνθήκες εξαρτάται σε βραχυχρόνια βάση από την τιμή του φυσικού αερίου και του πετρελαίου.

Τα αποτελέσματα των υπολογισμών έδειξαν κατ' αρχήν δυνατότητα χρήσης της ΟΤΣ ως βάση υπολογισμών, γεγονός που μας προέτρεψε να προχωρήσουμε σε περαιτέρω ανάλυση η οποία αναπτύσσεται στις ενότητες που ακολουθούν.

3. Εναλλακτική τιμολόγηση

Στην παρούσα ενότητα βασιζόμαστε στις βασικές αρχές της πρότασης του ΕΣΣΗΘ (Παρακολούθηση τιμών ΦΑ, κλιμάκωση τιμολογίου συναρτήσει του μεγέθους της μονάδας) και εξετάζουμε τη δυνατότητα σύνδεσης του τιμολογίου ΣΗΘΥΑ με τους υφιστάμενους μηχανισμούς αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα διερευνούμε υπό ποιες προϋποθέσεις θα μπορούσε η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), όπως διαμορφώνεται από την συμμετοχή σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, να αποτελέσει τη βάση για τον υπολογισμό της τιμής στήριξης της ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ.

3.1 Σκεπτικό σύνδεσης με την αγορά

Ακολουθως παραθέτουμε το σκεπτικό πίσω από την επιδίωξη για μεγαλύτερη σύνδεση με την Αγορά. Θεωρούμε ότι οι ακόλουθες θα έπρεπε να είναι οι βασικές επιδιώξεις κατά το σχεδιασμό ενδεχόμενης νέας τιμολόγησης :

1. Διασφάλιση λειτουργικής κερδοφορίας μονάδων που παράγουν ενέργεια από ΣΗΘΥΑ.
2. Παροχή ασφάλειας για την υλοποίηση νέων επενδύσεων.
3. Ελαχιστοποίηση της επιβάρυνσης των καταναλωτών μέσω του ειδικού τέλους ΑΠΕ.
4. Παροχή κινήτρων για λειτουργία σε ώρες υψηλού ηλεκτρικού φορτίου.
5. Αντικειμενικότητα και ευκολία εφαρμογής.
6. Καταλληλότητα προσαρμογής για πληρωμή ενέργειας που δεν είναι προϊόν ΣΗΘΥΑ

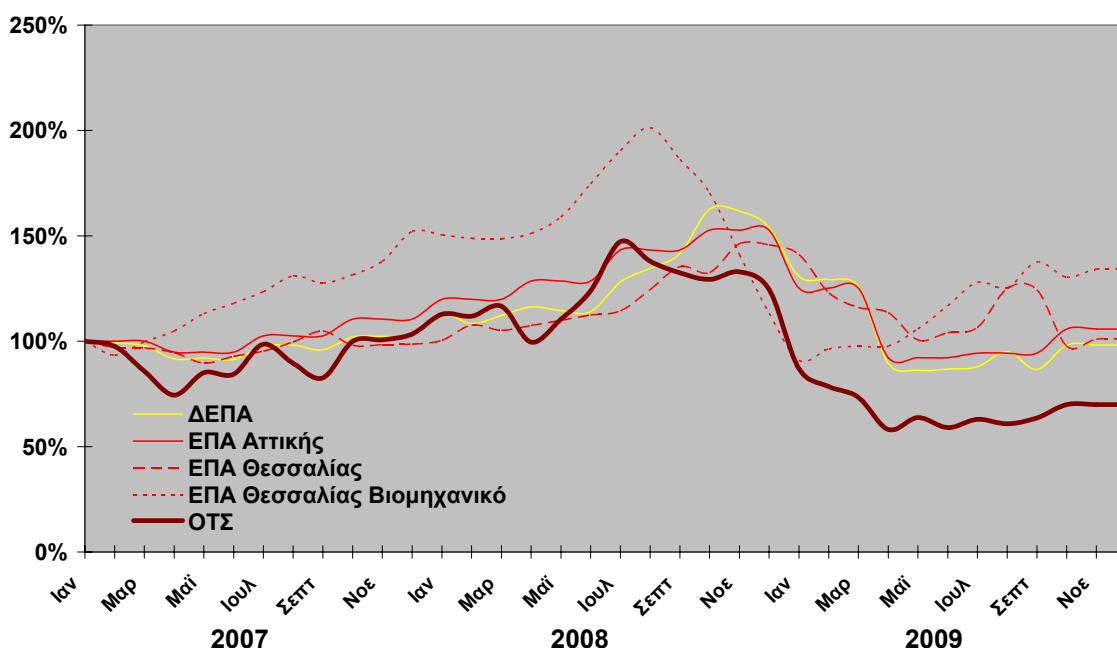
Η λογική της μεγαλύτερης σύνδεσης με την αγορά εξ ορισμού εξυπηρετεί τους τελευταίους τέσσερεις στόχους, εφόσον τα έσοδα των μονάδων ΣΗΘ από την αγορά αντανakλούν στο μεγαλύτερο δυνατό βαθμό το όφελος από την λειτουργία τους ως διασπαρμένη παραγωγή. Τα οφέλη τα οποία σήμερα μπορούν να προσδιοριστούν είναι (α) η μείωση των απωλειών διανομής του δικτύου μέσης και χαμηλής τάσης και (β) η ενδεχόμενη δυνατότητα συμμετοχής στην κάλυψη της αιχμής φορτίου.

Το όφελος από τη μείωση των απωλειών διανομής μπορεί να αποδίδεται μέσω της αναγωγής της παραγόμενης ενέργειας των μονάδων αυτών στο όριο Συστήματος – Δικτύου και την πληρωμή αυτής στην ΟΤΣ. Το όφελος από την συμμετοχή στην κάλυψη της αιχμής φορτίου μπορεί να αποδίδεται μέσω της ένταξης των μονάδων στο μηχανισμό διασφάλισης επαρκούς ισχύος.

Προκειμένου να αποφανθούμε εάν η ΟΤΣ είναι κατάλληλη ως βάση για τον προσδιορισμό των εσόδων των μονάδων ΣΗΘ καταφύγαμε στη μελέτη ιστορικών τιμών ΦΑ και ΟΤΣ.

3.2 Σχέση ΟΤΣ και τιμής ΦΑ

Είναι γνωστό ότι η ΟΤΣ κατά τις ώρες μέσου και υψηλού φορτίου οφείλει να αντανakλά το κόστος προμήθειας φυσικού αερίου ή πετρελαίου, καθότι καθορίζεται από μονάδες που κάνουν χρήση αυτών των καυσίμων. Το ακόλουθο διάγραμμα απεικονίζει την εξέλιξη σε μηνιαία βάση των τιμολογίων ΦΑ του Διαγράμματος 1, καθώς και της ΟΤΣ κατά τη διάρκεια της τριετίας 2007-2009.



Διάγραμμα 3 - Διακύμανση τιμών αερίου και ΟΤΣ

Από το διάγραμμα είναι δυνατόν να διαχωρίσουμε τα προηγούμενα τρία έτη σε δύο περιόδους. Κατά την πρώτη περίοδο – έτη 2007 και 2008 – η εξέλιξη της ΟΤΣ ακολουθεί την εξέλιξη της τιμής του αερίου. Από το τέλος του 2008 η ΟΤΣ αποκλίνει, καθώς φαίνεται ότι οι υπόλοιποι παράγοντες που την επηρεάζουν (τιμές πετρελαίου, υδραυλικότητα, υποχώρηση ζήτησης) ενισχύονται, διαμορφώνοντας χαμηλότερη ΟΤΣ.

3.3 Σχήμα τιμολόγησης

Ένα πιθανό σχήμα τιμολόγησης το οποίο θα εξυπηρετούσε όλες τις επιδιώξεις της παραγράφου 3.1, είναι το ακόλουθο:

Οι μονάδες ΣΗΘ λαμβάνουν τα ακόλουθα τρία σκέλη πληρωμών:

A. Πληρωμή της ενέργειας που παράγεται μετά την αναγωγή της στο όριο του Συστήματος, με βάση την ΟΤΣ. Για την ενέργεια που είναι ΣΗΘΥΑ θεσπίζεται ελάχιστο εγγυημένο εσόδο για περιόδους που η ΟΤΣ αποκλίνει από το κόστος παραγωγής με ΦΑ.

B. Μόνο για την ενέργεια που παράγεται με ΣΗΘΥΑ, η ΟΤΣ προσαυξάνεται κατά σκέλος $\Sigma(p)$, σε €/MWh ίσο με $A - B \times p$
 Όπου p : Η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού σε kW

Γ. Πληρωμή της μονάδας για τη διαθέσιμη ισχύ που παρέχει στο όριο του Συστήματος.

Ακολούθως προσδιορίζονται οι παράμετροι του ανωτέρω σχήματος, ώστε να παρέχονται τα απαιτούμενα κίνητρα για την υλοποίηση νέων επενδύσεων.

3.4 Προσδιορισμός παραμέτρων

Με βάση ανάλυση που έγινε σε ενεργειακά ισοζύγια που υποβλήθηκαν στη ΡΑΕ για τη χορήγηση άδειας παραγωγής σε 19 έργα (βλ. Παράρτημα ΙΙ), προέκυψε ότι οι ακόλουθη συνάρτηση θα διασφάλιζε πολύ ικανοποιητικά τη λειτουργική κερδοφορία των έργων κατά τα έτη 2007 και 2008.

$$\Sigma = \max\{3; [14 - 0,007 \times P]\}$$

Για το 2009, κατά τη διάρκεια του οποίου, η ΟΤΣ επηρεάστηκε από παράγοντες πέραν της τιμής του φυσικού αερίου, η ανωτέρω θεώρηση δεν είναι επαρκής για την λειτουργική κερδοφορία των έργων. Δύο εναλλακτικοί μηχανισμοί για την διόρθωση αυτή της ατέλειας είναι οι ακόλουθοι:

- Θέσπιση κατώτατης τιμής της ΟΤΣ που χρησιμοποιείται για την τιμολόγηση
- Ανάπτυξη μηχανισμού κάλυψης μεταβλητού κόστους

Στο πίνακα που ακολουθεί καταγράφονται τα υπέρ και τα κατά των δύο εναλλακτικών.

Πίνακας 3		
	ΥΠΕΡ	ΚΑΤΑ
Κατώτατη ΟΤΣ	<ul style="list-style-type: none">• Απλότητα εφαρμογής	<ul style="list-style-type: none">• Ενδέχεται να μην καλύπτει όλες τις μελλοντικές εξελίξεις των αγορών
Μηχανισμός κάλυψης μεταβλητού κόστους	<ul style="list-style-type: none">• Καλύτερη διασφάλιση εσόδων σε μελλοντικές απρόβλεπτες εξελίξεις	<ul style="list-style-type: none">• Πολύπλοκο διαχειριστικά• Τιμολόγια αερίου με μεγάλο εύρος τιμών μειώνουν την αξία του μηχανισμού

3.4.1 Ελάχιστη ΟΤΣ

Διερευνώντας την εναλλακτική θέσπισης κατώτατης τιμής της ΟΤΣ, η οποία θα λαμβάνεται ως βάση για τον υπολογισμό των πληρωμών, προσδιορίσαμε την ελάχιστη τιμή που θα διασφάλιζε την λειτουργική βιωσιμότητα των μονάδων. Από τους υπολογισμούς προέκυψε ότι η τιμή αυτή για το 2009 βρίσκεται στο επίπεδο των 68-70/MWe.

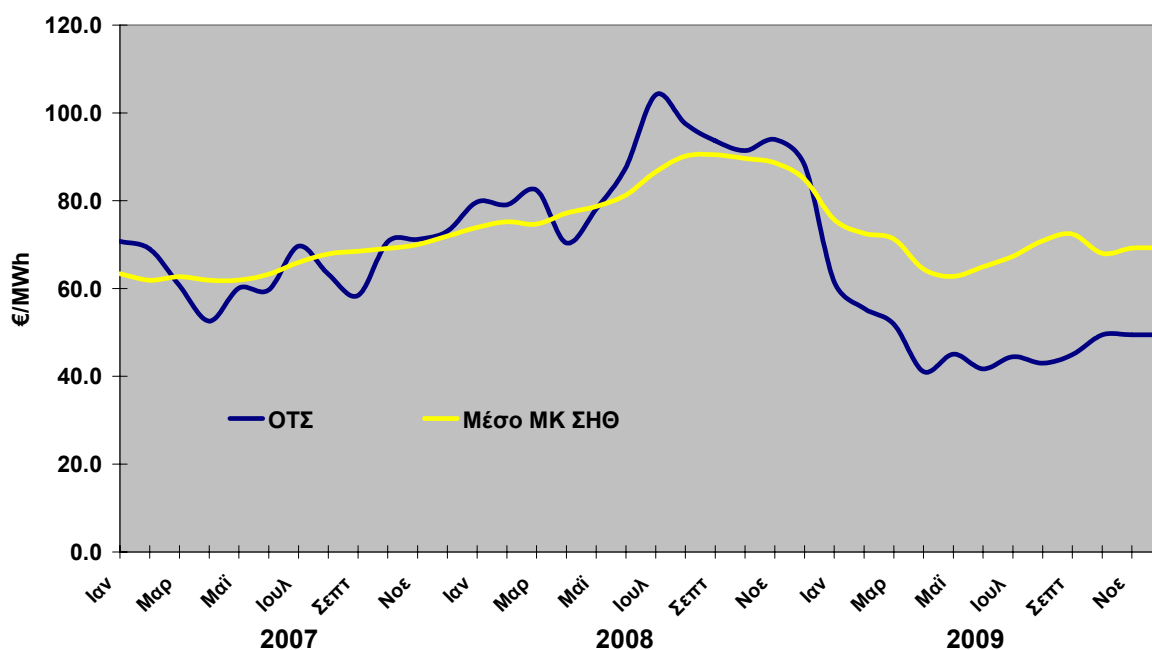
3.4.2 Κάλυψη μεταβλητού κόστους

Με αφετηρία την κατώτατη τιμή που προέκυψε κατά την προηγούμενη παράγραφο, προσδιορίσαμε την ακόλουθη απλή εκδοχή μηχανισμού κάλυψης μεταβλητού κόστους:

Υπολογίζεται το μεταβλητό κόστος παραγωγής πρότυπης μονάδας ΣΗΘ, σύμφωνα με τον τύπο (1), με τα χαρακτηριστικά που αναφέρονται στον Πίνακα 1, με κόστος ΦΑ που προκύπτει από τη μέση τιμή των ακόλουθων τριών τιμολογίων :

1. Τιμολόγιο συμπαραγωγής και κλιματισμού της ΕΠΑ Αττικής χωρίς την έκπτωση μετατροπής
2. Τιμολόγιο T3C με την έκπτωση συμπαραγωγής
3. Τιμή Nr1 του βιομηχανικού τιμολογίου της ΕΠΑ Θεσσ/κης

Στο Διάγραμμα 4 απεικονίζεται το μεταβλητό κόστος παραγωγής πρότυπης μονάδας ΣΗΘ με βάση την κατά τα ανωτέρω προσδιοριζόμενη τιμή ΦΑ. Η τιμή αυτή μπορεί να χρησιμοποιείται ως κατώτατη τιμή εσόδων από τον ΗΕΠ.



Διάγραμμα 4 – Μέσο ΜΚ ΣΗΘ με βάση 3 τιμολόγια και ΟΤΣ

Οι δύο εναλλακτικές δίνουν ισοδύναμο αποτέλεσμα λειτουργικής κερδοφορίας για το 2009, με βάση τα ιστορικά στοιχεία. Η δεύτερη λύση υπερτερεί διότι προσαρμόζει την ελάχιστη κερδοφορία στο επιθυμητό επίπεδο και για τα έτη 2007 και 2008, αλλά και για κάθε πιθανή μελλοντική εξέλιξη των τιμών των καυσίμων.

3.4.3 Τελικές τιμές πώλησης ενέργειας από ΣΗΘΥΑ

Για εποπτικούς λόγους παραθέτουμε στον ακόλουθο πίνακα τα συνολικά έσοδα, σε € ανά MWh, των τριών μονάδων ΣΗΘ με τα χαρακτηριστικά του πίνακα 5 (βλ παράγραφο 3.5) με υποθετική εφαρμογή της τιμολόγησης κατά τις ανωτέρω παραγράφους:

Πίνακας 4			
Έσοδο μονάδων ΣΗΘ σε €/MWh			
	2007	2008	2009
Πολύ μικρή ΣΗΘ (50KW) Χ.Τ.	103,3	124,1	101,2
Μικρή ΣΗΘ (1MW) Μ.Τ.	88,6	108,3	86,6
Μεσαία ΣΗΘ (5MW) Μ.Τ.	82,5	99,7	82

3.5 Έλεγχος βιωσιμότητας και συμπεράσματα

Στην προηγούμενη παράγραφο περιγράψαμε πως προσδιορίστηκαν οι συντελεστές τιμολόγησης της ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ, προκειμένου 19 υπό ανάπτυξη και εν λειτουργία σταθμοί ΣΗΘ να είναι λειτουργικά βιώσιμοι. Σε αυτή την παράγραφο ελέγχουμε κατά πόσο παρέχεται επαρκής ασφάλεια για την απόφαση υλοποίησης μιας νέας επένδυσης υψηλής αποδοτικότητας. Εξετάζονται τρεις υποθετικοί σταθμοί αναφοράς με τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

Πίνακας 5			
ΑΑ	1	2	3
Ισχύς	50 KW	1 MW	5 MW
η_e (LHV)	30%	36%	39%
η_{tot} (LHV)	80%	80%	80%
Ειδικό κόστος	1500€/KW	1200€/KW	1000€/KW
ΙΩΛ*	3500	5000	5500
Αέριο από	ΕΠΑ Αττικής	ΕΠΑ Αττικής	ΔΕΠΑ

* Ισοδύναμες ώρες λειτουργίας

Θεωρούμε ότι η χρηματοδότηση των έργων γίνεται χωρίς επιδότηση, αποκλειστικά με τραπεζικό δανεισμό δεκαετούς διάρκειας σε ποσοστό 70% της συνολικής επένδυσης, και ίδια κεφάλαια για το υπόλοιπο 30%. Το επιτόκιο δανεισμού λαμβάνεται ίσο με 6% και ο πληθωρισμός 3%. Από τις χρηματορροές εικοσαετίας που προκύπτουν υπολογίσαμε τους δείκτες απόδοσης της κάθε επένδυσης. Στον ακόλουθο πίνακα συνοψίζονται οι δείκτες απόδοσης για τις τρεις κατηγορίες έργων:

Πίνακας 6				
ΑΑ	Δείκτης	2007	2008	2009
1	Ονομαστική Απόδοση IRRn	7,2%	7,3%	5,8%
	Κάλυψη τοκοχρεολυσίου	1,05	1,06	0,95
2	Ονομαστική Απόδοση IRRn	8,3%	8,5%	6,1%
	Κάλυψη τοκοχρεολυσίου	1,18	1,19	0,99
3	Ονομαστική Απόδοση IRRn	14%	14,7%	12,8%
	Κάλυψη τοκοχρεολυσίου	1,86	1,97	1,68

Με βάση τα ανωτέρω οδηγούμαστε στα εξής συμπεράσματα :

- Τα μεγαλύτερα έργα, τόσο λόγω οικονομίας κλίμακας, όσο και λόγω χαμηλότερης τιμής προμήθειας αερίου εμφανίζουν πολύ καλή χρηματοοικονομική απόδοση έργου.
- Τα μικρότερα έργα, παρά τη σημαντική επιδότηση μέσω της φόρμουλας τιμολόγησης, εμφανίζουν λιγότερο ελκυστική απόδοση. Αυτό οφείλεται στο υψηλότερο κόστος των εγκαταστάσεων αυτών, καθώς και στην θεώρηση των λιγότερων ωρών λειτουργίας.

Στην επόμενη ενότητα διερευνούμε εάν υπάρχει σκοπιμότητα περαιτέρω ενίσχυσης των μικρότερων έργων ΣΗΘ, προκειμένου να παρουσιάζουν αποδόσεις ισοδύναμες με εκείνες των μεγαλύτερων έργων.

4. Ανάλυση κόστους – οφέλους

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζουμε την επιβάρυνση που θα επέφερε στον Έλληνα καταναλωτή η θέσπιση τιμολόγησης σύμφωνα με το σχήμα που αναπτύχθηκε στην προηγούμενη παράγραφο, αλλά και τη σχέση του κόστους αυτού με το περιβαλλοντικό όφελος που επιτυγχάνεται από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με ΣΗΘΥΑ.

4.1 Σύγκριση κόστους σε σχέση με ισχύουσες τιμές

Ενδεχόμενη θέσπιση τιμής στήριξης της ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ, κατά την προηγούμενη ενότητα, θα επιβάρυνε τον ειδικό λογαριασμό που διατηρεί ο ΔΕΣΜΗΕ μόνο κατά το μέρος της τιμής που οφείλεται στα ακόλουθα δύο σκέλη:

- A. Στην προσαύξηση της ΟΤΣ κατά σκέλος $\Sigma(p)$ όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.4. Η επιβάρυνση αυτή είναι μόνιμη και ανεξάρτητη από τη σχέση τιμών καυσίμων και ΟΤΣ.
- B. Στην διαφορά της ΟΤΣ από την ελάχιστη τιμή [70] €/MWh Σ όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.4.1. Η επιβάρυνση αυτή υφίσταται μόνο όταν η ΟΤΣ είναι χαμηλότερη από το κόστος παραγωγής με φυσικό αέριο.

Εκτιμήσαμε την επιβάρυνση του ειδικού λογαριασμού, η οποία θα προέκυπτε από την υποθετική εφαρμογή της τιμολόγησης που παρουσιάστηκε στην προηγούμενη ενότητα στις 19 υπό ανάπτυξη και εν λειτουργία μονάδες του Παραρτήματος Ι, κατά την τριετία 2007-2009. Τα απόλυτα μεγέθη παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί :

Πίνακας 7			
	2007	2008	2009
Επιβάρυνση από σκέλος Α	1,5 εκ €		
Επιβάρυνση από σκέλος Β	2 εκ €	-	9 εκ €
Σύνολο	3,5 εκ €	1,5 εκ €	10,5 εκ €
<i>Επιβάρυνση με ισχύον πλαίσιο*</i>	6,2 εκ €	-	13 εκ €

* Ενιαία τιμή 80,14 €/MWh. Η επιβάρυνση σήμερα είναι υψηλότερη.

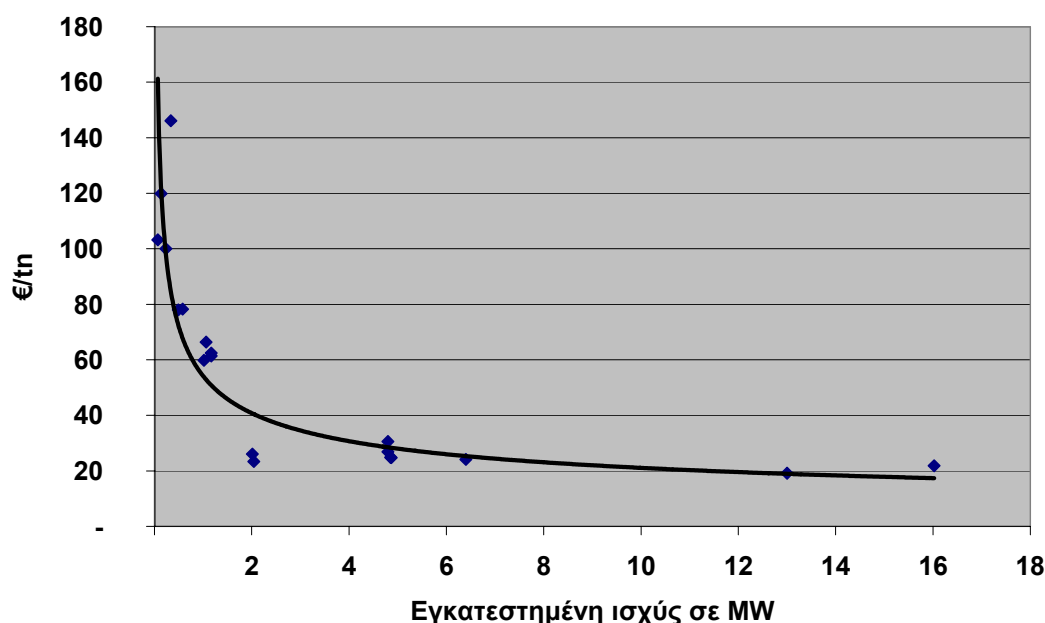
Παρατηρούμε ότι η επιβάρυνση σε σχέση με την σημερινή πρακτική είναι μικρή και περιορίζεται μόνο σε περιόδους υψηλών τιμών καυσίμων. Ακολουθώντας παρουσιάζουμε το κόστος του σκέλους Α, σε σχέση με το όφελος που προκύπτει από την εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας και την επακόλουθη αποφυγή εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου.

4.2 Υπολογισμός κόστους – οφέλους

Επειδή απώτερος στόχος όλων των πολιτικών εξοικονόμησης είναι η περικοπή της εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου, θεωρήσαμε χρήσιμη την αναγωγή της επιβάρυνσης της συνάρτησης $\Sigma(p)$ ανά τόνο διοξειδίου του άνθρακα που αποφεύγεται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με ΣΗΘΥΑ. Θεωρούμε εύλογη την σύγκριση της τιμής που θα προκύψει με την αξία των δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου, η οποία σήμερα κυμαίνεται στα 20 €/τόνο και οι προβλέψεις μέχρι το 2020 την τοποθετούν στο επίπεδο των 40 €/τόνο.

Με βάση την εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας (PES), που υπολογίζεται σύμφωνα με τις διατάξεις του ν.3734/2009, υπολογίσαμε για κάθε ένα από τα 19 έργα ΣΗΘ την εκπομπή CO₂ που αποφεύγεται (βλ. Παράρτημα Ι).

Στο διάγραμμα 5 απεικονίζεται, για κάθε ένα από τα 19 έργα, ο λόγος των εσόδων από το σταθερό σκέλος $\Sigma(p)$, προς την ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα του οποίου η εκπομπή αποφεύγεται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με ΣΗΘΥΑ. Ο υπολογιζόμενος σταθμισμένος μέσος όρος του λόγου αυτού για τα 19 έργα συμπαραγωγής είναι 28 €/tn.



Διάγραμμα 5 – Κόστος ενίσχυσης $\Sigma(p)$ προς όφελος μείωσης εκπομπών

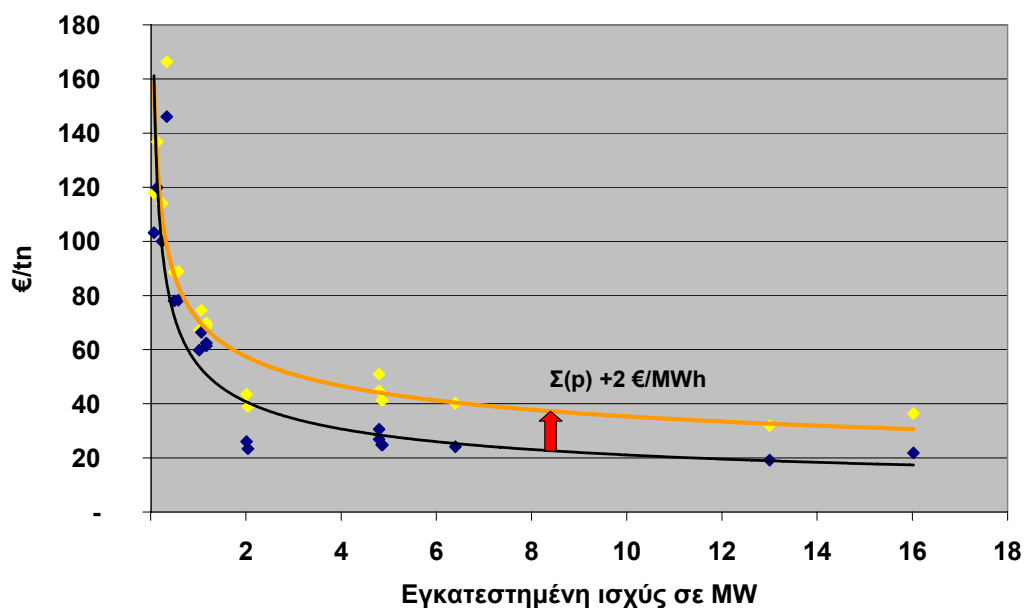
Γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι λόγω της φθίνουσας τιμής του συντελεστή Σ , συναρτήσει της ισχύος, οι μονάδες που είναι μικρότερες των 2 MW λαμβάνουν επιδότηση της παραγωγής τους η οποία είναι υψηλή, άνω των 60 €/tn, γεγονός που δεν δικαιολογεί με τεchnοοικονομικά κριτήρια την περαιτέρω ενίσχυσή τους. Απεναντίας οι μεγάλες μονάδες, άνω των 2 MW, θα μπορούσαν να ενισχυθούν περαιτέρω, εφόσον αποδειχθεί ότι τα κίνητρα δεν είναι επαρκή.

4.3 Ευαισθησία κόστους - οφέλους ως προς την $\Sigma(p)$

Προκειμένου να αποκτήσει η ανωτέρω ανάλυση μεγαλύτερη χρησιμότητα ως βοήθημα για την λήψη αποφάσεων διερευνούμε την επίδραση που θα είχε η παροχή 2 επιπλέον €/MWh μέσω της συνάρτησης $\Sigma(p)$. Ο πίνακας 7 περιλαμβάνει τους βελτιωμένους χρηματοοικονομικούς δείκτες του πίνακα 6, λόγω της υψηλότερης τιμής της συνάρτησης $\Sigma(p)+2$.

Πίνακας 7		
AA	Δείκτης	Βελτίωση δείκτη
1	Ονομαστική Απόδοση IRRn	+0,8%
	Κάλυψη τοκοχρεολυσίου	+0,06
2	Ονομαστική Απόδοση IRRn	+1,1%
	Κάλυψη τοκοχρεολυσίου	+0,11
3	Ονομαστική Απόδοση IRRn	+1%
	Κάλυψη τοκοχρεολυσίου	+0,16

Στο διάγραμμα 6 φαίνεται ο ρυθμός μετατόπισης της καμπύλης του διαγράμματος 5 για συνάρτηση $\Sigma(p)+2 \text{ €/MWh}$.



Διάγραμμα 6 – Κόστος ενίσχυσης $\Sigma(p)+2\text{€/MWh}$ προς όφελος μείωσης εκπομπών

Ο υπολογιζόμενος σταθμισμένος μέσος όρος του λόγου αυτού για τα 19 έργα συμπαραγωγής είναι πλέον κατά 14 €/tn υψηλότερος και ίσος με 42 €/tn.

Παρατηρούμε ότι η αύξηση του ειδικού κόστους ανά τόνο CO₂ που αποφεύγεται είναι υψηλή σε σχέση με τη βελτίωση των χρηματοοικονομικών δεικτών των έργων.

5. Συμπεράσματα – προτάσεις

Παράλληλα με την ανωτέρω ανάλυση η ΡΑΕ προσκάλεσε σε κλειστή διαβούλευση τους ενδιαφερόμενους φορείς προκειμένου να συζητηθούν οι πτυχές του ζητήματος που εκτέθηκαν στις παραγράφους που προηγήθηκαν. Στη συνάντηση αυτή παρέστησαν ο ΕΣΣΗΘ, ο ΔΕΣΜΗΕ, η ΔΕΗ ως διαχειριστής Δικτύου, και η ΕΠΑ Αττικής. Στην συνέχεια ο ΕΣΣΗΘ και ο ΔΕΣΜΗΕ υπέβαλαν εγγράφως τις προτάσεις τους. Η καταλληλότητα της ΟΤΣ ως βάση για τα έσοδα των μονάδων αυτών, αποτέλεσε βασική εστία προβληματισμού, επειδή, σύμφωνα με τον ΕΣΣΗΘ δεν «θα άρει τη σημερινή αρνητική στάση επενδυτών και χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων απέναντι στη ΣΗΘΥΑ». Μετά από αξιολόγηση και των παρατηρήσεων των δύο φορέων παραθέτουμε τα συμπεράσματά μας,

5.1 Συμπεράσματα

- Η μεγάλη διακύμανση των τιμών καυσίμων που παρατηρείται κατά την τελευταία τριετία καθιστά απαραίτητη την επανεξέταση της τιμής που προβλέπεται από τον ν.3468/2006, ώστε η λειτουργία των μονάδων συμπαραγωγής να είναι βιώσιμη, ιδιαίτερα σε περιόδους υψηλών τιμών των καυσίμων. Για το σκοπό αυτό θα πρέπει να θεσπισθεί κατάλληλος μηχανισμός για την αναπροσαρμογή της τιμής.
- Πέραν της διασφάλισης λειτουργικής κερδοφορίας μονάδων που παράγουν ενέργεια από ΣΗΘΥΑ και της παροχής της απαιτούμενης ασφάλειας για την υλοποίηση νέων επενδύσεων, θα ήταν χρήσιμο να επιδιωχθούν τα ακόλουθα:
 - I. Η ελαχιστοποίηση της επιβάρυνσης των καταναλωτών μέσω του ειδικού τέλους ΑΠΕ.
 - II. Η παροχή κινήτρων για λειτουργία σε ώρες υψηλού ηλεκτρικού φορτίου. Η συμμετοχή των μονάδων ΣΗΘ στον μηχανισμό διασφάλισης επάρκειας ισχύος θα είναι επωφελής για όλη την αγορά, λόγω της ενίσχυσης της ασφάλειας τροφοδοσίας του Συστήματος, χωρίς πρόσθετο κόστος, για τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας.
- Οι ανωτέρω στόχοι εξυπηρετούνται εφόσον το μεγαλύτερο μέρος των εσόδων προέρχεται από ήδη υπάρχοντες μηχανισμούς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή τον ΗΕΠ και τον μηχανισμό διασφάλισης επάρκειας ισχύος.
- Για την διασφάλιση της λειτουργικής κερδοφορίας των μονάδων είναι απαραίτητη η ενίσχυση των εσόδων κατά ποσό αντιστρόφως ανάλογο με την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων.
- Επιπρόσθετα, και ως απάντηση στους προβληματισμούς περί καταλληλότητας της ΟΤΣ, ως βάση τιμολόγησης, είναι αναγκαία η θέσπιση απλού μηχανισμού διασφάλισης εσόδων ή η θέσπιση κατώτατης τιμής στα έσοδα από την ΟΤΣ, προκειμένου να παρασχεθεί η απαιτούμενη ασφάλεια για την υλοποίηση νέων επενδύσεων. Η πλέον απλή, και κατά τη γνώμη μας δίκαιη εφαρμογή αυτού είναι μέσω της μηνιαίας εκκαθάρισης των εσόδων από τον ΗΕΠ με βάση το «μεταβλητό κόστος παραγωγής πρότυπης μονάδας ΣΗΘ».
- Μία παράπλευρη θετική συνέπεια της ανάλυσης που προηγήθηκε είναι ότι προκύπτει ως φυσική συνέπεια η τιμολόγηση της ενέργειας που δεν χαρακτηρίζεται ΣΗΘΥΑ, η οποία σύμφωνα με το άρθρο 7 του ν.3734/2009 καθορίζεται με Υπουργική Απόφαση μετά από γνώμη της ΡΑΕ.

5.2 Προτάσεις

Η πληρωμή της ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ από μονάδες με εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ έως τα 35 MW, να απαρτίζεται από τα ακόλουθα τρία σκέλη πληρωμών:

A. Πληρωμή της ενέργειας που παράγεται μηνιαίως, μετά την αναγωγή της στο όριο του Συστήματος (PRD), με βάση την ΟΤΣ. Εκ των υστέρων συμπλήρωση της ανωτέρω πληρωμής μόνο για την ενέργεια που είναι ΣΗΘΥΑ κατά το ποσό :

$$PRD \times VC_{CHP} - \text{Έσοδα ΗΕΠ},$$

εφόσον τα έσοδα ΗΕΠ υπολείπονται.

Όπου :

$$VC_{CHP} = \frac{NG_C}{0,35} \times \left[1 - \frac{0,71 - 0,35}{0,81} \right] + 10 \quad [€/MWh]$$

NG_C = Μέση τιμή των ακόλουθων τριών τιμολογίων σε €/MWh (Α.Θ.Δ.) :

- i. Τιμολόγιο Συμπαγωγής και κλιματισμού της ΕΠΑ Αττικής χωρίς την έκπτωση μετατροπής
- ii. Τιμολόγιο T3C με την έκπτωση συμπαγωγής
- iii. Κλίμακα Nr1 του βιομηχανικού τιμολογίου της ΕΠΑ Θεσσ/κης

B. Πληρωμή μόνο για την ενέργεια που παράγεται με ΣΗΘΥΑ ποσού $\Sigma(p)$, σε €/MWh ίσο με:

$$\Sigma = \max \{ [3 + i]; [14 + j - 0,007 \times P] \} *$$

Όπου P : Η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού σε kW

* Με βάση τις αναλύσεις μας οι τιμές i και j είναι μηδενικές. Εφόσον επιπρόσθετα στοιχεία, ή άλλες αναλύσεις δείξουν ότι χρειάζεται περαιτέρω ενίσχυση, θεωρούμε σκόπιμο να αξιοποιηθεί η ανάλυση της παραγράφου 4.3 προκειμένου να προκύψουν οι νέες τιμές.

Γ. Πληρωμή της μονάδας για τη διαθέσιμη ισχύ που παρέχει, μετά την αναγωγή της στο όριο του Συστήματος.

Παράρτημα Ι

Ισοζύγια και αποδοτικότητα υπό ανάπτυξη και εν λειτουργία έργων ΣΗΘ

ΑΑ	Ισχύς (MW)	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας MWh	Παραγωγή ωφέλιμης θερμότητας MWh	PESR	PES TJ	Εκπομπή CO2 που αποφεύχθηκε (tn)
1	0.24	1,972	2,703	17.5%	4	250
2	1.02	7,792	8,478	20.1%	18	1,036
3	0.58	4,826	5,116	20.7%	12	655
4	2.01	11,552	10,434	19.0%	24	1,343
5	1.17	8,753	7,419	18.9%	18	1,006
6	0.34	1,088	1,589	11.1%	2	90
7	0.14	1,116	1,457	15.6%	2	124
8	4.80	30,643	24,369	19.2%	62	3,452
9	4.80	34,560	24,003	17.6%	61	3,427
10	6.40	35,469	30,263	21.0%	79	4,458
11	4.85	24,697	23,306	19.7%	54	3,013
12	1.06	8,495	8,355	18.2%	18	985
13	4.87	24,758	22,582	20.0%	54	3,029
14	1.17	9,820	8,482	19.4%	20	1,110
15	0.49	2,822	4,149	19.1%	7	404
16	2.04	12,105	12,952	19.7%	28	1,571
17	16.02	105,412	111,543	21.5%	261	14,621
18	0.07	470	640	17.7%	1	62
19	13.00	82,348	77,724	25.2%	232	13,025
Σύνολο	33.5	205542	178556	18%	957	53,662

Παράρτημα ΙΙ

ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗΣ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Συντάκτρια : Η. Κρητικού
Επίβλεψη : Κ. Κανελλόπουλος

Εισαγωγή

Η εργασία αυτή εκπονήθηκε από τη συντάκτρια, στο πλαίσιο πρακτικής της άσκησης στη ΡΑΕ, ως φοιτήτρια στο τμήμα μηχανολόγων μηχανικών του Ε.Μ.Π., και αποτελεί τμήμα των αναλύσεων που διεξάγονται για την επινόηση κατάλληλης τιμολογιακής πολιτικής για τη στήριξη της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ. Στο πλαίσιο της παρούσης εργασίας επαληθεύτηκαν παλαιότεροι υπολογισμοί ενεργειακής αποδοτικότητας της γραμματείας της ΡΑΕ, για 19 έργα, κατόπιν αιτήσεων για χορήγηση άδειας παραγωγής. Στη συνέχεια, εκτιμήθηκε ποια θα ήταν η οικονομική βιωσιμότητα των έργων αυτών, υπό τις συνθήκες τιμών της παρελθούσας τριετίας. Τα στοιχεία που προέκυψαν χρησιμοποιήθηκαν προκειμένου να εξαχθούν για το κάθε έργο συντελεστές τιμολόγησης, οι οποίοι να εξασφαλίζουν ελάχιστη λειτουργική βιωσιμότητα. Τέλος, με βάση την φόρμουλα τιμολόγησης που προσδιορίστηκε στο πλαίσιο της παρούσης, υπολογίστηκε η σχέση κόστους – οφέλους, εκφρασμένη σε €/tn CO₂ που αποφεύγεται λόγω της εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας που επιτυγχάνεται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με ΣΗΘΥΑ.

Εργα ΣΗΘ και ενεργειακή απόδοση

Υπολογίστηκε η ενεργειακή αποδοτικότητα 19 έργων ΣΗΘ, σύμφωνα με τη μεθολογία που προβλέπεται από το ισχύον νομικό πλαίσιο και ειδικότερα το νόμο υπ' αριθ. 3734, καθώς και την ΥΑ Δ5-ΗΛ/Γ/Φ 1/οικ.15606. Και στις 19 περιπτώσεις, με εύρος εγκατεστημένης ισχύος από 70 kWe έως 16,24 MWe, ο λόγος εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας PESR έχει τιμή μεγαλύτερη του 10% για τις μονάδες με ισχύ >1MWe και θετική για τις μονάδες με ισχύ < 1MWe, οπότε η ενεργειακή αποδοτικότητα του συνόλου των έργων κρίνεται επαρκής. Ο μέσος όρος του συντελεστή ενεργειακής αποδοτικότητας είναι 18,2%, η υψηλότερη τιμή 25,2% και η χαμηλότερη 11,1%.

Ανάλυση βιωσιμότητας έργων ΣΗΘ

Μετά την ενεργειακή αξιολόγηση, ακολούθησε ανάλυση οικονομικής βιωσιμότητας των μονάδων. Για το λόγο αυτό, για κάθε αίτηση δημιουργήθηκε πίνακας στο excel, ο οποίος περιλαμβάνει τα εξής :

Έξοδα σταθμών ΣΗΘ

Υπολογίζονται μηνιαίως τα έξοδα για κάθε έργο ανάλογα με την εταιρεία παροχής φυσικού αερίου (ΕΠΑ ΑΤΤΙΚΗΣ, ΔΕΠΑ, ΕΠΑ ΘΕΣ/ΚΗΣ), τα οποία απαρτίζονται από το κόστος καυσίμου και από το κόστος συντήρησης.

Το κόστος καυσίμου προέκυψε λαμβάνοντας υπόψη τη μηνιαία κατανάλωση καυσίμου κάθε μονάδας σε kWhf, την ισχύ του καυσίμου σε kWf, το ανηγμένο μηνιαίο κόστος καυσίμου σε €/kWhf και τη μηνιαία χρέωση ισχύος σε €/kWf και δίνεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$KK = MK * K\varsigma + \chi I * IK$$

Όπου:

KK: κόστος καυσίμου.

MK: μηνιαία κατανάλωση.

K ς : ανηγμένο μηνιαίο κόστος καυσίμου.

χI : χρέωση ισχύος.

IK: ισχύς καυσίμου.

Το κόστος συντήρησης εκτιμήθηκε λαμβάνοντας σταθερή ανηγμένη τιμή κόστους συντήρησης των 0,012€/kWh και δίνεται από τον τύπο:

$$K\varsigma = H\P * K\varsigma\alpha$$

Όπου:

K ς : κόστος συντήρησης.

HΠ: ηλεκτρική παραγωγή.

K ς α : μοναδιαία τιμή κόστους συντήρησης (€/MWh).

Συνυπολογίσαμε επίσης τη συμμετοχή της προσφερόμενης έκπτωσης από την ΕΠΑ Αττικής σε πελάτες της που διαθέτουν εγκαταστάσεις ΣΗΘ. Η μέγιστη έκπτωση προέκυψε λαμβάνοντας υπ' όψη την ανηγμένη τιμή σε €/kWf και δίνεται από τον τύπο:

$$ME = ME\alpha * IK, \text{ όπου}$$

ME: μέγιστη έκπτωση.

ME α : ανηγμένη τιμή μέγιστης έκπτωσης.

ενώ η μηνιαία έκπτωση επί της κατανάλωσης λαμβάνοντας υπ' όψη την ανηγμένη τιμή σε €/kWhf και δίνεται από τον τύπο

$$MEK = MK * MEK\alpha, \text{ όπου}$$

MEK: μηνιαία έκπτωση επί της κατανάλωσης.

MK: μηνιαία κατανάλωση καυσίμου.

MEK α : μοναδιαία έκπτωση.

Στους υπολογισμούς που ακολουθούν δεν λαμβάνεται υπόψη η έκπτωση.

Έσοδα σταθμών ΣΗΘ

Υπολογίζονται μηνιαίως τα έσοδα για κάθε έργο, τα οποία απαρτίζονται από τα έσοδα ηλεκτρικής ενέργειας, τα έσοδα θερμότητας, καθώς και τα έσοδα ψύξης, όπου βέβαια υπάρχει παραγωγή ψύξης. Ως έσοδα θερμότητας ή ψύξης θεωρούνται τα αποφευχθέντα έξοδα για την χωριστή παραγωγή θερμότητας ή ψύξης, με συμβατικό λέβητα ή ηλεκτρικό ψύκτη αντίστοιχα.

Τα έσοδα ηλεκτρικής παραγωγής προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη τη μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε kWh και την μοναδιαία τιμή πώλησης σε €/kWh στην οποία αρχικά δόθηκε η μέχρι πρόσφατα ισχύουσα τιμή των 0,08014€/kWh, ενώ στη συνέχεια η μεταβλητή τιμή που προέκυψε από τη μελέτη, και δίνεται από τον τύπο:

$$EH = HE * TP,$$

Όπου:

EH: έσοδα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.

HE: παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

TP: ανηγμένη τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα έσοδα θερμότητας υπολογίζονται από τη μηνιαία ωφέλιμη παραγωγή θερμότητας (ζεστό νερό ή/και ατμός) σε kWhth και το συνολικό μοναδιαίο κόστος καυσίμου και δίνεται από τον τύπο:

$$ΕΘ = ΠΘ * ΚΚ / 0,9$$

Όπου:

ΕΘ: έσοδα θερμότητας σε €

ΠΘ: παραγωγή θερμότητας σε kWh

ΚΚ: μοναδιαίο συνολικό κόστος καυσίμου σε €/kWhf.

Τα έσοδα ψύξης προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη τη μηνιαία παραγωγή ψύξης σε kWhc, τις ώρες λειτουργίας της μονάδας, την ανηγμένη τιμή πώλησης σε €/kWhc και την χρεωστέα ζήτηση σε €/kWhc όπως αυτές δίνονται στο τιμολόγιο Β2 της ΔΕΗ : *ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΥΠΟ ΜΕΣΗ ΤΑΣΗ* και ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$ΕΨ = (ΠΨ / ΩΛ) * ΧΖ / COPψ + ΠΨ * ΤΠ / COPψ$$

Όπου,

ΕΨ: έσοδα ψύξης

ΠΨ: παραγωγή ψύξης

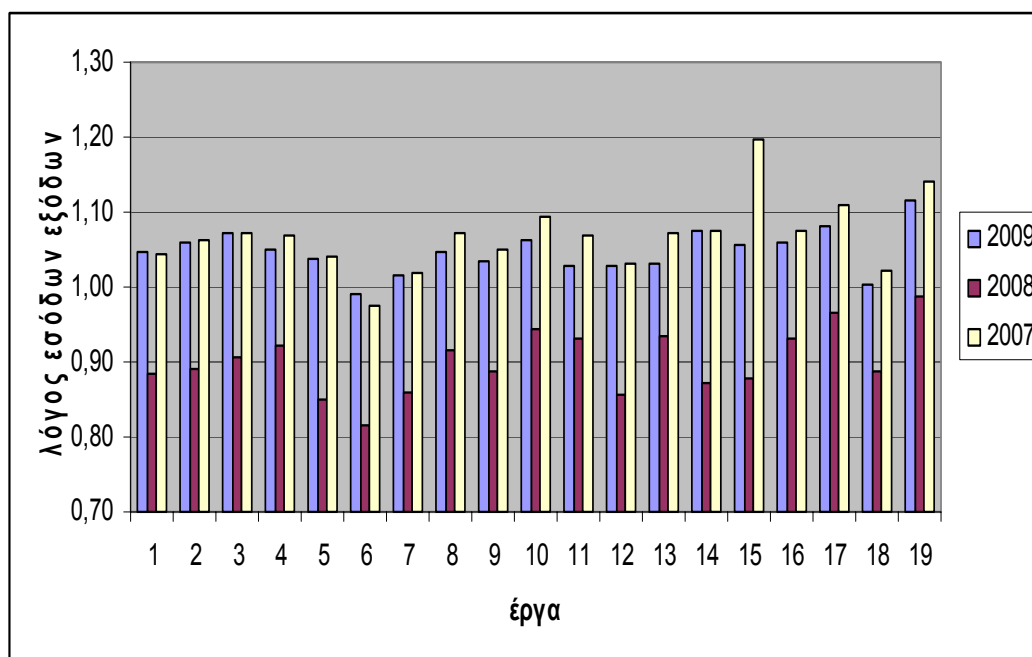
ΧΖ: χρεωστέα ζήτηση

ΩΛ: ώρες λειτουργίας

COPψ: δείκτης απόδοσης ηλεκτρικού ψύκτη, λαμβάνεται ίσος με 2,75

Αποτελέσματα

Υπολογίστηκε για κάθε έργο ο λόγος εσόδων/εξόδων από την υποθετική λειτουργία κατά τη διάρκεια καθενός από τα τρία έτη. Τιμές μεγαλύτερες της μονάδας αντιστοιχούν σε λειτουργική κερδοφορία, ενώ τιμές μικρότερες της μονάδας σημαίνουν μη συμφέρουσα λειτουργία.



Διάγραμμα 1

Οι τιμές των λόγων με βάση το ισχύον καθεστώς τιμολόγησης της ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ για κάθε ένα από τα 19 έργα κατά το 2007, το 2008 και το 2009 αποτυπώνονται στο Διάγραμμα 1. Παρατηρούμε ότι όλα τα έργα ήταν ζημιογόνα κατά τη λειτουργία τους μέσα στο 2008. Αναδεικνύεται η ανάγκη θέσπισης ενός διαφορετικού τρόπου τιμολόγησης πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ώστε οι μονάδες συμπαραγωγής να είναι βιώσιμες οικονομικά, ιδιαίτερα σε περιόδους υψηλών τιμών των καυσίμων.

Εκτίμηση παραμέτρων τιμολόγησης

Μελετήθηκε η ακόλουθη συνάρτηση για τον υπολογισμό της τιμής πώλησης της ενέργειας από ΣΗΘΥΑ:

$$ΤΗΣΗΘΥΑ = ΟΤΣ/(1-Σ.Α.) + Σ + ΑΣΔΙ , \text{ όπου}$$

$$Σ.Α. = 3,31\%$$

$$Σ = A - B \times \text{Ισχύς σε €/MWh}$$

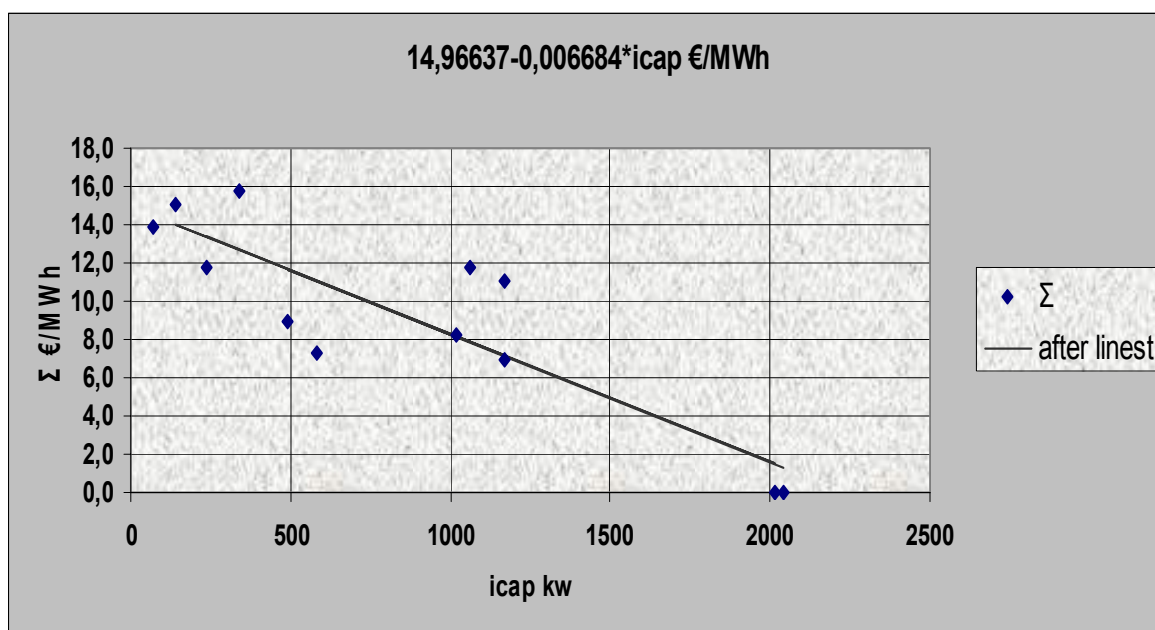
$$ΑΣΔΙ = 35000/(1-Σ.Α.) \text{ σε €/MW - έτος}$$

Το πρόβλημα συνίσταται στο να βρεθούν τα κατάλληλα A,B, καθώς και το κατώτερο(floor) και το ανώτερο(cap) όριο Ο.Τ.Σ. ώστε να προκύψει ικανοποιητικός λόγος εσόδων προς έξοδα για το σύνολο των μονάδων. Για να επιτευχθεί κάτι τέτοιο έγινε χρήση της μεθόδου Newton-Raphson από τη θεωρία της αριθμητικής ανάλυσης. Η μέθοδος χρησιμοποιείται προκειμένου να βρεθούν οι ρίζες μιας συνάρτησης f(x) με αρχικές εκτιμήσεις τόσο της f(x) όσο και της παραγώγου f'(x) για κάποιες τιμές του x αυθαίρετα. Η f(x) είναι :

$$f(x) = λΕξΕξ - 1,1$$

Όπου:

λΕξΕξ: λόγος εσόδων εξόδων ,
μεταβλητή x: A-B*Ισχύς=Σ



Διάγραμμα 2

Υπολογίστηκε, με βάση τα δεδομένα του 2007, η τιμή του Σ που ικανοποιεί για κάθε έργο την $f(\Sigma)=0$, και με γραμμική παρεμβολή στα σημεία (Διάγραμμα 2), προέκυψαν οι συντελεστές A και B της συνάρτησης $A-B \cdot \text{Ισχύς}$. Με δεδομένο το ότι πρόκειται για γραμμική συνάρτηση έγινε χρήση της εντολής-συνάρτησης `linest` του excel οπότε και πήραμε τελικά την ακόλουθη :

$$\Sigma = 14,96637 - 0,006684 \cdot \text{Ισχύς} \text{ (€/MWh)}$$

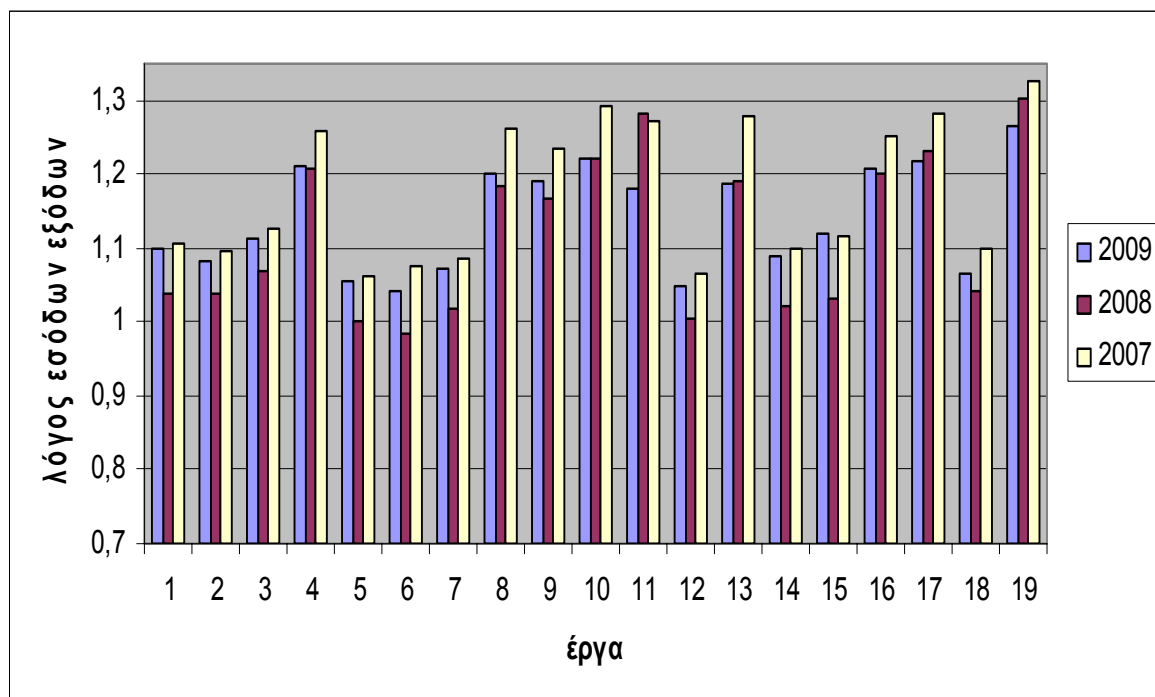
Δεδομένου ότι το 2008 ήταν έτος υψηλών τιμών της ΟΤΣ, ενώ το 2009 αντιθέτως ήταν έτος χαμηλών τιμών της ΟΤΣ, ήταν λογικό να προσεγγίσουμε την ανώτατη και κατώτατη επιτρεπτή τιμή της ΟΤΣ με βάση τα στοιχεία αυτά. Προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές

ανώτατη τιμή = 100 €/MWh και κατώτατη τιμή = 68€/MWh

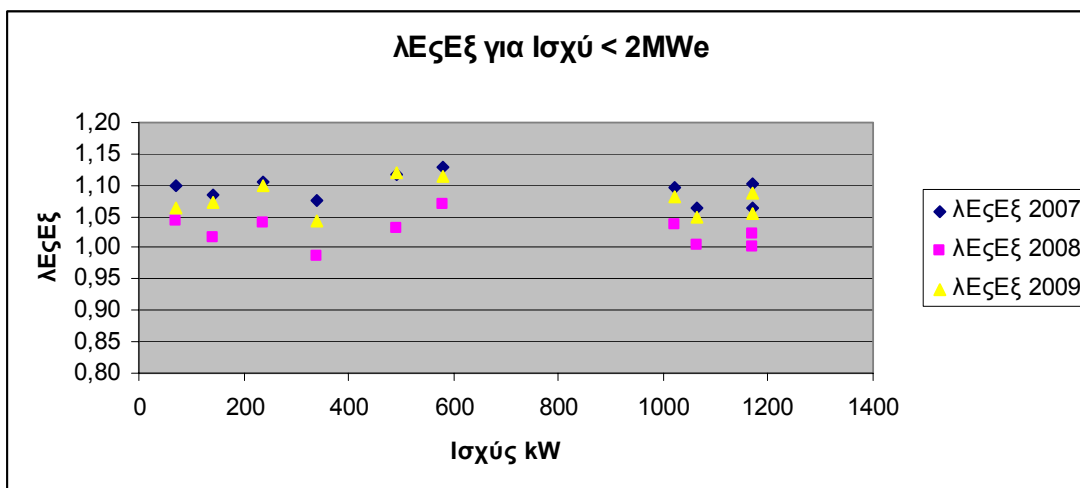
Για τα έργα ηλεκτρικής ισχύος άνω των 2MWe ορίζουμε κατώτατη τιμή για την συνάρτηση Σ τα 3€/MWh. Εφαρμόζοντας λοιπόν σε κάθε μονάδα εκ νέου τις ακόλουθες στρογγυλοποιημένες προς τα κάτω τιμές ήτοι:

$A=14$, $B=0,006$, ανώτατη τιμή = 100 €/MWh και κατώτατη τιμή = 68€/MWh προκύπτουν νέοι λόγοι εσόδων-εξόδων.

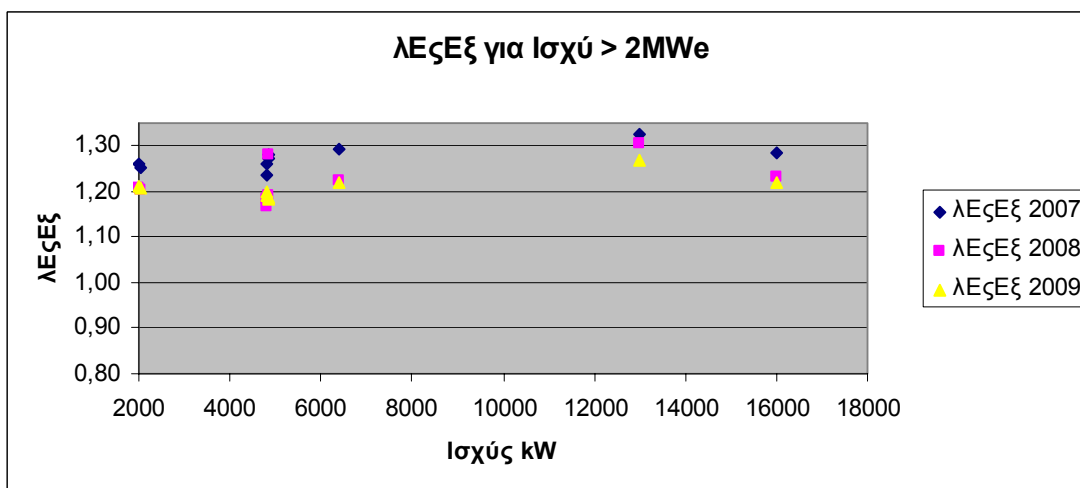
Στο διάγραμμα 3 παρουσιάζονται οι λόγοι λειτουργικών εσόδων-εξόδων των έργων για τα τρία έτη με βάση την προτεινόμενη νέα τιμολόγηση, ενώ στα διαγράμματα 4α και 4β οι λΕεΞ συναρτήσει της ηλεκτρικής ισχύος για τις μονάδες κάτω και πάνω των 2MWe αντίστοιχα.



Διάγραμμα 3



Διάγραμμα 4α



Διάγραμμα 4β

Η επιδιωκόμενη οικονομική βιωσιμότητα επιτυγχάνεται ικανοποιητικά για τις μονάδες άνω των 2MWe. Εξάιρεση, πάρα την επιβολή διαφορετικής τιμολόγησης, συνεχίζουν να αποτελούν ορισμένοι σταθμοί ηλεκτρικής ισχύος κάτω των 2MWe, οι οποίοι με τις συνθήκες του 2008 θα παρουσίαζαν λόγο ίσο ή μικρότερο της μονάδας και συνεπώς έλλειμμα. Αυτό οφείλεται στη μεγάλη παραγωγή ψύξης συγκριτικά με τους υπόλοιπους. Παρά την υψηλότερη τιμή στήριξης των μικρότερων σταθμών, η κερδοφορία για αυτές τις μονάδες είναι αισθητά μειωμένη σε σύγκριση με τις μονάδες άνω των 2MWe, οι οποίες απολαμβάνουν υψηλότερων αποδόσεων και ελκυστικότερων τιμολογίων αερίου.

Εκτίμηση κόστους-περιβαλλοντικού οφέλους τιμολόγησης

Τέλος, με δεδομένο το συντελεστή εξοικονόμησης PESR και την εξεταζόμενη τιμολόγηση, έγιναν υπολογισμοί προκειμένου να προκύψει σε πρώτη φάση η αποφυγή CO2 σε tn, βάσει του τύπου :

$$AC = (EKAE - EK) * 200 / 10^6$$

Όπου :

AC: αποφυγή CO2 σε tn.

ΕΚΑΕ: ετήσια κατανάλωση καυσίμου με χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας,

ΕΚ: ετήσια κατανάλωση καυσίμου σε kWh.

και στη συνέχεια τα έσοδα εξοικονόμησης για κάθε μονάδα ανηγμένα σε tn CO₂, βάσει του τύπου :

$$ΕΕα = ΗΠ * Σ / ΑC$$

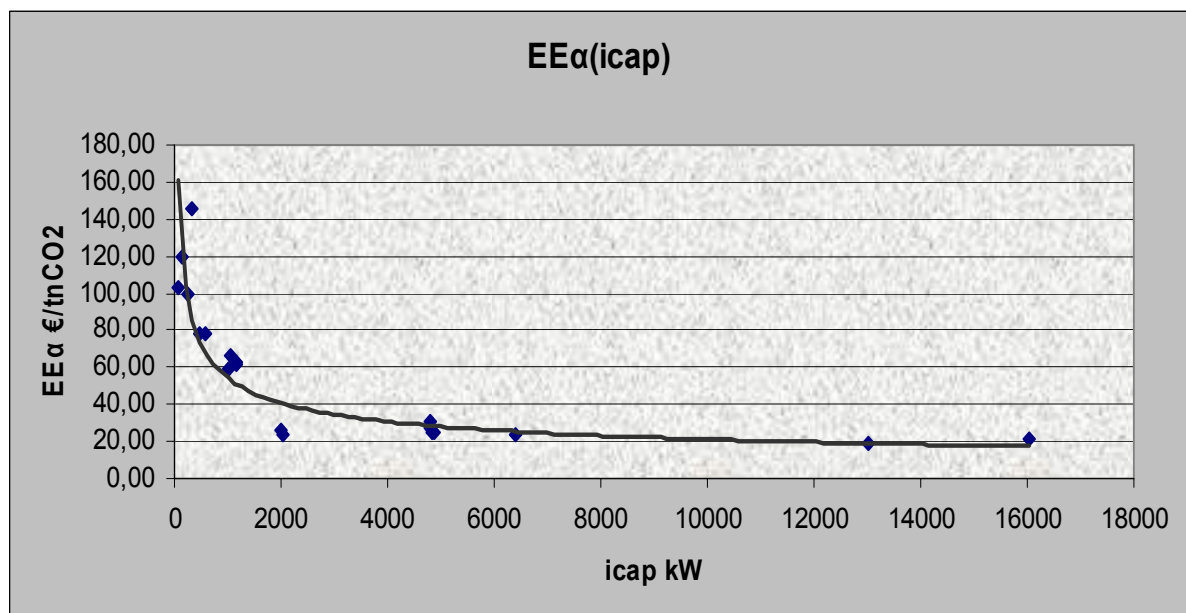
Όπου:

ΕΕα: ανηγμένα έσοδα εξοικονόμησης σε €/tn.

ΗΠ: ηλεκτρική παραγωγή σε kWh.

Σ: η τιμή της συνάρτησης A-B*Ισχύς.

Στο διάγραμμα 5 απεικονίζεται ο λόγος των εσόδων από το σταθερό σκέλος Σ, προς την ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα του οποίου η εκπομπή αποφεύγεται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με ΣΗΘΥΑ. Ο υπολογιζόμενος σταθμισμένος μέσος όρος του λόγου αυτού για τα 19 έργα συμπαραγωγής είναι 28 €/tn.



Διάγραμμα 5