



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ

ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής σε
συνδυασμό με τεχνολογίες συμπαραγωγής και
τιμολόγια dynamic pricing

Διπλωματική Εργασία

Διονύσιος Γ. Σταματιάδης

Επιβλέποντες :

Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης

Υ. Δ. Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Νοέμβριος 2011



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής σε
συνδυασμό με τεχνολογίες συμπαραγωγής και
τιμολόγια dynamic pricing

Διπλωματική Εργασία

Διονύσιος Γ. Σταματιάδης

Επιβλέποντες :

Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης

Υ. Δ. Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή, την 25 Νοεμβρίου 2011:

.....
Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Σ. Παπαθανασίου
Επίκουρος ΕΜΠ

.....
Π. Γεωργιάκης
Λέκτορας ΕΜΠ

Σταματιάδης Γ. Διονύσιος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Διονύσιος Σταματιάδης, 2011.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκαν δύο εφαρμογές σχετικά με την κάλυψη του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου, ενός οικιστικού συγκροτήματος και του αεροδρομίου της Μακεδονίας, χρησιμοποιώντας τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής και συμπαραγωγής σε συνδυασμό με ένα dynamic pricing τιμολόγιο. Για το σκοπό αυτό, τα δύο αυτά παραπάνω συστήματα μοντελοποιήθηκαν με την χρήση του λογισμικού GAMS και του DER-CAM. Η μελέτη αφορούσε κυρίως την οικονομική αξιολόγηση των εφαρμογών, και δεν έγινε λεπτομερής τεχνική ανάλυση των συστημάτων.

Το πρώτο μέρος της εργασίας απασχολεί η θεωρητική προσέγγιση των τεχνολογιών, των τεχνικών που ακολουθήθηκαν ώστε να καλυφτούν τα φορτία των δύο καταναλωτών καθώς και μία παρουσίαση του λογισμικού που χρησιμοποιήθηκε. Πρώτα γίνεται μία αναφορά στις τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, και το για το πώς αυτές μπορούν να συνδυαστούν στα πλαίσια ενός μικροδικτύου, με σκοπό την βέλτιστη κάλυψη των φορτίων του, τόσο οικονομικά όσο και με βάση την ευστάθειά του. Στην συνέχεια, περιγράφεται η μέθοδος της συμπαραγωγής και διάφορες τεχνολογίες που κάνουν χρήση αυτής. Έπειτα, γίνεται μία περιγραφή του λογισμικού, με το οποίο κατασκευάστηκαν τα δύο μοντέλα. Τέλος, παρουσιάζεται η τεχνική του dynamic pricing, ενός ειδικού τύπου τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος συνδέει άμεσα την τιμή της, μεταξύ λιανικής και χονδρικής αγοράς, δίνοντας την δυνατότητα στον καταναλωτή να ρυθμίζει το φορτίο του, και να έχει τον απόλυτο έλεγχο του κόστους που πληρώνει για την ηλεκτρική ενέργεια.

Στο δεύτερο μέρος, περιγράφονται οι δύο εφαρμογές που προαναφέρθηκαν. Γίνεται η περιγραφή των φορτίων τους, η κατασκευή του μαθηματικού τους μοντέλου, με βάση το οποίο γράφεται ο κώδικας στο λογισμικό GAMS, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα τα οποία και αναλύονται εξάγοντας σημαντικά συμπεράσματα. Η αξιολόγηση τους, αφορά, όπως προαναφέρθηκε, μόνο την οικονομική βιωσιμότητα των τεχνολογιών, αν και τα οφέλη των μεθόδων που προτείνονται, επεκτείνονται και στον κρίσιμο τομέα, της προστασίας του περιβάλλοντος. Κάθε εφαρμογή έτρεξε για τρία σενάρια. Στο πρώτο δεν χρησιμοποιείται καμία τεχνολογία, στο δεύτερο γίνεται χρήση μονάδων τοπικής παραγωγής και στο τρίτο, το ίδιο, αλλά σε συνδυασμό με τεχνολογίες συμπαραγωγής. Και για τα τρία αυτά σενάρια, έγινε χρήση δύο τιμολογίων, της ΔΕΗ ως ενός αντιπροσωπευτικού fixed tariff τιμολογίου, και του CalPX, του συστήματος της California, για να προσομοιαστεί ένα τιμολόγιο τύπου dynamic pricing.

Ο τελικός σκοπός αυτής της εργασίας δεν είναι να αποδείξουμε μόνο τα οφέλη, της συμπαραγωγής ή των dynamic pricing προγραμμάτων. Ο σημαντικότερος σκοπός είναι να παρουσιαστεί το όφελος του συνδυασμού τους. Δεν είναι τυχαίο πως τα προγράμματα dynamic pricing απευθύνονται κυρίως σε μεγάλους βιομηχανικούς αλλά και εμπορικούς καταναλωτές. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αδυναμία που έχουν οι μικρότεροι καταναλωτές να ρυθμίζουν κατάλληλα το φορτίο τους, μία δυνατότητα που τους δίνει η χρήση τεχνολογιών συμπαραγωγής.

Abstract

We are studying the implications of two empirical models concerning the electrical and the heating load, of a block of flats and the Macedonian airport, using CHP technologies and dynamic pricing programs. These systems were simulated using special software, called GAMS and DER-CAM. Our main objective is to conduct economic evaluation in order to prove that those technologies are efficient enough to minimize energy costs. We are not interested on the technical details of the aforementioned problems.

In the first section of this study we analyze the theoretical approach of used technics and the corresponding technologies. Distributed generation technologies are presented in addition to the way of how these technologies work inside a microgrid, in order to meet this microgrid's loads, keeping costs down and stability up. Next, combined heat and power generation technologies are described inside the framework of the existing systems using this method. Software packages that were used to model these two systems are described too. Finally, dynamic pricing schemes are presented. These pricing schemes are offered by some electric utilities and their main characteristic is the connection between wholesale and retail market prices, giving a chance to customers to adjust their loads and achieve higher savings in energy costs.

In the second part we describe the structure along with the loads and the mathematical formulas used to model the systems. Each energy model was run under three different scenarios. In the first scenario, consumers have no distributed generation units. In the second scenario distribution generation units are added. Finally, in the third scenario these units operate side by side with chp units. In every scenario, two different price schemes were used in order provide a comparison across different pricing alternatives. More specifically, a static dei's, representing fixed tariff price scheme, and a dynamic pricing alternative called, CalPX .

Our results provide substantive proof that consumers benefit from the combination of dynamic pricing schemes with chp and distributed generation units. Dynamic pricing programs focus on large industrial and commercial customers, as they are the only consumers who can easily adjust their electrical load. Domestic or small commercials sectors, lack the ability of flexible adjustment on changes of the offered price. Hence, chp systems and distributed generation technologies offer more flexible and energy efficient capabilities to low-demand energy load consumers.

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Αυτή την στιγμή, δύο είναι οι κύριοι παράγοντες των αγορών ενέργειας, στους οποίους πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή. Η επάρκεια των ενεργειακών πόρων και η οικονομία της ενέργειας. Τα ορυκτά καύσιμα μειώνονται συνεχώς, και πολλές μελέτες δείχνουν πως θα εξαντληθούν σε λιγότερο από 100 χρόνια. Μία από τις πιο προβλεβημένες λύσεις αυτού του προβλήματος είναι η στροφή στις ΑΠΕ. Μόνο αυτό όμως, δεν αρκεί. Ο άνθρωπος έχει ανάγκη από νέες τεχνολογίες που θα τον βοηθήσουν να εξοικονομήσει ενεργειακούς πόρους, και να διαχειρίζεται αποτελεσματικότερα τα εναπομείναντα αποθέματα. Επίσης χρειάζεται διαφάνεια και ανταγωνισμός στις ενεργειακές αγορές, ώστε να διασφαλίζεται το όφελός του. Πρέπει να δίνεται στον καταναλωτή η δυνατότητα να επιλέγει μέσα από μία πληθώρα ενεργειακών ανταγωνιστικών προϊόντων, με σκοπό την μείωση του κόστους της κατανάλωσής του, ιδιαίτερα την σημερινή εποχή, που η οικονομική κρίση χτυπά τα θεμέλια του οικονομικού μας συστήματος. Τεχνολογίες αλλά και τεχνικές αποτελεσματικής διαχείρισης, θα παρουσιαστούν παρακάτω.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η παρούσα εργασία αποτελεί τη Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στο τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ υπό την επίβλεψη του καθηγητή του τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος Νικόλαου Δ. Χατζηαργυρίου, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεση της εργασίας. Με την ευκαιρία αυτή θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Ανέστη Αναστασιάδη, για τη βοήθεια, τις πολύτιμες συμβουλές, την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την σύζυγό μου, τους φίλους μου και την οικογένεια μου που με στήριζαν και με συμβούλευαν σε κάθε βήμα της φοιτητικής μου ζωής. Ελπίζω με αυτόν τον τρόπο να ανταποδίδω σε ένα μικρό βαθμό όλους τους κόπους που έκαναν για μένα.

Αθήνα 2011

Πίνακας περιεχομένων

1	Θεωρητική Προσέγγιση.....	1
1.1	Διασπαρμένη Παράγωγή.....	1
1.1.1	Εισαγωγή.....	1
1.1.2	Τύποι των τεχνολογιών DER.....	2
1.1.3	Χαρακτηριστικά των τεχνολογιών DER.....	5
1.1.4	Οικονομικά χαρακτηριστικά των DER.....	7
1.2	Τεχνολογίες DER – Διασπαρμένης Παραγωγής (3)	10
1.2.1	Ντιζελογεννήτριες.....	10
1.2.2	Γεννήτριες φυσικού αερίου.....	10
1.2.3	Μικροτουρμπίνες	11
1.2.4	Κυψέλες καυσίμου.....	12
1.2.5	Φωτοβολταϊκά.....	14
1.2.6	Ανεμογεννήτριες (4)	16
1.2.7	Συμπαραγωγής	20
1.3	Μικροδίκτυο.....	24
1.3.1	Εισαγωγή.....	24
1.3.2	Κεντρικός έλεγχος μικροδικτύου.....	25
1.3.3	Μικροδίκτυα και περιβάλλον	26
1.4	Συμπαραγωγή.....	27
1.4.1	Συστήματα τηλεθέρμανσης.....	28
1.4.2	Βιομηχανικές και άλλες εφαρμογές.....	28
1.4.3	Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα	29
1.4.4	Συμπαραγωγή στην Ευρώπη.....	31
1.5	Σύγχρονες τεχνικές συμπαραγωγής	36
1.5.1	Εισαγωγή.....	36
1.5.2	Συστήματα ατμοστροβίλων	36
1.5.3	Συστήματα αεριοστροβίλων	39
1.5.4	Συστήματα με παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης.....	41
1.5.5	Συστήματα συνδυασμένου κύκλου.....	43
1.5.6	Κύκλοι βάσης <i>Rankine</i> με οργανικά ρευστά	44
1.5.7	Κυψέλες καυσίμου.....	45

1.5.8	Μηχανές Stirling	45
1.5.9	Τυποποιημένες μονάδες συμπαραγωγής, “πακέτα”	46
1.6	DER – CAM / GAMS	49
1.6.1	Εισαγωγή στο GAMS	49
1.6.2	Βασικές αρχές του GAMS	50
1.6.3	Δομή ενός μοντέλου στο GAMS	51
1.6.4	Εισαγωγή DER-CAM	52
1.6.5	Δομή του μοντέλου DER-CAM.....	53
1.6.6	Περιορισμοί του μοντέλου DER CAM.....	55
1.6.7	Προσέγγιση από τη συγκεκριμένη εργασία.....	57
1.7	dynamic pricing.....	59
1.7.1	Μεταβλητότητα της τιμής.....	59
1.7.2	Καταναλωτική συμπεριφορά	60
1.7.3	Οι δύο κύριοι παράγοντες της τιμής	61
1.7.4	Εναλλακτικά προγράμματα τιμολόγησης.....	62
1.7.5	Εφαρμογές προγραμμάτων dynamic pricing	64
2	Εφαρμογές	70
2.1	Οικιστικό Συγκρότημα	70
2.1.1	Εισαγωγή.....	70
2.1.2	Φορτία Οικιστικού Συγκροτήματος.....	74
2.1.3	Επιλογή Συστήματος ΣΗΘ	80
2.1.4	Σχηματισμός του μοντέλου στο GAMS	82
2.1.5	Τιμολόγια	86
2.1.6	Αποτελέσματα - Συμπεράσματα	89
2.1.7	Οικονομική αξιολόγηση	98
2.2	Αεροδρόμιο Μακεδονίας	105
2.2.1	Εισαγωγή.....	105
2.2.2	Φορτία Αεροδρομίου	105
2.2.3	Περιγραφή του μοντέλου	110
2.2.4	Κατασκευή Μαθηματικού Μοντέλου.....	113
2.2.5	Τιμολόγια	120
2.2.6	Τεχνολογίες DER και CHP	124
2.2.7	Αποτελέσματα - Συμπεράσματα	125

2.2.8 Σύγκριση τιμολογίων – Συμπεράσματα.....	138
3 Τελικά Συμπεράσματα.....	144
Βιβλιογραφία	145

Διαγράμματα

Διάγραμμα 1.1 : Συχνότητα χρησιμοποίησης τεχνολογιών DER.....	5
Διάγραμμα 1.2 : Ωριαίες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για το σύστημα που διαχειρίζεται η PJM	59
Διάγραμμα 1.3 : Σχηματική απεικόνιση του χάσματος μεταξύ της χονδρικής και λιανικής αγοράς	60
Διάγραμμα 1.4 : Η επίδραση της ζήτησης, η οποία καθορίζεται με βάση τις τιμές της χονδρικής αγοράς, ως ποσοστό της ελαστικότητας της τιμής αυτής.....	62
Διάγραμμα 1.5 : Απόκριση των καταναλωτών στο dynamic pricing πρόγραμμα της Georgia Power	66
Διάγραμμα 1.6 : Απόκριση των καταναλωτών στο dynamic pricing πρόγραμμα της Duke Power.....	68
Διάγραμμα 2.1 : Θερμική ενέργεια συγκροτήματος ανά μήνα.....	79
Διάγραμμα 2.2 : Ηλεκτρική ενέργεια συγκροτήματος ανά μήνα	79
Διάγραμμα 2.3 : Καμπύλη διάρκειας φορτίου για τον καταναλωτή με υψηλό θερμικό φορτίο.....	80
Διάγραμμα 2.4 : Καμπύλη διάρκειας φορτίου για τον καταναλωτή με χαμηλό θερμικό φορτίο.....	81
Διάγραμμα 2.5 : συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος για το τιμολόγιο της ΔΕΗ	89
Διάγραμμα 2.6 : θερμική και ηλεκτρική έξοδος του συστήματος, μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου, για την μέθοδο heat - match.....	90
Διάγραμμα 2.7 : θερμική και ηλεκτρική έξοδος του συστήματος, μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου, για την μέθοδο totCOST response	91
Διάγραμμα 2.8 : ετήσιο κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, για το τιμολόγιο της ΔΕΗ.....	91
Διάγραμμα 2.9 : ετήσιο κόστος αγοράς φυσικού αερίου, για το τιμολόγιο της ΔΕΗ	92
Διάγραμμα 2.10 : πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο, για το τιμολόγιο της ΔΕΗ	93
Διάγραμμα 2.11 : συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος, για το PX τιμολόγιο	94
Διάγραμμα 2.12 : ετήσιο κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, για το τιμολόγιο της PX.....	94
Διάγραμμα 2.13 : ετήσιο κόστος αγοράς φυσικού αερίου, για το τιμολόγιο της PX	95
Διάγραμμα 2.14 : πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο, για το τιμολόγιο της PX	95
Διάγραμμα 2.15 : κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου οικιστικού συγκροτήματος, μία τυπική ημέρα του Αυγούστου, για το ΔΕΗ τιμολόγιο και την totCOST response μέθοδο.....	97
Διάγραμμα 2.16: κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου οικιστικού συγκροτήματος, μία τυπική ημέρα του Αυγούστου, για το PX τιμολόγιο και την totCOST response μέθοδο.....	97

Διάγραμμα 2.17 : Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der"	127
Διάγραμμα 2.18 : Κάλυψη ψυκτικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ.....	128
Διάγραμμα 2.19 : Συνολικές πωλήσεις ενέργειας στο δίκτυο για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ	128
Διάγραμμα 2.20 : Κάλυψη θερμικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Απριλίου για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ.....	129
Διάγραμμα 2.21 : Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ	130
Διάγραμμα 2.22 : Κάλυψη ψυκτικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ.....	130
Διάγραμμα 2.23 : Κάλυψη θερμικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ	131
Διάγραμμα 2.24 : Κάλυψη θερμικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Ιουλίου για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ	131
Διάγραμμα 2.25 : Συνολικές πωλήσεις ενέργειας στο δίκτυο για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ.....	132
Διάγραμμα 2.26 : Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο PX	134
Διάγραμμα 2.27 : Κάλυψη ψυκτικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο PX.....	135
Διάγραμμα 2.28 : Συνολικές πωλήσεις ενέργειας στο δίκτυο για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο PX	135
Διάγραμμα 2.29 : Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο PX	136
Διάγραμμα 2.30 : Κάλυψη ψυκτικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο PX.....	136
Διάγραμμα 2.31 : Συνολικές πωλήσεις ενέργειας στο δίκτυο για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο PX.....	137
Διάγραμμα 2.32 : Κάλυψη θερμικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο PX.....	137
Διάγραμμα 2.33 : Παραγωγή μονάδων mtl-c-30 ανά μήνα για το σενάριο "der + chr" και το τιμολόγιο PX.....	138
Διάγραμμα 2.34 : εξοικονόμηση ετήσιου ενεργειακού κόστους για το αεροδρόμιο	139
Διάγραμμα 2.35 : κόστος ετήσιων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο για το αεροδρόμιο.....	140
Διάγραμμα 2.36 : ετήσιες αγορές φυσικού αερίου για το αεροδρόμιο.....	140
Διάγραμμα 2.37 : κόστος ετήσιων αγορών για το αεροδρόμιο	141
Διάγραμμα 2.38 : μεταβλητό κόστος μονάδων που χρησιμοποιήθηκαν από το μοντέλο για το αεροδρόμιο	142
Διάγραμμα 2.39 : κέρδος από τις πωλήσεις ενέργειας πίσω στο δίκτυο, για το αεροδρόμιο.....	143
Διάγραμμα 2.40 : κόστος εκπομπών CO ₂ για το αεροδρόμιο.....	143

Πίνακες

Πίνακας 1.1 : Τεχνολογίες DER	4
Πίνακας 1.2 : Κόστος εξοπλισμού DER.....	8
Πίνακας 1.3 : Τύποι κυψελών καυσίμου	13
Πίνακας 1.4 : Χαρακτηριστικά τεχνολογιών DER.....	20
Πίνακας 1.5 : Σύγκριση τεχνικών χαρακτηριστικών συμπαραγωγικών μονάδων	48
Πίνακας 1.6 : Βασικά συστατικά της δομής ενός μοντέλου GAMS	51
Πίνακας 1.7 : Μείωση στο φορτίο των πελατών της Georgia Power, με βάση τον χρόνο πληροφόρησης των τιμών, και των αιχμών τους	67
Πίνακας 2.1 : Συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια ανά τύπο καταναλωτή.....	80
Πίνακας 2.2 : δείκτες που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο του οικιστικού συγκροτήματος	83
Πίνακας 2.3 : παράμετροι του μοντέλου του οικιστικού συγκροτήματος.....	84
Πίνακας 2.4 : μεταβλητές του μοντέλου του οικιστικού συγκροτήματος.....	85
Πίνακας 2.5 : εξισώσεις του μοντέλου του οικιστικού συγκροτήματος.....	86
Πίνακας 2.6 : ανταγωνιστικές χρεώσεις του τιμολογίου της ΔΕΗ.....	87
Πίνακας 2.7 : μονοπολιακές χρεώσεις του τιμολογίου της ΔΕΗ.....	87
Πίνακας 2.8 : χρεώσεις φυσικού αερίου ΕΠΑ.....	88
Πίνακας 2.9 : ποσοστιαία μείωση συνολικού ετήσιου ενεργειακού κόστους.....	96
Πίνακας 2.10 : απόλυτο όφελος στο ετήσιο ενεργειακό κόστος του οικιστικού συγκροτήματος για το τιμολόγιο της ΔΕΗ	99
Πίνακας 2.11 : : απόλυτο όφελος στο ετήσιο ενεργειακό κόστος του οικιστικού συγκροτήματος για το τιμολόγιο της ΡΧ.....	99
Πίνακας 2.12 : υπολογισμός ΚΠΑ της επένδυσης για το τιμολόγιο της ΔΕΗ και την μέθοδο heat match	100
Πίνακας 2.13 : υπολογισμός ΚΠΑ της επένδυσης για το τιμολόγιο της ΔΕΗ και την μέθοδο totCOST response	101
Πίνακας 2.14 : αποτελέσματα για την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, για το τιμολόγιο της ΔΕΗ.....	101
Πίνακας 2.15 : υπολογισμός ΚΠΑ της επένδυσης για το τιμολόγιο της ΡΧ και την μέθοδο heat match	102
Πίνακας 2.16 : υπολογισμός ΚΠΑ της επένδυσης για το τιμολόγιο της ΡΧ και την μέθοδο totCOST response	103
Πίνακας 2.17 : αποτελέσματα για την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, για το τιμολόγιο της ΡΧ.....	103
Πίνακας 2.18 : δείκτες του μαθηματικού μοντέλου για το αεροδρόμιο	114
Πίνακας 2.19 : τα στοιχεία της αγοράς από την οποία εφοδιάζεται ενέργεια το αεροδρόμιο.....	114
Πίνακας 2.20 : τεχνικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών που θα χρησιμοποιηθούν στο μοντέλο του αεροδρομίου	116
Πίνακας 2.21 : μεταβλητές του μαθηματικού μοντέλου για το αεροδρόμιο	117
Πίνακας 2.22 : ανταγωνιστικές χρεώσεις τιμολογίου της ΔΕΗ, για το αεροδρόμιο .	121
Πίνακας 2.23 : μονοπωλιακές χρεώσεις τιμολογίου της ΔΕΗ, για το αεροδρόμιο ...	121

Πίνακας 2.24 : χρεώσεις ισχύος για το τιμολόγιο του ΦΑ	122
Πίνακας 2.25 : χαρακτηριστικά τεχνολογιών που χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο.	125
Πίνακας 2.26 : τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο, σύμφωνα με τον 3851/2010 νόμο	125
Πίνακας 2.27 : αποτελέσματα για το μοντέλο του αεροδρομίου, υπό το τιμολόγιο της ΔΕΗ.....	126
Πίνακας 2.28 : αποτελέσματα για το μοντέλο του αεροδρομίου, υπό το τιμολόγιο ΡΧ	133

Εικόνες

Εικόνα 1.1 Τύποι διασπαρμένων ενεργών πηγών και τεχνολογιών (Courtesy of the California Energy Commission)	1
Εικόνα 1.2 : Η μακέτα μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης, τμήματος ενός οικοβιομηχανικού πάρκου στη Βιρτζίνια, που θα αποτρέψει περισσότερους από 6000 τόνους ρυπογόνων ουσιών να απελευθερωθούν στην ατμόσφαιρα κατά τη διάρκεια της λειτουργίας του. Cape Charles Sustain.....	7
Εικόνα 1.3 : Ένας τεχνικός ρυθμίζει μια μικροτουρμπίνα Capstone	11
Εικόνα 1.4 : Συστήματα κυψελών καυσίμου μικρής ισχύος	13
Εικόνα 1.5 : Εφαρμογή κυψελών καυσίμου στις μεταφορές.....	13
Εικόνα 1.6 : Εγκατεστημένο φωτοβολταϊκό σύστημα	14
Εικόνα 1.7 : Ψύκτης Απορρόφησης.....	22
Εικόνα 1.8 : Δομή ενός τυπικού μικροδικτύου.....	24
Εικόνα 1.9 : Διάγραμμα ροής ενός τυπικού μικροδικτύου.....	25
Εικόνα 1.10 : Τυπικό Συμβατικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	27
Εικόνα 1.11 : Τυπικό σύστημα Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας	27
Εικόνα 1.12 : Η τοπική παραγωγή ισχύος καθιστά την ανακτώμενη θερμική ενέργεια διαθέσιμη για την κάλυψη των φορτίων των τελικών χρήσεων.....	29
Εικόνα 1.13 : Διάγραμμα ενεργειακών ροών στην Ευρώπη το 2008	32
Εικόνα 1.14 : : Διάγραμμα ενεργειακών ροών στην Ευρώπη το 2050.....	34
Εικόνα 1.15 : Σύστημα συμπααραγωγής με αμοστρόβιλο αντίθλιψης.....	37
Εικόνα 1.16 : Σύστημα συμπααραγωγής με αμοστρόβιλο απομάστευσης	38
Εικόνα 1.17 : Σύστημα συμπααραγωγής με κύκλο βάσης ατμού.....	38
Εικόνα 1.18 : Σύστημα συμπααραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου	39
Εικόνα 1.19 : Σύστημα συμπααραγωγής με αεριοστρόβιλο κλειστού κύκλου	40
Εικόνα 1.20 : Σύστημα συμπααραγωγής με παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης	42
Εικόνα 1.21 : Σύστημα συμπααραγωγής συνδυασμένου κύκλου με αμοστρόβιλο αντίθλιψης.....	43
Εικόνα 1.22 : Τυποποιημένη μονάδα συμπααραγωγής Fiat TOTEM 15kW.....	48
Εικόνα 1.23 : : Γραφική αναπαράσταση του DER-CAM.....	53
Εικόνα 1.24 : Ενεργειακή ροή από τη παραγωγή στη κατανάλωση με το DER-CAM	55

Εικόνα 2.1 : Κάλυψη φορτίων κατοικίας με τον συμβατικό τρόπο και με την χρήση συμπαραγωγής	71
Εικόνα 2.2 : μέθοδος heat - match	72
Εικόνα 2.3 : μέθοδος totCOST response	73
Εικόνα 2.4: σχηματική αναπαράσταση συστήματος αεροδρομίου για την κάλυψη των ενεργειακών του αναγκών	110

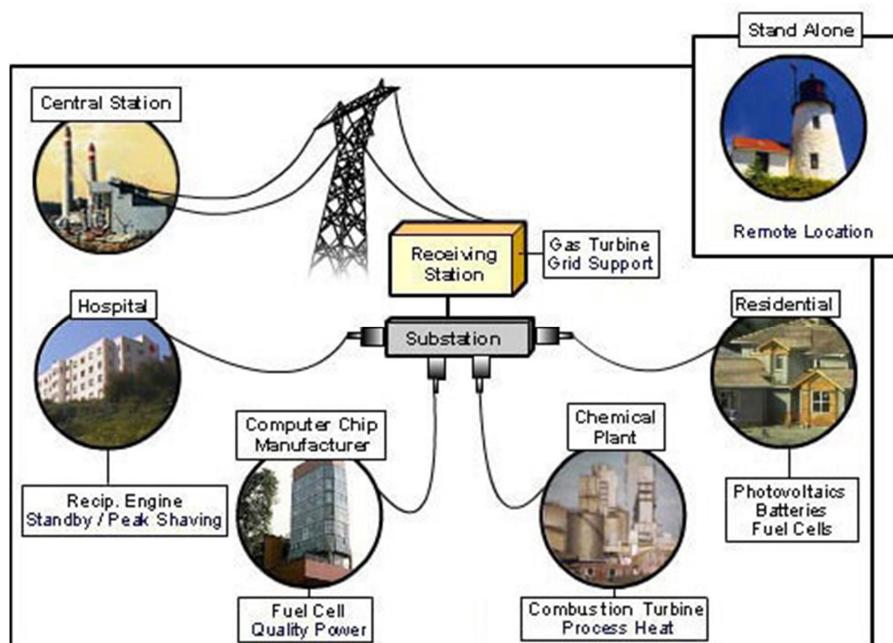
1 Θεωρητική Προσέγγιση

1.1 Διασπαρμένη Παράγωγή

1.1.1 Εισαγωγή

Το εθνικό σύστημα ηλεκτρικής ισχύος ταλαιπωρείται από περιστατικά έλλειψης ηλεκτρικής ενέργειας, προβλήματα ποιότητας ισχύος, συνεχόμενα blackout και απότομες αυξήσεις των τιμών που έχουν οδηγήσει πολλούς πελάτες του οργανισμού παροχής, δηλαδή του μακροδικτύου, στην αναζήτηση άλλων πηγών υψηλής ποιότητας και αξιοπιστίας ηλεκτρικής ενέργειας. Τα προβλήματα αυτά οδήγησαν στην ανάπτυξη των τεχνολογιών διασπαρμένης παραγωγής (Distributed Energy Resources - DER) δηλαδή πηγών παραγωγής ισχύος μικρής κλίμακας που βρίσκονται κοντά στο μέρος που χρησιμοποιείται η ηλεκτρική ενέργεια (δηλαδή ένα σπίτι ή μια επιχείρηση) και προσφέρουν μια εναλλακτική και βελτιωμένη έκδοση του παραδοσιακού δικτύου ηλεκτρικής ισχύος.

Η διασπαρμένη παραγωγή υπερτερεί της παραγωγής εκείνης που στηρίζεται σε μεγάλα κεντρικά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και χιλιόμετρα γραμμών υψηλής τάσης, αφού είναι ταχύτερη και πιο οικονομική επιλογή. Παρέχει στους καταναλωτές την προοπτική μικρότερου κόστους, μεγαλύτερη αξιοπιστία υπηρεσιών, καλύτερη ποιότητα ισχύος, αυξημένη ενεργειακή απόδοση και ενεργειακή ανεξαρτησία. Τέλος προσφέρουν και περιβαλλοντικό όφελος αφού για τη λειτουργία κάποιων τεχνολογιών απαιτούνται ενεργειακοί πόροι που αφθονούν στην φύση, όπως ο ήλιος, ο άνεμος, το νερό κλπ.



Εικόνα 1.1 Τύποι διασπαρμένων ενεργών πηγών και τεχνολογιών (Courtesy of the California Energy Commission)

Χαρακτηριστικό των τεχνολογιών διασπαρμένης παραγωγής (DER) είναι η χαμηλή ονομαστική του ισχύς, εύρους 3 kW έως 50 MW. Τοποθετούνται μέσα στο ηλεκτρικό σύστημα διανομής ακριβώς στον τελικό χρήστη ή κοντά σε αυτόν. Έχουν την δυνατότητα να λειτουργούν, είτε αυτόνομα, είτε παράλληλα με το υπόλοιπο δίκτυο.

1.1.2 Τύποι των τεχνολογιών DER

Οι τεχνολογίες DER αποτελούνται κυρίως από συστήματα παραγωγής ενέργειας και συστήματα αποθήκευσης που τοποθετούνται στον τελικό χρήστη ή κοντά σε αυτόν. Περιλαμβάνουν ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών όπως κυψέλες καυσίμου, μικροτουρμπίνες, εμβολοφόρους μηχανές και άλλες τεχνολογίες διαχείρισης ενέργειας. Επίσης διαθέτουν διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος και συσκευές επικοινωνίας και ελέγχου για την αποδοτική λειτουργία των ανεξάρτητων μονάδων παραγωγής και του μακροδικτύου.

Το συνηθέστερο καύσιμο που χρησιμοποιούν τα συστήματα διασπαρμένης παραγωγής είναι το φυσικό αέριο. Και το υδρογόνο όμως μπορεί να παίζει ένα πολύ σημαντικό ρόλο στο μέλλον. Τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως η ηλιακή ενέργεια, η βιομάζα και ο άνεμος είναι επίσης διαδεδομένες.

Ο πίνακας 1 (1) του California Distributed Energy Resources Guide παρουσιάζει πληροφορίες που αφορούν σε τεχνολογίες DER που είναι διαθέσιμες στην αγορά και σε τεχνολογίες που ακόμη αναπτύσσονται. Κάποιες τεχνολογίες ανήκουν και στις δύο κατηγορίες γιατί, αν και είναι διαθέσιμες στην αγορά, αποτελούν αντικείμενο έρευνας και αναπτύσσονται διαρκώς.

Τεχνολογίες DER	Διαθέσιμες στην αγορά	Αναπτυσσόμενες τεχνολογίες
<p>Μικροτουρμπίνες</p> <p>Οι μικροτουρμπίνες είναι μικρές τουρμπίνες που παράγουν ισχύ μεταξύ 25 και 500 kW. Οι μικροτουρμπίνες προήλθαν από τεχνολογίες που υπήρχαν σε μεγάλα φορτηγά ή στις τουρμπίνες των αεροσκαφών.</p>	X	X
<p>Τουρμπίνες εσωτερικής καύσης</p> <p>Οι παραδοσιακές τουρμπίνες παράγουν ισχύ μεταξύ 500 kW και 25 MW για DER, και μέχρι 250 MW για κεντρική παραγωγή ισχύος. Το καύσιμο που χρησιμοποιούν είναι φυσικό αέριο, πετρέλαιο ή ένας συνδυασμός καυσίμων. Οι σύγχρονες τουρμπίνες μονού κύκλου τυπικά έχουν αποδόσεις που κυμαίνονται από 20 έως 45% στο πλήρες φορτίο.</p>	X	
<p>Μηχανές εσωτερικής καύσης</p>	X	

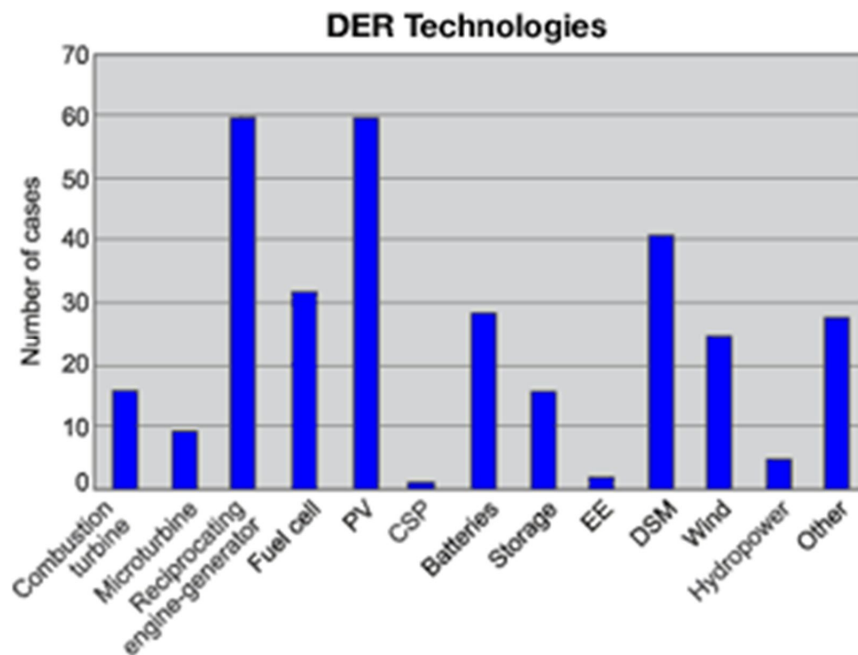
<p>Μια μηχανή εσωτερικής καύσης μετατρέπει την ενέργεια που περιέχεται σε κάποιο καύσιμο σε μηχανική ενέργεια. Αυτή η μηχανική ενέργεια χρησιμοποιείται για την περιστροφή ενός άξονα μέσα στη μηχανή. Μια γεννήτρια συνδέεται με τη μηχανή εσωτερικής καύσης για τη μετατροπή της περιστροφικής κίνησης σε ηλεκτρική ενέργεια. Είναι διαθέσιμες από μικρά μεγέθη (5kW για εφεδρική γεννήτρια σε κατοικίες) μέχρι μεγάλες γεννήτριες (7 MW). Οι μηχανές εσωτερικής καύσης χρησιμοποιούν διαθέσιμα καύσιμα όπως βενζίνη, φυσικό αέριο και diesel.</p>		
<p>Μηχανές Stirling</p> <p>Οι μηχανές Stirling έχουν κατηγοριοποιηθεί ως μηχανές εξωτερικής καύσης. Είναι σφραγισμένα συστήματα με ένα αδρανές αέριο που θέτει σε λειτουργία τη μηχανή, συνήθως ήλιο ή υδρογόνο. Συνήθως είναι διαθέσιμες σε μικρά μεγέθη (1-25 kW) και προς το παρόν παράγονται σε μικρές ποσότητες για εξειδικευμένες εφαρμογές στη διαστημική και τη θαλάσσια βιομηχανία.</p>		X
<p>Κυψέλες καυσίμου</p> <p>Τα συστήματα ισχύος με κυψέλες καυσίμου είναι αθόρυβα, καθαρά και αποδοτικά τοπικά συστήματα παραγωγής που χρησιμοποιούν μια ηλεκτροχημική διεργασία – όχι καύση – για τη μετατροπή του καυσίμου σε ηλεκτρισμό. Επιπροσθέτως της παροχής ενέργειας, μπορούν να προσφέρουν μια πηγή θερμικής ενέργειας για τη θέρμανση του χώρου και του νερού ή για ψύξη απορρόφησης. Σε κάποιες έρευνες έχει αποδειχθεί ότι οι κυψέλες καυσίμου μειώνουν το κόστος για τις υπηρεσίες ηλεκτρισμού 20 με 40%.</p>	X	X
<p>Αποθήκευση ενέργειας / Συστήματα UPS</p> <p>Οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας δεν παράγουν καθαρή ενέργεια αλλά μπορούν να προμηθεύουν ηλεκτρική ενέργεια για μικρά χρονικά διαστήματα. Χρησιμοποιούνται για τη διόρθωση πτώσεων τάσης, flicker και έντονης κυμάτωσης που συμβαίνουν όταν η εταιρία παροχής ή οι πελάτες αλλάζουν προμηθευτές ή φορτία. Μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν ως Συστήματα Αδιαλείπτου Τροφοδοσίας (UPS). Σαν τέτοια, οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας</p>	X	X

θεωρούνται τεχνολογίες διασπαρμένης παραγωγής.		
<p>Φωτοβολταϊκά Συστήματα</p> <p>Τα φωτοβολταϊκά κελιά (PV), ή αλλιώς ηλιακά κελιά, μετατρέπουν απευθείας το φως του ήλιου σε ηλεκτρική ενέργεια. Συγκεντρώνονται σε επίπεδα πάνελ τα οποία μπορούν να τοποθετηθούν σε ταράτσες ή άλλες ηλιόλουστες περιοχές. Παράγουν ηλεκτρισμό χωρίς να έχουν κινούμενα μέρη, λειτουργούν αθόρυβα και χωρίς εκπομπές και δεν απαιτούν μεγάλη συντήρηση.</p>	X	
<p>Αιολικά συστήματα</p> <p>Οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν τον άνεμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μια τουρμπίνα με πτερωτές τοποθετείται στην κορυφή ενός ψηλού πύργου. Ο πύργος είναι ψηλός ούτως ώστε να εκμεταλλευόμαστε τη μεγαλύτερη ταχύτητα του ανέμου, απαλλαγμένη από τις αναταράξεις που προέρχονται από τη μεσολάβηση εμποδίων όπως δέντρα, λόφοι και κτίρια. Όπως περιστρέφεται η τουρμπίνα με τον άνεμο, μια γεννήτρια παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Μια ανεμογεννήτρια μπορεί να ποικίλλει σε μέγεθος από λίγα kW σε οικιακές εφαρμογές έως πάνω από 5 MW.</p>	X	
<p>Υβριδικά συστήματα</p> <p>Παραγωγοί και κατασκευαστές τεχνολογιών διασπαρμένης παραγωγής αναζητούν τρόπους να συνδυάσουν τεχνολογίες για να βελτιώσουν τις επιδόσεις και την απόδοση του εξοπλισμού διασπαρμένης παραγωγής. Κάποια παραδείγματα υβριδικών συστημάτων είναι τα ακόλουθα:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Μηχανή Stirling συνδυασμένη με ένα ηλιακό πιάτο • Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου συνδυασμένη με μια τουρμπίνα αερίου ή μικροτουρμπίνα • Ανεμογεννήτριες με μπαταρία αποθήκευσης και εφεδρικές γεννήτριες diesel • Μηχανές συνδυασμένες με συσκευές αποθήκευσης ενέργειας 		X

Πίνακας 1.1 : Τεχνολογίες DER

Σε μια έρευνα που διεξήγαγε το Υπουργείο Ενέργειας των Η.Π.Α. το 1999 με τίτλο "Distributed Utility Perspectives," εξετάστηκαν 275 έργα διασπαρμένης παραγωγής στις Η.Π.Α. υπό τη διαχείριση 121 διαφορετικών εταιριών για να αναλυθεί ποιες τεχνολογίες DER χρησιμοποιούνται συχνότερα (βλ. Διάγραμμα 1.1). Η έρευνα αυτή έδειξε ότι οι συχνότερα χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες είναι:

- Εμβολοφόρους γεννήτριες που καίνε κυρίως diesel ή πετρέλαιο
- Ηλιακά συστήματα ηλεκτρικής ισχύος (φωτοβολταϊκά, ή PV)
- Τεχνολογίες διαχείρισης ζήτησης (Demand-side management – DSM – technologies) που στοχεύουν στη μείωση της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης.



Διάγραμμα 1.1 : Συχνότητα χρησιμοποίησης τεχνολογιών DER

Αν και οι εμβολοφόροι μηχανές diesel ή πετρελαίου είναι από τις πιο κοινές τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, ειδικά για εφαρμογές κατανάλωσης ισχύος από ηλεκτρικές συσκευές, προκαλούν σημαντική ρύπανση τόσο από πλευράς εκπομπών αερίων όσο και από πλευράς θορύβου σε σχέση με τεχνολογίες φυσικού αερίου και ανανεώσιμες τεχνολογίες και γι' αυτό η χρήση τους αποθαρρύνεται από πολλές κυβερνήσεις. Τελευταίως έχουν αναπτυχθεί καθαρότερες εμβολοφόρους μηχανές αερίου για να αντιμετωπιστούν αυτές οι ανησυχίες.

1.1.3 Χαρακτηριστικά των τεχνολογιών DER

Γενικότερα, η διασπαρμένη παραγωγή προσφέρει στον καταναλωτή μεγαλύτερη αξιοπιστία, ικανοποιητική ποιότητα ισχύος και τη δυνατότητα να συμμετέχει σε ανταγωνιστικές αγορές ενέργειας. Επιπλέον, ανοίγει προοπτικές για αποσυμφόρηση των υπερφορτωμένων γραμμών διανομής, έλεγχο των διακυμάνσεων των τιμών και ενδυνάμωση της ενεργειακής ασφάλειας και παρέχει μεγαλύτερη σταθερότητα στο δίκτυο. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα που προσφέρει η εγκατάσταση DER σε διάφορους τομείς.

Αισθητικά:

- Βελτιώνει την εικόνα συστημάτων ανεξάρτητων από το δίκτυο εξαλείφοντας την ανάγκη για υπέργεια καλώδια
- Δίνει μεγαλύτερη ποικιλία επιλογών για προμήθεια ενέργειας. Επιτρέπει στους πελάτες να βρουν την καλύτερη λύση για μια συγκεκριμένη τοποθεσία.

Οικονομικά:

- Οδηγεί σε μείωση του κόστους μειώνοντας τη ζήτηση αιχμής σε μια εγκατάσταση και συνεπώς μειώνοντας τις χρεώσεις ζήτησης.
- Προσφέρει πιο προβλέψιμο ενεργειακό κόστος (μικρότερο ρίσκο) εισάγοντας ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Λειτουργικά:

- Προσφέρει μεγαλύτερη αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος, ειδικά σε περιοχές όπου οι διακυμάνσεις τάσης είναι συχνές ή όπου η ενέργεια που παρέχεται από το δίκτυο δεν είναι αξιόπιστη
- Διευκολύνει βελτιώσεις στην απόδοση του εξοπλισμού DER όταν χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με εξοπλισμό συμπαραγωγής για εφαρμογές θέρμανσης, ψύξης και αφύγρανσης.
- Προσφέρει ενέργεια σε απομακρυσμένες περιοχές όπου η επιλογή των παραδοσιακών γραμμών διανομής δεν είναι δυνατή. Τέτοιες περιοχές όπως πύργοι κεραιών, μικρά απομακρυσμένα χωριά ή πλατφόρμες άντλησης πετρελαίου στον ωκεανό βρίσκονται εκτός του ηλεκτρικού δικτύου και επωφελούνται από τη διασπαρμένη παραγωγή ως βασική πηγή ενέργειας.
- Διαθέτει δυνατότητες συμπαραγωγής
- Μειώνει την υπερφόρτωση των γραμμών διανομής
- Αυξάνει την αξιοπιστία του δικτύου
- Η λήψη άδειας για τεχνολογίες DER είναι ταχύτερη συγκριτικά με την αναβάθμιση των γραμμών διανομής
- Προσφέρει κάποια δευτερεύοντα οφέλη όπως σταθερότητα, διασφάλιση από απρόοπτα και δυνατότητα «black start» (η δυνατότητα μιας μονάδας παραγωγής κατά τη διάρκεια της αποκατάστασης του συστήματος να μεταβεί από απενεργοποιημένη κατάσταση σε κατάσταση λειτουργίας και να αρχίσει να παράγει ενέργεια χωρίς να υποβοηθηθεί από το ηλεκτρικό σύστημα

Στην κατεύθυνση της παραγωγής:

- Κάποιες τεχνολογίες DER προσφέρουν υψηλής ποιότητας ισχύ για ευαίσθητες εφαρμογές
- Ανταποκρίνεται γρηγορότερα σε νέες απαιτήσεις ισχύος
- Επιτρέπει τη μείωση του κεφαλαίου που είναι δεσμευμένο σε μη παραγωγικούς τομείς – ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά της διασπαρμένης παραγωγής είναι ότι οι αυξομειώσεις στην εγκατεστημένη ισχύ μπορούν να γίνουν με μικρές προσαυξήσεις, σε πλήρη συμφωνία με τη ζήτηση σε αντίθεση με την κατασκευή μεγάλων, κεντρικών εργοστασίων ενέργειας κατασκευασμένων για την κάλυψη μελλοντικής κυρίως και όχι τρέχουσας ζήτησης.

- Η ύπαρξη εφεδρικής ενέργειας μειώνει το χρόνο που μια επιχείρηση δε λειτουργεί σε περίπτωση διακοπής, επιτρέποντας στους εργαζομένους να επιστρέψουν συντομότερα στην εργασία τους.

Ασφαλείας:

- Ενδυναμώνει την ενεργειακή ασφάλεια
- Η εφεδρική ενέργεια προσφέρει γρήγορη ανάκαμψη μετά από κάποιο συμβάν

Στην κατεύθυνση της αειφόρου ανάπτυξης:

- Προσφέρει καθαρότερη, πιο αθόρυβη λειτουργία και μειώνει τις εκπομπές για κάποιες τεχνολογίες (π.χ. τεχνολογίες που εκμεταλλεύονται την ηλιακή ενέργεια και τον άνεμο και κυψέλες καυσίμου)
- Μειώνει ή αναβάλλει τις αναβαθμίσεις των έργων υποδομής (γραμμές και υποσταθμοί)
- Έχει μεγαλύτερες αποδόσεις στη μετατροπή ενέργειας σε σχέση με την κεντρική παραγωγή
- Επιτρέπει την πιο αποτελεσματική διαχείριση ενέργειας και φορτίου



Εικόνα 1.2 : Η μακέτα μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης, τμήματος ενός οικοβιομηχανικού πάρκου στη Βιρτζίνια, που θα αποτρέψει περισσότερους από 6000 τόνους ρυπογόνων ουσιών να απελευθερωθούν στην ατμόσφαιρα κατά τη διάρκεια της λειτουργίας του. Cape Charles Sustain

Πριν αποφασίσει κανείς να εγκαταστήσει τεχνολογίες διασπαρμένης παραγωγής, είναι σημαντικό να:

- Ξεκαθαρίσει τους λόγους για τους οποίους χρειάζεται τη διασπαρμένη παραγωγή
- Προσδιορίσει τις τωρινές και μελλοντικές τεχνολογικές επιλογές
- Εκτιμήσει το κόστος και την εξοικονόμηση χρημάτων
- Κατανοήσει τους κανονισμούς και τη διαδικασία ανάπτυξης του έργου
- Κατανοήσει το ρίσκο και την αβεβαιότητα

1.1.4 Οικονομικά χαρακτηριστικά των DER

Το κόστος είναι ένας πολύ σημαντικός παράγοντας όταν σκεφτόμαστε την αγορά κάποιου προϊόντος, συμπεριλαμβανομένου των τεχνολογιών DER. Όμως, το

να καθορίσει κανείς το κόστος μιας τεχνολογίας DER συχνά είναι πιο πολύπλοκο από την αγορά κάποιου προϊόντος σε μια προκαθορισμένη τιμή. Εκτός από το κόστος εξοπλισμού ή κεφαλαίου, υπάρχουν εργατικά και άλλα έξοδα που σχετίζονται με την εγκατάσταση του εξοπλισμού. Το κόστος του ηλεκτρισμού που παράγεται από την τεχνολογία DER μπορεί να υπολογιστεί και να συγκριθεί με το κόστος αγοράς του ηλεκτρισμού από την εταιρία παροχής.

Κόστος κεφαλαίου του επιλεγμένου εξοπλισμού DER		Κόστος λειτουργίας και συντήρησης του επιλεγμένου εξοπλισμού DER	
Εξοπλισμός DER	Κόστος κεφαλαίου (\$/kW)	Χρόνος που απαιτείται μέχρι να χρειαστεί συντήρηση (ώρες λειτουργίας)	Μέσο κόστος συντήρησης (€/kWh)
Μικροτουρμπίνες	700-1,100	5,000-8,000	0.5-1.6 (εκτίμηση)
Τουρμπίνες καύσης	300-1,000	4,000-8,000	0.4-0.5
Μηχανές εσωτερικής καύσης	300-800	750-1,000: αλλαγή λαδιών και φίλτρου λαδιών 8,000: ανακατασκευή κεφαλής μηχανής 16,000: ανακατασκευή σώματος μηχανής	0.7-1.5 (φυσικό αέριο) 0.5-1.0 (diesel)
Κυψέλες καυσίμου	700-1,100	Ετησίως: έλεγχος συστήματος παροχής καυσίμου Ετησίως: έλεγχος συστήματος διαμορφωτή καυσίμου 40,000: αντικατάσταση της «στοίβας» κελιών	0.5-1.0 (εκτίμηση)
Φωτοβολταϊκά	4,500-6,000	Έλεγχος συντήρησης δις ετησίως	1% της αρχικής επένδυσης κάθε χρόνο
Ανεμογεννήτριες	800-3,500	Έλεγχος συντήρησης δις ετησίως	1.5-2% της αρχικής επένδυσης κάθε χρόνο

Πίνακας 1.2 : Κόστος εξοπλισμού DER

Οι χρήστες των τεχνολογιών DER έχουν διαφορετικές ενεργειακές ανάγκες. Τα νοσοκομεία χρειάζονται υψηλή αξιοπιστία (εφεδρική ισχύ) και ποιότητα ισχύος

(καλής ποιότητας ενέργεια) λόγω ευαισθησίας του εξοπλισμού. Οι βιομηχανίες συνήθως έχουν υψηλούς λογαριασμούς ρεύματος, πολλές ώρες παραγωγής και θερμικές διεργασίες και γι' αυτό χρειάζονται εφαρμογές DER που περιλαμβάνουν ενέργεια χαμηλού κόστους και συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού. Τα κέντρα υπολογιστών απαιτούν σταθερή, υψηλής ποιότητας, αδιάλειπτη ισχύ (καλής ποιότητας ενέργεια). Οι τεχνολογίες DER είναι διαθέσιμες σήμερα και αναπτύσσονται διαρκώς για την κάλυψη αυτών των αναγκών.

Η διασπαρμένη παραγωγή προσφέρει στον καταναλωτή μεγαλύτερη αξιοπιστία, ικανοποιητική ποιότητα ισχύος και τη δυνατότητα να συμμετέχει σε ανταγωνιστικές αγορές ηλεκτρικής ισχύος. Επιπλέον, έχει την προοπτική να αμβλύνει τη συμφόρηση στις γραμμές διανομής, να ελέγξει τις διακυμάνσεις των τιμών, να ενδυναμώσει την ενεργειακή ασφάλεια και να προσφέρει μεγαλύτερη σταθερότητα στο δίκτυο. Η χρήση τεχνολογιών DER μπορεί να οδηγήσει σε μικρότερες εκπομπές και, ειδικότερα στην περίπτωση τεχνολογιών συμπαραγωγής, να αυξήσει την απόδοση.

Η προσδοκία ότι η διασπαρμένη παραγωγή (DER) θα αναπτυχθεί μέσα στην επόμενη δεκαετία για να αλλάξει τα δεδομένα στη προμήθεια ηλεκτρισμού βασίζεται στις παρακάτω υποθέσεις (2):

- Η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια θα συνεχίσει να αυξάνεται, με πιο αργούς ρυθμούς όμως από την οικονομική ανάπτυξη
- Οι τεχνολογίες παραγωγής μικρής κλίμακας, ανανεώσιμες και θερμικές, θα βελτιωθούν σημαντικά ως προς το κόστος και τις επιδόσεις τους.
- Διάφοροι τοπικοί περιορισμοί, περιβαλλοντικές ανησυχίες, η έλλειψη ορυκτών καυσίμων και άλλοι περιορισμοί θα εμποδίσουν τη συνεχιζόμενη επέκταση της υπάρχουσας δομής παροχής ηλεκτρισμού, το μακροδίκτυο.
- Η διάδοση της εφαρμογής τεχνολογιών συμπαραγωγής μικρής κλίμακας θα εκτοξεύσει τα οικονομικά παραγωγής ισχύος υπέρ της παραγωγής που εδρεύει κοντά στα θερμικά φορτία.
- Οι απαιτήσεις των πελατών για ποιότητα και αξιοπιστία των υπηρεσιών δε θα μπορούν πλέον να καλυφθούν από μια απλή επέκταση του υπάρχοντος δικτύου.
- Ηλεκτρονικά ισχύος θα επιτρέψουν τη διασύνδεση ασύγχρονων συσκευών με το υπάρχον σύστημα ισχύος και τη λειτουργία ημιαυτόνομων συστημάτων που να επιτρέπουν την αλληλεπίδραση των DER με το κύριο σύστημα ισχύος.

Έτσι λοιπόν, οι DER μπορούν να αποτελέσουν το βασικότερο μέρος ενός μικροδικτύου, ενός τοπικού δικτύου διασπαρμένων ενεργειακών πηγών, καταλλήλων για την τοπική ενεργειακή ζήτηση, το οποίο θα μπορούσε να οδηγήσει σε ένα πιο αποκεντρωτικό σύστημα ισχύος. Τα μικροδίκτυα θα λειτουργούν σύμφωνα με τα δικά τους πρωτόκολλα και τυποποιήσεις, θα ταιριάζουν την ποιότητα ισχύος και την αξιοπιστία στις ατομικές απαιτήσεις φορτίου και θα ερευνούν τεχνολογίες βελτίωσης αποδοτικότητας, ειδικά αυτές που περιλαμβάνουν συμπαραγωγή θερμότητας και ισχύος (combined heat and power – CHP).

1.2 Τεχνολογίες DER – Διεσπαρμένης Παραγωγής (3)

Οι τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής αναπτύσσονται διαρκώς με αποτέλεσμα οι τεχνολογίες που θα κυριαρχούν στα μικροδίκτυα σε μερικά χρόνια να μην είναι ακόμη εμπορικά διαθέσιμες. Οι διαθέσιμες τεχνολογίες για τη συγκεκριμένη εργασία είναι γεννήτριες μικρής κλίμακας (<500kW) όπως ντιζελογεννήτριες, μικροτουρμπίνες και κυψέλες καυσίμου με ή χωρίς εξοπλισμό συμπαραγωγής όπως θέρμανση νερού και χώρων και ψύξη απορρόφησης. Επίσης εγκαθίστανται φωτοβολταϊκά και α/γ με διάφορες ονομαστικές ισχύεις. Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν εδώ είναι σχετικά περιορισμένα και κάποια από αυτά δεν είναι αρκετά αξιόπιστα. Συνεπώς, τα αποτελέσματα πρέπει να αντιμετωπιστούν με σκεπτικισμό.

Πέντε είδη τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής εγκαθίστανται:

1.2.1 Ντιζελογεννήτριες

Μηχανές εσωτερικής καύσης που λειτουργούν χρησιμοποιώντας τον κύκλο diesel. Το χαρακτηριστικό τους είναι η χρήση ανάφλεξης υπό πίεση για την καύση του καυσίμου, το οποίο εισάγεται στο θάλαμο καύσης κατά τη διάρκεια του τελικού σταδίου της συμπίεσης. Η διαφορά τους με μια μηχανή που λειτουργεί με βενζίνη, η οποία χρησιμοποιεί τον κύκλο του Όττο, είναι ότι στη δεύτερη, ένα μίγμα καυσίμου και αέρα αναφλέγεται από ένα σπινθηριστήρα (μπουζί). Χρησιμοποιήθηκαν 20 διαφορετικά είδη ντιζελογεννητριών με ονομαστική ισχύ κυμαινόμενη από 25 έως 600 kW. Οι τρέχοντες περιορισμοί στις ώρες λειτουργίας τους δεν τις καθιστούν ανταγωνιστικές υποψηφίους για συμπαραγωγή. Συνεπώς, το DER-CAM υπολογίζει τις ντιζελογεννήτριες για παραγωγή ηλεκτρικού μόνο και επιβάλλει περιορισμούς χρήσης σύμφωνα με τους κανονισμούς ελέγχου της ποιότητας του αέρα.



1.2.2 Γεννήτριες φυσικού αερίου

Μηχανές εσωτερικής καύσης όπως και οι ντιζελογεννήτριες που όμως καταναλώνουν φυσικό αέριο και όχι diesel. Χρησιμοποιήθηκαν 5 διαφορετικά είδη γεννητριών φυσικού αερίου με ονομαστική ισχύ κυμαινόμενη από 25 έως 500 kW.

1.2.3 Μικροτουρμπίνες

Περιστροφικές μηχανές που παράγουν ενέργεια από τη ροή αερίου υπό πίεση. Αποτελούνται από έναν συμπιεστή που συνδέεται με μια τουρμπίνα μέσω ενός θαλάμου καύσης. Οι μικροτουρμπίνες μπορούν να λειτουργήσουν με τη μέθοδο του απλού κύκλου ή της ανάκτησης θερμότητας. Σε έναν στρόβιλο απλού κύκλου, χωρίς ανάκτηση, μέσα στον καυστήρα προστίθεται ενέργεια στο ρεύμα αερίου, αέρας αναμιγνύεται με καύσιμο και αναφλέγεται. Η

καύση αυξάνει την θερμοκρασία, την πτητικότητα και τον όγκο του αερίου. Αυτό κατευθύνεται προς τις λεπίδες της τουρμπίνας, περιστρέφοντάς τη και ενεργοποιώντας το συμπιεστή. Οι μικροτουρμπίνες απλού κύκλου έχουν χαμηλότερο κόστος, υψηλότερη αξιοπιστία και περισσότερη θερμότητα διαθέσιμη για τις εφαρμογές συμπαραγωγής, από ότι οι μονάδες ανάκτησης θερμότητας. Οι μονάδες ανάκτησης θερμότητας χρησιμοποιούν έναν εναλλάκτη θερμότητας από φύλλα μετάλλου, που ανακτά τμήμα της θερμότητας από το ρεύμα αέρα που κατευθύνεται προς την εξάτμιση και το μεταβιβάζει στο εισερχόμενο κρύο ρεύμα αέρα. Ο προθερμασμένος αέρας χρησιμοποιείται έπειτα στη διαδικασία καύσης. Η προθέρμανση του αέρα, μειώνει την ποσότητα των απαιτούμενων καυσίμων για την αύξηση της θερμοκρασίας του στο απαραίτητο επίπεδο στην είσοδο του στρόβιλου. Ο λόγος της ηλεκτρικής προς τη θερμική ενέργεια στις μονάδες ανάκτησης θερμότητας έχει υψηλότερη τιμή από τις μονάδες χωρίς ανάκτηση και, επιπλέον, οι πρώτες μπορούν να κάνουν εξοικονόμηση καυσίμων σε ποσοστό 30 με 40%, από τη διαδικασία της προθέρμανσης.



Εικόνα 1.3 : Ένας τεχνικός ρυθμίζει μια μικροτουρμπίνα Capstone

Τα πλεονεκτήματα των μικροτουρμπίνων είναι πολλά. Έχουν σχεδόν αθόρυβη λειτουργία με λίγες δονήσεις, χαμηλά επίπεδα εκπομπής καυσαερίων, θερμικές αποδοτικότητες της τάξεως του 5-30%, υψηλές ταχύτητες της τάξης των 60,000 rpm, μικρές ανάγκες συντήρησης και ταυτόχρονα υψηλή αξιοπιστία. Σε περιπτώσεις όπου τα τιμολόγια του αερίου είναι χαμηλά – που είναι και το σύνηθες – ενώ η ηλεκτρική ενέργεια σχετικά ακριβή, καθίσταται πιο οικονομική η χρησιμοποίηση μονάδων μικροτουρμπίνων αντί της ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου. Αντίθετα από τις παραδοσιακές πηγές ενέργειας, οι μικροτουρμπίνες μπορούν να χρησιμοποιούνται από ιδιώτες αφού εγκαθίστανται εύκολα, έχουν χαμηλές εκπομπές ρύπων και βρίσκονται ακριβώς δίπλα στη ζήτηση της ενέργειας – οικία ή επιχείρηση. Καταλαμβάνουν όγκο όχι μεγαλύτερο από έναν τηλεφωνικό θάλαμο και παράγουν ισχύ εύρους συνήθως από 25 ως 300kW. Έχοντας ως μέτρο σύγκρισης τους μεγάλους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι ολόκληρα κτίρια με παραγόμενη ισχύ από 600MW ως 1000MW, το μικρό μέγεθος των μικροτουρμπίνων είναι ένα σημαντικό πλεονέκτημα, που επιτρέπει την τοποθέτησή τους ακριβώς δίπλα στο φορτίο. Το γεγονός αυτό αποβάλλει τις ενεργειακές απώλειες που εμφανίζονται συνήθως κατά τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα σημεία της ζήτησης. Αυτές οι απώλειες μεταφοράς είναι αρκετά σημαντικές και ανέρχονται συχνά στο 7% της παραγόμενης ισχύος.

Μερικές μικροτουρμπίνες δίνουν τη δυνατότητα να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια από τη θερμότητα των αερίων εξάτμισης. Η θερμότητα χρησιμοποιείται για την παραγωγή υδρατμών που διαφεύγουν μέσω ενός δευτέρου συνόλου λεπίδων στροβίλου, που περιστρέφουν μια δεύτερη ηλεκτρική γεννήτρια. Αυτά τα συστήματα είναι πολύ μεγαλύτερα και ακριβότερα, αλλά λειτουργούν αποτελεσματικότερα.

Οι μικροτουρμπίνες έχουν περίπλοκα ηλεκτρονικά συστήματα, τα οποία τους επιτρέπουν να παρέχουν ασφαλή και αποδοτική λειτουργία με διαρκή έλεγχο της κατάστασής τους.

1.2.4 Κυψέλες καυσίμου

Η κυψέλη καυσίμου είναι μια ηλεκτροχημική συσκευή που καταναλώνει υδρογόνο και οξυγόνο και παράγει ηλεκτρική ενέργεια, θερμότητα και νερό. Οι κυψέλες καυσίμου αποτελούνται από δυο ηλεκτρόδια (την άνοδο και την κάθοδο), τα οποία διαχωρίζονται από έναν ηλεκτρολύτη. Ο ηλεκτρολύτης είναι από πολυμερές ή άλλο υλικό, το οποίο επιτρέπει την διέλευση ιόντων, αλλά όχι τη διέλευση των ηλεκτρονίων. Ένα καύσιμο που περιέχει υδρογόνο (π.χ. φυσικό αέριο) εισάγεται από την πλευρά της ανόδου, όπου τα ηλεκτρόνια του υδρογόνου ελευθερώνονται και κινούνται σε ένα εξωτερικό κύκλωμα δίδοντας ηλεκτρικό ρεύμα. Τα θετικά φορτισμένα ιόντα υδρογόνου διαπερνούν τον ηλεκτρολύτη και φτάνουν στην κάθοδο, όπου ενώνονται με τα ελεύθερα ηλεκτρόνια και το οξυγόνο, παράγοντας νερό. Για να επιταχυνθεί η διαδικασία του ιονισμού του υδρογόνου χρησιμοποιείται ένας καταλύτης υψηλής αγωγιμότητας στα ηλεκτρόδια (π.χ. πλατίνα). Όταν το καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι καθαρό υδρογόνο, τα μόνα παράγωγα της διεργασίας αυτής είναι ηλεκτρικό ρεύμα, καθαρό νερό και θερμότητα.



Εικόνα 1.4 : Συστήματα κυψελών καυσίμου μικρής ισχύος



Εικόνα 1.5 : Εφαρμογή κυψελών καυσίμου στις μεταφορές

Τύποι Κυψελών Καυσίμου					
Ηλεκτρολύτης	Μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFC)	Αλκάλια (AFC)	Φωσφορικό Οξύ (PAFC)	Τηγμένα ανθρακικά άλατα (MCFC)	Σταθεροποιημένα οξείδια (SOFC)
Θερμοκρασία Λειτουργίας	80 °C	60-150 °C	Περίπου 200 °C	650 °C	800-1000 °C
Ηλεκτρικός φορέας	Ιόν υδρογόνου	Ιόν υδρογόνου	Ιόν υδρογόνου	Ανθρακικό ιόν	Ιόν οξυγόνου
Καταλύτης	Πλατίνα	Πλατίνα	Πλατίνα	Νικέλιο	Τιτανικό Ασβέστιο
Απόδοση (%)	40-50	70	40-60	>60	>60
Κυριότερες εφαρμογές	Μεταφορές, ηλεκτροπαραγωγή, φορητές ηλεκτρονικές συσκευές	Διάστημα	Ηλεκτροπαραγωγή και συμπαραγωγή σε κτηριακές εγκαταστάσεις	Κεντρικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, συμπαραγωγής	Κεντρικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, συμπαραγωγής

Πίνακας 1.3 : Τύποι κυψελών καυσίμου

Είχαμε 9 επιλογές για κυψέλες καυσίμου από τις οποίες μόνο μία, η PAFC-200 συνυπολογίζεται για συμπαραγωγή αφού για τις άλλες δεν υπήρχε διαθέσιμη η τιμή TERatio. Επειδή όμως οι κυψέλες καυσίμου παράγουν σημαντική ποσότητα απόβλητης θερμότητας, μελλοντικές μελέτες θα έπρεπε να συνυπολογίσουν όλες αυτές σαν πηγή θερμότητας.

1.2.5 Φωτοβολταϊκά

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορούν να μετατρέψουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική. Η Ελλάδα, χώρα με μεγάλη ηλιοφάνεια, προσφέρεται για την εγκατάσταση φ/β συστημάτων. Η μέση ημερήσια ηλιακή ενέργεια στην Ελλάδα είναι $4,6 \text{ kWh/m}^2$ και η επιφάνεια των εγκαταστημένων συλλεκτών στη χώρα μας ανέρχεται περίπου σε $2.000.000 \text{ m}^2$, το 50% περίπου, της επιφάνειας εγκατεστημένων συλλεκτών της Ευρώπης. Οι συλλέκτες αυτοί ανήκουν κυρίως σε μικρά οικιακά συστήματα.

Τα Φ/Β πλαίσια έχουν ως βασικό μέρος το ηλιακό στοιχείο (solar cell) που είναι ένας κατάλληλα επεξεργασμένος ημιαγωγός λεπτού πάχους σε επίπεδη επιφάνεια. Αποτελούνται από κατάλληλα επεξεργασμένους δίσκους πυριτίου (ηλιακά στοιχεία ή solar cells) που βρίσκονται ερμητικά σφραγισμένοι μέσα σε πλαστική ύλη για να προστατεύονται από τις καιρικές συνθήκες και κυρίως την υγρασία. Η μπροστινή όψη του πλαισίου προστατεύεται από ανθεκτικό γυαλί. Η κατασκευή αυτή, που δεν ξεπερνά σε πάχος τα 4 με 5 χιλιοστά του μέτρου, τοποθετείται συνήθως σε πλαίσιο αλουμινίου, όπως στους υαλοπίνακες των κτιρίων. Τα εσωτερικά είναι διασυνδεδεμένα εν σειρά και παραλλήλως ανάλογα με την εφαρμογή.



Εικόνα 1.6 : Εγκατεστημένο φωτοβολταϊκό σύστημα

Η πρόσπτωση ηλιακής ακτινοβολίας δημιουργεί ηλεκτρική τάση και με την κατάλληλη σύνδεση σε φορτίο παράγεται ηλεκτρικό ρεύμα. Τα Φ/Β στοιχεία ομαδοποιούνται κατάλληλα και συγκροτούν τα φωτοβολταϊκά πλαίσια ή γεννήτριες (module), τυπικής ισχύος από 20W έως 300W. Οι Φ/Β γεννήτριες συνδέονται ηλεκτρολογικά μεταξύ τους και δημιουργούνται οι φωτοβολταϊκές συστοιχίες (arrays).

Ένα τυπικό Φ/Β σύστημα αποτελείται από το Φ/Β πλαίσιο ή την ηλιακή γεννήτρια ρεύματος και τα ηλεκτρονικά συστήματα που διαχειρίζονται την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τη Φ/Β συστοιχία. Για αυτόνομα συστήματα υπάρχει επίσης το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας σε μπαταρίες.

Όταν τα Φ/Β πλαίσια εκτεθούν στην ηλιακή ακτινοβολία, μετατρέπουν ποσοστό 14% περίπου της προσπίπτουσας ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική. Η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική γίνεται αθόρυβα, αξιόπιστα και χωρίς περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Εφαρμογές Φ/Β συστημάτων:

- Τροφοδότηση καταναλωτών μικρής κλίμακας ισχύος όπως τροχόσπιτα, σκάφη αναψυχής, εξωτερικό φωτισμό κήπων και προϊόντων όπως φορητούς υπολογιστές και φανούς
- Τροφοδότηση απομονωμένων συστημάτων δηλαδή κατοικιών ή άλλων εγκαταστάσεων που χρειάζονται ηλεκτρικό ρεύμα και δεν είναι συνδεδεμένοι με το δίκτυο όπως είναι συστήματα τηλεπικοινωνιών, πλατφόρμες άντλησης πετρελαίου κλπ
- Μεγάλοι φ/β σταθμοί παραγωγής μεγέθους 50 kWp έως μερικά MWp που διοχετεύουν την παραγόμενη ενέργεια απευθείας στο δίκτυο.
- Οικιακά φ/β συστήματα μεγέθους 1,5kWp έως 20kWp, εγκαταστημένα σε στέγες ή προσόψεις κατοικιών, τροφοδοτούν τις ανάγκες του κτιρίου σε ηλεκτρικό ρεύμα και διοχετεύουν την πλεονάζουσα ενέργεια πίσω στο δίκτυο

Πλεονεκτήματα Φ/Β συστημάτων:

- Απευθείας παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ακόμη και σε πολύ μικρή κλίμακα, π.χ. σε επίπεδο μερικών δεκάδων W ή και mW.
- Είναι εύχρηστα. Τα μικρά συστήματα μπορούν να εγκατασταθούν από τους ίδιους τους χρήστες.
- Μπορούν να εγκατασταθούν μέσα στις πόλεις, ενσωματωμένα σε κτίρια και δεν προσβάλλουν αισθητικά το περιβάλλον.
- Μπορούν να συνδυαστούν με άλλες πηγές ενέργειας (υβριδικά συστήματα).
- Είναι βαθμωτά συστήματα, δηλαδή μπορούν να επεκταθούν σε μεταγενέστερη φάση για να αντιμετωπίσουν τις αυξημένες ανάγκες των χρηστών, χωρίς μετατροπή του αρχικού συστήματος.
- Λειτουργούν αθόρυβα, εκπέμπουν μηδενικούς ρύπους, χωρίς επιπτώσεις στο περιβάλλον.
- Οι απαιτήσεις συντήρησης είναι σχεδόν μηδενικές.
- Έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής και αξιοπιστία κατά τη λειτουργία. Οι εγγυήσεις που δίνονται από τους κατασκευαστές για τις Φ/Β γεννήτριες είναι περισσότερο από 25 χρόνια καλής λειτουργίας.
- Η ενεργειακή ανεξαρτησία του χρήστη είναι το μεγαλύτερο πλεονέκτημα των Φ/Β συστημάτων. Το κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β συστήματα είναι σήμερα συγκρίσιμο με το κόστος αιχμής ισχύος, που χρεώνει η εταιρεία ηλεκτρισμού τους πελάτες της.

Εκτός από την παραγωγή ηλεκτρισμού τα Φ/Β πλαίσια μπορούν να χρησιμοποιηθούν και ως δομικά στοιχεία για την κάλυψη της οροφής, για την επένδυση της πρόσοψης ή και ως σκίαστρα. Τα πλεονεκτήματα από την ενσωμάτωση Φ/Β σε κτίρια είναι:

- Συγχρονισμός ψυκτικών φορτίων κτιρίων κατά τη θερινή περίοδο με τη μέγιστη παραγόμενη ισχύ από τα Φ/Β.
- Αποφυγή χρήσης γης για την εγκατάσταση.

- Αποκεντρωμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και επιτόπου κατανάλωση της παραγόμενης ενέργειας.
- Αυξάνεται η οικονομική απόδοση του συστήματος, λόγω αποφυγής κόστους συμβατικών οικοδομικών υλικών. Το νέο αυτό στοιχείο στην αρχιτεκτονική, θα μπορούσε να οδηγήσει σε πρωτότυπες λύσεις για την εμφάνιση των κτιρίων.

Τα Φ/Β συστήματα μπορούν να συμβάλουν σημαντικά στη διασπαρμένη παραγωγή προσφέροντας απεξάρτηση από το πετρέλαιο και αποφυγή περαιτέρω ρύπανσης του περιβάλλοντος.

1.2.6 Ανεμογεννήτριες (4)

Η αιολική, είναι μια μορφή ενέργειας που προκύπτει από την αναθέρμανση της επιφάνειας της γης από την ήλιο. Εξαιτίας αυτής, μεγάλες μάζες αέρα κινούνται από την μία περιοχή στην άλλη, και έτσι δημιουργούνται οι άνεμοι. Οι άνεμοι αποτελούν πηγή ενέργειας πρακτικά ανεξάντλητη, και για αυτό ονομάζεται ανανεώσιμη. Μάλιστα, η ποσότητα αυτής της ενέργειας είναι τόσο μεγάλη, ώστε να υπολογίζεται πως μπορεί να υπερκαλύψει τις ενεργειακές ανάγκες της γης για ένα χρόνο, αν μπορούσε να μετατραπεί όλη σε ηλεκτρική. Ωστόσο, μόνο ένα μικρό ποσοστό μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το 25% των ανέμων στην επιφάνεια της γης, έχει ταχύτητα πάνω από 5.1 m/s σε υψόμετρο 10 μέτρων. Μόνο όταν η ταχύτητα του ανέμου ξεπερνά αυτήν την τιμή, μπορεί να θεωρηθεί μία αιολική επένδυση βιώσιμη σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα.

Όταν αναφερόμαστε σε αιολικές επενδύσεις, εννοούμε κυρίως την εγκατάσταση και λειτουργία ανεμογεννητριών, μηχανών δηλαδή που μετατρέπουν την αιολική ενέργεια σε ηλεκτρική. Οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες:

- Ανεμογεννήτριες οριζόντιο άξονα
- Ανεμογεννήτριες κάθετου άξονα

Σήμερα, στην παγκόσμια αγορά έχουν επικρατήσει οι πρώτες. Οι μονάδες αυτές αποτελούνται από 7 κύρια μέρη :

1. **τον δρομέα**, με συνήθως 3 πτερύγια κατασκευασμένα από ενισχυμένο πολυεστέρα, τα οποία προσδένονται πάνω σε μία πλήμνη είτε σταθερά είτε με την δυνατότητα να περιστρέφονται γύρω από τον διαμήκη άξονά τους.
2. **το σύστημα μετάδοσης της κίνησης**, το οποίο χρησιμοποιώντας έναν πολλαπλασιαστή στροφών, προσαρμόζει και κρατά σταθερή την ταχύτητα περιστροφής των πτερυγίων στην σύγχρονη ταχύτητα της ηλεκτρογεννήτριας.
3. **την ηλεκτρογεννήτρια**, μία σύγχρονη ή επαγωγική μηχανή που με τη βοήθεια του παραπάνω συστήματος περιστρέφεται και δίνει στην έξοδό της, την ηλεκτρική ενέργεια.
4. **το σύστημα προσανατολισμού**, το οποίο φροντίζει ώστε ο άξονα περιστροφής του δρομέα, να βρίσκεται πάντα παράλληλα με την διεύθυνση του ανέμου
5. **το σύστημα πέδης**, ένα δισκόφρενο για τον κύριο άξονα της γεννήτριας
6. **τον πύργο**, στον οποίο στηρίζεται ολόκληρη η ηλεκτρομηχανολογική εγκατάσταση

7. **τον ηλεκτρονικό πίνακα και τον πίνακα ελέγχου**, με τα οποία γίνεται όλος ο έλεγχος της ανεμογεννήτριας.

Τα μεγέθη των ανεμογεννητριών ποικίλλουν. Σήμερα στην αγορά μπορεί να συναντήσει κανείς α/γ από δεκάδες kW έως και μερικά MW. Το ύψος τους κυμαίνεται μεταξύ των 50-60 μέτρων για τον πύργο και 40-50 μέτρα για τα πτερύγια. Το κόστος ηλεκτροπαραγωγής βρίσκεται μεταξύ των 0.04 – 0.06 ευρώ/ kWh για περιοχές με υψηλό δυναμικό, ενώ ανεβαίνει στα 0.06 – 0.08 ευρώ/kWh στις περιοχές με χαμηλό. Σύμφωνα με εκτιμήσεις, στο άμεσο μέλλον, λόγω της εξέλιξης στην τεχνολογία των α/γ το κόστος αυτό αναμένεται να μειωθεί κατά 30%.

Η κυριότερη εφαρμογή των ανεμογεννητριών είναι η σύνδεσή τους στο ηλεκτρικό δίκτυο μιας χώρας. Στήνονται λοιπόν, αιολικά πάρκα, συστοιχίες δηλαδή ανεμογεννητριών σε περιοχές όπου το αιολικό δυναμικό είναι ικανό να καταστήσει μία τέτοια επένδυση βιώσιμη, και συνδέονται στο δίκτυο με την βοήθεια υποσταθμών. Με αυτόν τον τρόπο προσφέρεται στο δίκτυο η συνολικά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

Μία άλλη εφαρμογή των ανεμογεννητριών είναι σε αυτόνομα συστήματα, τα οποία δεν ηλεκτροδοτούνται από το δίκτυο. Στην περίπτωση αυτή υπάρχει και η δυνατότητα χρήσης ακόμα και συσσωρευτών, στους οποίους αποθηκεύεται η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια και χρησιμοποιείται σε συνθήκες άπνοιας.

Συστοιχίες ανεμογεννητριών μπορούν να χρησιμοποιηθούν και σε μικροδίκτυα. Η λειτουργία τους στα πλαίσια ενός τέτοιου δικτύου σε συνεργασία με άλλες τεχνολογίες τοπικής παραγωγής, συστήματα συσσωρευτών και συμπαραγωγής ή ακόμα και το μακροδίκτυο συνεισφέρει στην οικονομικότερη κάλυψη των φορτίων.

Τέλος, όπως όλες οι τεχνολογίες ΑΠΕ, έτσι και οι ανεμογεννήτριες συμβάλλουν στην προστασία του περιβάλλοντος. Η ενέργεια που προσφέρουν κάτω από οποιαδήποτε εφαρμογή, αντικαθιστά την ενέργεια που θα παρήγαγε μία άλλη, ρυπογόνα μονάδα στην οποία χρησιμοποιούνται ορυκτά καύσιμα. Έχει υπολογιστεί πως μία ανεμογεννήτρια 550 kW υποκαθιστά την ενέργεια που παράγεται από την καύση 2700 βαρελιών πετρελαίου, για το ίδιο διάστημα. Η καύση αυτή μάλιστα ευθύνεται για την εκπομπή 735 τόνων διοξειδίου του άνθρακα και 2 τόνων άλλων ρύπων. Με αυτόν τον τρόπο λοιπόν, μειώνονται και οι εκπομπές CO₂ στην ατμόσφαιρα.

Τεχνολογία	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα	Επιλογές καυσίμου	Μέγεθος (kW)
Μικροτουρμπίνες Απόδοση 28%- 33%	<ul style="list-style-type: none"> • Η ανάκτηση θερμότητας βελτιώνει την απόδοση • Παράγει θερμότητα ικανή για την ικανοποίηση οικιακών ή μικρών εμπορικών εφαρμογών • Μπορεί να 	<ul style="list-style-type: none"> • Δεν παράγει αρκετή θερμότητα για την ικανοποίηση βιομηχανικών εφαρμογών 	Φυσικό αέριο, προπάνιο, diesel, πολλαπλά καύσιμα	15-250

	<p>λειτουργήσει ως βασική γεννήτρια, γεννήτρια αιχμής ή εφεδρική</p> <ul style="list-style-type: none"> Είναι διαθέσιμη στην αγορά σε περιορισμένες ποσότητες 			
<p>Μικρές τουρμπίνες καύσης αερίου</p> <p>Απόδοση 25% - 40%</p>	<ul style="list-style-type: none"> Έχει υψηλή απόδοση όταν χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με ανάκτηση θερμότητας Είναι διαθέσιμη στην αγορά – καλύτερη υποψηφιότητα για την κάλυψη των τοπικών αναγκών >3 MW σε εφαρμογές διασπαρμένης παραγωγής Μπορεί να λειτουργήσει ως βασική γεννήτρια, γεννήτρια αιχμής ή εφεδρική Υπάρχουν πολλοί κατασκευαστές Σχετικά μικρό κόστος εγκατάστασης 	<ul style="list-style-type: none"> Υπάρχουν προοπτικές δυσβάσταχτων περιορισμών σε άδειες και τοποθεσίες εγκατάστασης Προκύπτουν περιβαλλοντικές ανησυχίες για εκπομπές και θόρυβο Πιθανώς να χρειαστούν αποθήκες καυσίμου 	Φυσικό αέριο, μεθάνιο	3,000-15,000
<p>Μηχανές εσωτερικής καύσης</p> <p>Απόδοση 28% - 37%</p>	<ul style="list-style-type: none"> Παρέχει μεγάλες ποσότητες ηλεκτρικής ισχύος όταν η εταιρία παροχής βρίσκεται εκτός λειτουργίας Γρήγορη εκκίνηση επιτρέπει σε κάποιες εφαρμογές να λειτουργήσουν χωρίς τη χρήση UPS (φωτισμός ασφαλείας, κλιματισμός, ανελκυστήρες, κλπ) Πολύ ώριμη και σταθερή τεχνολογία Μπορεί να συνδεθεί παράλληλα με το 	<ul style="list-style-type: none"> Συνέπεια πολιτικής ασφαλείας: Το κεφάλαιο χρησιμοποιείται μόνο όταν λειτουργεί η εφεδρική γεννήτρια Το οριακό κόστος παραγωγής σε γενικές γραμμές είναι υπέρ της τροφοδοσίας από το δίκτυο εκτός σπανίων περιπτώσεων Προκύπτουν περιβαλλοντικές ανησυχίες για εκπομπές και θόρυβο Πιθανώς να 	Diesel, φυσικό αέριο, προπάνιο, βιοαέριο, άλλα αποστάγματα	<1-6,000

	<p>δίκτυο ή άλλες γεννήτριες με πακέτα ελέγχου</p> <ul style="list-style-type: none"> • Έχει υψηλή απόδοση όταν χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με ανάκτηση θερμότητας 	<p>χρηαστούν αποθήκες καυσίμου</p>		
<p>Κυψέλες καυσίμου</p> <p>Υψηλή θερμοκρασία: Απόδοση: 45% - 55%</p> <p>Χαμηλή θερμοκρασία: Απόδοση: 30% - 40%</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Πολύ υψηλές αποδόσεις καυσίμου από υδρογόνο σε ηλεκτρισμό • Προοπτική να λειτουργεί ως βασική γεννήτρια με την τροφοδοσία από το δίκτυο ως εφεδρική • Πιθανή οικιακή εφαρμογή ως συσκευή ενέργειας χωρίς κινούμενα μέρη • Πολύ υψηλές αποδόσεις όταν χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με ανάκτηση θερμότητας • «Πράσινη τεχνολογία» οι μόνες εκπομπές από καύσιμο υδρογόνο είναι νερό και θερμότητα, γενικά χαμηλές εκπομπές από άλλα καύσιμα 	<ul style="list-style-type: none"> • Λίγες συσκευές είναι διαθέσιμες στην αγορά • Οι περισσότερες ερευνητικές προσπάθειες γίνονται για εφαρμογές στην αυτοκίνηση • Υπάρχει ανάγκη για διαμόρφωση καυσίμου σε όλες σχεδόν τις εφαρμογές (μειώνοντας τις αποδόσεις καυσίμου σε ηλεκτρισμό) • Οι εκπομπές δεν είναι μηδενικές <ul style="list-style-type: none"> • Ο χρόνος εκκίνησης διαφέρει ανάλογα με τον τύπο της κυψέλης καυσίμου (1-2 μέρες για MCFC, 3 ώρες για PAFC, 1 ώρα για PEMFC, και 2 λεπτά για SOFC) 	<p>Απευθείας υδρογόνο, φυσικό αέριο, προπάνιο, μεθανόλη, ή άλλο καύσιμο πλούσιο σε υδρογόνο μέσω διαμόρφωσης</p>	<p>MCFC (molten carbonate fuel cells – κυψέλη καυσίμου τηγμένου ανθρακικού άλατος): 250-2,850</p> <p>PAFC (Phosphoric acid fuel cells – κυψέλη καυσίμου φωσφορικού οξέος): 200</p> <p>PEMFC (proton exchange membrane fuel cells – κυψέλη καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων): 3-250</p> <p>SOFC (solid oxide fuel cells – κυψέλη καυσίμου σταθεροποιημένου οξειδίου): 225-2,240</p>
<p>Φωτοβολταϊκά</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Δεν υπάρχει μεταβλητό κόστος καυσίμου • Χωρίς κινούμενα μέρη – Οικονομική συντήρηση και μεγάλη διάρκεια ζωής • Χωρίς εκπομπές, αθόρυβα • Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μετρίαση της αιχμής 	<ul style="list-style-type: none"> • Απαιτεί μεγάλη έκταση εγκατάστασης (600 ft²/kW) • Υψηλό κόστος εγκατάστασης <ul style="list-style-type: none"> • Δεν είναι κατάλληλο για βασική τροφοδοσία • Δεν είναι κατάλληλο για εφεδρεία εκτός αν συνοδεύεται από μονάδες αποθήκευσης 	<p>Κανένα</p>	<p>Περιορίζεται από το διαθέσιμο εμβαδό</p>

	<ul style="list-style-type: none"> Υψηλή αξιοπιστία, ώριμη τεχνολογία 	<ul style="list-style-type: none"> Μεταβλητή ενεργειακή παραγωγή 		
ανεμογεννήτριες	<ul style="list-style-type: none"> Δεν υπάρχει μεταβλητό κόστος καυσίμου Σε εφαρμογή από την εταιρία παροχής, οι μηδενικές εκπομπές μπορεί να επιτρέψουν υψηλή τιμολόγηση λόγω «πράσινης ενέργειας» Ωριμη τεχνολογία Πολλοί κατασκευαστές 	<ul style="list-style-type: none"> Ανάγκη να καλυφθούν οι απαιτήσεις για την τοποθεσία εγκατάστασης Η παραγωγή είναι διαλείπουσα ανάλογα με τον άνεμο και η προκύπτουσα ενέργεια ποικίλλει ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου στο τετράγωνο ή τον κύβο ως προς το εύρος λειτουργίας. Δεν είναι κατάλληλες για εφεδρεία ή εγκατάσταση εκτός δικτύου. Απαιτείται σύνδεση με το δίκτυο για αγοραπωλησίες ενέργειας Μπορεί να απαιτεί εμβαδό εγκατάστασης έως 100ft²/kW 	Κανένα χρειάζεται ταχύτητες ανέμου >12 mph ή και υψηλότερες κάποιες φορές	<1-1,000

Πίνακας 1.4 : Χαρακτηριστικά τεχνολογιών DER

1.2.7 Συμπαραγωγή

Όλες οι τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής που χρησιμοποιούν καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρισμού, παράγουν και θερμότητα κατά τη διαδικασία. Το ποσό αυτής της θερμότητας που μπορεί να συλλεχθεί και να ξαναχρησιμοποιηθεί είναι δύσκολο να προσδιοριστεί. Η ανάκτηση της θερμότητας γίνεται μέσω εναλλαγής θερμότητας μεταξύ ρευμάτων ρευστών που αποβάλλονται (π.χ. καυσαέρια, απόνερα κλπ) και ρευστών που συμμετέχουν στην παραγωγική διαδικασία (π.χ. αέρας καύσης, νερά διεργασιών κλπ).

Θεωρούμε ότι, μόνο η θερμότητα που προέρχεται από τα καυσαέρια, δηλαδή το προϊόν της καύσης του καυσίμου, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη συμπαραγωγή. Τα καυσαέρια γίνονται πιο χρήσιμα και συνεπώς πιο πολύτιμα με την αύξηση της θερμοκρασίας. Μπορεί να εξαχθεί μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας, μπορεί να μετατραπεί σε άλλες μορφές ενέργειας πιο αποδοτικά και τέλος, απαιτούνται μικρότεροι εναλλάκτες θερμότητας. Όμως, χάριν απλότητας του μοντέλου,

λαμβάνουμε υπόψη μόνο το ενεργειακό περιεχόμενο και όχι την ποιότητά του. Ενεργειακό περιεχόμενο ονομάζεται το ποσό της θερμότητας που απαιτείται για την αύξηση της θερμοκρασίας των καυσαερίων από θερμοκρασία περιβάλλοντος στην επιθυμητή υψηλή θερμοκρασία.

Τα συστήματα παραγωγής θερμότητας παρουσιάζουν πάντοτε απώλειες. Παρ' όλο που οι απώλειες θερμότητας υφίστανται σε όλες τις παραγωγικές διαδικασίες, είναι πολύ σημαντικό να εκτιμηθεί σωστά το μέγεθός τους, προκειμένου, σε συνδυασμό με το απαιτούμενο κόστος, να αποφασισθεί εάν είναι ορθολογική μια επένδυση για την ανάκτηση μέρους αυτών των απωλειών.

Από τεχνική άποψη, ο σκοπός ενός συστήματος ανάκτησης θερμότητας είναι η αξιοποίηση της μεγαλύτερης δυνατής ποσότητας απορριπτόμενης θερμότητας με την απλούστερη τεχνικά λύση. Κάθε σύστημα αξιολογείται μεμονωμένα και η όποια εφαρμογή ανάκτησης θερμότητας επιλεγεί θα πρέπει να συνεπάγεται τις κατά το δυνατόν μικρότερες επεμβάσεις στο υπάρχον σύστημα.

Σε κάθε εγκατάσταση απαιτείται κατάλληλος και προσεκτικός υπολογισμός, με στόχο τη μεγιστοποίηση του αναμενόμενου οφέλους. Δεν είναι π.χ. σκόπιμο να χρησιμοποιηθεί σε μία εγκατάσταση ένας πολύ μεγάλος εναλλάκτης θερμότητας για να ανακτηθεί σχεδόν όλο το ποσό θερμότητας που χάνεται, διότι αυτό θα έχει πολύ μεγάλο κόστος με δυσανάλογα μικρό όφελος.

Η ανακτώμενη θερμότητα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την προθέρμανση του νερού ή του αέρα καύσης, αυξάνοντας έτσι τη συνολική απόδοση του συστήματος παραγωγής ενέργειας, καθώς και για την κάλυψη αναγκών της παραγωγικής διαδικασίας σε θερμό νερό ή θερμό αέρα.

1.2.7.1 Εναλλάκτες θερμότητας

Η ανάκτηση θερμότητας από τα απορριπτόμενα θερμά ρεύματα επιτυγχάνεται με εναλλάκτες θερμότητας. Εναλλάκτης θερμότητας (5), (6) ονομάζεται η συσκευή που χρησιμοποιείται για τη μεταφορά της θερμικής ενέργειας μεταξύ δύο ρευστών διαφορετικής θερμοκρασίας. Οι απώλειες θερμότητας ενός λέβητα οφείλονται κυρίως στα καυσαέρια και είναι ανάλογες με την παροχή των καυσαερίων και της θερμοκρασίας τους. Τοποθετώντας έναν εναλλάκτη θερμότητας στο ρεύμα των καυσαερίων μπορεί να ανακτηθεί θερμότητα χρήσιμη για τις ανάγκες μιας μονάδας. Η ανακτώμενη θερμότητα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή θερμού νερού, για την προθέρμανση αερίων, υγρών κλπ. Η θερμότητα αυτή, υπό κανονικές συνθήκες θα αποβαλλόταν στο περιβάλλον σαν απώλεια θερμότητας.

Οι εναλλάκτες θερμότητας είναι συσκευές με τις οποίες επιτυγχάνεται η μεταφορά ενέργειας από ένα ρευστό υψηλής θερμοκρασίας σε ένα άλλο ρευστό χαμηλότερης θερμοκρασίας. Κατασκευάζονται από διαφορετικά υλικά ανάλογα με το που εφαρμόζονται. Το ανοξείδωτο ατσάλι για παράδειγμα είναι ακριβό και όχι καλός αγωγός της θερμότητας αλλά αντιστέκεται στις διαβρωτικές επιδράσεις από τη συμπύκνωση των αερίων που εξατμίζονται. Μπορούν να μεταφέρουν το 80% της θερμότητας από τα καυσαέρια σε κάποιο ρευστό – ζεστό αέρα για τη θέρμανση των χώρων και ζεστό νερό για τις απαιτήσεις σε ζεστό νερό και ψύξη απορρόφησης.

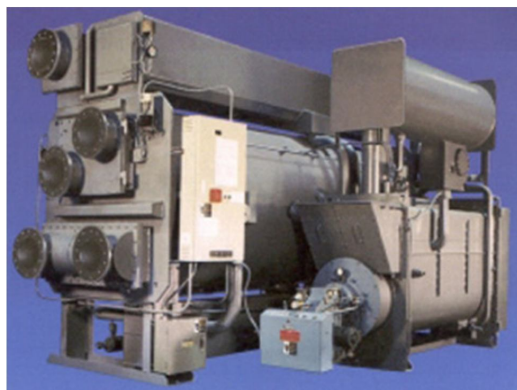
1.2.7.2 Ψύκτες απορρόφησης

Η ψύξη απορρόφησης είναι ένας τρόπος χρησιμοποίησης θερμότητας για την εκκίνηση ενός ψυκτικού κύκλου αντί για τη μηχανική ενέργεια που απαιτείται για να λειτουργήσει ένας συμπιεστής. Αυτή η θερμότητα παρέχεται είτε από την εκ νέου χρησιμοποίηση της απόβλητης θερμότητας από γεννήτριες και μικροτουρμπίνες είτε από την καύση φυσικού αερίου όταν η απαιτούμενη ποσότητα απόβλητης θερμότητας δεν είναι διαθέσιμη.

Με τους ψύκτες απορρόφησης – προσρόφησης πραγματοποιείται μετατροπή της θερμότητας σε ψύξη. Οι τεχνολογίες της ψύξης απορρόφησης/προσρόφησης βρίσκουν επιτυχή εφαρμογή στις περιπτώσεις όπου υπάρχει διαθέσιμη θερμότητα και δεν υπάρχουν ανάγκες για θερμότητα αλλά υπάρχουν ανάγκες για ψύξη. Τέτοια παραδείγματα είναι τα συστήματα συμπαραγωγής, στα οποία η συν-παραγόμενη θερμότητα κατά τη διάρκεια του χειμώνα χρησιμοποιείται για τη θέρμανση χώρων (π.χ. ξενοδοχεία, νοσοκομεία, μεγάλα δημόσια κτίρια κλπ.), ενώ το καλοκαίρι διοχετεύεται σε ψύκτες απορρόφησης/προσρόφησης, οι οποίοι παράγουν ψύξη για τον κλιματισμό των χώρων.

Σε γενικές γραμμές, ο κύκλος απορρόφησης-προσρόφησης αποτελείται από τέσσερα βασικά στάδια:

1. Το ψυκτικό μέσο που χρησιμοποιείται είναι το νερό. Με τον ψεκασμό του νερού σε ένα δοχείο, στο οποίο υπάρχουν συνθήκες κενού και την εξάτμισή του, προκαλείται πτώση της θερμοκρασίας.
2. Οι υδρατμοί που παράγονται απορροφούνται-προσροφούνται από ένα διαλυτικό μέσο απορρόφησης-προσρόφησης. Τα απορροφητικά μέσα που χρησιμοποιούνται είναι το Βρωμιούχο Λίθιο (LiBr) και η αμμωνία. Το διάλυμα αμμωνίας χρησιμοποιείται για να επιτευχθούν χαμηλότερες θερμοκρασίες, ενώ αποφεύγεται η τοποθέτηση τέτοιων ψυκτών σε κλειστούς χώρους. Το προσροφητικό μέσο που χρησιμοποιείται είναι το Silica Gel.
3. Το κορεσμένο διάλυμα αναγεννάτε από μια πηγή θερμότητας (νερό θερμοκρασίας μεγαλύτερης από 70°C ή ατμό χαμηλής πίεσης) και ελευθερώνονται οι υδρατμοί.
4. Οι υδρατμοί συμπυκνώνονται από ένα κατάλληλο ρευστό ψύξης (νερό θερμοκρασίας μικρότερης από 35 °C)



Εικόνα 1.7 : Ψύκτης Απορρόφησης

Ο βαθμός απόδοσης ενός ψύκτη απορρόφησης/προσρόφησης (Coefficient of Performance) δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$\text{COP} = \text{αποδιδόμενη ψύξη} / \text{καταναλισκόμενη θερμική ενέργεια}$$

Ο βαθμός απόδοσης ενός ψύκτη είναι συνάρτηση της θερμοκρασίας θερμού νερού που προσάγεται για την αναγέννηση του διαλύματος. Για τους ψύκτες απορρόφησης οι τιμές κυμαίνονται από 0,5 (για θερμό νερό 70 °C) έως και 1,1 (για ατμό). Για τους ψύκτες προσρόφησης οι τιμές κυμαίνονται από 0,7 (για θερμό νερό 70 °C) έως 0,9 (για ατμό).

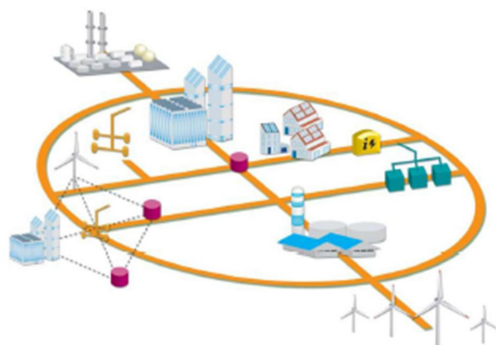
Υπάρχει και η δυνατότητα άμεσης παραγωγής ψύξης από συμβατικό καύσιμο (π.χ. φυσικό αέριο) σε ψύκτες απορρόφησης άμεσης καύσης. Η διαφορά με τους προαναφερόμενους ψύκτες είναι ότι η αναγέννηση του διαλύματος (στάδιο 3) επιτυγχάνεται με τη θερμότητα καύσης φυσικού αερίου και όχι από θερμό νερό ή ατμό.

1.3 Μικροδίκτυο

1.3.1 Εισαγωγή

Ένα μικροδίκτυο αποτελεί ουσιαστικά ένα δίκτυο κεντρικά ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής ενέργειας μέσα στο οποίο εξυπηρετούνται φορτία στην ΧΤ. Ένα μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργεί αυτόνομα, ή συνδεδεμένο με το μακροδίκτυο ΜΤ με το οποίο δύναται να ανταλλάξει ενέργεια. (7)

Οι μονάδες αυτές αποτελούν ουσιαστικά μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και χρησιμοποιούν όλες τις υπάρχουσες και εμπορικά διαθέσιμες τεχνολογίες παραγωγής. Έτσι σε ένα μικροδίκτυο μπορεί να συναντήσει κανείς ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, μικρά υδροηλεκτρικά, μικρο-τουρμπίνες, κυψέλες καυσίμου, συστήματα συμπαραγωγής κ.α. Η ισχύς των μονάδων αυτών ξεκινά από μερικά kW και φτάνουν μέχρι λίγα MW ενώ σαν καύσιμο, πέρα των ΑΠΕ, χρησιμοποιούν diesel, φυσικό αέριο, υδρογόνο, βιοκαύσιμα κλπ. Για την κατασκευή ενός μικροδικτύου λοιπόν, υπάρχει μεγάλη ευελιξία στις τεχνολογίες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν, με την τελική επιλογή να εξαρτάται από την γεωγραφική θέση της εγκατάστασης, τις κλιματολογικές συνθήκες, την διαθεσιμότητα των πόρων κλπ



Εικόνα 1.8 : Δομή ενός τυπικού μικροδικτύου

Όπως προαναφέρθηκε, ένα μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργεί είτε αυτόνομα, είτε παραλληλισμένο με το μακροδίκτυο τηρώντας προφανώς κάποιες τεχνικές προδιαγραφές ώστε να μην αποσταθεροποιήσει το δεύτερο. Στην δεύτερη περίπτωση, υπάρχει η δυνατότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από και προς αυτό. Έτσι λοιπόν, όταν υπάρχει περίσσια ηλεκτρικής ενέργειας αυτή μπορεί να πωληθεί πίσω στο μακροδίκτυο, παρέχοντας έτσι ένα έσοδο στον διαχειριστή του δικτύου. Και αντίστροφα όμως, είναι δυνατή και η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από το εξωτερικό δίκτυο για λόγους επάρκειας και ποιότητας ισχύος. Παρ' όλα αυτά, δεν είναι λίγες οι πιθανότητες το μικροδίκτυο να υποστηρίξει το μεγαλύτερό του, απορροφώντας ή παρέχοντας ενεργό ή άεργο ισχύ.

Ένα άλλο χαρακτηριστικό των μικροδικτύων, είναι ότι λειτουργούν στην ΧΤ. Η δυνατότητα των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής να εγκαθίστανται κοντά στους καταναλωτές, καθιστά την χρήση γραμμών υψηλής τάσης και των μετασχηματιστών, άχρηστη, μειώνοντας ακόμα περισσότερο το συνολικό κόστος.

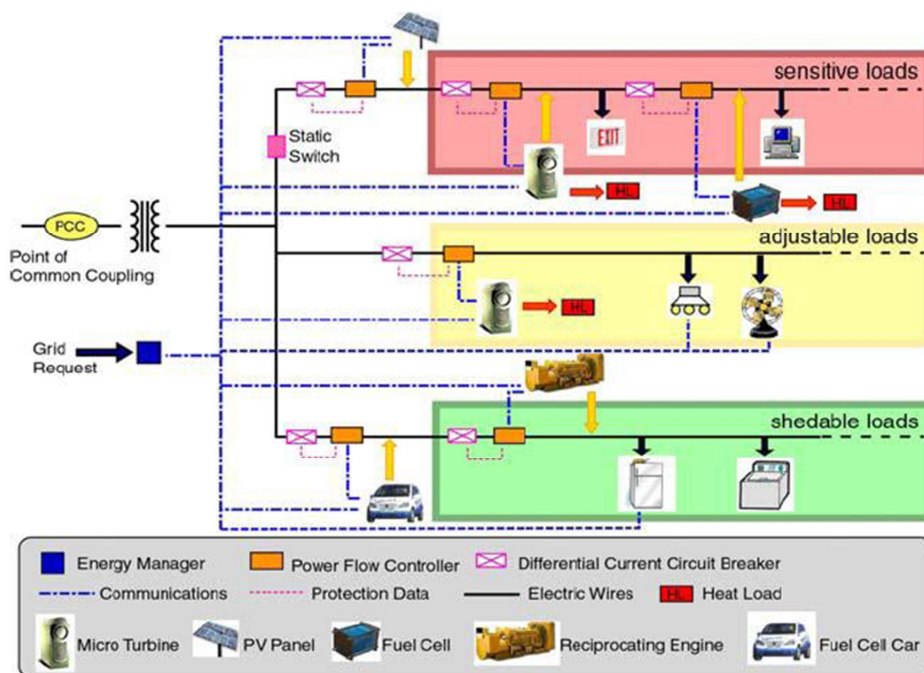
1.3.2 Κεντρικός έλεγχος μικροδικτύου

Για την σχεδίαση και υλοποίηση ενός μικροδικτύου απαιτούνται υψηλές τεχνικές σχεδίασης ΣΗΕ, προηγμένα ηλεκτρονικά ισχύος και κατάλληλα συστήματα επικοινωνίας. Με τον τρόπο αυτό, ένα ηλεκτρικό δίκτυο μετατρέπεται από παθητικό, όπου η σωστή λειτουργία του εξαρτάται μόνο από μη ελεγχόμενους παράγοντες (φορτία, καιρικές συνθήκες κλπ) σε ενεργητικό, αφού μπορεί πλέον να αυτορυθμίζεται και να προσαρμόζεται στις εκάστοτε συνθήκες με τον οικονομικότερο και ασφαλέστερο για την ευστάθεια του τρόπο. Τρεις είναι οι παράγοντες που επηρεάζουν την ευστάθεια του συστήματος, και πρέπει να ελέγχονται συνεχώς:

1. Συχνότητα
2. Τάση
3. Ποιότητα Ισχύος

Ο κεντρικός έλεγχος πρέπει κάθε στιγμή να ελέγχει τις τρεις αυτές παραμέτρους, ώστε να διασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία του δικτύου. Για να ρυθμίσει για παράδειγμα την συχνότητα ρυθμίζει κατάλληλα την ταχύτητα περιστροφής του ρότορα των σύγχρονων μηχανών, ενώ αν πρόκειται για ασύγχρονες ρυθμίζει τους αντιστροφείς. Οι έλεγχοι αυτοί γίνονται μέσω ενός συστήματος επικοινωνίας στο οποίο συνδέονται όλες οι μονάδες παραγωγής. Για την τάση, στέλνει κατάλληλα σήματα στις μονάδες για έγχυση ή απορρόφηση άεργου ισχύος ή ρυθμίζει κατάλληλα και πάλι τους αντιστροφείς ανάλογα με την τεχνολογία κάθε μονάδας. (8) Η ρύθμιση των αντιστροφέων αποτελεί γενικά μία πολύ καλή τακτική για την ρύθμιση του δικτύου, αφού με χρήση ηλεκτρονικών ισχύος μπορούν και να εξαλειφθούν φαινόμενα αρμονικών, flicker, πτώσης τάσης κλπ.

Στην Εικόνα 1.9 βλέπουμε το διάγραμμα ροής ενός τυπικού μικροδικτύου, στο οποίο είναι ευδιάκριτη η χρήση διακοπών και ελεγκτών.



Εικόνα 1.9 : Διάγραμμα ροής ενός τυπικού μικροδικτύου

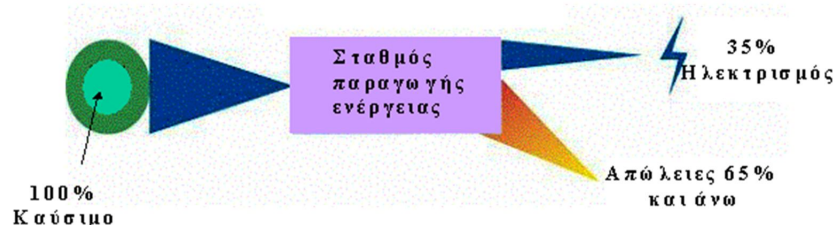
1.3.3 Μικροδίκτυα και περιβάλλον

Τα μικροδίκτυα πέρα από τα οικονομικά οφέλη, παρέχουν και περιβαλλοντικά. Οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής εκπέμπουν λιγότερους ρύπους σε σχέση με τους μεγάλους κεντρικούς σταθμούς ή ακόμα και καθόλου αν αναφερόμαστε σε μονάδες ΑΠΕ. Επιπλέον, καθώς εγκαθίστανται κοντά στα προς εξυπηρέτηση φορτία, οι απώλειες είναι πολύ χαμηλότερες. Έτσι συνολικά απαιτείται λιγότερη ενέργεια για την κάλυψη του ίδιου φορτίου.

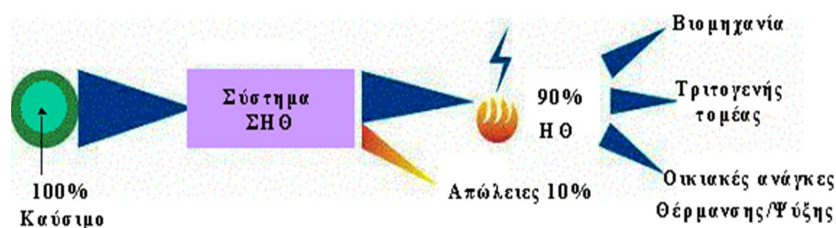
Βέβαια, δεν μπορεί κανείς να παραβλέψει το γεγονός, πως οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, συνεισφέρουν στην τοπική μόλυνση του περιβάλλοντος. Επιπλέον δημιουργούν σημαντική ηχορύπανση και επηρεάζουν την αισθητική του χώρου όπου τοποθετούνται. Όμως όλες οι αρνητικές περιβαλλοντικές συνέπειες μπορούν να μετριαστούν, με τον προσεκτικό και λεπτομερή σχεδιασμό του μικροδικτύου.

1.4 Συμπαραγωγή

Συμπαραγωγή ή CHP ονομάζεται η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας από την ίδια αρχική πηγή ενέργειας. (9) Με το συμβατικό τρόπο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή χρησιμοποιώντας τη χημική ενέργεια των υδρογονανθράκων ή την ενέργεια σχάσης κάποιου πυρηνικού καυσίμου, μεγάλες ποσότητες θερμότητας (περίπου τα 2/3 της ενέργειας του χρησιμοποιούμενου καυσίμου) αποβάλλονται στο περιβάλλον, είτε μέσω των ψυκτικών κυκλωμάτων (συμπυκνωτές, πύργοι ψύξης κλπ), είτε μέσω των καυσαερίων (αεροστρόβιλοι κλπ). Με τη μέθοδο της συμπαραγωγής, σημαντικό μέρος της θερμότητας αυτής ανακτάται και χρησιμοποιείται προς όφελος του παραγωγού βελτιώνοντας τη χρήση της εκλυόμενης ενέργειας του καυσίμου. Το χρησιμοποιούμενο καύσιμο μπορεί να είναι οποιοδήποτε ορυκτό καύσιμο ή βιομάζα. Το συνηθέστερο, τόσο για οικονομικούς όσο και για περιβαλλοντικούς λόγους είναι το φυσικό αέριο.



Εικόνα 1.10 : Τυπικό Συμβατικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας



Εικόνα 1.11 : Τυπικό σύστημα Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας

Για να αξιοποιηθεί πλήρως ένα σύστημα συμπαραγωγής πρέπει να καλύπτει τις ανάγκες σε θέρμανση αλλά και ψύξη της εγκατάστασης στην οποία εφαρμόζεται. Η επέκταση των συστημάτων συμπαραγωγής για την κάλυψη και των ψυκτικών φορτίων (ψύξη και κλιματισμός) είναι σχετικά πρόσφατη. Η ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής, θερμικής και ψυκτικής ενέργειας από την ίδια ενεργειακή πηγή είναι γνωστή ως Τριπαραγωγή.

Τα συστήματα συμπαραγωγής έχουν δύο εφαρμογές. Η πρώτη είναι η κάλυψη των θερμικών και ηλεκτρικών αναγκών μιας αστικής περιοχής, μέσω συστημάτων τηλεθέρμανσης, δηλαδή δικτύων μεταφοράς και παροχής ύδατος, σε θερμοκρασίες 80 – 150°, για τη θέρμανση χώρων. Η δεύτερη είναι η εγκατάσταση σε ενεργοβόρες βιομηχανίες και στον τριτογενή τομέα (νοσοκομεία, ξενοδοχεία, μεγάλα κτίρια, αθλητικά κέντρα, κ.λπ.) όπου καλύπτουν τις θερμικές ανάγκες μέσω εκτονωμένου ατμού ή απομαστεύσεων αεροστρόβιλων (ή από ατμό παρεχόμενο από λέβητα που χρησιμοποιεί τα καυσαέρια ενός αεροστρόβιλου για τη θέρμανση του ύδατος).

Τελευταία εξετάζεται και η εγκατάσταση πολύ μικρών μονάδων συμπαραγωγής, για την κάλυψη φορτίων του οικιακού τομέα, τα λεγόμενα μικρο-CHP.

1.4.1 Συστήματα τηλεθέρμανσης

Ο βασικός παράγοντας που αυξάνει το κόστος θέρμανσης για τον καταναλωτή είναι το κόστος μεταφοράς και διανομής. Έτσι, οι διατάξεις συμπαραγωγής που εγκαθίστανται κοντά στον καταναλωτή αποτελούν μια πολύ δελεαστική λύση για την αποφυγή του κόστους αυτού. Αυτές μπορούν να είναι δύο τύπων. Μικρές διατάξεις με μικρές αποδόσεις ή μεγάλες μονάδες που χρησιμοποιούν μεγάλους σταθμούς ισχύος και έχουν μεγαλύτερες αποδόσεις, είναι όμως ακριβότερες. Οι μονάδες μεγάλης κλίμακας είναι περισσότερο οικονομικές και εξοικονομούν περισσότερη ενέργεια σε σχέση με τις μικρές μιας και οι μεγάλες μονάδες μπορούν να παράγουν θερμότητα στο χώρο του σταθμού ισχύος με κόστος που μπορεί να φτάσει και το μισό του κόστους μιας κοινής μονάδας. Αυτό συμβαίνει παρόλο που η θέρμανση μικρών εγκαταστάσεων από τοπικούς σταθμούς ισχύος μπορεί να είναι οικονομική σε ορισμένες συνθήκες. Για να πετύχουμε μέγιστη εξοικονόμηση ενέργειας πρέπει τα δίκτυα τηλεθέρμανσης στις πόλεις να συνδεθούν σε μονάδες συμπαραγωγής που διαθέτουν μεσαίο ή μεγάλο αεριοστρόβιλο με μεγάλο χρονικό ορίζοντα απόσβεσης. Αυτή η εγκατάσταση αποτελεί δελεαστική οικονομική πρόταση για τους εθνικούς φυσικούς πόρους συγκριτικά με άλλους τρόπους θέρμανσης αν ληφθούν υπόψη τα χαμηλότερα προεξοφλητικά επιτόκια (π.χ. 5%) και οι υψηλότερες τιμές καυσίμου. Για υψηλότερα προεξοφλητικά επιτόκια μια μονάδα συμπαραγωγής γίνεται λιγότερο ελκυστική. Η εγκατάσταση λέβητα θέρμανσης ή/και μικρής μονάδας συμπαραγωγής θα μπορούσε να αποδειχθεί λειτουργική μόνο κατά τη φάση της ανάπτυξης.

Γενικότερα, συγκριτικά με άλλες αναπτυγμένες μορφές θέρμανσης, η εγκατάσταση μιας μεσαίας/μεγάλης μονάδας συμπαραγωγής που να εξυπηρετεί περιοχές με υψηλή πυκνότητα φορτίου θέρμανσης σε πόλεις φαίνεται μια καλή επιλογή από άποψη οικονομίας και εξοικονόμησης ενέργειας.

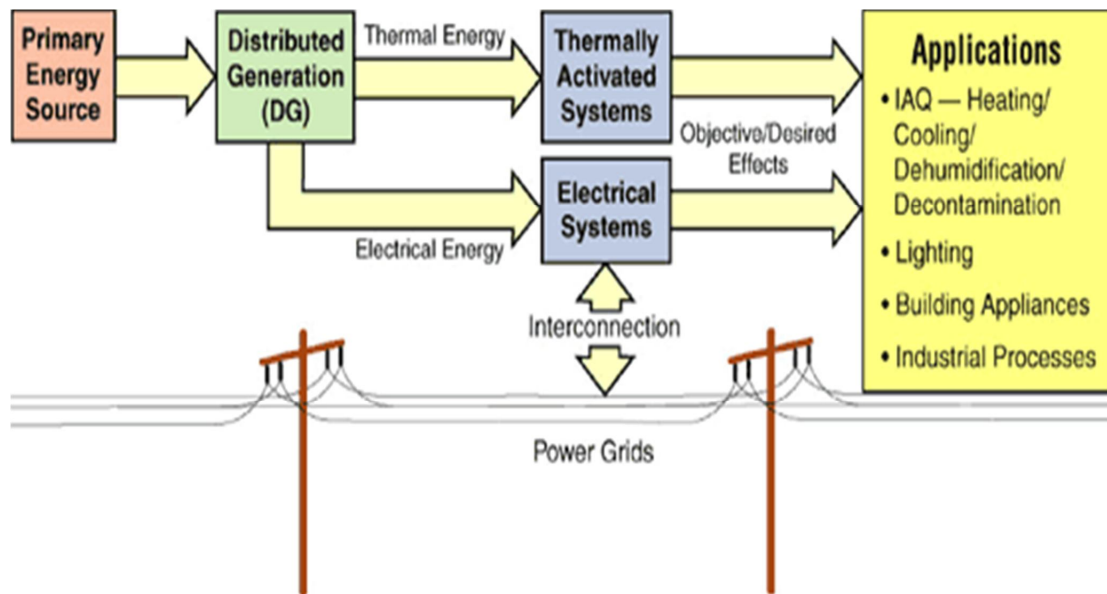
Η βιωσιμότητα ενός δικτύου τηλεθέρμανσης με συμπαραγωγή εξαρτάται από την πυκνότητα δόμησης, το προεξοφλητικό επιτόκιο, την τιμή του καυσίμου και το μέγεθος του δικτύου. Επιπλέον, ο τρόπος διανομής του φορτίου θέρμανσης και οι θερμοκρασίες εισόδου και εξόδου του νερού ενός δικτύου τηλεθέρμανσης εμφανίστηκαν ως επιπρόσθετες καιρίες παράμετροι με την πάροδο του χρόνου. Συμπερασματικά, μια μονάδα συμπαραγωγής με τηλεθέρμανση γίνεται πραγματικά η καλύτερη επιλογή για χαμηλό προεξοφλητικό επιτόκιο, υψηλή τιμή καυσίμου, και πυκνότητα δόμησης 7 κατοίκων ανά m².

1.4.2 Βιομηχανικές και άλλες εφαρμογές

Αν και η τοποθέτηση μονάδων συμπαραγωγής σε βιομηχανίες είναι και η συνηθέστερη, η διαδικασία δεν είναι απλή καθώς η κατάλληλη τοποθέτηση ποικίλλει ανάλογα με την εφαρμογή. Η επιλογή του τύπου εγκατάστασης εξαρτάται από το λόγο ηλεκτρισμού – θερμότητας, αλλά και από το μέγεθος των απαιτήσεων σε θερμότητα και ηλεκτρική ενέργεια ξεχωριστά. Η διακύμανση στη ζήτηση, καθημερινά και εποχιακά, που είναι επίσης σημαντική αντιμετωπίζεται με παράλληλη εγκατάσταση όμοιων μηχανών που επιτρέπει στη συνολική εγκατάσταση να ακολουθήσει τη μείωση στη ζήτηση του φορτίου, θέτοντας εκτός λειτουργίας μία

ή περισσότερες μηχανές. Και σε αυτές τις εφαρμογές, η επιλογή και ο σχεδιασμός μιας μονάδας συμπαγωγής εξαρτάται και από το προεξοφλητικό επιτόκιο, την τιμή του καυσίμου και τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης.

Η τεχνολογική ποικιλομορφία και η διαφοροποίηση των χαρακτηριστικών ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου των διαφόρων εφαρμογών συμβάλλουν στην πολυπλοκότητα του βέλτιστου συνδυασμού των συστημάτων συμπαγωγής.



Εικόνα 1.12 : Η τοπική παραγωγή ισχύος καθιστά την ανακτώμενη θερμική ενέργεια διαθέσιμη για την κάλυψη των φορτίων των τελικών χρήσεων

Οι τεχνολογίες συμπαγωγής, προκειμένου να είναι οικονομικά βιώσιμες, εφαρμόζονται σε περιπτώσεις όπου υπάρχει ταυτόχρονη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (ή ψύξης). Τα συστήματα συμπαγωγής μπορούν να θεωρηθούν ολοκληρωμένα ενεργειακά συστήματα, με την έννοια ότι μπορούν να καλύψουν όλες τις τελικές ενεργειακές χρήσεις (ηλεκτρισμό, θερμό νερό, ατμό, θερμό αέρα, ψύξη). Ένα σύστημα συμπαγωγής μπορεί να συνδέεται με το ηλεκτρικό δίκτυο ή να είναι ανεξάρτητο από αυτό.

1.4.3 Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα

Πλεονεκτήματα (10), (11)

1. Η αποδοτικότητα της χρήσης των διεσπαρμένων ενεργειακών πηγών είναι μια ιδιότητα που κάνει τη συμπαγωγή μια πολλά υποσχόμενη εναλλακτική στα παραδοσιακά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το σημερινό συγκεντρωτικό σύστημα παραγωγής και διανομής ισχύος έχει μια μέση απόδοση περίπου στο 33%, που σημαίνει απώλειες της τάξης του 67% από την αρχική ενέργεια που εισήχθη στο σύστημα. Αντιθέτως, ένα καλά

σχεδιασμένο σύστημα συμπααραγωγής προσφέρει αποδόσεις της τάξεως του 70-90% ως αποτέλεσμα της ανακύκλωσης της θερμικής ενέργειας που απάγεται από τις μηχανές και της μείωσης των ηλεκτρικών απωλειών.

2. Αυτό, λόγω καλύτερης αξιοποίησης των καυσίμων μεταφράζεται και σε σημαντική μείωση των εκπομπών, ειδικά του CO₂, παράγοντα πολύ σημαντικού από περιβαλλοντικής σκοπιάς αφού οι αυξημένες εκπομπές CO₂ είναι η βασική αιτία του φαινομένου του θερμοκηπίου. Έτσι, η χρήση συμπααραγωγής γίνεται ακόμα πιο δελεαστική στην περίπτωση που αξιοποιούνται οι διατάξεις του Πρωτοκόλλου του Κιότο για τη φορολογία άνθρακα όπως γίνεται στη συγκεκριμένη εργασία.
3. Η ενεργειακή αξιοπιστία και ασφάλεια βελτιώνονται σημαντικά με την εφαρμογή συμπααραγωγής. Μειώνονται οι πιθανότητες οι καταναλωτές να μείνουν χωρίς ηλεκτρική ή/και θερμική ενέργεια.
4. Η συμπααραγωγή προσφέρει διάφορα οικονομικά οφέλη. Η ηλεκτρική ενέργεια και η θερμότητα παρέχονται σε χαμηλότερες τιμές με αποτέλεσμα σημαντική εξοικονόμηση πόρων. Επίσης, η μειωμένη ανάγκη σε καύσιμα μειώνει την εξάρτηση από τις εισαγωγές. Τέλος, μειώνεται η ανεργία αφού δημιουργούνται νέες θέσεις απασχόλησης.
5. Απομακρυσμένες περιοχές, και ειδικότερα σε αναπτυσσόμενες χώρες, μπορούν να ωφεληθούν από τη συμπααραγωγή αφού χωρίς αυτή δε θα είχαν ηλεκτρική ενέργεια λόγω έλλειψης πόρων της εταιρίας παροχής.
6. Προωθεί αποκεντρωμένες λύσεις ηλεκτροπαραγωγής, αφού οι σταθμοί ΣΗΘ σχεδιάζονται να ανταποκρίνονται στις ανάγκες των τοπικών καταναλωτών, παρέχοντας υψηλή απόδοση, αποφεύγοντας απώλειες μεταφοράς της ενέργειας και αυξάνοντας την ευελιξία στη χρήση του ηλεκτρικού συστήματος. Το πλεονέκτημα αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό, όταν το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται σαν κύριο καύσιμο.
7. Αυξάνεται ο ανταγωνισμός στην ηλεκτροπαραγωγή καθώς αυξάνεται η ποικιλία των σταθμών ηλεκτρικής ενέργειας. Η συμπααραγωγή παρέχει ένα από τα σημαντικότερα μέσα για την προώθηση της απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας.

Μειονεκτήματα:

1. Μεγάλη αύξηση της πολυπλοκότητας τόσο του μοντέλου του προβλήματος όσο και της υλοποίησης του. Ηλεκτρισμός από οποιαδήποτε πηγή μπορεί να φτάσει στον πελάτη μέσω του υπάρχοντος ηλεκτρικού συστήματος ενός κτιρίου, απαιτώντας απλά μια διάταξη ηλεκτρονικών ισχύος για την επικοινωνία μεταξύ των γεννητριών και της καλωδίωσης του κτιρίου. Η συμπααραγωγή όμως, εκτός του ότι αυξάνει τις απαιτήσεις εξοπλισμού, απαιτεί και την εγκατάσταση κατάλληλων αντλιών και σωληνώσεων για τη μεταφορά του ζεστού νερού στα θερμικά σημεία

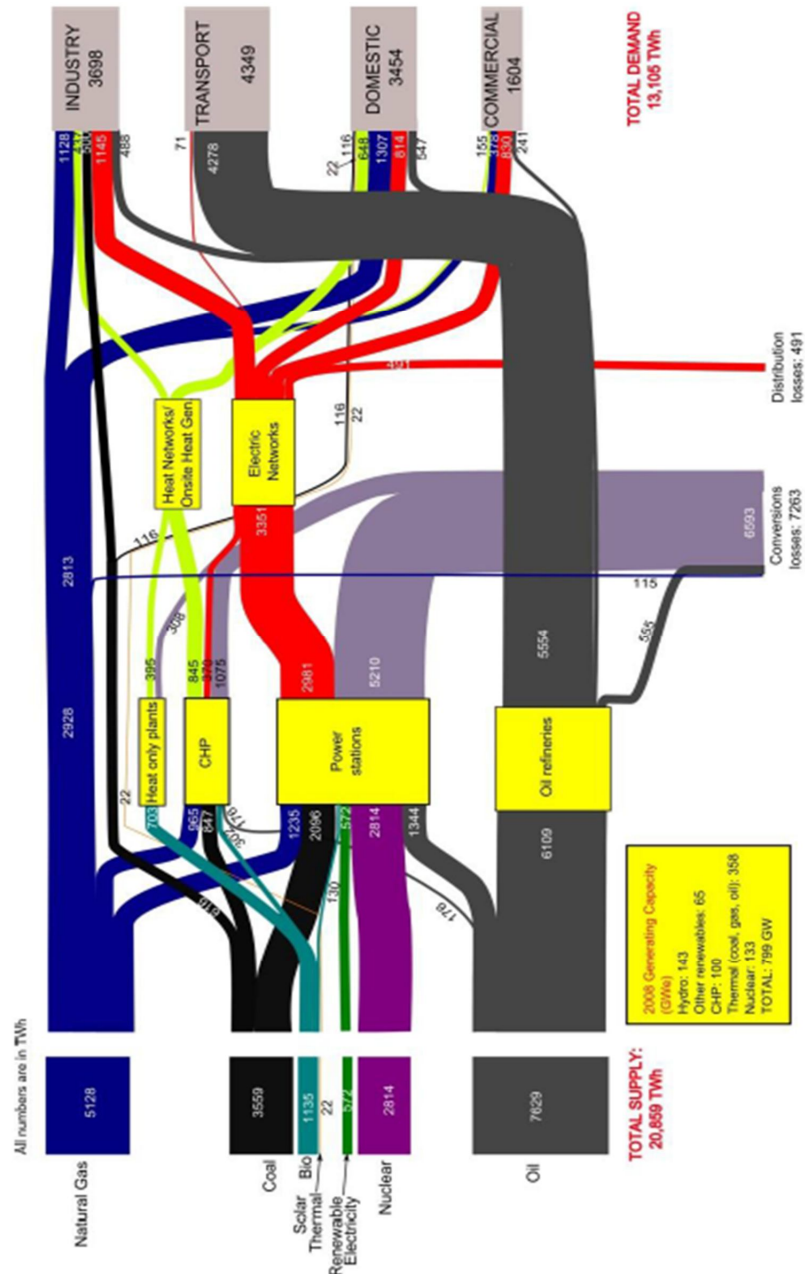
χρήσης και χειριστήρια για να διατηρείται το απαιτούμενο επίπεδο θερμικής εισόδου.

2. Αν και με τη χρήση συμπαραγωγής, η συνολική συμβολή της χώρας στην υπερθέρμανση του πλανήτη μειώνεται, η βελτίωση της ποιότητας του αέρα τοπικά δεν είναι εξασφαλισμένη. Επίσης, είναι πιθανό να μειώνεται ένας ρύπος αλλά να αυξάνεται κάποιος άλλος. Το αποτέλεσμα εξαρτάται από τις τεχνολογίες και τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται. Τα τοπικά περιβαλλοντικά προβλήματα μπορούν να αμβλυνθούν μέσω κατάλληλης τοποθέτησης στο χώρο, σχεδίασης, λειτουργίας και σωστής συντήρησης των εγκαταστάσεων συμπαραγωγής.

1.4.4 Συμπαραγωγή στην Ευρώπη

Δύσκολα θα διαφωνούσε κανείς, πως η Ευρώπη δεν χρειάζεται στροφή 180 μοιρών στον τρόπο που παράγει, προμηθεύεται και καταναλώνει ενέργεια. Η ανάγκη για ασφαλή ενεργειακά αποθέματα και ο κρίσιμος ρόλος που παίζει η ενέργεια τόσο σε πολιτικό όσο και οικονομικό επίπεδο, στέλνουν ένα ξεκάθαρο μήνυμα στην Ευρώπη, ώστε αυτή να κινηθεί προς περισσότερο αποτελεσματικά ενεργειακά συστήματα. Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει δεσμευτεί να μειώσει ως το 2050 τα αέρια του θερμοκηπίου κατά 80-90 % κάτω από τα επίπεδα του 1990. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, λοιπόν, αναγνωρίζει πως είναι αναγκαία μία επανάσταση στον σχεδιασμό των ενεργειακών της συστημάτων. Τα σενάρια που θέλουν τον ενεργειακό τομέα να απαλλάσσεται από τον άνθρακα, δείχνουν προς την κατεύθυνση των ΑΠΕ και της αυξημένης αποδοτικότητας στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, επιτακτική κρίνεται η ανάγκη εξέλιξης των συστημάτων συμπαραγωγής καθώς και η αυξημένη τους συμμετοχή στον ενεργειακό σχεδιασμό της Ένωσης.

Το παρακάτω διάγραμμα Sankey (12) δείχνει πως το 2008 η Ευρώπη χρειάστηκε 20.859 TWh πρωτογενούς ενέργειας, ώστε να καλυφθούν τα συνολικά της φορτία. Η ενέργεια αυτή, έφτασε στην τελική της χρήση μετά από κατάλληλες διαδικασίες μετατροπής σε άλλες μορφές ενέργειας. Κάθε τύπος καυσίμου έχει τη δική του γραμμή στο διάγραμμα των ενεργειακών ροών, εισέρχονται στην Ευρωπαϊκή Οικονομία (από τα αριστερά του διαγράμματος) και φτάνουν προς τελική κατανάλωση μέσα από διάφορες διαδικασίες επεξεργασίας τους. Οι κάθετες γραμμές στο διάγραμμα, συμβολίζουν τις ενεργειακές απώλειες που προκύπτουν από τις διάφορες διεργασίες.



Εικόνα 1.13 : Διάγραμμα ενεργειακών ροών στην Ευρώπη το 2008

Στο ενεργειακό μείγμα του 2008, κυριαρχούν τα ορυκτά καύσιμα με τις ανανεώσιμες να διεκδικούν σιγά σιγά όλο και μεγαλύτερο μερίδιο συμμετοχής. Η κατανάλωση πετρελαίου, συνδεδεμένη και με τις μεταφορές, υπερτερεί κατά πολύ των υπολοίπων καυσίμων. Εξίσου όμως μεγάλες είναι και οι θερμικές απώλειες του ενεργειακού συστήματος κυρίως λόγω των συμβατικών θερμικών εργοστασίων ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συνολικές απώλειες το 2008 ανέρχονται σε 7754 TWh, 37% της πρωτογενούς ενέργειας εισόδου.

Οι εγκαταστάσεις συμπαράγωγής αναπτύσσονται και εφαρμόζονται στις επείγουσες προκλήσεις που παρουσιάζονται στην αγορά ενέργειας. Κατ' αρχάς η αύξηση της ζήτησης για ψύξη, πλέον καλύπτεται μέσω μονάδων τρι-παραγωγής, οι οποίες έχουν την δυνατότητα να καλύπτουν θερμικά, ηλεκτρικά και ψυκτικά φορτία σε κτήρια ή βιομηχανικές εφαρμογές. Επίσης σε πειραματικό στάδιο βρίσκονται και

μονάδες συμπαραγωγής που λειτουργούν μαζί με συστήματα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, τα οποία προσφέρουν ακόμα μεγαλύτερη απόδοση και εγγυώνται την εξυπηρέτηση των θερμικών φορτίων. Γίνονται δοκιμές πάνω σε εξελιγμένες μεθόδους ελέγχου των δύο παραπάνω συστημάτων (τριπαραγωγή και αποθήκευση θερμικής ενέργειας με συμπαραγωγή) ώστε να είναι εφικτός ο έλεγχος της ηλεκτρικής τους παραγωγής άρα και η παροχή της ενέργειας αυτής στο δίκτυο και την αγορά ηλεκτρισμού. Η συμπαραγωγή της τάξης των kW εισέρχεται όλο και περισσότερο στην αγορά, προσφέροντας την δυνατότητα στους ιδιώτες να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια στο σπίτι τους, με αποτέλεσμα την αποσυμφόρηση του ηλεκτρικού δικτύου και την αποκεντροποίηση της παραγωγής, ενώ ταυτόχρονα καλύπτουν τα δικά τους φορτία με οικονομικότερο τρόπο.

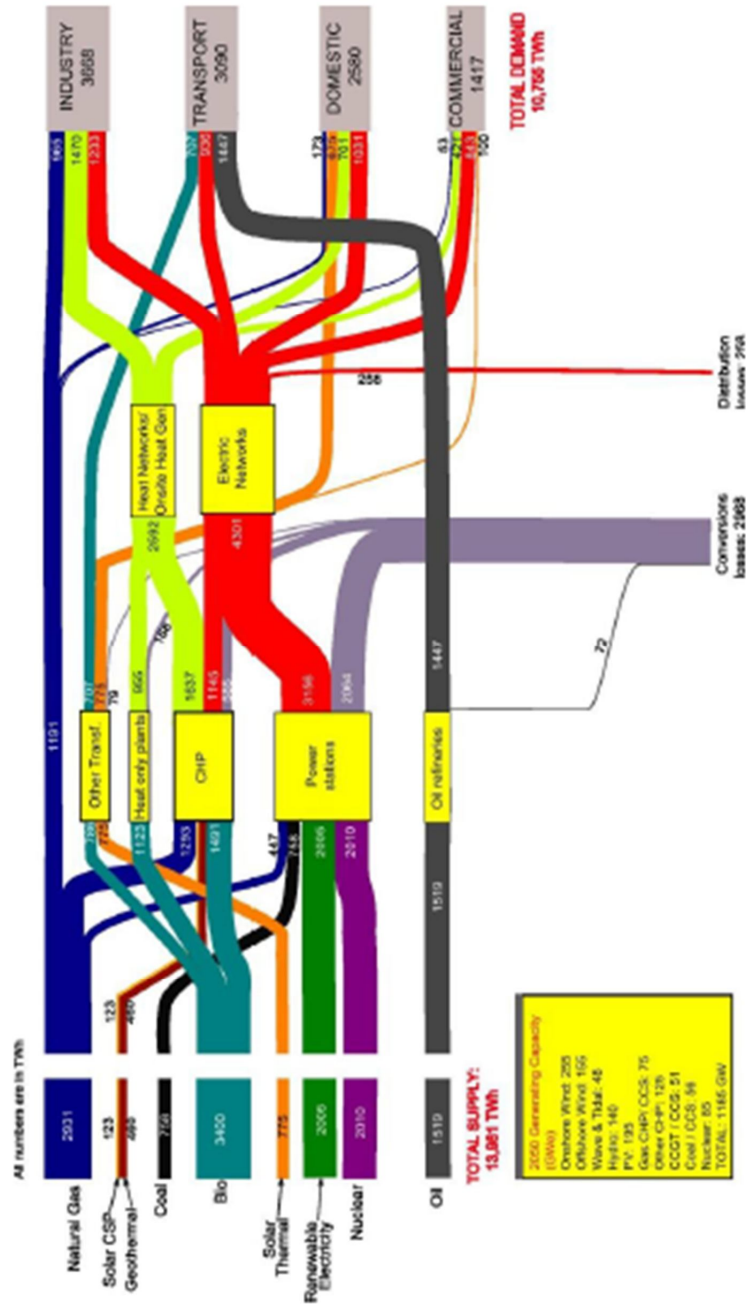
Σύμφωνα με τον σχεδιασμό ενεργειακής αποδοτικότητας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το 2011, η χρήση της συμπαραγωγής στην Ευρώπη, μπορεί να δώσει στο σύστημα περίπου 350 TWh ηλεκτρισμού, αντικαθιστώντας 15-20 Mtoe πρωτογενούς ενέργειας το χρόνο, ενώ μπορεί να συμβάλει στην μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 35-30 Mt.

Μία άλλη μελέτη της COGEN Europe σε συνεργασία με την Delta Energy & Environment, αναζητά τις επιπτώσεις που θα είχε η εφαρμογή ενός σεναρίου, σύμφωνα με το οποίο η συμπαραγωγή αναλαμβάνει έναν πολύ πιο ουσιαστικό ρόλο στο ενεργειακό μείγμα της Ευρώπης σύμφωνα και με τους ενεργειακούς σχεδιασμούς της Ένωσης.

Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη, αποβάλλει στο περιβάλλον περισσότερο από το 50% της ενέργειας του υπό μορφή θερμότητας, αφού η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται σε συμβατικούς θερμικούς σταθμούς. Το σενάριο που μελετά η έρευνα αυτή, θέτει το ερώτημα «Τι μπορεί να προσφέρει η συμπαραγωγή μέχρι το 2050;», και βασίζεται στις παρακάτω υποθέσεις/προτάσεις για το 2050:

- Η συμπαραγωγή συνδυασμό με ΑΠΕ (κυρίως βιοκαύσιμα) θα έχει αναπτυχθεί σε πολύ μεγάλο βαθμό, καθώς η επάρκεια των ενεργειακών πόρων αποτελεί προτεραιότητα. Οι ΑΠΕ θα είναι το κυρίαρχο καύσιμο για εφαρμογές συμπαραγωγής.
- Η συμπαραγωγή θα είναι το κλειδί για την μείωση των εκπομπών λόγω των βιομηχανικών διεργασιών, ενθαρρύνοντας την βιομηχανία της Ευρώπης να βελτιώσει την απόδοσή τους και παρόλα αυτά να παραμείνει ανταγωνιστική παγκοσμίως.
- Η συμπαραγωγή θα παρέχει υπηρεσίες υποστήριξης μέσω της δυνατότητας για ελεγχόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος, στην αγορά ηλεκτρισμού όπου η παραγωγή από ΑΠΕ εμπεριέχει και απρόβλεπτους παράγοντες.
- Η ενσωμάτωση των τεχνολογιών συμπαραγωγής στο ενεργειακό σύστημα θα μειώσει τις απώλειες στο δίκτυο μεταφοράς αφού θα ενθαρρύνει την χρήση μονάδων τοπικής παραγωγής και την εκμετάλλευση της άχρηστης αποβαλλόμενης θερμότητας.

Τα αποτελέσματα αυτής της μελέτης αποτυπώνονται στο παρακάτω διάγραμμα Sankey.



Εικόνα 1.14 :: Διάγραμμα ενεργειακών ροών στην Ευρώπη το 2050

Το διάγραμμα Sankey για το 2050, αποτυπώνει τα αποτελέσματα της παραπάνω μελέτης. Σε αυτό τονίζεται η επίδραση της βασικής Ευρωπαϊκής στρατηγικής: μετακίνηση από τα ορυκτά καύσιμα στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, από το πετρέλαιο στον ηλεκτρισμό στον τομέα των μεταφορών και στην αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας, συμπεριλαμβάνοντας την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την εξάπλωση της συμπαράγωγής. Ενώ η συνολική ζήτηση ενέργειας προβλέπεται να μειωθεί κατά 20% την περίοδο 2008-2050, από 13,105 TWh σε 10,755 TWh, η μείωση των ορυκτών καυσίμων συνοδεύεται από την απότομη αύξηση στη χρήση βιομάζας και βιοαερίου. Τα καύσιμα αυτά είναι ιδανικά για τις εφαρμογές συμπαράγωγής. Το 2050, ένα πολύ σημαντικό ποσοστό αυτών, θα

χρησιμοποιείται, σύμφωνα με την έρευνα, σε εγκαταστάσεις συμπαραγωγής. Τα δύο σημαντικότερα στοιχεία που φαίνονται στο διάγραμμα είναι η μείωση στην κατανάλωση πετρελαίου κυρίως λόγω την ηλεκτροποίησης του τομέα των μεταφορών, και η τεράστια μείωση στις απώλειες ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως λόγω των ΑΠΕ και της συμπαραγωγής, ενώ η ίδια μελέτη καταλήγει στο συμπέρασμα πως στην περίπτωση εφαρμογής του σεναρίου αυτού, θα υπάρξει μία μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 85%.

1.5 Σύγχρονες τεχνικές συμπαραγωγής

1.5.1 Εισαγωγή

Με βασικό αλλά ταυτόχρονα πολύ γενικό κριτήριο την προτεραιότητα που δίνεται στην παραγωγή της ηλεκτρικής ή της θερμικής ενέργειας σε ένα σύστημα συμπαραγωγής, υπάρχουν δύο γενικοί χαρακτηρισμοί (13):

- τα συστήματα “κορυφής” (topping systems) και
- τα συστήματα “βάσης” (bottoming systems).

Στα συστήματα “κορυφής”, ρευστό υψηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού, ενώ η αποβαλλόμενη θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται σε θερμικές διεργασίες, θέρμανση χώρων ή ακόμη και για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στα συστήματα “βάσης”, παράγεται πρώτα θερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας (όπως π.χ σε φούρνους χαλυβουργιών, υαλουργιών, εργοστασίων τσιμέντου κ.λ.π) και κατόπιν τα θερμά αέρια διοχετεύονται συνήθως σε λέβητα ανακομιδής θερμότητας, όπου παράγεται ατμός που κινεί αμοστροβιλογεννήτρια. Είναι επίσης δυνατό τα θερμά αέρια να διοχετευτούν σε αεριοστρόβιλο, που κινεί την ηλεκτρογεννήτρια, χωρίς την παρεμβολή λέβητα. Επιγραμματικά, τα πιο διαδεδομένα και ευρέως εφαρμόσιμα συστήματα συμπαραγωγής είναι:

- Συστήματα αμοστροβίλων (απομάστευσης, αντίθλιψης ή σε κύκλο βάσης)
- Συστήματα αεριοστρόβιλων ανοιχτού και κλειστού κύκλου
- Συστήματα με παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης
- Συστήματα συνδυασμένου κύκλου
- Κύκλοι βάσης Rankine με οργανικά ρευστά
- Κυψέλες καυσίμου (fuel cells)
- Μηχανές Stirling
- Τυποποιημένες μονάδες συμπαραγωγής -“πακέτα” (οι οποίες ενσωματώνουν κάποιες από τις προαναφερθείσες τεχνολογίες)

Στη συνέχεια περιγράφονται τα παραπάνω συστήματα συμπαραγωγής. (9)

1.5.2 Συστήματα αμοστροβίλων

Είναι τα πιο διαδεδομένα συστήματα συμπαραγωγής, κατάλληλα για ισχείς 500kW-100MW ή και μεγαλύτερες. Μπορούν να χρησιμοποιήσουν οποιοδήποτε καύσιμο. Ακόμη και στερεά απόβλητα καίγονται σε ειδικούς λέβητες εφοδιασμένους με συστήματα κατακράτησης ή και εξουδετέρωσης ρύπων και τοξικών ουσιών, που δημιουργούνται κατά την καύση. Ο βαθμός απόδοσης φθάνει το 60-85% και δεν πέφτει έντονα κατά τη λειτουργία σε μερικό φορτίο (δηλ. φορτίο μικρότερο του ονομαστικού). Για σύγκριση, υπενθυμίζεται ότι ο βαθμός απόδοσης ενός συμβατικού αμοηλεκτρικού σταθμού βρίσκεται στην περιοχή του 35%. Όμως, ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης είναι χαμηλός (τιμές της τάξεως του 15-20% είναι συνηθισμένες), που συντελεί σε μικρό λόγο ηλεκτρισμού προς θερμότητα. Τα συστήματα αμοστροβίλου έχουν υψηλή αξιοπιστία (ως αξιοπιστία θεωρείται η πιθανότητα να

λειτουργεί ικανοποιητικά ένα σύστημα για δεδομένο χρονικό διάστημα και με προκαθορισμένες συνθήκες), που φτάνει το 95%, υψηλή διαθεσιμότητα (διαθεσιμότητα είναι η πιθανότητα να λειτουργεί ικανοποιητικά ένα σύστημα σε τυχαία χρονική στιγμή), της τάξεως του 90-95%, και μεγάλη διάρκεια ζωής (25-35 έτη). Όμως, ο χρόνος εγκατάστασης είναι σχετικά μεγάλος : 12-18 μήνες για μικρές μονάδες και μέχρι τρία έτη για μεγαλύτερα συστήματα.

Οι τρεις βασικές διατάξεις συστημάτων της κατηγορίας αυτής είναι :

- Συστήματα συμπαραγωγής με αμοστρόβιλο αντίθλιψης
- Συστήματα συμπαραγωγής με αμοστρόβιλο απομάστευσης
- Συστήματα συμπαραγωγής με αμοστρόβιλο σε κύκλο βάσης.

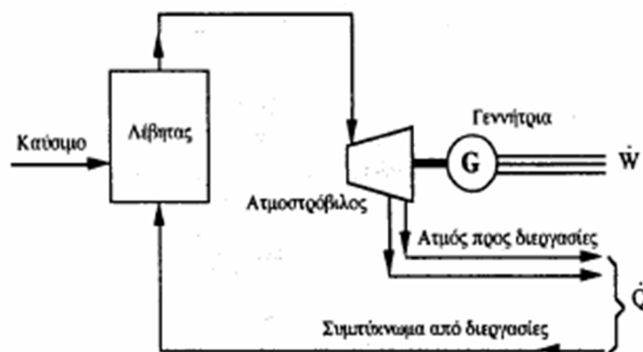
1.5.2.1 Συστήματα συμπαραγωγής με αμοστρόβιλο αντίθλιψης

Ατμός υψηλής πίεσης (20-100 bar) και θερμοκρασίας 480-540 °C παράγεται σε λέβητα με κατανάλωση καυσίμου και χρησιμοποιείται για την κίνηση αμοστρόβιλου, στον άξονα του οποίου είναι συνδεδεμένη ηλεκτρογεννήτρια (Εικόνα 1.15). Ο ατμός βγαίνει από τον στρόβιλο σε πίεση και θερμοκρασία κατάλληλη για τις θερμικές διεργασίες. Ο όρος “αντίθλιψη” οφείλεται στο ότι η πίεση αυτή είναι μεγαλύτερη της ατμοσφαιρικής (3-20 bar). Απομάστευση (δηλ. εξαγωγή) μέρους του ατμού από ενδιάμεσες βαθμίδες του στρόβιλου στις επιθυμητές πιέσεις είναι επίσης

δυνατή. Σε σύγκριση με το σύστημα απομάστευσης, που περιγράφεται παρακάτω, το σύστημα αντίθλιψης έχει τα εξής πλεονεκτήματα :

- απλή μορφή,
- μικρότερο κόστος,
- μειωμένη ή και καθόλου ανάγκη ψυκτικού νερού,
- υψηλότερο βαθμό απόδοσης (περίπου 85%), κυρίως διότι δεν αποβάλλει θερμότητα στο περιβάλλον μέσω ψυγείου.

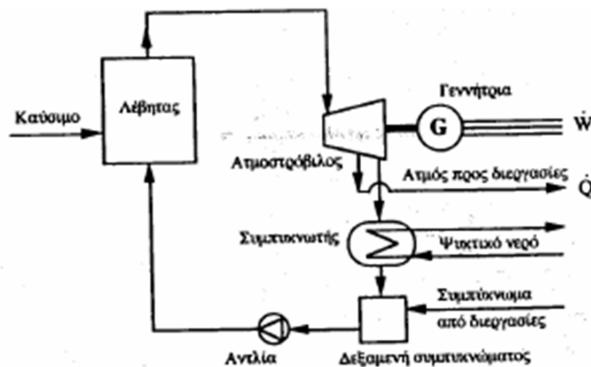
Σημαντικό μειονέκτημά του, όμως, είναι ότι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι στενά συνδεδεμένη με την απαιτούμενη θερμότητα. Έτσι, α) είναι αδύνατη η ανεξάρτητη λειτουργία του αμοηλεκτρικού σταθμού από το δίκτυο θέρμανσης, και β) είναι αναγκαία η αμφίδρομη σύνδεση με το εθνικό δίκτυο ηλεκτρισμού για την κάλυψη πρόσθετων αναγκών ή για τη διοχέτευση της πιθανής περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα 1.15 : Σύστημα συμπαραγωγής με αμοστρόβιλο αντίθλιψης

1.5.2.2 Συστήματα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευσης

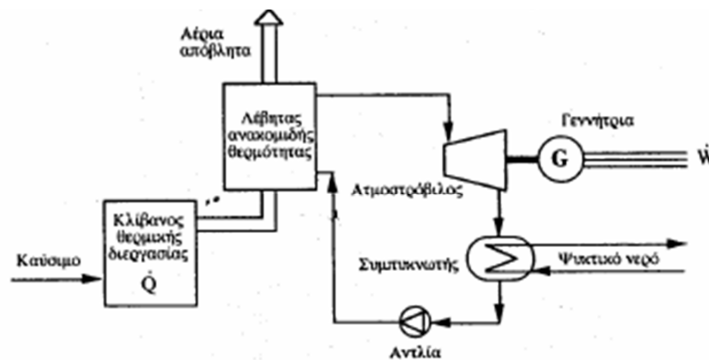
Μέρος του ατμού απομαστεύεται από μία ή περισσότερες ενδιάμεσες βαθμίδες του στροβίλου στις επιθυμητές πιέσεις, ενώ ο υπόλοιπος εκτονώνεται μέχρι την πίεση του συμπυκνωτή (λέγεται και ψυγείο ατμού) που είναι 0,05-0,10 bar (Εικόνα 1.16). Τα συστήματα απομάστευσης είναι ακριβότερα και έχουν μικρότερο βαθμό απόδοσης (περίπου 80%) από τα συστήματα αντίθλιψης. Όμως, έχουν τη δυνατότητα ανεξάρτητης (μέσα σε ορισμένα όρια) ρύθμισης της ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος (και επομένως της τιμής του λόγου ηλεκτρισμού προς θερμότητα PHR). Αυτό επιτυγχάνεται με ρύθμιση της ολικής παροχής ατμού και επομένως της παροχή ατμού προς τον συμπυκνωτή.



Εικόνα 1.16 : Σύστημα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευσης

1.5.2.3 Συστήματα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο σε κύκλο βάσης

Αρκετές βιομηχανίες (π.χ χαλυβουργεία, ναλουργεία, κεραμουργεία, εργοστάσια τσιμέντου, εργοστάσια αλουμινίου, διυλιστήρια πετρελαίου, κ.λ.π) έχουν αέρια απόβλητα υψηλής θερμοκρασίας. Μετά τη θερμική διεργασία, τα αέρια αυτά μπορούν να περάσουν μέσα από λέβητα ανακομιδής θερμότητας, όπου παράγεται ατμός που κινεί μια ατμοστροβιλογεννήτρια. Έτσι, η μονάδα παραγωγής θερμότητας μετατρέπεται σε σύστημα συμπαραγωγής με κύκλο βάσης (Εικόνα 1.17). Τυπική περιοχή τιμών του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης είναι 5-15%. Ο βαθμός απόδοση είναι χαμηλός, αλλά ο ηλεκτρισμός παράγεται από θερμότητα που διαφορετικά θα χανόταν, χωρίς πρόσθετη κατανάλωση καυσίμου.



Εικόνα 1.17 : Σύστημα συμπαραγωγής με κύκλο βάσης ατμού

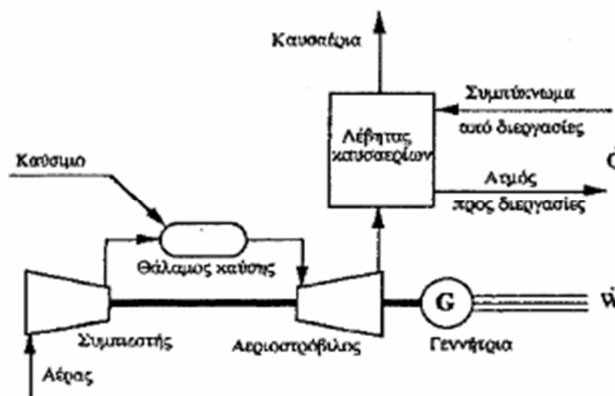
1.5.3 Συστήματα αεριοστρόβιλων

Υπάρχουν δύο βασικές διατάξεις: ανοικτού και κλειστού κύκλου.

1.5.3.1 Συστήματα αεριοστρόβιλου ανοικτού κύκλου

Οι περισσότερες αεριοστροβλικές μονάδες είναι ανοικτού τύπου (Εικόνα 1.18): αέρας αναρροφάται από την ατμόσφαιρα, συμπιέζεται και οδηγείται στο θάλαμο καύσης. Τα καυσαέρια αποτονώνονται στον αεριοστρόβιλο (που κινεί τη γεννήτρια), από τον οποίο βγαίνουν με θερμοκρασία 300-600 °C. Η σημαντική ισχύς που απαιτείται για την κίνηση του συμπιεστή και η υψηλή θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων είναι οι κύριες αιτίες του μικρού βαθμού απόδοσης ενός τέτοιου συστήματος ηλεκτρο-παραγωγής (25-35% και σε σύγχρονες προηγμένες μονάδες 40%). Η υψηλή θερμοκρασία των καυσαερίων κάνει τις μονάδες αυτές ιδανικές για συμπαραγωγή, γεγονός που αυξάνει τον βαθμό απόδοσης στο 60-80%. Υπάρχουν δύο βασικοί τρόποι εκμετάλλευσης της θερμότητας των καυσαερίων :

- Άμεση χρήση σε θερμικές διεργασίες (θέρμανση, ξήρανση, κ.λ.π.)
- Διοχέτευση των καυσαερίων σε λέβητα ανακομιδής θερμότητας (λέγεται και λέβητας καυσαερίων). Εκεί παράγεται ατμός υψηλών χαρακτηριστικών, που είναι κατάλληλος όχι μόνο για θερμικές διεργασίες αλλά και για την κίνηση ατμοστροβίλου συνδεδεμένου με γεννήτρια ή άλλο μηχάνημα (σύστημα συνδυασμένου κύκλου).



Εικόνα 1.18 : Σύστημα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου

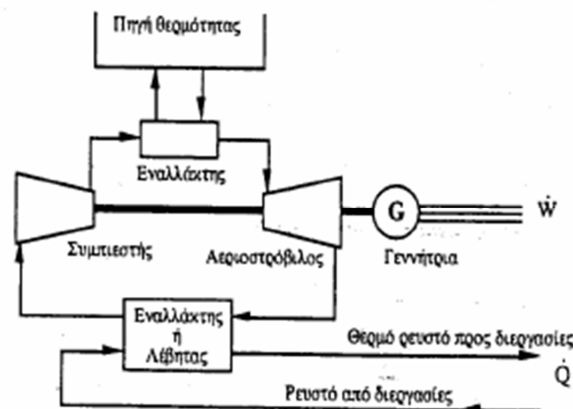
Τα συστήματα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου έχουν ισχύ 100kW-100MW. Λειτουργούν συνήθως με φυσικό αέριο ή ελαφρά αποστάγματα πετρελαίου (π.χ καύσιμο Diesel), ενώ ευοίωνες παρουσιάζονται οι προοπτικές για χρήση γαιανθράκων σε εξαεριωμένη μορφή. Μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν καύσιμα αέρια, που παράγονται, π.χ, κατά την καταλυτική σχάση υδρογονανθράκων σε διωλιστήρια πετρελαίου.

Γενικά, πάντως, χρειάζεται προσοχή, επειδή τα πτερύγια του αεριοστρόβιλου είναι εκτεθειμένα στα προϊόντα της καύσης, τα προϊόντα αυτά πρέπει να μην έχουν συστατικά που προκαλούν διάβρωση (νάτριο, κάλιο, ασβέστιο, βανάδιο, θείο κ.λ.π) και τα στερεά σωματίδια πρέπει να είναι αρκετά μικρού μεγέθους ώστε να μην προκαλούν φθορά κατά την πρόσκρουσή τους στα πτερύγια. Εάν το καυσαέριο περιέχει τέτοια συστατικά, πρέπει να καθαρισθεί με ειδικές διατάξεις, πριν οδηγηθεί στον αεριοστρόβιλο. Είναι επίσης ενδεχόμενο, το καύσιμο να χρειασθεί καθαρισμό, πριν από την εισαγωγή του στο θάλαμο καύσης.

Ο χρόνος εγκατάστασης των συστημάτων συμπαραγωγής αεριοστρόβιλων είναι 9-14 μήνες για ισχύς μέχρι 7MW και φθάνει τα δύο έτη για μεγαλύτερες μονάδες. Η αξιοπιστία και η μέση ετήσια διαθεσιμότητα συστημάτων αεριοστρόβιλου, που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο, είναι συγκρίσιμες με εκείνες των συστημάτων ατμοστρόβιλου. Οι μονάδες που λειτουργούν με υγρό καύσιμο απαιτούν πιο συχνές συντηρήσεις, με συνέπεια τη χαμηλότερη διαθεσιμότητα. Η χρήσιμη διάρκεια ζωής είναι 15-20 έτη και μπορεί να μειωθεί σημαντικά από καύσιμο κακής ποιότητας ή ανεπαρκή συντήρηση. Σε σύγκριση με τα συστήματα ατμοστρόβιλου, τα συστήματα αεριοστρόβιλου ανοικτού κύκλου έχουν υψηλότερο ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης, τόσο στο πλήρες φορτίο, όσο και σε μερικό φορτίο, αλλά η μείωσή του σε μερικό φορτίο είναι πιο έντονη. Επίσης, ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα είναι υψηλότερος.

1.5.3.2 Συστήματα αεριοστρόβιλου κλειστού κύκλου

Στα συστήματα κλειστού κύκλου (Εικόνα 1.19), το εργαζόμενο ρευστό (συνήθως ήλιο ή αέρας) κυκλοφορεί σε κλειστό κύκλωμα. Θερμαίνεται μέχρι την κατάλληλη θερμοκρασία σε εναλλάκτη θερμότητας, πριν από την είσοδο στον αεριοστρόβιλο, και ψύχεται μετά την έξοδό του από αυτόν. Καθώς το ρευστό δεν συμμετέχει στην καύση, διατηρείται καθαρό και έτσι αποφεύγεται η μηχανική και η χημική διάβρωση του αεριοστρόβιλου από τα προϊόντα της καύσης. Η εξωτερική καύση επιτρέπει τη χρήση οποιουδήποτε καυσίμου στα συστήματα αυτά: άνθρακα, απόβλητα βιομηχανιών ή πόλεων, βιομάζα, υγρά ή αέρια καύσιμα παραγόμενα από βιομάζα, κ.λ.π.. Πυρηνική ή ηλιακή ενέργεια μπορούν επίσης να αποτελέσουν πηγή θερμότητας.



Εικόνα 1.19 : Σύστημα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο κλειστού κύκλου

Στην Ευρώπη και στην Ιαπωνία λειτουργούν συστήματα αυτού του τύπου με ισχύεις από 2-50MW, ο αριθμός τους όμως είναι περιορισμένος. Μετά την απόκτηση αρκετής εμπειρίας, η αξιοπιστία των συστημάτων κλειστού κύκλου προβλέπεται ότι θα είναι τουλάχιστον ίση με εκείνη των συστημάτων ανοικτού κύκλου, ενώ η διαθεσιμότητα θα είναι υψηλότερη χάρη στις μικρότερες απαιτήσεις συντήρησης, που οφείλονται στην καθαρότητα του εργαζόμενου ρευστού. Ο βαθμός απόδοσης και ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα βρίσκονται περίπου στα ίδια επίπεδα με εκείνα των συστημάτων ανοικτού κύκλου. Τα συστήματα κλειστού κύκλου έχουν το πλεονέκτημα ότι ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης δεν μειώνεται σε μερικό φορτίο. Ο ολικός βαθμός απόδοσης σε μερικό φορτίο εξαρτάται κυρίως από τον βαθμό απόδοσης της πηγής θερμότητας.

1.5.4 Συστήματα με παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης

Διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες:

- Μονάδες μικρής κλίμακας με αεριομηχανή (15-1000kW) ή κινητήρα Diesel (75-1000kW),
- Συστήματα μέσης ισχύος(1000-6000kW) με αεριομηχανή ή κινητήρα Diesel,
- Συστήματα μεγάλης ισχύος (άνω των 6000kW) με κινητήρα Diesel.

Αεριομηχανές (Gas engines) ονομάζονται οι παλινδρομικές μηχανές εσωτερικής καύσης που λειτουργούν με αέριο καύσιμο, π.χ φυσικό αέριο, βιοαέριο, κ.λ.π. Όπως και στην περίπτωση των αεριοστρόβιλων, τα καυσαέρια των κινητήρων βρίσκουν είτε άμεση είτε έμμεση χρήση. Η θερμοκρασία των καυσαερίων είναι 300-400°C, δηλαδή αισθητά χαμηλότερη από εκείνη του αεριοστρόβιλου, γι' αυτό και κάνει πιο συχνή την ανάγκη για συμπληρωματική θερμότητα. Αυτή αποκτάται είτε με τοποθέτηση καυστήρα και προσαγωγή αέρα για καύση συμπληρωματικού καυσίμου στον λέβητα καυσαερίων, είτε με εγκατάσταση βοηθητικού λέβητα. Οι μεγάλοι κινητήρες προσφέρουν τη δυνατότητα συνδυασμένου κύκλου.

Η Εικόνα 1.20 απεικονίζει ένα γενικό διάγραμμα ροής τέτοιου συστήματος, χωρίς να αποτελεί τη μόνη δυνατή διάταξη. Ο κινητήρας κινεί τη γεννήτρια. Τέσσερις εναλλάκτες ανακτούν θερμότητα από ρευστά που έχουν σχέση με τη λειτουργία της μηχανής: ψυγείο λαδιού, ψυγείο νερού (του κλειστού κυκλώματος του κινητήρα), ψυγείο αέρα υπερπλήρωσης και εναλλάκτης ανακομιδής θερμότητας από τα καυσαέρια του κινητήρα (ή λέβητας καυσαερίων). Με τη θερμότητα αυτή θερμαίνεται το νερό που προορίζεται για διάφορες χρήσεις. Σε συστήματα μέσης και μεγάλης ισχύος, η θερμότητα επαρκεί και για την παραγωγή ατμού. Οι μικροί κινητήρες δεν έχουν ψυγείο λαδιού. Εξάλλου, όταν ο κινητήρας δεν είναι εφοδιασμένος με στροβιλοπληρωτή (σε μονάδες προς το κάτω όριο της περιοχής ισχύος), δεν υπάρχει ψυγείο αέρα υπερπλήρωσης. Η συγκέντρωση ισχύος του κινητήρα αυξάνει με υπερπλήρωση του θαλάμου καύσης. Ο στροβιλοπληρωτής (λέγεται και ζεύγος υπερπλήρωσης) αποτελείται από αεριοστρόβιλο, που κινείται με τα καυσαέρια του κινητήρα και κινεί φυγοκεντρικό αεροσυμπιεστή. Εξαιτίας της υψηλής θερμοκρασίας εξόδου από τον στροβιλοπληρωτή (120-140 °C), ο αέρας έχει χαμηλή πυκνότητα. Για να αυξηθεί ο βαθμός πληρότητας των κυλίνδρων, ο αέρας ψύχεται σε ειδικό ψυγείο προσφέροντας θερμότητα στο νερό χρήσης.

Η ελάχιστη επιτρεπτή θερμοκρασία των καυσαερίων στην έξοδο του εναλλάκτη εξαρτάται από την περιεκτικότητα του καυσίμου σε θείο. Για καύσιμο Diesel, το όριο είναι 160-170 °C, ενώ για φυσικό αέριο είναι 90-100 °C. Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης μικρών και μεσαίων κινητήρων είναι 35-45%, ενώ σε σύγχρονους μεγάλους κινητήρες φθάνει το 50%. Ο ολικός βαθμός απόδοσης βρίσκεται στην περιοχή του 80%. Τα από τα πλεονεκτήματα των συστημάτων αυτών είναι τα εξής :

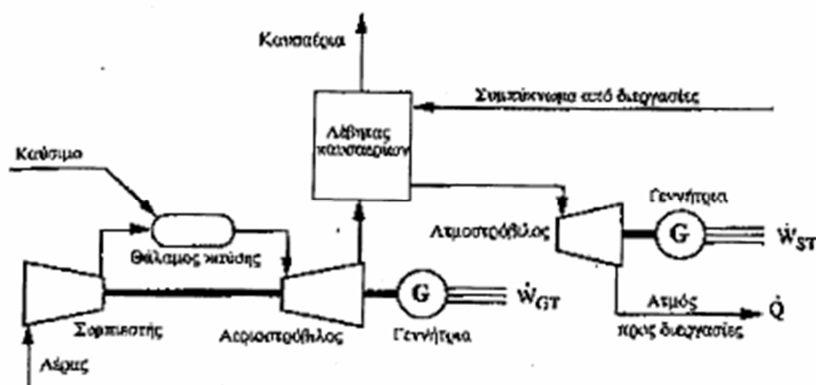
α) ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης όχι μόνο είναι υψηλός, αλλά και πολύ λίγο επηρεάζεται από τις μεταβολές φορτίου,

β) η απόκριση του συστήματος στις μεταβολές φορτίου είναι ταχύτατη, χωρίς να παρουσιάζεται έντονη αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου κατά τις μεταβατικές περιόδους.

Η διάρκεια ζωής είναι 15-20 έτη και εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας, την ποιότητα του καυσίμου και την ποιότητα της συντήρησης. Οι παλινδρομικοί κινητήρες απαιτούν τακτικότερη συντήρηση απ' ό,τι άλλα συστήματα με αποτέλεσμα μικρότερη μέση ετήσια διαθεσιμότητα : 80-90%.

1.5.5 Συστήματα συνδυασμένου κύκλου

Ο όρος “συνδυασμένος κύκλος” αναφέρεται σε συστήματα με δύο θερμοδυναμικούς κύκλους, οι οποίοι συνδέονται μεταξύ τους με κάποιο εργαζόμενο ρευστό και λειτουργούν σε διαφορετικές θερμοκρασίες. Ο κύκλος υψηλής θερμοκρασίας (κορυφής) αποβάλλει θερμότητα, που ανακτάται και χρησιμοποιείται από τον κύκλο χαμηλής θερμοκρασίας (βάσης) για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας, αυξάνοντας έτσι τον βαθμό απόδοσης. Τα πιο διαδεδομένα συστήματα συνδυασμένου κύκλου είναι εκείνα με συνδυασμό αεριοστροβίλου-ατμοστροβίλου (κύκλοι Joule-Rankine). Η Εικόνα 1.21 δείχνει τα βασικά στοιχεία ενός τέτοιου συστήματος.



Εικόνα 1.21 : Σύστημα συμπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου με ατμοστρόβιλο αντίθληψης

Η υψηλή περιεκτικότητα οξυγόνου στα καυσαέρια του αεριοστροβίλου (περίπου 17%) επιτρέπει την καύση συμπληρωματικού καυσίμου στον λέβητα καυσαερίων, εάν κριθεί αναγκαία για την αύξηση ισχύος του συστήματος. Η συμπληρωματική καύση αυξάνει το βαθμό απόδοσης του συστήματος κατά τη λειτουργία σε μερικό φορτίο, αλλά κάνει την εγκατάσταση και ιδιαίτερα τις διατάξεις ρύθμισης και ελέγχου πιο περίπλοκες.

Η ισχύς των συστημάτων συνδυασμένου κύκλου κυμαίνεται συνήθως στην περιοχή 20-400MW, ενώ κατασκευάζονται επίσης μικρότερες μονάδες με ισχύ 4-11MW. Η συγκέντρωση ισχύος (ισχύς ανά μονάδα όγκου) των συστημάτων αυτών είναι υψηλότερη από τη συγκέντρωση ισχύος των συστημάτων απλού κύκλου αεριοστρόβιλου (Joule) ή αμμοστρόβιλου (Rankine). Ως προς τα καύσιμα ισχύει ότι αναφέρθηκε για τα συστήματα αεριοστρόβιλου.

Ο χρόνος εγκατάστασης είναι 2-3 έτη. Είναι δυνατή η ολοκλήρωση της εγκατάστασης σε δύο στάδια : εγκαθίσταται πρώτα η μονάδα αεριοστρόβιλου, που μπορεί να είναι έτοιμη για λειτουργία σε 12-18 μήνες. Ενώ αυτή λειτουργεί, συμπληρώνεται το σύστημα με τη μονάδα του αμμοστρόβιλου. Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης βρίσκεται συνήθως στην περιοχή του 35-45%, ενώ ο ολικός βαθμός απόδοσης είναι 70-88%. Λειτουργία σε μερικό φορτίο έχει αρνητική επίδραση στον βαθμό απόδοσης του συστήματος. Η αξιοπιστία των συστημάτων συνδυασμένου κύκλου είναι 80-85%, η μέση ετήσια διαθεσιμότητα 77-85% και ο οικονομικός χρόνος ζωής 15-25 έτη.

Είναι επίσης δυνατός ο συνδυασμός κύκλου Diesel με κύκλο Rankine. Η διάταξη μοιάζει με εκείνη στην Εικόνα 1.21, όπου η μονάδα συμπιεστή – θαλάμου καύσης αεριοστρόβιλου αντικαθίσταται από τον κινητήρα Diesel και τους εναλλάκτες θερμότητας που τον συνοδεύουν.

1.5.6 Κύκλοι βάσης *Rankine* με οργανικά ρευστά

Στον κύκλο βάσης της Εικόνα 1.17 εργαζόμενο μέσο είναι το νερό, που εξατμίζεται με ανάκτηση θερμότητας από αέρια υψηλής θερμοκρασίας (600°C ή και υψηλότερη).

Η παραγωγή ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας με ανάκτηση θερμότητας χαμηλής θερμοκρασίας (80-300°C) είναι δυνατή εάν χρησιμοποιηθούν οργανικά ρευστά, π.χ τολουένη, που έχουν θερμοκρασία βρασμού αρκετά μικρότερη εκείνης του νερού. Έτσι, πηγές θερμότητας μπορούν να είναι η ηλιακή ενέργεια, βιομηχανικά απόβλητα, γεωθερμική ενέργεια, καυσαέρια ή θερμότητα ψύξης μηχανών, κ.λ.π.

Η ισχύς των συστημάτων αυτών κυμαίνεται στην περιοχή 2 kW-10 MW. Ο βαθμός απόδοσης είναι μικρός, 10-30%, αλλά σημασία έχει το γεγονός ότι ένα τέτοιο σύστημα παράγει πρόσθετη ισχύ χωρίς να ξοδεύει καύσιμο. Από κατασκευαστικής πλευράς, χρειάζεται ιδιαίτερη προσοχή στην επιλογή των υλικών, ώστε να μην παθαίνουν διάβρωση από το οργανικό ρευστό (π.χ χρήση ανοξείδωτου χάλυβα), και στη στεγανότητα των στοιχείων του συστήματος, ώστε να μην διαφεύγει το οργανικό ρευστό στην ατμόσφαιρα.

Ο χρόνος εγκατάστασης μικρών συστημάτων (μέχρι 50 kW), και ιδιαίτερα εκείνων που είναι κατάλληλα για χρήση στον εμπορικό-κτιριακό τομέα, είναι 4-8 μήνες, ενώ για μεγαλύτερες μονάδες είναι 1-2 έτη. Καθώς η τεχνολογία αυτή είναι σχετικά νέα, δεν υπάρχουν αρκετές πληροφορίες για την αξιοπιστία των συστημάτων. Εκτιμάται ότι η μέση ετήσια διαθεσιμότητά τους είναι 80-90%. Η αναμενόμενη διάρκεια ζωής τους είναι περίπου 20 έτη.

1.5.7 Κυψέλες καυσίμου

Η κυψέλη καυσίμου (fuel cell) είναι μια ηλεκτροχημική συσκευή, που μετατρέπει τη χημική ενέργεια του καυσίμου σε ηλεκτρισμό χωρίς τη μεσολάβηση της καύσης. Στη βασική της μορφή λειτουργεί ως εξής : υδρογόνο και οξυγόνο αντιδρούν με την παρουσία ηλεκτρολύτη και παράγουν νερό, ενώ ταυτόχρονα αναπτύσσεται ένα ηλεκτροχημικό δυναμικό που προκαλεί ροή ηλεκτρικού ρεύματος στο εξωτερικό κύκλωμα (φορτίο). Καθώς η αντίδραση είναι εξώθερμη, παράγεται θερμότητα που μπορεί να χρησιμοποιηθεί ωφέλιμα.

Το απαιτούμενο υδρογόνο παράγεται από ορυκτά καύσιμα και συνήθως μεθάνιο(CH_4), που αποτελεί το κύριο συστατικό του φυσικού αερίου. Ορισμένοι τύποι κυψελών μπορούν να λειτουργήσουν επίσης και με διοξείδιο του άνθρακα ή υδρογονάνθρακες.

Πρόκειται για τεχνολογία που βρίσκεται στο στάδιο της έρευνας και ανάπτυξης. εν είναι πλατιά γνωστή και διαδεδομένη ακόμη αλλά έχει πολύ καλές προοπτικές εφαρμογών στη συμπαραγωγή. Οι κυψέλες καυσίμου είναι κατάλληλες για συμπαραγωγή στον βιομηχανικό και εμπορικό-κτιριακό τομέα (ιδιαίτερα σε συνδυασμό με το φυσικό αέριο).

Κύρια πλεονεκτήματά τους είναι τα ακόλουθα :

- αρθρωτή (modular) δομή, που διευκολύνει την κατασκευή μονάδων με την επιθυμητή ισχύ,
- διατήρηση υψηλού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης ακόμα και σε μερικό φορτίο (δηλ. φορτίο μικρότερο του ονομαστικού),
- ευκολία αυτοματισμού,
- χαμηλές εκπομπές ρύπων,
- χαμηλή στάθμη θορύβου.

Οι χαμηλές εκπομπές ρύπων και η χαμηλή στάθμη θορύβου κάνουν τις κυψέλες καυσίμου πιο κατάλληλες από άλλα συστήματα για εγκατάσταση και λειτουργία σε κατοικημένες περιοχές και σε κτίρια όπως ξενοδοχεία, νοσοκομεία, κ.λ.π. Μειονεκτήματα, που εμποδίζουν προς το παρόν την πλατιά διάδοσή τους, είναι :

- το υψηλό κόστος κατασκευής και
- η σχετικά μικρή διάρκεια ζωής.

Οι προσπάθειες για αντιμετώπιση των προβλημάτων αυτών συνεχίζονται με προγράμματα έρευνας και ανάπτυξης καθώς και με κατασκευή επιδεικτικών μονάδων.

1.5.8 Μηχανές Stirling

Η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας είναι επίσης δυνατή με μηχανές Stirling. Η τεχνική αυτή δεν έχει ακόμα αναπτυχθεί και διαδοθεί αρκετά, αλλά το ενδιαφέρον για την ανάπτυξή της έχει αυξηθεί τελευταία, χάρη στα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει σε σύγκριση με συστήματα κινητήρων Diesel, αεριοστροβίλων ή ατμοστροβίλων: δυνατότητα υψηλότερου βαθμού απόδοσης, μεγαλύτερη ευελιξία

καυσίμου, καλή συμπεριφορά σε μερικό φορτίο, χαμηλές εκπομπές ρύπων, χαμηλή στάθμη θορύβου και κραδασμών.

Καθώς τα συστήματα βρίσκονται στο στάδιο της ανάπτυξης, δεν υπάρχουν συγκεντρωμένα στοιχεία για τη διαθεσιμότητα και την αξιοπιστία τους, αναμένεται όμως ότι θα είναι συγκρίσιμη με εκείνη των κινητήρων Diesel. Χάρη στην εξωτερική καύση και στον κλειστό κύκλο λειτουργίας, τα κινούμενα μέρη του κινητήρα δεν εκτίθενται στα προϊόντα της καύσης με αποτέλεσμα οι φθορές να είναι περιορισμένες. Όμως, απαιτούνται στεγανωτικές διατάξεις για την αποφυγή διαρροών τόσο του αερίου υψηλής πίεσης προς το εξωτερικό του κυλίνδρου, όσο και του λιπαντικού λαδιού προς το εσωτερικό του κυλίνδρου. Η κατασκευή αποτελεσματικών διατάξεων με ικανοποιητική διάρκεια ζωής είναι ένα από τα προβλήματα που πρέπει να αντιμετωπιστούν.

Η εξωτερική καύση στις μηχανές Stirling επιτρέπει τη χρήση διαφόρων καυσίμων: υγρά ή αέρια καύσιμα, αέρια ή υγρά προερχόμενα από άνθρακα, καύσιμα προερχόμενα από βιομάζα, ακόμη και απορρίμματα μπορούν να χρησιμοποιηθούν. Επιπλέον, είναι δυνατή η αλλαγή καυσίμου χωρίς διακοπή της λειτουργίας ή μετατροπή των ρυθμίσεων του κινητήρα.

1.5.9 Τυποποιημένες μονάδες συμπαραγωγής “πακέτα”

Μεγάλη ώθηση στη διάδοση της συμπαραγωγής αναμένεται ότι θα δώσει η μαζική παραγωγή τυποποιημένων μονάδων σε μορφή πακέτου με ηλεκτρική ισχύ 10-1000kW.

1.5.9.1 Συστήματα συμπαραγωγής μικρής κλίμακας

Η Ευρωπαϊκή Οδηγία για τη Συμπαραγωγή (ΟΔΗΓΙΑ 2004/8/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 11^{ης} Φεβρουαρίου 2004 για την προώθηση της Συμπαραγωγής ενέργειας βάσει της ζήτησης για χρήσιμη θερμότητα στην εσωτερική αγορά ενέργειας και για την τροποποίηση της οδηγίας 92/42/ΕΟΚ»), η οποία έχει πλέον ενσωματωθεί και στην ελληνική νομοθεσία (βλ. και Νόμο 3468/2006), ορίζει ως μικρά συστήματα συμπαραγωγής, μονάδες με ηλεκτρική ισχύ μικρότερη του 1 MWe και πολύ μικρά συστήματα συμπαραγωγής (“μίνι” συμπαραγωγή), μονάδες με ηλεκτρική ισχύ έως 50 kWe.

Τα μικρής κλίμακας συστήματα συμπαραγωγής χρησιμοποιούνται συνήθως ως συσκευές θέρμανσης παρέχοντας θέρμανση χώρων και ζεστού νερού χρήσης σε κατοικίες και εμπορικά κτίρια όπως και οι συμβατικοί λέβητες. Αντίθετα όμως με τους λέβητες, τα μικρής κλίμακας συστήματα συμπαραγωγής παράγουν ηλεκτρισμό μαζί με θερμότητα σε πολύ υψηλές αποδόσεις εξασφαλίζοντας εξοικονόμηση καυσίμου, μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και μείωση του κόστους λειτουργίας. Οι περισσότερες μονάδες λειτουργούν παράλληλα με το δίκτυο, έτσι ώστε το κτίριο να καλύπτει τις ανάγκες του σε ηλεκτρισμό από το δίκτυο ηλεκτρικού ρεύματος, αλλά και ταυτόχρονα να πωλεί στο δίκτυο, το ηλεκτρικό ρεύμα που παράγει. Η θερμότητα από τα μικρής κλίμακας συστήματα συμπαραγωγής χρησιμοποιείται είτε για θέρμανση χώρων και νερού, είτε (πιθανόν) για κλιματισμό.

1.5.9.2 Τεχνολογίες και καύσιμα που χρησιμοποιούνται σε μικρής κλίμακας συστήματα συμπαραγωγής

Ένα βασικό χαρακτηριστικό των μικρών σε κλίμακα συστημάτων συμπαραγωγής είναι η ευκολία εγκατάστασης και χρήσης. Παραδίδονται έτοιμα για λειτουργία σε ηχομονωτικό κέλυφος μεγέθους παραπλήσιο με ένα κοινό λέβητα και το μόνο που χρειάζονται είναι συνδέσεις για νερό, ηλεκτρισμό και καύσιμο. Διάφορες συμβατικές και μη τεχνολογίες έχουν αναπτυχθεί για εφαρμογή σε μικρής κλίμακας συστήματα συμπαραγωγής. Ενώ τα παλινδρομικά συστήματα είναι ήδη εμπορικά, οι μηχανές Stirling, οι μικρο-στρόβιλοι αερίου και τα συστήματα ORC (Organic Rankine Cycle Systems) πρόκειται να δοθούν σύντομα στην αγορά, αφού υπάρχει ένας σημαντικός αριθμός επιτυχημένων επιδεικτικών έργων σε διάφορες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, όπως η Αυστρία. Κυψέλες καυσίμου (πολυμερούς ηλεκτρολύτη και στερεού οξειδίου καυσίμου) είναι ακόμα σε πειραματικό στάδιο, με κάποιο αριθμό πιλοτικών εγκαταστάσεων.

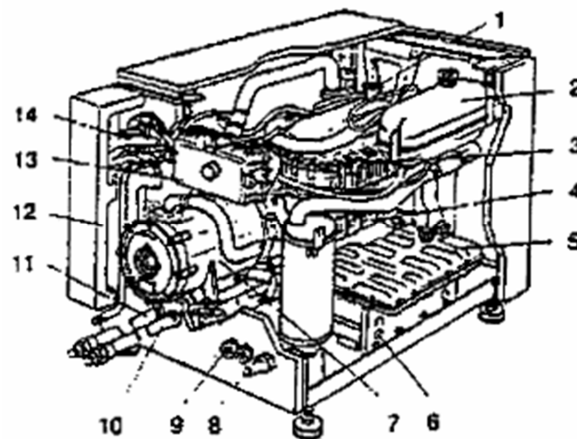
Μέχρι τώρα, η χρήση των συμβατικών καυσίμων (φυσικό αέριο, υγραέριο, πετρέλαιο) είναι συνηθέστερη στα μικρής κλίμακας συστήματα συμπαραγωγής. Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια διερευνάται η χρήση βιοντίζελ και κραμβέλαιου στις μηχανές ντίζελ. Η ανάπτυξη των συστημάτων συμπαραγωγής μικρής κλίμακας, παρουσιάζει σημαντικό ενδιαφέρον σε ευαίσθητες οικολογικά περιοχές ιδιαίτερα όταν γίνεται χρήση κραμβέλαιου ή βιοντίζελ, λόγω της εξαιρετικής βιοαποικοδομισιμότητας και της χαμηλής τοξικότητάς τους. Τέτοιου είδους συστήματα, αφ' ενός μεν, έχουν μεγάλη αποδοτικότητα, αφετέρου δε, δεν παράγουν απευθείας ρύπους (εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα) συμβάλλοντας έτσι στην εξασφάλιση αειφόρου ενέργειας.

Οι εφαρμογές ψύξης, που βασίζονται σε μικρής κλίμακας συστήματα συμπαραγωγής και συστήματα απορρόφησης, χρήζουν ευρύτερης διερεύνησης, ώστε τελικά να γίνουν γνωστές στις ανταγωνιστικές αγορές.

1.5.9.3 Τεχνικά χαρακτηριστικά “πακέτων”

Στα πακέτα συμπαραγωγής με παλινδρομικό κινητήρα το 27-35% της ενέργειας του καυσίμου μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό και το 50-55% σε θερμότητα. Επομένως, ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα είναι 0,5-0,7, ενώ ο ολικός βαθμός απόδοσης φτάνει το 80%. Η συντήρησή τους είναι απλή, π.χ. ένα micro-ehp σύστημα γνωστής εταιρείας χρειάζεται συντήρηση κάθε 3.500 ώρες λειτουργίας. Καθώς η διάδοση των μονάδων αυτών έχει αρχίσει σχετικά πρόσφατα, δεν υπάρχουν πολλά δημοσιευμένα στοιχεία γύρω από την αξιοπιστία και τη διαθεσιμότητά τους. Σχετική μελέτη έδειξε έναν μέσο όρο διαθεσιμότητας 79% με τυπική απόκλιση 22,9%. Η διαθεσιμότητα των μονάδων με επιμελημένη κατασκευή και συντήρηση φτάνει το 90%. Σημαντική συμβολή στο σημείο αυτό έχει ο αυτόματος έλεγχος της λειτουργίας των μονάδων. Μικροεπεξεργαστές, εγκατεστημένοι στο χώρο όπου βρίσκεται η μονάδα, παρακολουθούν τις τιμές κρίσιμων παραμέτρων και μεταβιβάζουν τις σχετικές πληροφορίες, μέσω αποκλειστικής τηλεφωνικής γραμμής, σε κεντρικό ηλεκτρονικό υπολογιστή. Όταν η εξέλιξη των τιμών ορισμένων παραμέτρων δείχνει επερχόμενη βλάβη, ειδοποιείται η ομάδα συντήρησης, που επεμβαίνει πριν ακόμη η βλάβη εκδηλωθεί.

Η Εικόνα 1.22 δείχνει μία μονάδα μικρής ισχύος.



Εικόνα 1.22 : Τυποποιημένη μονάδα συμπαραγωγής Fiat TOTEM 15kW

- 1 Κινητήρας Fiat 127 8 Εξαγωγή καυσαερίου
- 2 Δοχείο νερού 9 Ηλεκτρική σύνδεση
- 3 Εναλλάκτης καυσαερίων /νερού 10 Εξαγωγή θερμού νερού
- 4 Εναλλάκτης λαδιού /νερού 11 Εισαγωγή κρύου νερού
- 5 Ελαιολεκάνη 12 Θερμική και ηχητική μόνωση
- 6 Εναλλάκτης νερού /νερού 13 Εισαγωγή αέρα
- 7 Ηλεκτρογεννήτρια 14 Εισαγωγή φυσικού αερίου

Ο Πίνακας 1.5 συγκεντρώνει τα κύρια τεχνικά χαρακτηριστικά των προαναφερθέντων μονάδων.

Σύστημα	Ηλεκτρική ισχύς (MW)	Μέση ετήσια διαθεσιμότητα (%)	Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης (%)		Ολικός βαθμός απόδοσης (%)	Λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα
			πλήρες φορτίο	φορτίο 50%		
Ατμοστρόβιλος	0,5-100*	90-95	14-30	13-25	60-85	0,1-0,3
Αεριοστρόβιλος ανοικτού κύκλου	0,1-100	90-95	20-35	15-29	60-80	0,5-0,8
Αεριοστρόβιλος κλειστού κύκλου	0,5-100	90-95	30-35	30-35	60-80	0,5-0,8
Συνδυασμένου κύκλου	4-100*	77-85	35-45	25-35	70-88	0,6-1,1
Κινητήρας Diesel	0,07-40	80-90	35-45	32-40	60-80	1,2-1,4
Κυψέλες καυσίμου	0,04-50	90-92	37-45	37-45	85-90	0,8-1,0
Μηχανές Stirling	0,003-1,5	85-90	35-50	34-49	60-80	1,2-1,7
Πακέτο με παλινδρομικό κινητήρα	0,0015-2	80-85	27-35	25-32	60-80	0,5-0,7

(*Η τιμή των 100MW είναι το πιο συνηθισμένο άνω όριο σε βιομηχανικές εφαρμογές. Συστήματα του είδους αυτού κατασκευάζονται και με μεγαλύτερες ισχύεις

Πίνακας 1.5 : Σύγκριση τεχνικών χαρακτηριστικών συμπαραγωγικών μονάδων

1.6 DER – CAM / GAMS

1.6.1 Εισαγωγή στο GAMS

Τη δεκαετία του '50 και του '60 με την ανάπτυξη των αλγορίθμων και των υπολογιστών άρχισαν να λύνονται πολύπλοκα μαθηματικά προβλήματα. Παρόλα αυτά, τα μοντέλα τα οποία σχεδιάζονταν για την επίλυση τέτοιων προβλημάτων, ήταν ιδιαίτερα σύνθετα τόσο στη σχεδίαση και τον εντοπισμό των σφαλμάτων τους όσο και στην ίδια τους την λειτουργία. Οι εφαρμογές που σχεδιάζονταν μπορεί μεν να έλυναν τα χέρια σε μαθηματικούς, μηχανικούς και άλλους, όμως η χρήση τους ήταν μια αρκετά πολύπλοκη διαδικασία που απαιτούσε βαθιά γνώση πάνω στην οργάνωση και τον σχεδιασμό του εκάστοτε μοντέλου. Χαρακτηριστικό αυτής της πολυπλοκότητας, ήταν το γεγονός ότι πολλές φορές μόνο οι μηχανικοί που έγραφαν τα αντίστοιχα προγράμματα ήταν σε θέση να τα τρέξουν και να εντοπίσουν τυχών σφάλματα.

Από τότε υπήρξαν πολλές προσπάθειες ώστε να απλοποιηθεί η κατάσταση αυτή. Το γενικό αλγεβρικό σύστημα μοντέλου GAMS (14), (15) (General Algebraic Modeling System), αποτελεί μια τέτοια προσπάθεια. Αναπτύχθηκε από μία ομάδα μαθηματικών και οικονομολόγων με σκοπό τον σχεδιασμό οποιουδήποτε μοντέλου για την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης. Οι ειδικότητες αυτές είναι μάλιστα και οι πιο πιστοί χρήστες του. Οικονομικές θεωρίες, μαθηματικά, η επιστήμη των υπολογιστών και η επιχειρησιακή έρευνα ήταν οι κυριότεροι παράγοντες για την ανάπτυξη του συστήματος GAMS. Κύρια χαρακτηριστικά του είναι ότι:

- Παρέχει υψηλού επιπέδου γλώσσα με τη συμπαγή αντιπροσώπευση των μεγάλων και σύνθετων μοντέλων.
- Επιτρέπει οι αλλαγές στο μοντέλο να είναι απλές και ακίνδυνες
- Επιτρέπει στις περιγραφές του μοντέλου να είναι ανεξάρτητες από τους αλγόριθμους λύσης.

Το GAMS είναι σχεδιασμένο για την ανάλυση γραμμικών, μη γραμμικών εφαρμογών αλλά και μικτών προβλημάτων βελτιστοποίησης ακέραιων αριθμών. Το σύστημα είναι ιδιαίτερα χρήσιμο για μεγάλα και πολυσύνθετα προβλήματα. Επιτρέπει στο χρήστη να επικεντρωθεί στο πρόβλημα του μοντέλου με το να καταστήσει την οργάνωσή του απλή. Ο χρήστης μπορεί να αλλάξει τη διατύπωση γρήγορα και εύκολα μετατρέποντας ένα γραμμικό πρόβλημα σε μη γραμμικό χωρίς μεγάλη δυσκολία. Με το GAMS ο χρήστης δεν χρειάζεται να σκεφτεί για τα καθαρώς τεχνικά προβλήματα όπως οι υπολογισμοί διευθύνσεων, οι αναθέσεις αποθήκευσης, ο σύνδεσμος υπορουτίνων, και ο έλεγχος εισόδου-εξόδου. Έτσι αυξάνεται ο διαθέσιμος χρόνος για να κατανοήσει την επεξεργασία του μοντέλου και την ανάλυση των αποτελεσμάτων. Η γλώσσα που χρησιμοποιεί το GAMS είναι τυπικά παρόμοια με τις συνήθως χρησιμοποιημένες γλώσσες προγραμματισμού. Είναι επομένως οικία σε καθένα που έχει κάποια επαφή με τον προγραμματισμό. Χρησιμοποιώντας το GAMS, τα στοιχεία εισάγονται μόνο μια φορά με τη γνωστή μορφή καταλόγων και πινάκων. Όλοι οι περιορισμοί του προβλήματος εισάγονται σε μια δήλωση και το GAMS παράγει αυτόματα περιορισμό για κάθε εξίσωση και αφήνει το χρήστη να κάνει τις εξαιρέσεις σε περιπτώσεις όπου η γενικότητα δεν επιδιώκεται. Η θέση και ο τύπος λαθών επισημαίνονται προτού να επιχειρηθεί η λύση.

1.6.2 Βασικές αρχές του GAMS

Ο σχεδιασμός στο GAMS έχει ενσωματώσει τις έννοιες που προέρχονται από τη θεωρία βάσεων δεδομένων και το μαθηματικό προγραμματισμό και προσπαθεί να συγχωνεύσει αυτές τις ιδέες ώστε να ανταποκριθούν στις ανάγκες των σχεδιασμών των μοντέλων. Η σχετική θεωρία βάσεων δεδομένων παρέχει ένα δομημένο πλαίσιο για τις γενικές ικανότητες οργάνωσης και μετασχηματισμού των στοιχείων του μοντέλου και σε συνδυασμό με το μαθηματικό προγραμματισμό που προσφέρει ποικίλες μεθόδους βοηθούν στο να επιλύονται δύσκολα προβλήματα. Παρακάτω παρουσιάζονται βασικές αρχές που χρησιμοποιήθηκαν στο σχεδιασμό του συστήματος:

- Όλες οι υπάρχουσες αλγοριθμικές μέθοδοι πρέπει να χρησιμοποιούνται χωρίς αλλαγή στο μοντέλο από το χρήστη. Η εισαγωγή νέων μεθόδων ή νέων εφαρμογών πρέπει να είναι δυνατή χωρίς αλλαγές στα υπάρχοντα πρότυπα.
- Το πρόβλημα βελτιστοποίησης πρέπει να είναι σαφές ανεξάρτητα από τα στοιχεία που χρησιμοποιεί. Ο χωρισμός της λογικής και των στοιχείων σε ένα πρόβλημα αυξάνει το μέγεθος χωρίς να προκαλεί αύξηση στην πολυπλοκότητα.
- Η χρήση του σχετικού προτύπου δεδομένων απαιτεί την κατανομή των πόρων του υπολογιστή να είναι αυτοματοποιημένη. Αυτό σημαίνει ότι τα μεγάλα και σύνθετα μοντέλα μπορούν να κατασκευαστούν χωρίς ο χρήστης να απασχολείται με λεπτομέρειες όπως αυτές της αποθήκευσης και της ταξινόμησης.
- Το σύστημα GAMS σχεδιάζεται έτσι ώστε τα μοντέλα να λύνονται με διαφορετικούς τύπους υπολογιστών. Ένα μοντέλο που αναπτύσσεται σε έναν μικρό προσωπικό υπολογιστή μπορεί αργότερα να λυθεί σε έναν μεγάλο κεντρικό υπολογιστή. Έτσι ο αρχικός σχεδιαστής του μοντέλου μπορεί να αναπτύξει ένα πρότυπο που χρησιμοποιείται αργότερα από άλλους χρήστες, οι οποίοι μπορούν φυσικά να είναι μακριά απ' αυτόν. Το GAMS λοιπόν περιέχει όλα τα στοιχεία και τις λογικές προδιαγραφές που απαιτούνται για να λύσουν οποιοδήποτε εφαρμογή.

Η αναπαράσταση των μοντέλων στην γλώσσα GAMS, είναι λιτή και κατανοητή τόσο από τους χρήστες όσο και από τον ίδιο τον υπολογιστή. Ο τρόπος που σχεδιάζονται τα διάφορα μοντέλα μιμείται εκείνον που χρησιμοποιούν οι μαθηματικοί στην περιγραφή των προβλημάτων τους, μία μορφή οικία στους περισσότερους χρήστες. Η επεξήγηση τους, είναι μέρος του κώδικα με αποτέλεσμα η οργάνωση των διαφόρων στοιχείων αλλά και η είσοδος/έξοδος δεδομένων να απλοποιείται σε μεγάλο βαθμό, ιδιαίτερα σε σχέση με την δυσμενή κατάσταση που αντιμετώπιζαν τις προηγούμενες δεκαετίες. Τα προγράμματα πλέον είναι ευανάγνωστα, εύκολα στη χρήση, μπορούν να μεταφερθούν και να «τρέξουν» σε διάφορα συστήματα, να ελεγχθούν και να διορθωθούν πιο εύκολα, άρα να είναι και πιο αξιόπιστα.

Με το GAMS, υπάρχει η δυνατότητα χρήσης διαφόρων ειδών προγραμματισμού για την επίλυση γραμμικών και μη γραμμικών προβλημάτων, όπως:

- LP: linear programming
- NLP: Non-Linear Programming,
- MCP: Mixed Complementarity Problems
- MPEC: Mathematical Programs with Equilibrium Constraints

- CNS: Constrained Nonlinear Systems
- DNLP: Non-Linear Programming with Discontinuous Derivatives
- MINLP: Mixed-Integer Non-Linear Programming
- QCP: Quadratically Constrained Programs
- MIQCP: Mixed Integer

Έτσι λοιπόν, ο χρήστης ανάλογα με το είδος του προβλήματος που πρέπει να λύσει, επιλέγει τον καταλληλότερο από τους ενσωματωμένους solvers του συστήματος.

1.6.3 Δομή ενός μοντέλου στο GAMS

Πρέπει να υπογραμμιστεί ότι το GAMS είναι μια γλώσσα προγραμματισμού συνεπώς διέπεται από κάποιους κανόνες σύνταξης. Όταν το GAMS «τρέχει», το αρχείο που περιέχει το πρόγραμμα (το αρχείο input), υποβάλλεται σε επεξεργασία. Τα αποτελέσματα της επεξεργασίας αποθηκεύονται στο αρχείο (output), και μπορούν να επιθεωρηθούν με έναν συντάκτη κειμένων (text editor). Σε πολλές μηχανές μερικές γραμμές εμφανίζονται στην οθόνη ενώ τρέχει το GAMS, που κρατούν το χρήστη ενήμερο για την πρόοδο και τα πιθανά λάθη που παρουσιάζονται. Αλλά είναι ευθύνη του χρήστη να επιθεωρήσει το αρχείο output για να δει προσεκτικά τα αποτελέσματα και να εντοπίσει οποιαδήποτε λάθη. Παρακάτω εξηγούνται τα βασικά συστατικά που αποτελούν τη δομή οποιουδήποτε μοντέλου του GAMS. Τα συστατικά αυτά φαίνονται συνοπτικά στον πίνακα:

Είσοδοι:		Εξοδοι:
• Σύνολα		• Εκτύπωση ηχούς (Echo Print)
	Δήλωση	• Χάρτες αναφοράς
	Ανάθεση μελών	• Λίστα εξισώσεων
• Δεδομένα (παράμετροι, πίνακες, βαθμωτά μεγέθη)		• Αναφορές κατάστασης
	Δήλωση	• Αποτελέσματα
	Ανάθεση τιμών	
• Μεταβλητές		
	Δήλωση	
	Ανάθεση είδους	
• Ορισμός ορίων και/ή αρχικών τιμών (προαιρετικό)		
• Εξισώσεις		
	Δήλωση	
	Ορισμός	
• Εντολές μοντέλου και επίλυσης		
• Εντολές εμφάνισης (προαιρετικό)		

Πίνακας 1.6 : Βασικά συστατικά της δομής ενός μοντέλου GAMS

Προς το παρόν θα περιοριστούμε στη κατανόηση της βασικής δομής του συστήματος GAMS αφού πρώτα επισημάνουμε κάποιες απαραίτητες παρατηρήσεις που αποτελούν και απαράβατους κανόνες του προγράμματος:

- i. Ένα μοντέλο στο GAMS είναι μια συλλογή των δηλώσεων στη γλώσσα GAMS. Ο κανόνας που οδηγεί τις δηλώσεις είναι ότι κάθε οντότητα

- (εξαρτημένη ή ανεξάρτητη, μεταβλητή ή σταθερή) στο μοντέλο δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί προτού να έχει δηλωθεί παραπάνω.
- ii. Οι οντότητες στο GAMS μπορούν να δηλωθούν σχεδόν με οποιοδήποτε τρόπο επιθυμεί ο χρήστης. Έτσι επιτρέπονται οι δηλώσεις σε πολλαπλές γραμμές, οι κενές γραμμές μεταξύ των δηλώσεων όπως και οι πολλαπλές δηλώσεις ανά γραμμή.
 - iii. Για κάθε νέο χρήστη του GAMS πρέπει μετά την ολοκλήρωση κάθε δήλωσης να συνοδεύεται με το σύμβολο «;» (semicolon). Ο μεταγλωττιστής (compiler) GAMS δεν διακρίνει κεφαλαία και πεζά γράμματα έτσι τα χρησιμοποιούμε όπως μας βολεύει.
 - iv. Τα επεξηγηματικά σχόλια είναι χρήσιμα για την τεκμηρίωση των μαθηματικών μοντέλων. Είναι καλύτερα εάν ενσωματώνονται μέσα στο ίδιο το μοντέλο παρά να παρουσιάζονται ξεχωριστά. Υπάρχουν δύο τρόποι να παρεμβληθεί η επεξήγηση μέσα σε μια εφαρμογή του GAMS. Καταρχήν, οποιαδήποτε γραμμή που αρχίζει με έναν αστερίσκο (*) στη πρώτη στήλη λαμβάνεται ως γραμμή σχολίου από το μεταγλωττιστή GAMS. Δεύτερον, ίσως το σημαντικότερο, τα σχόλια μπορούν να παρεμβληθούν μετά από τις δηλώσεις των οντοτήτων του GAMS όπως θα δούμε παρακάτω σε παράδειγμα.
 - v. Η δημιουργία οντοτήτων στο GAMS περιλαμβάνει δύο βήματα: μια δήλωση (declaration) και μια ανάθεση (assignment) ή καθορισμός. Η δήλωση περιλαμβάνει την ύπαρξη της οντότητας στο πρόγραμμα δίνοντας ένα όνομα. Η ανάθεση ή καθορισμός δίνει μια συγκεκριμένη τιμή ή μια μορφή. Στην περίπτωση των εξισώσεων, πρέπει να γίνεται δήλωση και ανάθεση σε ξεχωριστές δηλώσεις στο GAMS. Για όλες τις άλλες οντότητες του GAMS, ωστόσο, υπάρχει η επιλογή των δηλώσεων και αναθέσεων στην ίδια δήλωση ή χωριστά
 - vi. Τα ονόματα που δίνονται στις οντότητες του μοντέλου πρέπει να αρχίζουν με γράμμα και μπορούν να ακολουθηθούν μέχρι και τριάντα οποιοδήποτε χαρακτήρες ή ψηφία. Τα προγράμματα στο GAMS αποτελούνται από μια ή περισσότερες δηλώσεις (statements) που καθορίζουν τις δομές δεδομένων, αρχικές τιμές, τροποποιήσεις στοιχείων, και εξισώσεις (equations). Τα σύμβολα πρέπει να δηλώνονται προτού χρησιμοποιηθούν και να έχουν οριστεί οι τιμές τους προτού οριστούν στις δηλώσεις ανάθεσης (assignment statements). Κάθε δήλωση ακολουθείται από ένα ελληνικό ερωτηματικό (;) (semicolon) εκτός από την τελευταία δήλωση, όπου το (;) είναι προαιρετικό.

1.6.4 Εισαγωγή DER-CAM

Το DER-CAM (Distributed Energy Resources Customer Adoption Model) είναι ένα οικονομικό μοντέλο παραγωγής-κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (16), (17), (18) που υλοποιείται συνήθως με αλγεβρικά προγράμματα βελτιστοποίησης όπως είναι το GAMS (General Algebraic Modeling System) που παρουσιάστηκε παραπάνω. Το μοντέλο αυτό αναπτύσσεται στο εργαστήριο του Μπέρκλεϋ από το 2000. Ο στόχος του μοντέλου είναι να ελαχιστοποιήσει το κόστος λειτουργίας της τοπικής παραγωγής και των συστημάτων συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (CHP), είτε για μεμονωμένες περιοχές καταναλωτών είτε για οποιοδήποτε μικροδίκτυο (μGrid). Για να επιτύχει αυτόν τον στόχο πρέπει να αντιμετωπιστούν τα ακόλουθα ζητήματα:

- Ποιος είναι ο συνδυασμός ενεργειακού-οικονομικού κόστους διανεμημένης παραγωγής που ένας συγκεκριμένος καταναλωτής μπορεί να εγκαταστήσει;
- Ποιο είναι το κατάλληλο επίπεδο τεχνολογιών διανεμημένης παραγωγής που ελαχιστοποιεί το κόστος;
- Πώς πρέπει να χρησιμοποιηθούν οι παραπάνω τεχνολογίες ώστε να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό ενεργειακό κόστος των καταναλωτών;

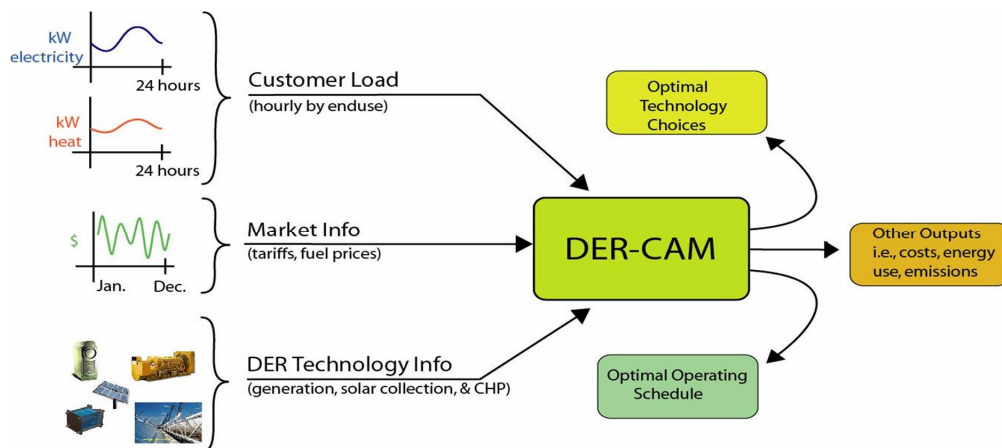
Η συνθήκη που πρέπει να ικανοποιήσει το μοντέλο κάθε στιγμή της ανάλυσης είναι η εξής: Η ενεργειακή ζήτηση για κάθε ώρα πρέπει να καλυφθεί από την αγορά ενέργειας από το δίκτυο, τη λειτουργία μιας τεχνολογίας ή συνόλου τεχνολογιών όπως καθορίζεται από το μοντέλο ή ένα συνδυασμό αγοράς και τοπικής παραγωγής. Επιπλέον, πρέπει να ακολουθούνται όλοι οι περιβαλλοντικοί κανόνες και να μην υπερβαίνονται οι δυνατότητες του εξοπλισμού.

Το πρόγραμμα αρχικά αναπτύχθηκε για την ανάλυση μικροδικτύων ή μικρών ημιαυτόνομων συνόλων πελατών λιανικής. Η εισαγωγή στο μοντέλο των τεχνολογιών που πρόκειται να υιοθετηθούν από υποθετικά μικροδίκτυα προσφέρει τη δυνατότητα πρόβλεψης του δυνητικού κόστους, της εξοικονόμησης ενέργειας και των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που θα προκύψουν από την εγκατάσταση διεσπαρμένης παραγωγής

Το DER-CAM αποδείχθηκε ένα ζωτικής σημασίας εργαλείο και για την ανάλυση ευαισθησίας. Στη μελέτη ενός υποθετικού μικροδικτύου του San Diego ερευνήθηκαν οι επιδράσεις των διαφόρων παραμέτρων που θεωρούνται ότι επηρεάζουν την υιοθέτηση τεχνολογιών DER. Τα αποτελέσματα ήταν αναπάντεχα αφού οι stand-by χρεώσεις, οι οποίες συχνά αναφέρονται ως ο μεγαλύτερος ανασταλτικός παράγων στην υιοθέτηση τέτοιων τεχνολογιών από τους ανθρώπους του χώρου, δεν ήταν αξιοσημείωτες. Αντίθετα, σημαντικότερο ρόλο στη λήψη αποφάσεων φαίνεται να παίζουν άλλοι παράγοντες όπως οι τιμές ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου και το αρχικό απαιτούμενο κεφάλαιο για την τεχνολογία.

1.6.5 Δομή του μοντέλου DER-CAM

Μία γραφική προσέγγιση του μοντέλου είναι η παρακάτω:



Εικόνα 1.23 : : Γραφική αναπαράσταση του DER-CAM

Υποτίθεται ότι ο πελάτης (καταναλωτής) επιθυμεί να εγκαταστήσει τη διανεμημένη παραγωγή για να ελαχιστοποιήσει το κόστος ενέργειας που καταναλώνει. Συνεπώς το ζητούμενο είναι να καθοριστούν οι τεχνολογίες που ο πελάτης θα εγκαταστήσει και να προβλέπεται τότε ο πελάτης θα είναι αυτόνομος από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή/και να πραγματοποιήσει συναλλαγές με το δίκτυο ενέργειας και τότε να αγοράσει καύσιμα ή να χρησιμοποιήσει την ανακτημένη θερμότητα από τα CHP.

Το μοντέλο DER-CAM επιλέγει ποιες τεχνολογίες, διασπαρμένης παραγωγής (ΔΠ) ή/και CHP, πρέπει ο καταναλωτής να επιλέξει και πώς αυτός ο συνδυασμός πρέπει να χρησιμοποιηθεί σε συγκεκριμένο φορτίο (ηλεκτρικό, θερμικό ή ψυκτικό). Επιπλέον, παραθέτει πληροφορίες για το κόστος και τα στοιχεία απόδοσης όσο αναφορά στην επιλογή του εξοπλισμού. Οι εισοδοί (δεδομένα), οι έξοδοι (αποτελέσματα) και οι υποθέσεις στο DER-CAM διευκρινίζονται παρακάτω.

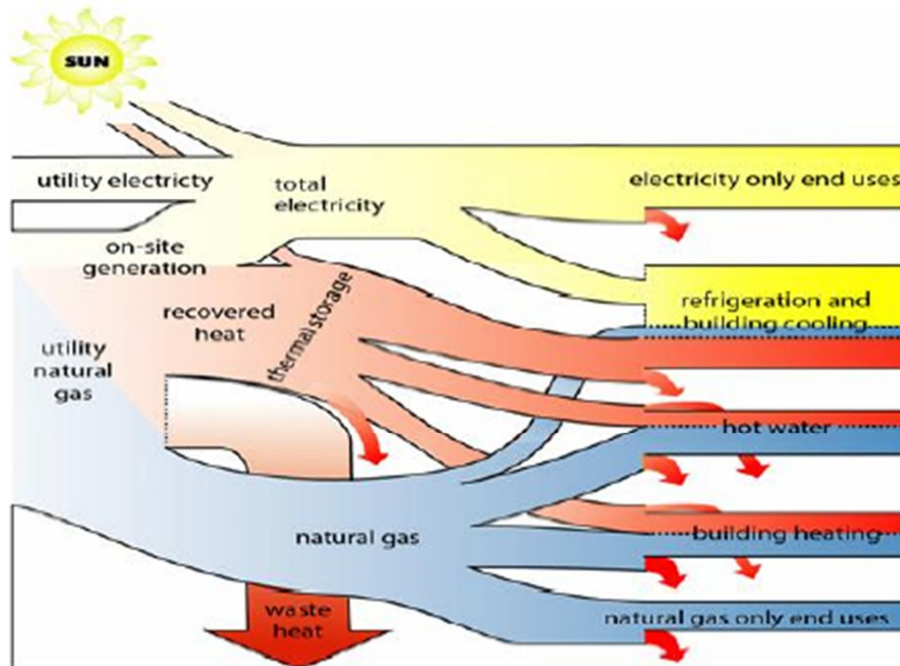
Τα βασικά δεδομένα στο μοντέλο περιλαμβάνουν:

- Το προφίλ το φορτίου του καταναλωτή, δηλαδή οι ανάγκες σε θερμικά και ηλεκτρικά φορτία.
- Το κοστολόγιο της ηλεκτρικής ενέργειας ή/και του φυσικού αερίου που υπάρχει στην αγορά.
- Η λειτουργία, η συντήρηση, και οι δαπάνες καυσίμων των διάφορων διαθέσιμων τεχνολογιών, μαζί με το επιτόκιο επένδυσης του καταναλωτή.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από το μοντέλο βελτιστοποίησης DER-CAM είναι:

- Οι δυνατότητες των τεχνολογιών της διασπαρμένης παραγωγής (ΔΠ) ή/ και των συστημάτων συμπαραγωγής (CHP) που εγκαθίστανται.
- Σε ποιο ποσοστό και πότε η εγκαταστημένη παραγωγή θα παράγει την ενέργεια που απαιτεί η τοπική παραγωγή.
- Το συνολικό κόστος από την παραγωγή για την κάλυψη ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων. Οι βασικές υποθέσεις του μοντέλου είναι:
- Οι αποφάσεις των καταναλωτών βασίζονται κυρίως σε οικονομικά κριτήρια με στόχο τη μείωση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας που παραλαμβάνουν.
- Δεν λαμβάνεται υπόψη η μείωση της αποδοτικότητας της παραγωγής εξαιτίας της διάρκειας ζωής του εξοπλισμού.
- Οι δαπάνες για την συντήρηση και τη λειτουργία της εγκατάστασης δεν λαμβάνονται υπόψη άμεσα.

Έστω οι πιθανές μορφές ενέργειας σε μια περιοχή περιλαμβάνουν την ηλιακή ενέργεια, την ηλεκτρική και το φυσικό αέριο (σχήμα). Για μια δεδομένη επένδυση στη διασπαρμένη παραγωγή, το DER-CAM, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, επιλέγει το βέλτιστο συνδυασμό τοπικής παραγωγής που απαιτείται για να ικανοποιήσει τα φορτία των καταναλωτών της περιοχής με το ελάχιστο δυνατό κόστος.



Εικόνα 1.24 : Ενεργειακή ροή από τη παραγωγή στη κατανάλωση με το DER-CAM

Στο παραπάνω σχήμα, φαίνονται σχηματικά τα αποτελέσματα που δίνει το μοντέλο, για το συγκεκριμένο δίκτυο. Έτσι λοιπόν τα καθαρά ηλεκτρικά φορτία όπως φωτισμός, ηλεκτρικός εξοπλισμός γραφείων κτλ θα καλυφθούν μόνο από την ηλεκτρική ενέργεια. Τα ψυκτικά φορτία καλύπτονται από ηλεκτρική ή θερμότητα που χρησιμοποιεί ένα κύκλο απορρόφησης. Ζεστό νερό και θέρμανση χώρων ικανοποιούνται από την ανακτώμενη θερμότητα μέσω CHP ή το φυσικό αέριο. Επιπλέον το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται αποκλειστικά στα κτίρια στο τομέα της κουζίνας.

Παρατηρούμε λοιπόν ότι το DER-CAM χρησιμοποιεί τη σωστή μορφή ενέργειας σε κάθε είδους καταναλωτή φορτίων εξοικονομώντας με αυτό τον τρόπο ενέργεια στην τοπική παραγωγή.

1.6.6 Περιορισμοί του μοντέλου DER CAM

Η μοντελοποίηση των συστημάτων διεσπαρμένης παραγωγής παρουσιάζει διάφορες περιπλοκές. Οι κυριότεροι περιορισμοί του μοντέλου περιγράφονται παρακάτω. Οι πρώτοι δύο αναφέρονται στην εφαρμογή του μοντέλου ενώ οι υπόλοιποι στο μοντέλο αυτό καθεαυτό.

- Η πρόβλεψη των κινήσεων των πελατών μπορεί να μην ταυτίζεται με αυτό που τελικά θα κάνουν. Ο περιορισμός έγκειται στο ότι το μοντέλο περισσότερο καθορίζει το τι πρέπει να κάνει ο πελάτης και λιγότερο αυτό που θα κάνει. Ακόμη και αν το μοντέλο είχε τη δυνατότητα να εκτιμά με ακρίβεια από την οπτική του ενεργειακού μηχανικού τα πακέτα των τεχνολογιών DER που μπορούν να ικανοποιήσουν τις ανάγκες του πελάτη για ισχύ, θέρμανση και

ψύξη, μπορεί να μην παρέχει αρκετές πληροφορίες για το πώς μπορεί να αντιδράσει ο πελάτης στον πραγματικό κόσμο. Αυτό οφείλεται στις διαρκώς μεταβαλλόμενες τιμές και κόστος των τεχνολογιών, σε προδιαγραφές των τοποθεσιών των πελατών που ποικίλλουν με τρόπους που δεν περιλαμβάνονται στο μοντέλο, σε κανονισμούς και κίνητρα από την περιβαλλοντική πολιτική του κράτους και φυσικά τη διαθεσιμότητα ανά τόπους των τεχνολογιών DER.

- Τα δεδομένα για το οικονομικό κόστος και τα οφέλη έχουν ληφθεί σε μια συγκεκριμένη στιγμή και δεν υπολογίζεται η μεταβολή τους μέσα στο χρόνο κατά το σχεδιασμό του έργου ούτε, υποθετικά, κατά την εγκατάσταση και λειτουργία του. Υπάρχουν πολλές χρονικές στιγμές στις οποίες μπορεί να υπολογιστεί το κόστος: κατά τη διάρκεια της αρχικής τεχνικοοικονομικής μελέτης, τη στιγμή της απόφασης για το ποιες τεχνολογίες DER θα εγκατασταθούν, τη στιγμή εκκίνησης του έργου ή κατά την εγκατάστασή του ή τέλος, αφού το έργο εγκατασταθεί και λειτουργεί. Η τελευταία επιλογή είναι μάλλον και η καλύτερη αφού περιλαμβάνει και τις υπερβάσεις κατά τη λειτουργία και συντήρηση. Η διαφορά μεταξύ του αρχικά υπολογισμένου κόστους και του πραγματικού μπορεί να είναι μεγάλη ακόμη και αν κρατούνται αναλυτικά και ακριβή αρχεία. Το μοντέλο απαιτεί όλα τα οικονομικά δεδομένα να έχουν ληφθεί την ίδια χρονική στιγμή όμως αυτό δεν είναι πάντα εφικτό γιατί δεν υπάρχουν όλα τα δεδομένα διαθέσιμα για την ίδια χρονική περίοδο. Επίσης, η λήψη τους σε μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή δεν επιτρέπει τη διαφοροποίηση του κόστους μέσα στο χρόνο. Τελικά, η αντίληψη για το κόστος και την αξιοπιστία ενός DER συστήματος μπορεί να είναι πιο σημαντική από το πραγματικό κόστος και την πραγματική λειτουργία. Εξαιτίας της δυσκολίας που εμφανίζεται στην απόκτηση δεδομένων λειτουργίας με ακρίβεια, πολλές φορές η λήψη των αποφάσεων επηρεάζεται από την αντίληψη μας για το πώς λειτουργούν οι τεχνολογίες. Αυτή η αντίληψη διαμορφώνεται από χρόνια εμπειρίας, ενεργειακούς παράγοντες, τους πωλητές των τεχνολογιών, επιτόπου επισκέψεις και πληροφορίες από διάφορους συναδέλφους.

Οι υπόλοιποι περιορισμοί οφείλονται στην ίδια τη δομή του μοντέλου:

- *Η παραγωγή θερμότητας από συμπαραγωγή έχει πολλές μορφές και ιδιότητες.* Το μοντέλο υποθέτει ότι όλη η θερμότητα είναι ίδια. Σε ένα πραγματικό σύστημα συμπαραγωγής όμως, τα επιμέρους χαρακτηριστικά όπως ο συγκεκριμένος τύπος και η ικανότητα της τελικής χρήσης, οι θερμοκρασίες, ο ρυθμός ροής, οι αποστάσεις, η πίεση και οι καμπύλες αποδοτικότητας, παίζουν σημαντικό ρόλο σε μια συγκεκριμένη εφαρμογή. Ένα θερμοδυναμικό μοντέλο χρειάζεται όλους αυτούς τους παράγοντες για να μελετηθεί σωστά. Όμως, εξαιτίας των περιορισμένων διαθέσιμων δεδομένων, ήταν αδύνατο να προσφερθούν τέτοιες λεπτομέρειες.
- *Συγκεκριμένες εφαρμογές καθορίζουν την απόδοση των τεχνολογιών και το κόστος των προσθέτων εγκαταστάσεων που απαιτούνται.* Η σχεδίαση και εγκατάσταση ενός συστήματος διεσπαρμένης παραγωγής παρουσιάζει διάφορες δυσκολίες που δε συμπεριλαμβάνονται στο μοντέλο. Οι επιπλέον υδραυλικές και ηλεκτρολογικές εγκαταστάσεις που απαιτούνται για τη λειτουργία του συστήματος περιλαμβάνουν σημαντικό κόστος και φασαρία. Επίσης, υπάρχει κρυμμένο κόστος συντήρησης των τεχνολογιών που δεν

υπολογίζεται όπως για παράδειγμα η πρόσληψη ενός ειδικού στην επιδιόρθωση των τουρμπινών. Τέλος, τα δίκτυα διανομής θερμότητας έχει υποθεθεί ότι λειτουργούν στο 100% της απόδοσής τους ενώ στην πραγματικότητα παρουσιάζουν κάποιες απώλειες.

- *Κάθε τεχνολογία συμπαραγωγής δεν έχει σταθερή απόδοση μετατροπής της κατανάλωσης καυσίμου σε θερμική ή ψυκτική ισχύ.* Όμως, εξαιτίας της δυσκολίας απόκτησης αυτών των δεδομένων και εισαγωγής τους στο μοντέλο υποθέτουμε ότι οι αποδόσεις είναι σταθερές. Τελικά όμως, αυτός ο περιορισμός δεν είναι δραστικός γιατί οι περισσότερες τεχνολογίες μένουν κοντά στη βέλτιστη απόδοση τους για ένα ευρύ φάσμα λειτουργιών.
- *Η πρόβλεψη των φορτίων δεν είναι απόλυτα ακριβής.* Για παράδειγμα, το μοντέλο δε λαμβάνει υπόψη του τα χαρακτηριστικά θερμικής μάζας του κάθε κτιρίου και την επίδρασή τους στην κατανάλωση ενέργειας.
- Το μοντέλο υποθέτει ότι η συμπαραγωγή και η ψύξη μαζί με την ικανότητα παραγωγής αποτελούν απαραίτητως ένα πακέτο και δεν είναι διαχωρισμένες τεχνολογίες που απαιτούν τη λήψη διαφορετικών αποφάσεων. Αυτή η υπόθεση δεν εφαρμόζεται στην περίπτωση υιοθέτησης πολλών τεχνολογιών
- *Μόνο ένα υποσύνολο των διαθέσιμων τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής είναι διαθέσιμο.* Αυτό ισχύει περισσότερο για νέες, εκκολλημένες τεχνολογίες όπως μικροτουρμπίνες και κυψέλες καυσίμου.
- Δε λαμβάνεται υπόψη το ρίσκο που σχετίζεται με το να μην περιμένει κανείς να αγοράσει μια τεχνολογία DER αργότερα πιθανώς σε καλύτερη τιμή ή να αγοράσει μια καλύτερη και πιο αξιόπιστη τεχνολογία. Αυτό το ρίσκο δεν έχει μπορέσει να ποσοτικοποιηθεί και γι' αυτό δεν έχει εισαχθεί στο μοντέλο.
- *Δε λαμβάνεται υπόψη η αξιοπιστία του εξοπλισμού.* Υποθέτουμε ότι ο εξοπλισμός είναι 100% αξιόπιστος και διαθέσιμος ενώ αυτό δε συμβαίνει συνήθως.
- *Το μελλοντικό κόστος για διάφορους τομείς υπολογίζεται μέσω του παρελθοντικού κόστους.* Παρόλο που αυτή είναι η μόνη διαθέσιμη μέθοδος, δεν οδηγεί πάντα στα πραγματικά αποτελέσματα.
- Το κόστος για τις τεχνολογίες μπορεί να εξαρτάται από την τοποθεσία που θα εγκατασταθεί εξαιτίας των μεταφορικών και κάποιων φυσικών διαφοροποιήσεων, γεγονός που δεν υπολογίζεται από το μοντέλο.
- Δεν υπολογίζεται η αποτελεσματικότητα του τμήματος Πωλήσεων και Μάρκετινγκ της εταιρίας παραγωγής της κάθε τεχνολογίας που μπορεί να κάνει μια τεχνολογία πιο δελεαστική από άλλη προσφέροντας εκπτώσεις και προσφορές.
- Σε κάποιες περιπτώσεις δε βρέθηκαν όλα τα απαραίτητα δεδομένα και έγιναν κάποιες υποθέσεις.

1.6.7 Προσέγγιση από τη συγκεκριμένη εργασία

Στη συγκεκριμένη εργασία μελετάμε την εφαρμογή συστημάτων CHP σε ένα οικιστικό συγκρότημα, και σε ένα μικροδίκτυο το οποίο εξυπηρετεί τα φορτία ενός αεροδρομίου. (15) (18) (19) Ερευνώνται μέθοδοι για την ελαχιστοποίηση του κόστους για την ικανοποίηση όλων των ηλεκτρικών και θερμικών αναγκών. Με το GAMS κατασκευάζουμε ένα μοντέλο για το οικιστικό συγκρότημα και τις διάφορες καταναλώσεις του. Το GAMS θα δώσει σαν αποτέλεσμα τον τρόπο που θα λειτουργήσει το σύστημα CHP (ποιες ώρες ή μέρες του χρόνου) για να καλύψει,

παράλληλα με το μακροδίκτυο, τις ανάγκες του οικιστικού συγκροτήματος, με στόχο το ελάχιστο κόστος για τους κατοίκους, επεξεργάζοντας όλα τα στοιχεία εκείνα που επηρεάζουν το τι πληρώνει ο καταναλωτής για να ικανοποιήσει τις ενεργειακές του ανάγκες. Με το DER-CAM μοντελοποιούμε το μικροδίκτυο του αεροδρομίου. Το τελευταίο ουσιαστικά επιλέγει τα βέλτιστα DER συστήματα για να εγκατασταθούν παράλληλα στο μακροδίκτυο, δεδομένων των χρεώσεων, του κόστους καυσίμων και των χαρακτηριστικών της απόδοσης του υλικού, με μοναδικό στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους. Η διαφορά των δύο εφαρμογών είναι πως ενώ στην περίπτωση του αεροδρομίου χρησιμοποιήθηκε το έτοιμο μοντέλο DER-CAM, εισάγοντας δεδομένα για τα φορτία, τις τεχνολογίες και τα τιμολόγια που χρησιμοποιήθηκαν, στην περίπτωση του οικιστικού συγκροτήματος, το μοντέλο σχεδιάστηκε από την αρχή. Ωστόσο για την σχεδίασή του, το DER-CAM λειτούργησε σαν οδηγός.

Από τα αποτελέσματα που μας δίνει το μοντέλο για το οικιστικό συγκρότημα, προσπαθούμε να μελετήσουμε δύο κύρια θέματα. Καταρχάς το κατά πόσο συμφέρει να εγκατασταθεί ένα σύστημα CHP σε ένα οικιστικό συγκρότημα για την κάλυψη των ενεργειακών του αναγκών, δηλαδή σε πόσο καιρό θα αποσβεστεί μια τέτοια επένδυση και τι οφέλη θα έχει στον κάτοικο. Επιπλέον όμως, ψάχνουμε τον τρόπο με τον οποίο πρέπει να λειτουργήσει το σύστημα ώστε να έχουμε βέλτιστα αποτελέσματα. Περισσότερες λεπτομέρειες, θα παρουσιαστούν στα αντίστοιχα κεφάλαια.

Το μοντέλο DER-CAM για την χρήση συστημάτων CHP χρησιμοποιεί την απόβλητη θερμότητα για την κάλυψη θερμικών φορτίων χώρων ή νερού και επίσης, όπου εφαρμόζεται, για την κάλυψη ψυκτικών φορτίων με χρήση ψυκτών απορρόφησης. Οι χρεώσεις του ηλεκτρικού ρεύματος και οι ανταγωνιστικές χρεώσεις του φυσικού αερίου μαζί με τις επεκτεινόμενες τεχνολογικές επιλογές διαφορετικού κόστους και ρυθμού θερμότητας δημιουργούν μια εξαιρετική ευκαιρία για το DER-CAM να βρει το συνδυασμό ελάχιστου κόστους για την τοπική παραγωγή, χρήση φυσικού αερίου και αγορά ηλεκτρικού.

Η προσθήκη CHP στο DER-CAM είναι τρομερής σημασίας, αφού, όπως δείχνουν τα αποτελέσματα, αυτή είναι που κάνει ανταγωνιστική την υιοθέτηση αυτών των τεχνολογιών απέναντι στην εξάρτηση από το μακροδίκτυο. Τα τεχνολογικά δεδομένα που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο έχουν συλλεχθεί από διάφορες πηγές για να αποτελέσουν ένα σετ δεδομένων που περιλαμβάνουν παραμέτρους κόστους και λειτουργίας για τις DER επιλογές που ήταν διαθέσιμες για εγκατάσταση.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από το DER-CAM είναι ο βέλτιστος συνδυασμός τοπικής παραγωγής και ανάκτησης θερμότητας, ένα βασικό πρόγραμμα λειτουργίας για το πώς πρέπει να χρησιμοποιείται ο εξοπλισμός και συνοπτικά αποτελέσματα για την κάθε περίπτωση, όπως ο συνολικός λογαριασμός ηλεκτρικού ρεύματος, παραγωγή ηλεκτρισμού και αγορές από το δίκτυο ανά ώρα κλπ.

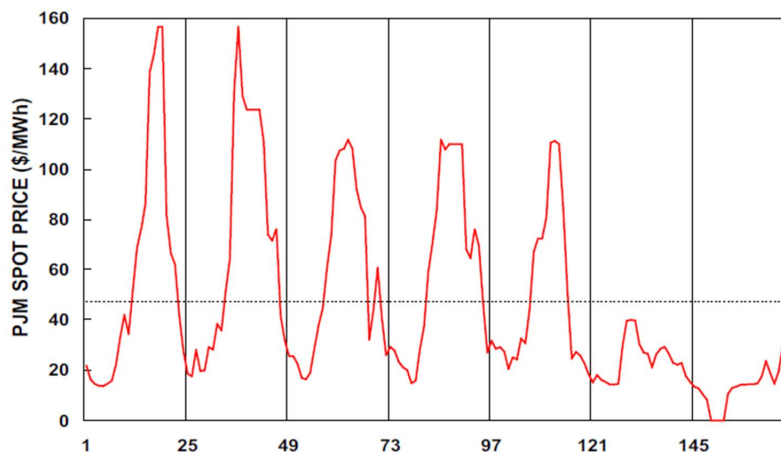
1.7 dynamic pricing

1.7.1 Μεταβλητότητα της τιμής

Οι σύγχρονες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας (χονδρική αγορά) δεν είναι αρκετά αποτελεσματικές όσον αφορά τον ανταγωνισμό κυρίως εξαιτίας αδυναμίας των πελατών της λιανικής αγοράς και των φορτίων τους, να συμμετέχουν σε αυτές (20). Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην χονδρική αγορά μεταβάλλεται από ώρα σε ώρα, συχνά ακόμα και κατά 30% - 50% μέσα σε μία μέρα. Οι λόγοι για τους οποίους η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει αυτήν την συμπεριφορά είναι:

1. Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διαφέρει ανάλογα με τον τεχνολογία που χρησιμοποιείται. (Για παράδειγμα οι υδροηλεκτρικές μονάδες και εκείνες που χρησιμοποιούν την πυρηνική ενέργεια έχουν κόστος κάτω των 10\$/MWh, ενώ το κόστος για μία συμβατική μονάδα ορυκτών καυσίμων ανέρχεται περίπου στα 100\$/MWh).
2. Το φορτίο του συστήματος, μεταβάλλεται από ώρα σε ώρα.
3. Η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί με οικονομικό τρόπο, και έτσι πρέπει να καταναλώνεται την ίδια στιγμή που παράγεται.
4. Συμβάντα όπως ξαφνική απώλεια μονάδων, του δικτύου ή ακραία καιρικά φαινόμενα, συχνά προκαλούν ανισορροπίες μεταξύ της ζήτησης και της προσφοράς. Μάλιστα, η επαναφορά του συστήματος είναι ακριβή διαδικασία.
5. Η λειτουργία των μονάδων διέπεται από τεχνικούς περιορισμούς. Κάποιες φορές όταν το φορτίο είναι πολύ χαμηλό, η τιμή στην αγορά μηδενίζεται ή γίνεται ακόμα και αρνητική. Αυτό συμβαίνει διότι είναι οικονομικότερο να μείνει μία μονάδα σε λειτουργία (ακόμα και αν αυτό δεν είναι απαραίτητο) παρά να κλείσει και να επαναλειτουργήσει αργότερα.

Στο παρακάτω διάγραμμα, φαίνεται η διακύμανση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα που διαχειρίζεται η εταιρεία PJM interconnection, για χάρη κάποιων πολιτειών των ΗΠΑ, για μία εβδομάδα του Ιουλίου:

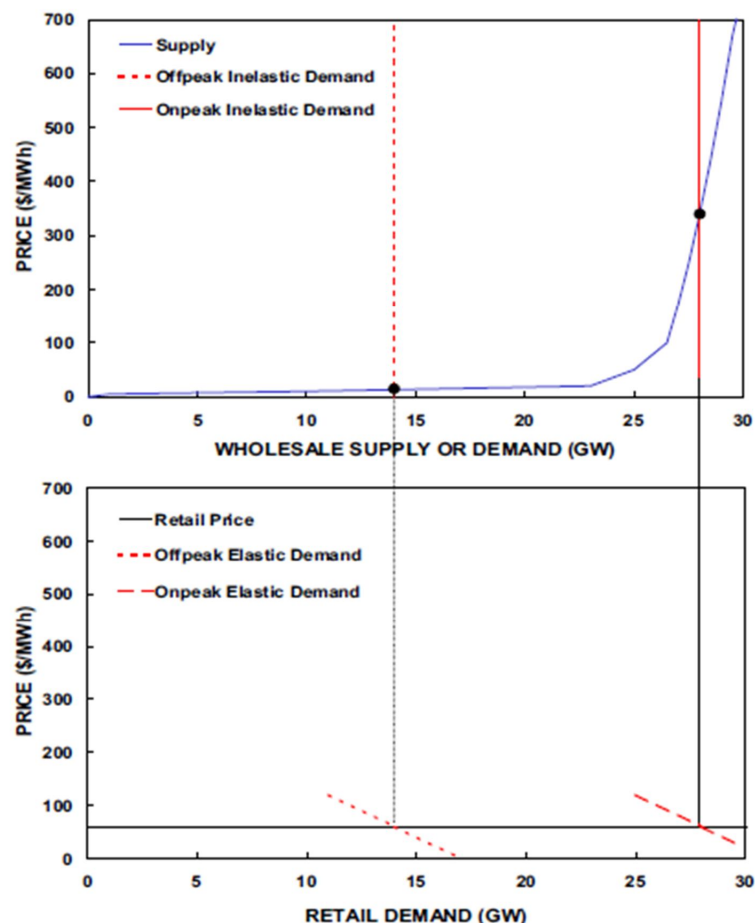


Διάγραμμα 1.2 : Ωριαίες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για το σύστημα που διαχειρίζεται η PJM

Αυτό που παρατηρούμε είναι πως η τιμή μεταβάλλεται από τα 0 \$/MWh στα 157 \$/MWh μέσα σε μία βδομάδα. Η μέση τιμή της βρίσκεται στα 47 \$/MWh αλλά με μία διασπορά στα 38 \$/MWh. Παρόμοια συμπεριφορά παρατηρείται σε όλες τις αγορές των ανεπτυγμένων χωρών. Καθίσταται λοιπόν αναγκαίο για τις εταιρίες εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας, να αναλαμβάνουν το ρίσκο αλλά και την διαχείρισή του, το οποίο εμπεριέχεται σε τέτοιου είδους αγορές, μεταφέροντας το κόστος αυτό, στον τελικό καταναλωτή.

1.7.2 Καταναλωτική συμπεριφορά

Οι καταναλωτές αγοράζουν την ηλεκτρική ενέργεια σε τιμές, ανεξάρτητες από τον χρόνο, οι οποίες καθορίζονται πολύ πριν την πραγματική χρήση του ηλεκτρικού ρεύματος. Με τον τρόπο αυτό είναι τελείως απομονωμένοι από την μεταβλητότητα στην τιμή της χονδρικής αγοράς. Στα παρακάτω διαγράμματα φαίνεται το χάσμα μεταξύ της χονδρικής και λιανικής αγοράς στην αγορά που διαχειρίζεται η California Power Exchange (21).



Διάγραμμα 1.3 : Σχηματική απεικόνιση του χάσματος μεταξύ της χονδρικής και λιανικής αγοράς

Στο πρώτο διάγραμμα εμφανίζεται μία τυπική καμπύλη φορτίου, στην οποία παρατηρούμε πως όσο περισσότερο ισχύς παράγεται, τόσο περισσότερο αυξάνεται

και η τιμή στην οποία αυτή πωλείται. Η ζήτηση των καταναλωτών όμως, παραμένει σταθερή για τις on- και off-peak περιόδου. Αυτό το αποτέλεσμα έρχεται ως συνέπεια του γεγονότος, πως αν και έχουν δικαίωμα να επιλέξουν μεταξύ πολλών εταιριών παροχής, δεν μπορούν να επιλέξουν τιμολόγια στα οποία οι τιμές είναι εξαρτημένες με τον χρόνο. Στο δεύτερο διάγραμμα, βλέπουμε πως η τιμή στην λιανική αγορά μένει επίσης σταθερή και ανεξάρτητη από την τιμή της χονδρικής. Για το λόγο αυτό, εξάλλου δεν επηρεάζεται και η συμπεριφορά του καταναλωτή. Στην περίπτωση όμως, που εκείνος είχε την επιλογή να παρακολουθεί τις τιμές και να ρυθμίζει κατάλληλα το φορτίο του, η συμπεριφορά του θα ήταν όπως οι διακεκομμένες ευθείες στο δεύτερο διάγραμμα. Δηλαδή, φυσιολογικά, θα μείωναν την κατανάλωσή τους όταν η τιμή θα παρουσίαζε αύξηση και αντιστρόφως.

1.7.3 Οι δύο κύριοι παράγοντες της τιμής

Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην λιανική αγορά αποτελείται από δύο κύριους παράγοντες, οι οποίοι όμως θα έπρεπε να τιμολογούνται ξεχωριστά:

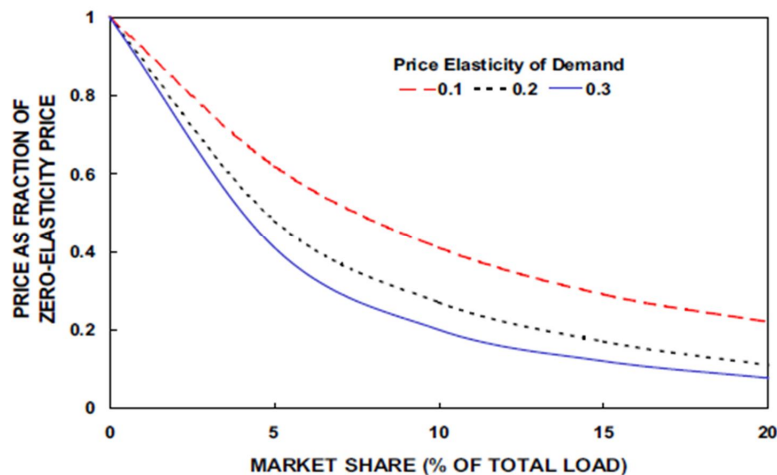
- το προϊόν “ηλεκτρικό ρεύμα”
- την προστασία του καταναλωτή από την μεταβλητότητα της τιμής στην χονδρική αγορά

Οι πελάτες θα έπρεπε να έχουν την ευκαιρία να παρακολουθούν αυτές τις τιμές. Επιτρέποντας τους αυτό, η αγορά γίνεται πολύ πιο ανταγωνιστική, οικονομικά πιο αποτελεσματική, τα δίκτυα πιο σταθερά και ασφαλή ενώ παράλληλα μειώνονται και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το να έχει την δυνατότητα ο καταναλωτής να επιλέξει μέσα από μία πληθώρα τιμολογιακών πολιτικών, είναι κάτι ουσιαστικό για τον πραγματικό ανταγωνισμό. Μπορεί να επωφεληθεί με δύο τρόπους:

1. να μην πληρώνει για την προστασία από την μεταβλητότητα της τιμής, αφού πλέον θα είναι και αυτός εκτεθειμένος σε αυτήν
2. να ρυθμίζει την κατανάλωσή του ανάλογα με τα επίπεδα των τιμών, δηλαδή να μειώνει το φορτίο του όταν οι τιμές είναι αυξημένες και αντιστρόφως.

Οι καταναλωτές που ρυθμίζουν το φορτίο τους με βάση τις μεταβολές της τιμής, βοηθούν και στον περιορισμό του μεγέθους των αιχμών της, ως επακόλουθο της μειωμένης παραγωγής των μονάδων τις ώρες αιχμής, όπου το σύστημα είναι συνήθως πολύ πιεσμένο. Μάλιστα, τις μειώσεις στις τιμές αυτές απολαμβάνουν όλοι οι καταναλωτές και όχι μόνο εκείνοι που ρυθμίζουν την κατανάλωσή τους. Όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα, ακόμα και να μειώνονταν το φορτίο κατά ένα μικρό μόνο ποσοστό, ως απόκριση των καταναλωτών στην χρονικά μεταβαλλόμενη τιμή, τα αποτελέσματα θα ήταν εκπληκτικά, σύμφωνα με μία μελέτη (22). Για παράδειγμα, αν το 10% των καταναλωτών, το οποίο παρουσιάζει μία ελαστικότητα 0.1 στην τιμή της χονδρικής αγοράς, αντιδρούσε σε μία αιχμή αυτής, εκείνη θα μειωνόταν κατά 60%, σε σχέση με την τιμή που θα επικρατούσε, αν οι καταναλωτές

δεν αντιδρούσαν. (Το ποσοστό μείωσης μειώνεται, όσο μειώνεται το ύψος της αιχμής)



Διάγραμμα 1.4 : Η επίδραση της ζήτησης, η οποία καθορίζεται με βάση τις τιμές της χονδρικής αγοράς, ως ποσοστό της ελαστικότητας της τιμής αυτής

Επιπλέον όλων των παραπάνω, μία τέτοια ρύθμιση του φορτίου των καταναλωτών τις ώρες αιχμής, ενισχύει και την αξιοπιστία του δικτύου βοηθώντας τον χειριστή του. Οι μειώσεις των φορτίων τις περιόδους όταν οι τιμές είναι υψηλές προσφέρουν την ίδια αξιοπιστία που θα προσέφερε μία ίσης ποσότητας αύξηση της παραγωγής.

1.7.4 Εναλλακτικά προγράμματα τιμολόγησης

Στις ιδανικές ανταγωνιστικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορούσαν να θεσπιστούν είδη προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης (demand response). Πρώτα, κάποιοι πελάτες θα μπορούσαν να επιλέξουν να αντιμετωπίζουν τις μεταβολές της τιμής από ώρα σε ώρα. Προφανώς, οι τιμές αυτές θα πρέπει να γίνονται γνωστές μία ημέρα πριν, και να ανακοινώνονται από τον τοπικό διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς. Δεύτερον, κάποιοι πελάτες θα μπορούσαν να συμφωνήσουν μία προκαθορισμένη τιμή, όπως γίνεται και σήμερα, όμως αυτή τη φορά θα μπορούσαν να περιορίσουν το φορτίο τους εθελοντικά στις περιόδους όταν οι τιμές στην χονδρική αγορά είναι υψηλές. Στην περίπτωση αυτή, καταναλωτής και εταιρία παροχής θα μοιράζονταν τα κέρδη που θα προέκυπταν από την μείωση αυτή.

Ανταγωνιστικές εταιρίες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν την δυνατότητα να προσφέρουν στους καταναλωτές διάφορες επιλογές με τις οποίες μοιράζονται με αυτούς το χρηματοοικονομικό ρίσκο που εμπεριέχει η αγορά αυτή. (23) Σαν δομικά στοιχεία αυτών των προϊόντων-επιλογών μπορούν να θεωρηθούν εργαλεία που χρησιμοποιούνται και στις χρηματοοικονομικές αγορές, όπως τα forward contracts, τα call and put options καθώς και εργαλεία των ενεργειακών αγορών όπως είναι λεγόμενες hourly spot τιμές. Καθώς οι πελάτες έχουν διαφορετικό προφίλ

κατανάλωσης, άνισες δυνατότητες ρύθμισης του φορτίου συναρτήσει των τιμών στην αγορά αλλά και διαφορετικές προτιμήσεις όσων αφορά το ρίσκο που είναι διατεθειμένοι να αναλάβουν, είναι σκόπιμο, να προσφέρεται στους πελάτες μία πληθώρα τέτοιων διαφορετικών προϊόντων.

Τα εποχικά ή time-of-use τιμολόγια, μεταφέρουν ένα κάποιο ρίσκο στον καταναλωτή, αλλά και πάλι είναι προκαθορισμένα από την αρχή και δεν εξαρτώνται από τον χρόνο, αλλά από την εποχή. Πρόσθετο όμως ρίσκο, μπορεί να μεταφερθεί μέσω ενός συνδυασμού, όπως για παράδειγμα ενός forward contract και ενός συμβολαίου που τιμολογεί την περισσότερη ή λιγότερη ενέργεια που καταναλώνεται σχετικά με το αρχικό συμβόλαιο, στην τιμή της χονδρικής αγοράς.

Ιστορικά, διάφορες εταιρίες έχουν προσπαθήσει να τρέξουν προγράμματα με σκοπό να επηρεάσουν την κατανάλωση των πελατών τους. Όμως αυτά έτρεχαν περισσότερο λόγω του βασικού σχεδιασμού των εταιριών, παρά λόγω του ανταγωνισμού της αγοράς και των επιλογών των καταναλωτών. Στόχευαν κυρίως στην ενεργειακή αποτελεσματικών των συστημάτων τους και για αυτό περιορίστηκαν σε έναν συμβουλευτικό ρόλο προς τους καταναλωτές, προσέφεραν λαμπτήρες εξοικονόμησης και άλλα οικονομικά κίνητρα. Επιπλέον παρείχαν στους μεγάλους καταναλωτές φθηνά τιμολόγια κρατώντας όμως το δικαίωμα να μειώνουν συγκεκριμένες περιόδους την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας. Με αυτά τα προϊόντα όμως, η αγορά δεν μπορεί να χαρακτηριστεί ανταγωνιστική και σε καμία περίπτωση δεν μπορεί να θεωρηθεί πως οι πελάτες ελέγχουν ουσιαστικά την κατανάλωσή τους.

Για να χαρακτηριστεί η αγορά ανταγωνιστική θα πρέπει να υιοθετηθούν τρία κύρια είδη προγραμμάτων:

1. dynamic pricing

Με τον όρο dynamic pricing αναφερόμαστε στην δυνατότητα που δίνει ο πάροχος στον πελάτη του, να τιμολογείται με μία τιμή που διαφέρει από ώρα σε ώρα, ενώ για κάθε 24ώρο, οι τιμές ανακοινώνονται από μία μέρα έως και λίγες ώρες πριν. Για τον υπολογισμό δε αυτής, λαμβάνεται υπόψη η τιμή στην χονδρικά αγορά, το κόστος για την χρήση των δικτύων, το κέρδος του παρόχου και άλλες χρεώσεις. Με τον τρόπο αυτό, οι καταναλωτές εκτίθενται πλήρως στο ρίσκο της τιμής που διαμορφώνεται ανά ώρα, αλλά γλιτώνουν την χρέωση που θα τους επέβαλλε ο πάροχός τους, εάν αναλάμβανε εκείνος να διαχειριστεί το ρίσκο αυτό.

2. Εθελοντικά προγράμματα διακοπής/μείωσης του φορτίου

Σε αυτά τα προγράμματα ο πάροχος προσφέρει στον πελάτη του ένα συμβόλαιο με βάση το οποίο συμφωνείται μία προκαθορισμένη τιμή αλλά ταυτόχρονα μοιράζεται μαζί του, τα κέρδη που πιθανώς προκύπτουν από την εθελοντική μείωση του φορτίου, τις ώρες αιχμής που οι τιμές στην χονδρική αγορά είναι υψηλές. Για παράδειγμα, έστω πως η εταιρία και ο πελάτης συμφωνούν έτσι ώστε ο δεύτερος να μειώσει εθελοντικά το φορτίο του κατά 2MW όταν οι τιμές ξεπεράσουν τα 200

\$/MWh, ενώ η προκαθορισμένη τιμή είναι στα 50 \$/MWh. Αν η τιμή στην χονδρική αγορά φτάσει τις 300 \$/MWh, και ο πελάτης όντως μειώσει το φορτίο του, τα δύο αντισυμβαλλόμενα μέρη θα μοιραστούν τα κέρδη, δηλαδή τα 250 \$/MWh.

3. Εκπτώσεις στους πελάτες για την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών

Με αυτά τα προγράμματα, ο πάροχος προσφέρει εκπτώσεις στους πελάτες τους όταν αυτοί μειώνουν το φορτίο τους ως εναλλακτική λύση έναντι των λεγόμενων spinning reserves, που εξασφαλίζουν την εύρυθμη και αδιάκοπη λειτουργία του δικτύου. Οι καταναλωτές ενημερώνονται τότε κρίνεται απαραίτητη η συμμετοχή τους στον περιορισμό του συνολικού φορτίου ενώ η εθελοντική τους συμμετοχή, συμβάλλει στην ευστάθεια του συστήματος με αντάλλαγμα εκπτώσεις στον λογαριασμό τους.

Ένα πρόβλημα που παρουσιάζεται με την χρήση των προγραμμάτων εθελοντικής μείωσης του φορτίου, είναι ο καθορισμός μίας βάσης, σύμφωνα με την οποία μετριέται ο περιορισμός της κατανάλωσης και ως εκ τούτου πληρώνεται ο καταναλωτής. Αυτή η βάση (αντιστοιχεί στην καμπύλη φορτίου του καταναλωτή αν δεν συμμετείχε στο πρόγραμμα), μπορεί να σχηματιστεί με βάση την κατανάλωση των προηγούμενων ημερών, διάφορα στατιστικά στοιχεία, την πρόγνωση του καιρού ή με άλλες μεθόδους. Ανεξάρτητα όμως από την μέθοδο που θα επιλεγεί, είναι επιτακτική η ανάγκη συμφωνίας μεταξύ του παρόχου και του πελάτη, για την τελική καμπύλη που θα προκύψει.

Τα εθελοντικά προγράμματα εμπεριέχουν πολύ λιγότερο το στοιχείο του ρίσκου, εν συγκρίσει με εκείνα του dynamic pricing. Οι καταναλωτές απολαμβάνουν τα προτερήματα της προκαθορισμένης σταθερής τιμής, ενώ τους δίνεται παράλληλα η ευκαιρία να μειώσουν τον λογαριασμό τους συμμετέχοντας σε εθελοντικές περικοπές φορτίου. Παρόλα αυτά, υπάρχουν περιπτώσεις που τα προγράμματα αυτά, μπορεί να γίνουν περισσότερο πολύπλοκα. Είναι δυνατό, να περιέχουν αυστηρούς περιορισμούς σχετικά με το πλήθος των περικοπών που μπορεί να ζητήσει ο πάροχος, τις περιόδους μείωσης του φορτίου, τον χρόνο που διαρκεί μία μείωση ή ακόμα και την πληρωμή προστίμων στην περίπτωση που ο πελάτης δεν πράξει τα συμφωνημένα.

1.7.5 Εφαρμογές προγραμμάτων dynamic pricing

Κάποιες εταιρίες παροχή ηλεκτρικής ενέργειας είχαν ξεκινήσει προγράμματα RTP (real-time pricing), όπως είναι γνωστά διεθνώς στα μέσα της δεκαετίας του '80, σε κάποιες πολιτείες των ΗΠΑ. (24) Σε αυτά ο καταναλωτής αγόραζε ηλεκτρική ενέργεια σε μία χρονικά μεταβαλλόμενη τιμή. Τέτοια προγράμματα, απευθύνονταν κυρίως σε μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές και στη συνέχεια σε μεγάλους εμπορικούς. Κάθε ένα από αυτά, δεν συγκέντρωνε παραπάνω από 100 πελάτες.

Η ωραία χρέωση αυτών, ήταν κάπως πολύπλοκη. Οι τιμές περιελάμβαναν χρεώσεις για την ζήτηση ισχύος, χρεώσεις ενέργειας, χρεώσεις για τα δίκτυα κλπ.

Όλα αυτά συν κάποια επιπλέον εισφορά που αναλογούσε στον πάροχο, ως κέρδος. Οι τελευταίες κάλυπταν για τις εταιρίες και ακραίες συνθήκες, όπως στην περίπτωση της απώλειας των δικτύων.

Οι πελάτες, ενημερώνονταν για τις τιμές, συνήθως γύρω στις 4μμ κάθε ημέρα, για την επόμενη. Σαν μέσα επικοινωνίας χρησιμοποιούσαν το τηλέφωνο ή το fax, αφού το διαδίκτυο δεν ήταν τόσο διαδεδομένο εκείνη την εποχή.

Τέσσερις από τις εννέα εταιρίες που συμμετείχαν στην μελέτη των Mak και Charman, έκαναν κατάλληλα έρευνα για να ερευνήσουν την ικανοποίηση των πελατών τους από τα RTP προγράμματα. Και οι τέσσερις, κατέληξαν με πολύ ενθαρρυντικά αποτελέσματα, αφού οι καταναλωτές δήλωναν πως ήταν ευχαριστημένοι με αυτόν τον τύπο τιμολόγησης. Μάλιστα, οι περισσότεροι από αυτούς, ήταν διατεθειμένοι να παρατείνουν την συμμετοχή τους στα RTP προγράμματα, εάν αυτά εφαρμόζονταν σε μόνιμη βάση. Ως κύριοι λόγοι για αυτές τις δηλώσεις, μπορούν να θεωρηθούν, ήταν η εξοικονόμηση στους λογαριασμούς του ηλεκτρικού ρεύματος, και η δυνατότητα να ελέγχουν το κόστος για αυτήν. Επιπλέον, ανέφεραν πως προτιμούν μια πιο έγκαιρη ενημέρωση σχετικά με τις τιμές της επόμενης ημέρας και τον καθορισμό ενός άνω ορίου, για τον αριθμό των ανατιμήσεων που μπορούσε ο πάροχος να επιβάλλει.

Οι εταιρίες αυτές, λοιπόν, κατέληξαν στο συμπέρασμα πως οι καταναλωτές όντως αποκρίνονται στις υψηλές τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος, μειώνοντας το φορτίο τους. Η απόκριση αυτή, εκφράζονταν με δύο τρόπους. Είτε με το να καταναλώνει μέρος του φορτίου του από μία ώρα σε άλλη, μέσα στην ίδια μέρα, είτε με το να το καταναλώνει από μία ώρα, σε άλλες μέρες.

Μεγάλες και μεσαίες βιομηχανίες, καθώς και εμπορικοί καταναλωτές στην Αγγλία και την Ουαλία, αγοράζουν ηλεκτρική ενέργεια σε τιμές που μεταβάλλονται ανά μισή ώρα, από το 1990. (25) Οι Patrick και Wolak, ανέλυσαν την συμπεριφορά των καταναλωτών αυτών για 4 χρόνια (από το 1991 έως το 1995). Από την έρευνα αυτή, το πρώτο στοιχείο που εξήγαγαν ήταν η διαφορετική ελαστικότητα στην καταναλωτική τους συμπεριφορά ανάλογα με την τιμή με την οποία χρεώνονταν κατά τη διάρκεια μιας ημέρας. Κοινό πάντως χαρακτηριστικό τους, ήταν η μεταφορά ενός σημαντικού μέρους του φορτίου τους, πέρα από τις ώρες, όταν οι τιμές ήταν πολύ υψηλές.

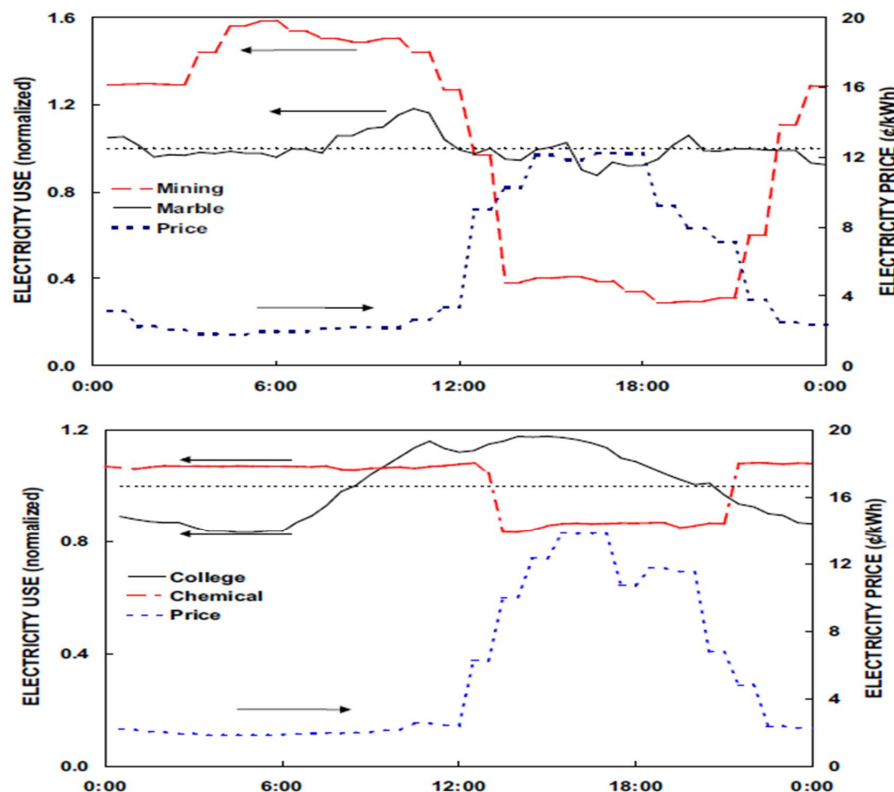
Μία άλλη έρευνα στην ίδια χώρα σχετικά με την συμπεριφορά των καταναλωτών που χρεώνονται με dynamic pricing τιμολόγια, έδειξε πως η ποσότητα του φορτίου που μεταφέρεται μεταξύ των ημερών, είναι πολύ μεγαλύτερη από εκείνη που πραγματοποιείται μέσα σε μία μέρα. (26) Η ελαστικότητά των πελατών που ανήκουν στην πρώτη κατηγορία, κυμαίνεται μεταξύ 0.1 και 0.2, ενώ της δεύτερης περίπου μεταξύ 0.01 και 0.02.

Μία από τις εταιρείες που λειτουργούσαν και λειτουργούν τα μεγαλύτερα RTP προγράμματα είναι η Georgia Power στις ΗΠΑ. (20) Περίπου 1600 μεγάλοι

εμπορικοί και βιομηχανικοί καταναλωτές (περίπου 5000MW) συμμετέχουν σε αυτά, και χρεώνονται με τιμές, ωραία μεταβαλλόμενες. Η συμμετοχή των πελατών ήταν ανοδική καθ' όλη την διάρκεια από όταν ξεκίνησαν, πιλοτικά, το 1992. Το 85% αυτών, αφορά την βιομηχανία, ενώ το υπόλοιπο ποσοστό μοιράζονται οι μεγάλοι εμπορικοί καταναλωτές. Κάποιοι από αυτούς, παράγουν ηλεκτρική ενέργεια για ιδιοκατανάλωση.

Η εταιρία, προσφέρει δύο επιλογές. Πρώτον, να ενημερώνει τους πελάτες της για τις τιμές που θα επιβάλλει, μία μέρα πριν για την επόμενη μέρα (day-ahead), και δεύτερον, μία ώρα πριν για κάθε επόμενη ώρα (hour ahead). Η ενημέρωση γίνεται μέσω του site της ή μέσω email, από τις 4μ.μ. Στην πρώτη περίπτωση η τιμή εμπεριέχει το οριακό κόστος για την εταιρία συν 4 \$/MWh, για το κέρδος της. Στην δεύτερη όμως, όπου το ρίσκο για αυτήν είναι μικρότερο, η αύξηση στην τιμή για την απόδοση κέρδους, ανέρχεται στα 3 \$/MWh.

Η τιμή στην χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, έχει αυξηθεί, όπως επίσης έχει αυξηθεί και η μεταβλητότητά της. Ιστορικά, η Georgia Power, έχει μετρήσει περίπου 500 MW, τα οποία μειώθηκαν από το φορτίο, όταν οι τιμές έφτασαν στα 500 \$/MWh. Το Αύγουστο του 1999, όταν οι τιμές ξεπέρασαν τα 1000 \$/MWh, η αντίδραση των καταναλωτών ήταν να μειώσουν το φορτίο τους κατά 800 MW (20% περίπου του συνολικού φορτίου). Αν και πολλοί ήταν εκείνοι που παραπονέθηκαν για τις υψηλές τιμές, λίγοι ήταν εκείνοι που εγκατέλειψαν το πρόγραμμα. Αντιθέτως, προέβησαν σε αγορές «προϊόντων ασφαλείας» που προσέφερε επιπλέον η εταιρία.



Διάγραμμα 1.5 : Απόκριση των καταναλωτών στο dynamic pricing πρόγραμμα της Georgia Power

Το Διάγραμμα 1.5 : Απόκριση των καταναλωτών στο dynamic pricing πρόγραμμα της Georgia Power. Διάγραμμα 1.5 δείχνει την απόκριση τεσσάρων πελατών της εταιρείας, στις μεταβολές των τιμών. Οι τιμές για αυτές τις δύο ημέρες του Ιουλίου, κυμαίνονται από 19 έως 130 \$/MWh, με μία μέση τιμή γύρω στα 54 \$/MWh. Η εξορυκτική και η χημική βιομηχανία, φαίνεται να αποκρίνονται ιδιαίτερα ζωηρά στην χρονικά μεταβαλλόμενη τιμή. Η κατανάλωση της πρώτης τις μεσημεριανές και απογευματινές ώρες, όπου η τιμή είναι υψηλή, φτάνει μόλις το 29% της αιχμής του φορτίου της. Το ποσοστό αυτό για την δεύτερη, φτάνει το 89%. Το πανεπιστήμιο και η βιομηχανία μαρμάρων, από την άλλη μεριά, καταφέρνουν πολύ μικρότερη μείωση του φορτίου τις ίδιες ώρες, υποδεικνύοντας την αδυναμία τους να ακολουθήσουν τις μεταβολές της τιμής. Το γεγονός αυτό φανερώνει τις πολύ μεγάλες διαφορές που μπορούν να εμφανίζονται τόσο στην πρόθεση, όσο και στην δυνατότητα των διαφόρων πελατών, να εκμεταλλεύονται προγράμματα τύπου dynamic pricing. Πάντως, ακόμα και αν κάποια πελάτες δεν μπορούν να προσαρμόζουν εύκολα το φορτίο του, φαίνεται να προτιμούν τις RTP χρεώσεις και αυτό επειδή δεν πληρώνουν τον πάροχό τους, το κόστος που αντιστοιχεί στο ρίσκο για την μεταβλητότητα των τιμών.

Οι πελάτες της ίδια εταιρείας, φαίνεται επίσης να αντιδρούν με διαφορετικό τρόπο ανάλογα με το ύψος της υψηλής τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος, όπως φαίνεται και στον παρακάτω πίνακα. Όπως θα ήταν αναμενόμενο, το ποσοστό μείωσης του φορτίου που επιτυγχάνει κάθε καταναλωτής είναι τόσο μεγάλο, όσο υψηλότερη είναι η τιμή.

Ποσοστιαία μείωση στην ωριαία κατανάλωση ενέργειας		
Μέγιστη τιμή σε μία μέρα	hour-ahead	day-ahead
από 300 έως 350 \$/MWh	29%	8%
από 1500 έως 2000 \$/MWh	60%	20%

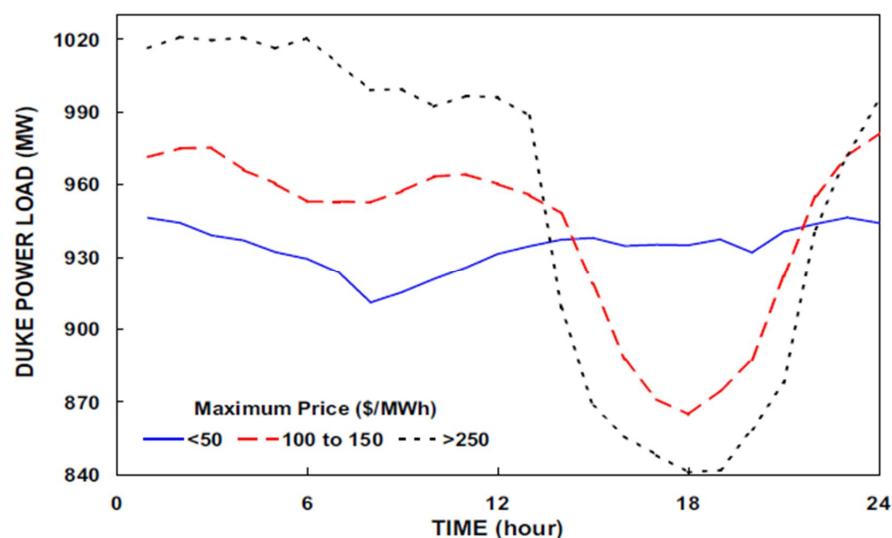
Πίνακας 1.7 : Μείωση στο φορτίο των πελατών της Georgia Power, με βάση τον χρόνο πληροφόρησης των τιμών, και των αιχμών τους

Επιπλέον, ένα άλλο συμπέρασμα που εξάγεται από τον παραπάνω πίνακα, είναι πως οι πελάτες που επέλεξαν να χρεώνονται με hour-ahead τιμές, παρουσιάζουν μεγαλύτερη ελαστικότητα στις μεταβολές της τιμής, και για αυτό καταφέρνουν μεγαλύτερη μείωση στο φορτίο τους.

Μία άλλη εταιρεία, η Duke Power που λειτουργεί στην αγορά της Νότιας και της Βόρειας Καρολίνας, τρέχει παρόμοια προγράμματα τύπου dynamic pricing με περίπου 110 πελάτες και συνολικό φορτίο 1 GW. Και αυτά ξεκίνησαν ως πιλοτικά το 1994, με μόλις 12 πελάτες. Από τότε έως και σήμερα, λίγοι είναι εκείνοι οι καταναλωτές που επέστρεψαν στα παλαιότερα τιμολόγια. Από μία ανάλυση των δεδομένων που έχει στα χέρια της εταιρία, μπορούν να εξαχθούν τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Οι πελάτες που χρησιμοποιούν τοπικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αντιδρούν στις μεταβολές της τιμής με ιδιαίτερα έντονο τρόπο, μόνο πάνω από ένα όριο, για το οποίο η ιδιοπαραγωγή γίνεται συμφέρουσα. Κάτω από αυτό το όριο, δεν δείχνουν να αποκρίνονται.
- Όσο περισσότερο καιρό συμμετέχουν οι καταναλωτές, σε τέτοια προγράμματα, τόσο μεγαλύτερη είναι και η εκμετάλλευση των δυνατοτήτων που αυτά προσφέρουν, γεγονός που οφείλεται στην εμπειρία που κερδίζουν, και η οποία τους βοηθά στην ρύθμιση του φορτίου τους.
- Ιδιαίτερα μεγάλη απ απόκριση, δείχνουν οι πελάτες που έχουν την δυνατότητα να μετακινήσουν χρονικά τα μεγάλα τους φορτία. Για παράδειγμα, μία βιομηχανία χαρτιού χρησιμοποιεί μεγάλους κόπτες για την δημιουργία του χαρτοπολτού. Οι συσκευές αυτές μπορούν να λειτουργήσουν ανεξάρτητα από την υπόλοιπη παραγωγική διαδικασία. Προφανώς λοιπόν, η βιομηχανία επιλέγει να τα λειτουργήσει τις ώρες, όπου η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολύ χαμηλή.

Ενώ το Διάγραμμα 1.5 απεικονίζει διαφορές μεταξύ διαφορετικών τύπων καταναλωτών, στην απόκριση του καθενός στις ωριαίες τιμές, το Διάγραμμα 1.6 δείχνει πως αντιδρούν οι πελάτες σαν σύνολο. Οι καμπύλες παριστάνουν την καμπύλη φορτίου για όλους τους καταναλωτές που συμμετέχουν στο πρόγραμμα της Duke Power, ως συναρτήσει της μέγιστης ωριαίας τιμής. Είναι φανερό, πως η αύξηση στην τιμή οδηγεί σε μείωση του φορτίου, τις ώρες 12:00 – 20:00. Ο λόγος του μέγιστου φορτίου προς το ελάχιστο, αυξάνεται από 1.04 όταν οι τιμές βρίσκονται κάτω από τα 50 \$/MWh, στο 1.13 όταν η τιμή βρίσκεται μεταξύ των 100\$ και 150 \$/MWh και 1.12 όταν οι τιμές ξεπερνούν τα 250 \$/MWh.



Διάγραμμα 1.6 : Απόκριση των καταναλωτών στο dynamic pricing πρόγραμμα της Duke Power

Μία άλλη προσπάθεια των ανθρώπων της Duke Power, το βέλτιστο χρονικό διάστημα μεταξύ της στιγμής της ανακοίνωσης των τιμών και εκείνης της

κατανάλωσης. Από τη μία, αν ειδοποιούν τους πελάτες τους αρκετά πριν την κατανάλωση (μεγάλο χρονικό διάστημα), εκείνοι έχουν τον χρόνο να σχεδιάσουν και να καθορίσουν την απόκρισή τους. Από την άλλη όμως, όσο μεγαλύτερο είναι αυτό το διάστημα, τόσο μεγαλύτερο μπορεί να είναι και το σφάλμα πρόβλεψης των τιμών για την ίδια την εταιρία, και έτσι αναλαμβάνει μεγαλύτερο ρίσκο.

Αν και τα περισσότερα προγράμματα dynamic-pricing που εφαρμόζονται σήμερα, αφορούν τους μεγάλους βιομηχανικούς και εμπορικούς πελάτες, κάποιες εταιρείες έχουν ξεκινήσει αντίστοιχες προσπάθειες και για τους οικιακούς καταναλωτές. Η GPU Energy, τρέχει ένα πρωτοποριακό πιλοτικό πρόγραμμα τύπου TOU¹, που ενσωματώνει ένα σύστημα διαδραστικής επικοινωνίας με τον πελάτη. Το σύστημα αυτό επιτρέπει στον πάροχο, να στέλνει κατάλληλα σήματα στον θερμοστάτη της κατοικίας ώστε εκείνος να ρυθμίζει κατάλληλα την κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος που αφορά την θέρμανση ή την ψύξη, με βάση τις τιμές που επιβάλλονταν στον καταναλωτή. Η ελαστικότητα της κατανάλωσης των πελατών αυτών, σχετικά με την τιμή του ρεύματος, φτάνει το 0.3, αριθμός πολύ μεγαλύτερος από εκείνον που αντιστοιχεί στους υπόλοιπους οικιακούς πελάτες που χρησιμοποιούν TOU προγράμματα, αλλά δεν έχουν το σύστημα αυτό. Τους καλοκαιρινούς μήνες μάλιστα, οι συμμετέχοντες μείωναν το καθημερινό τους φορτίο 7% κατά μέσο όρο.

¹ Τα τιμολόγια TOU διαφέρουν από εκείνα των dynamic pricing προγραμμάτων. Οι τιμές, αν και χρονικά μεταβαλλόμενες, είναι προκαθορισμένες και δεν αλλάζουν όσο ισχύει το συμβόλαιο του πελάτη.

2 Εφαρμογές

2.1 Οικιστικό Συγκρότημα

2.1.1 Εισαγωγή

Ο οικιακός τομέας αποτελεί, σύμφωνα με επίσημες μετρήσεις, το ένα τέταρτο της συνολικά καταναλισκόμενης ενέργειας σε μία χώρα. Ως εκ τούτου, έχει σημαντικό μερίδιο ευθύνης και για την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου. Ένας τρόπος λοιπόν, να μειώσουμε την ενεργειακή κατανάλωση του τομέα αυτού, είναι η χρήση συστημάτων on-site παραγωγής, δηλαδή παραγωγής από την πλευρά του καταναλωτή (ιδιοπαραγωγή).

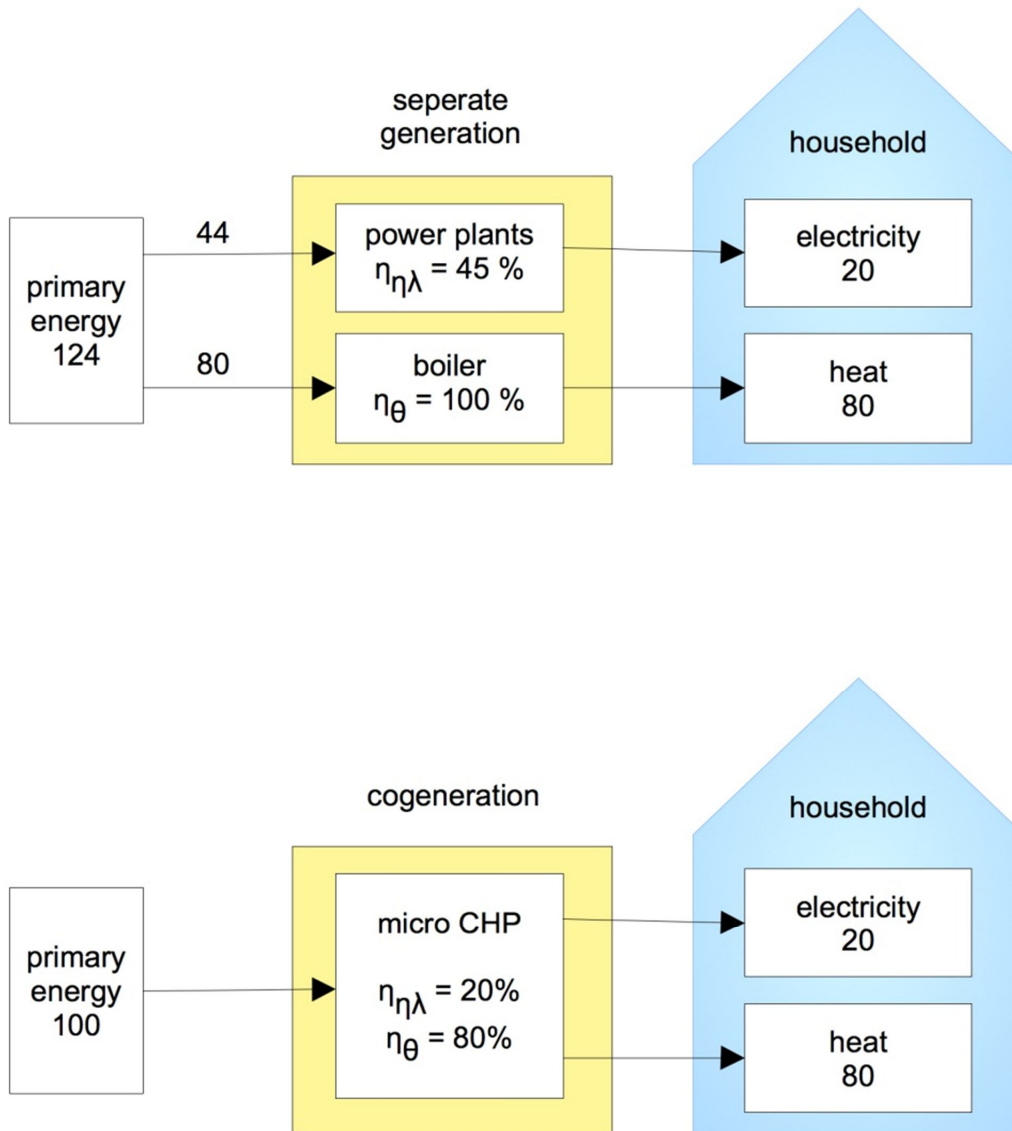
Ο συμβατικός τρόπος για την κάλυψη των φορτίων μιας κατοικίας, είναι η αγορά ηλεκτρικής ισχύος από το δίκτυο, όπως επίσης και πετρελαίου ή φυσικού αερίου για την κάλυψη των θερμικών φορτίων. Όμως, τον τελευταίο καιρό, έδαφος φαίνεται να κερδίζουν τα συστήματα συμπαραγωγής για οικιστικά συγκροτήματα, τα λεγόμενα συστήματα μικρο-συμπαραγωγής, λόγω της χαμηλής ισχύος που απαιτείται από αυτά. (27) Ένας τυπικός ορισμός για τα συστήματα αυτά θα μπορούσε να είναι ο παρακάτω:

Μικρο-συμπαραγωγή: μονάδα μετατροπής ενέργειας, χαμηλής ηλεκτρικής ισχύος, η οποία παράγει ταυτόχρονα ηλεκτρική και θερμική ισχύ.

Τα συστήματα αυτά, λοιπόν, μπορούν να μειώσουν σημαντικά των συνολική ενεργειακή κατανάλωση των οικιστικών συγκροτημάτων, με αποτέλεσμα τόσο την μείωση του κόστους για τον καταναλωτή, όσο και την μείωση των εκπομπών για το περιβάλλον.

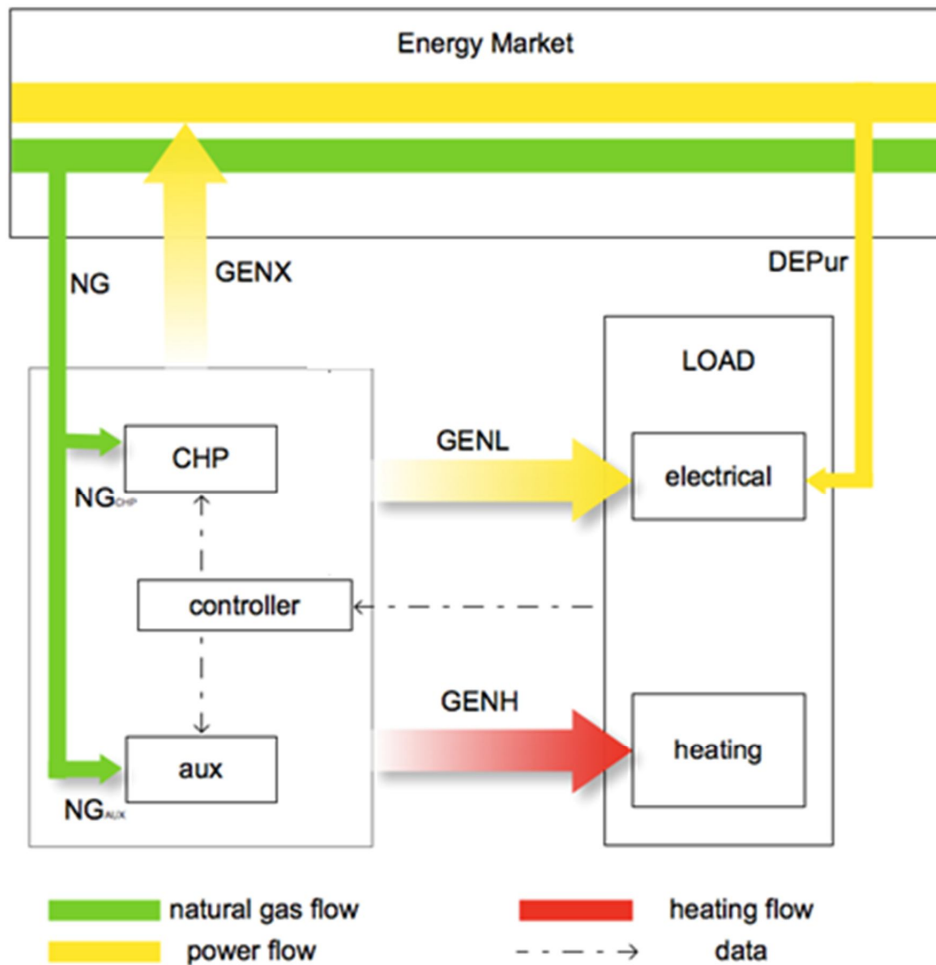
Στο παρακάτω σχήμα φαίνεται μία κατοικία, της οποίας το φορτίο αποτελείται από 20 μονάδες ηλεκτρικό φορτίο και 80 μονάδες θερμικό. Για την κάλυψη λοιπόν, αυτών των φορτίων, στην συμβατική περίπτωση αγοράζουμε ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο (με 45% απόδοση), ενώ για την θερμική χρησιμοποιούμε ένα boiler (α 100% απόδοση). Απαιτούνται 124 μονάδες αρχικής ενέργειας. Στο επόμενο όμως σχήμα, φαίνεται πως για την κάλυψη του ίδιου φορτίου απαιτούνται 100 μονάδες αρχικής ενέργειας, λόγω της χρήσης συστήματος μικρο-συμπαραγωγής (με 20% ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης, και 80% θερμικό), το οποίο τελικά εξασφαλίζει 20% εξοικονόμηση.

Η διαφορά των συστημάτων μικρο-συμπαραγωγής, με τις άλλες τεχνολογίες που μπορούν να εγκατασταθούν σε κατοικίες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όπως τα φωτοβολταϊκά, είναι στον έλεγχο της εξόδους τους. Η έξοδος των φ/β συστημάτων εξαρτάται από την ακτινοβολία του ήλιου που φτάνει στα panels, η έξοδος ανεμογεννητριών, από την ταχύτητα του αέρα. Η έξοδος όμως του συστήματος συμπαραγωγής, τόσο ηλεκτρική όσο και η θερμική, είναι κάτι που εξαρτάται από τον έλεγχο του συστήματος.



Εικόνα 2.1 : Κάλυψη φορτίων κατοικίας με τον συμβατικό τρόπο και με την χρήση συμπαραγωγής

Τα περισσότερα συστήματα μικρο-συμπαραγωγής που εγκαθίστανται σήμερα, ακολουθούν το εκάστοτε θερμικό φορτίο για να λειτουργήσουν (heat-match control). Σαν αποτέλεσμα της συμπαραγωγής προκύπτει και μία παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, η οποία καλύπτει το ηλεκτρικό φορτίο. Προφανώς, η ηλεκτρική έξοδος δεν μπορεί να είναι ποτέ ίση με το πραγματικό ηλεκτρικό φορτίο. Έτσι, στην περίπτωση που δεν επαρκεί, αγοράζετε ενέργεια από το δίκτυο, ενώ αν υπάρχει περίσσεια αυτή πωλείται πίσω στο δίκτυο σε προνομιακή τιμή. Ο τρόπος αυτός λειτουργίας φαίνεται στο παρακάτω σχήμα:

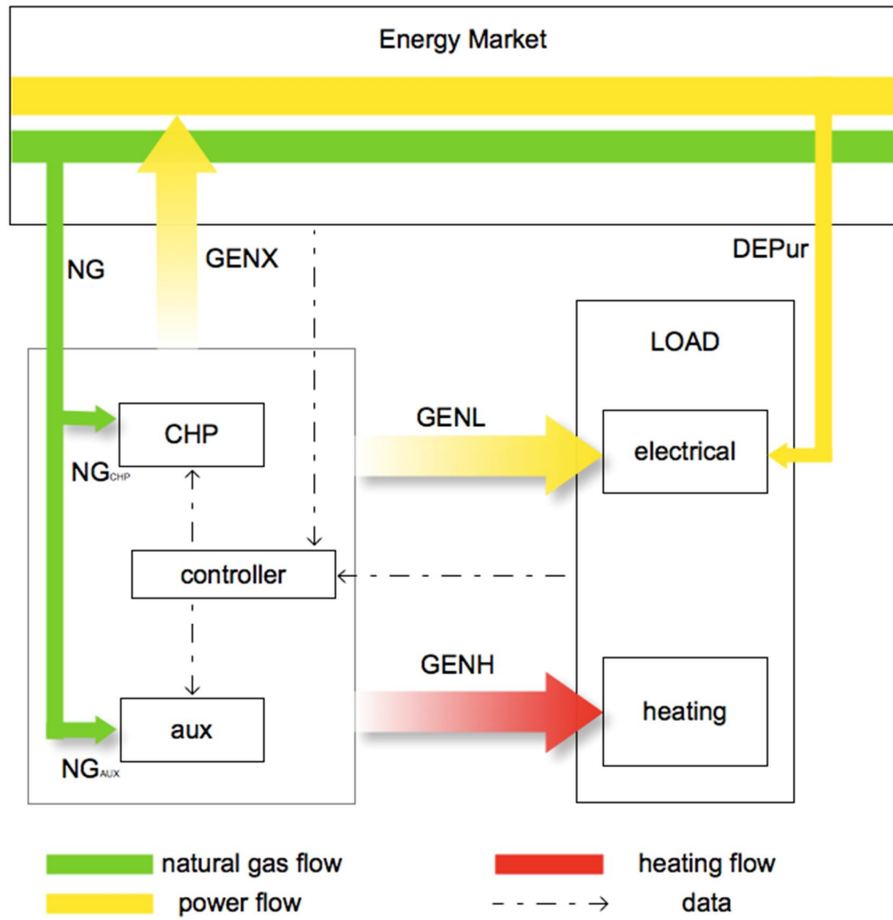


Εικόνα 2.2 : μέθοδος heat - match

Ο καταναλωτής λοιπόν, αγοράζει φυσικό αέριο (NG) από το δίκτυο και το διοχετεύει στο σύστημα μικρο-συμπαγωγής (CHP) και τον βοηθητικό καυστήρα (NG_{AUX}). Ο βοηθητικός αυτός καυστήρας, μπορεί να αποτελεί μέρος του συστήματος CHP ή ακόμα και να είναι ένα συμβατικό σύστημα θέρμανσης, που λειτουργεί παράλληλα με το πρώτο. Το σύστημα, παίρνοντας πληροφορίες για το θερμικό φορτίο, παράγει θερμική ενέργεια (GENH) για την κάλυψη του φορτίου αυτού ενώ στις αιχμές τις οποίες δεν μπορεί να καλύψει, συμπληρώνει ο βοηθητικός καυστήρας. Η προκύπτουσα ηλεκτρική ενέργεια (GENL) καλύπτει μαζί με τις αγορές από το δίκτυο (DEPur) το ηλεκτρικό φορτίο. Στην περίπτωση περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας, αυτή πωλείται πίσω στο δίκτυο (GENX).

Ο παραπάνω έλεγχος, αποτελεί έναν από τους πολλούς που μπορούν να εφαρμοστούν. Η παρακολούθηση του ηλεκτρικού (electricity match control) αντί του θερμικού φορτίου, αποτελεί μία άλλη μέθοδο, η οποία όμως στην πράξη δεν αποφέρει τα ίδια οφέλη με την προηγούμενη.

Μία τρίτη, λοιπόν, μέθοδος είναι η παρακολούθηση του συνολικού κόστους, για την κάλυψη οποιοδήποτε φορτίου (totCOST response). Με λίγα λόγια, ο ελεγκτής του συστήματος, επεξεργάζεται περισσότερες από μία παραμέτρους με σκοπό να αποφασίσει για κάθε ώρα, με ποιο τρόπο θα λειτουργήσει το σύστημα, δηλαδή ποια θα είναι η θερμική του έξοδος. Ο έλεγχος αυτός παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα:



Εικόνα 2.3 : μέθοδος totCOST response

Όπως και στην προηγούμενη περίπτωση, βλέπουμε πως ο καταναλωτής προμηθεύεται φυσικό αέριο από το δίκτυο. Το αέριο μοιράζεται ανάμεσα στο σύστημα συμπαραγωγής και σε έναν βοηθητικό burner (aux) με απόδοση ίση με ενός συμβατικού. Ο βοηθητικός αυτός burner, μπορεί να αποτελεί μέρος του συστήματος CHP ή ακόμα και να είναι ένα συμβατικό σύστημα θέρμανσης, που λειτουργεί παράλληλα με το πρώτο. Η διαφορά με το προηγούμενο σχεδιάγραμμα, είναι πως ο ελεγκτής πλέον, παίρνει σαν είσοδο, και δεδομένα από την ενεργειακή αγορά.

Ο κεντρικός ελεγκτής, εξετάζει τα εξής δεδομένα:

1. τιμή φυσικού αερίου
2. τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος
3. τιμή πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος
4. ηλεκτρικό φορτίο
5. θερμικό φορτίο

Μετά την επεξεργασία των δεδομένων αυτών, στέλνει κατάλληλα σήματα ελέγχου στο σύστημα CHP και στον βοηθητικό burner, ώστε να καλυφθεί το φορτίο της κατοικίας, εξασφαλίζοντας ότι το ενεργειακό κόστος για τον καταναλωτή, είναι

ελάχιστο. Παράλληλα, η αγορά και πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο είναι και πάλι εφικτή και αποτελεί απόφαση του ελεγκτή.

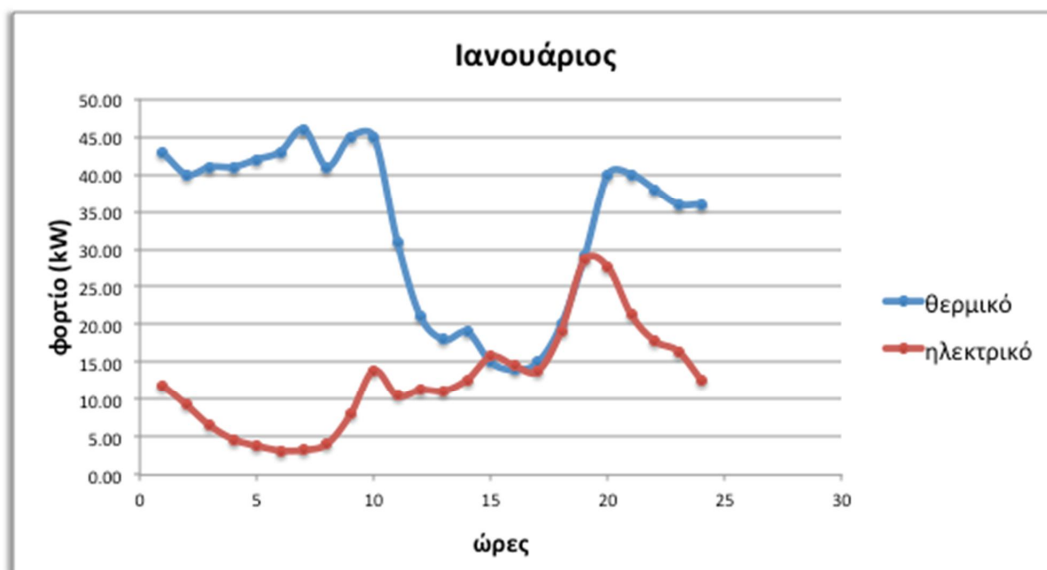
Σκοπός, λοιπόν, της συγκεκριμένης εργασίας, είναι να μελετήσουμε τα οικονομικά οφέλη για τον τελικό καταναλωτή, εάν επιλέξει αυτό το είδος ελέγχου για το σύστημα συμπαραγωγής σε συνδυασμό με ένα fixed tariff τιμολόγιο και ένα dynamic pricing, έναντι του συμβατικού. Για την μελέτη αυτή, χρησιμοποιείται το λογισμικό GAMS, με το οποίο σχεδιάζεται ένα μοντέλο για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος CHP. Το μοντέλο αυτό, λειτουργεί όπως ο controller του συστήματος. Παίρνει ως δεδομένα, το ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο ενός οικιστικού συγκροτήματος, τις τιμές του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά μιας μονάδας συμπαραγωγής. Η έξοδος του μοντέλου, είναι η θερμική και ηλεκτρική ενέργεια που παρέχει κάθε ώρα το σύστημα και τις αγορές-πωλήσεις που γίνονται από το δίκτυο.

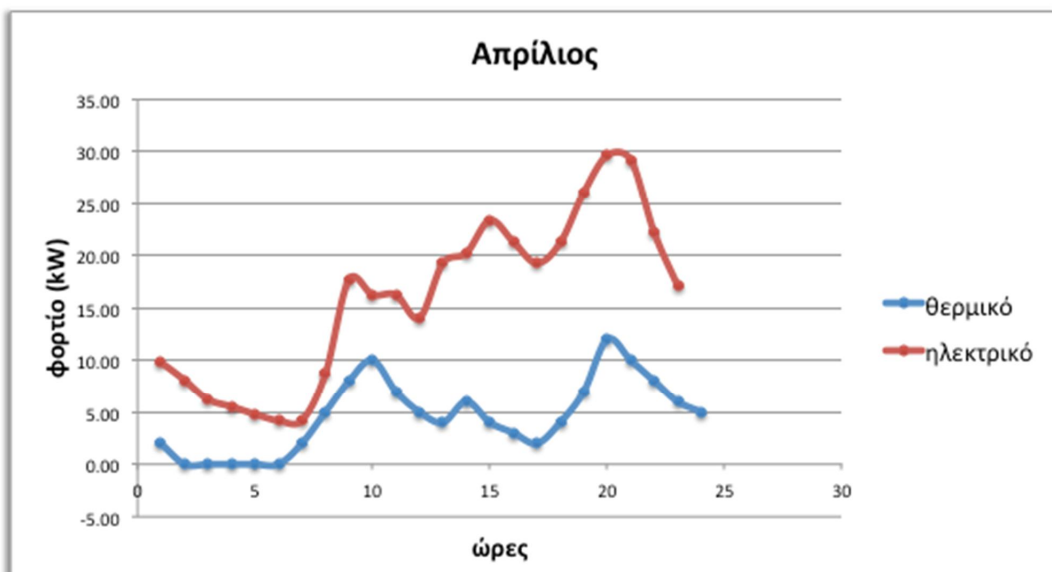
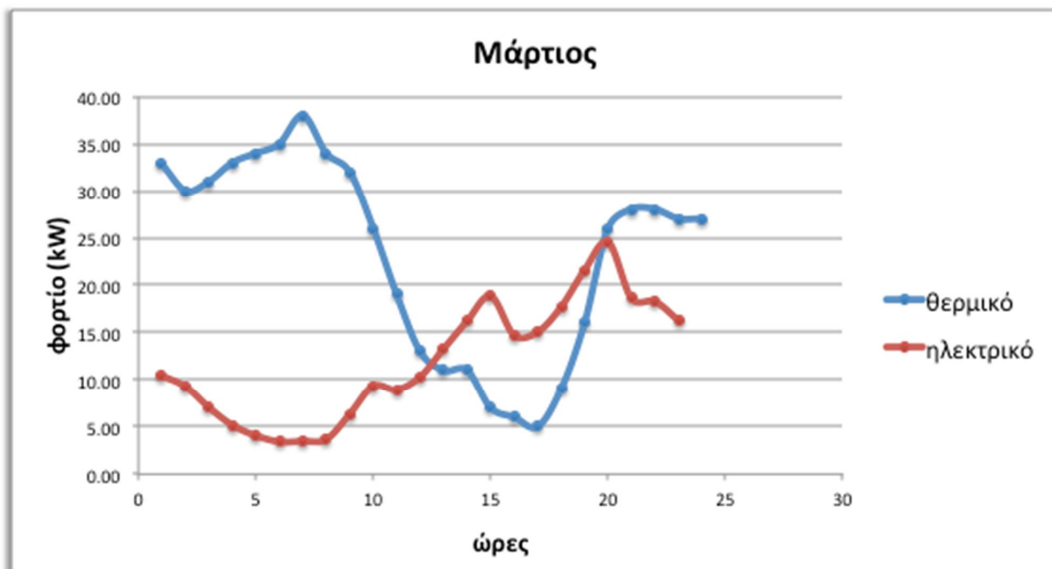
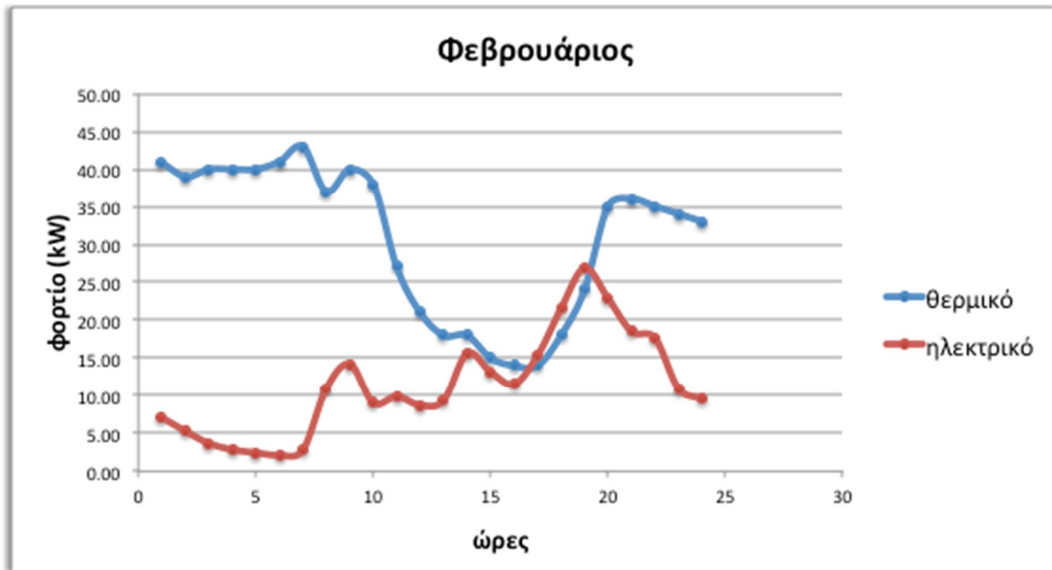
2.1.2 Φορτία Οικιστικού Συγκροτήματος

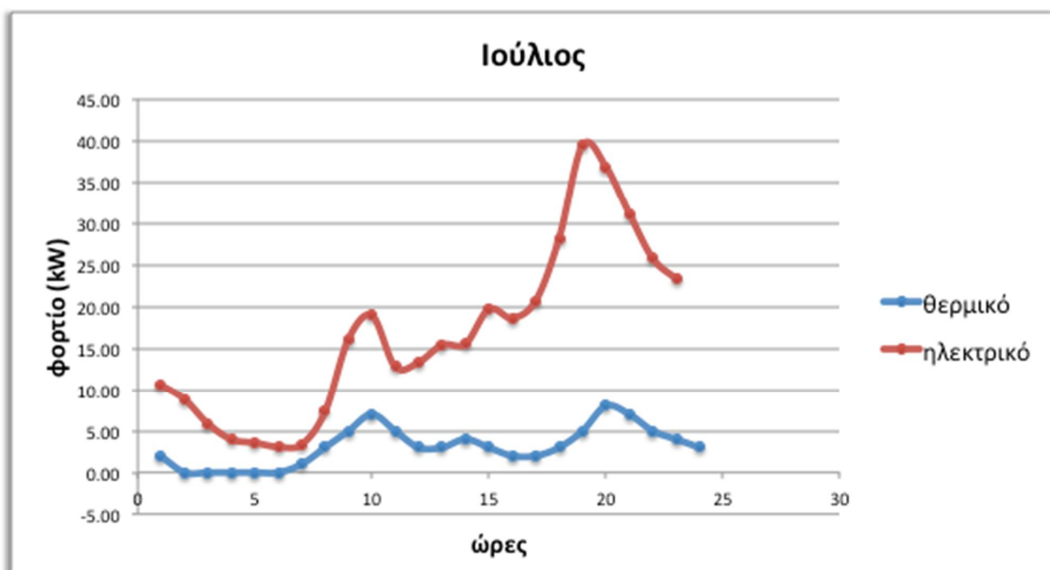
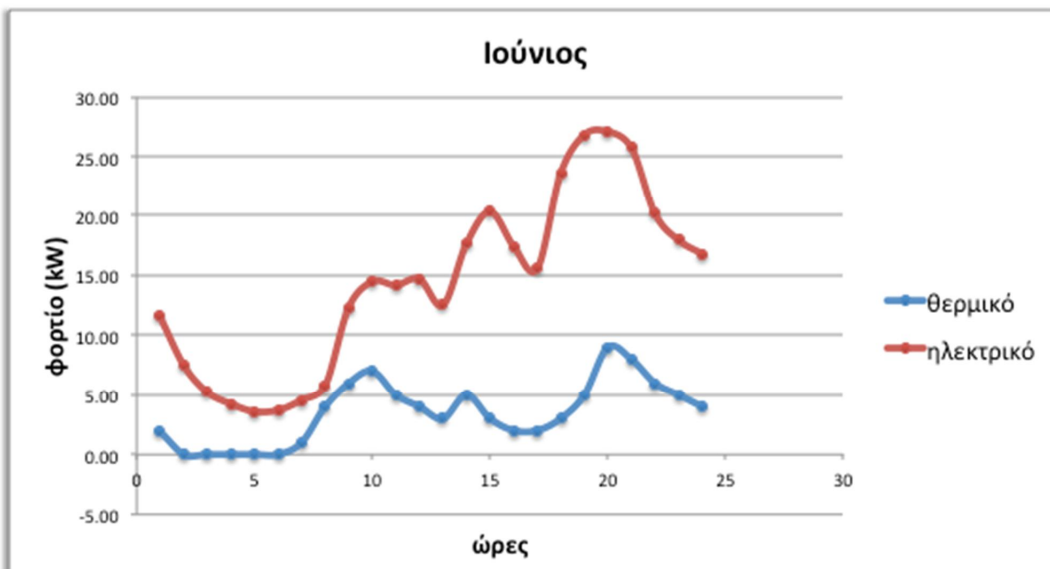
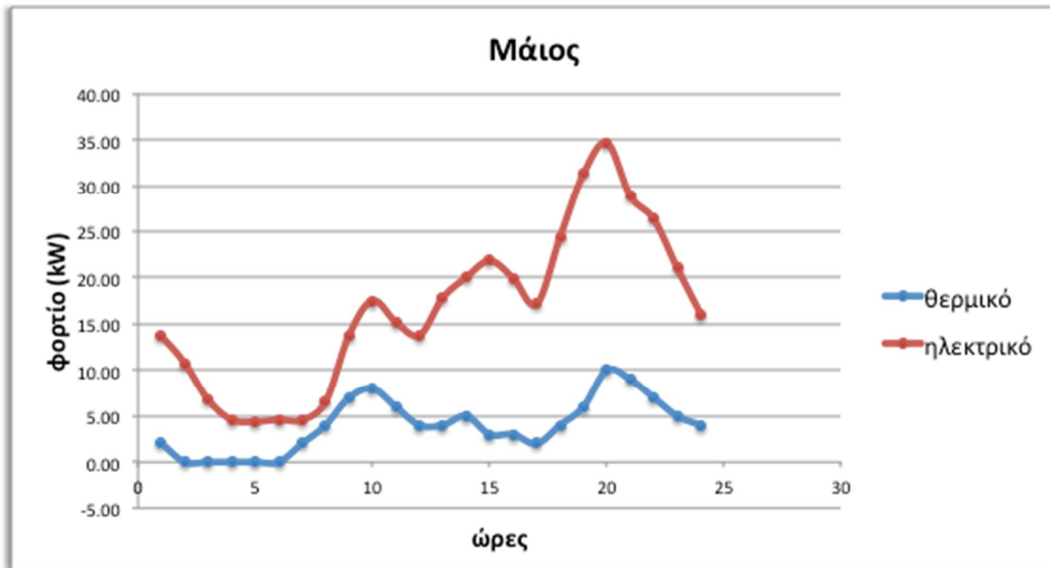
Για την εφαρμογή του πιο πάνω μοντέλου, θεωρούμε ένα 4 διαφορετικά είδη καταναλωτών. Καταναλωτές με:

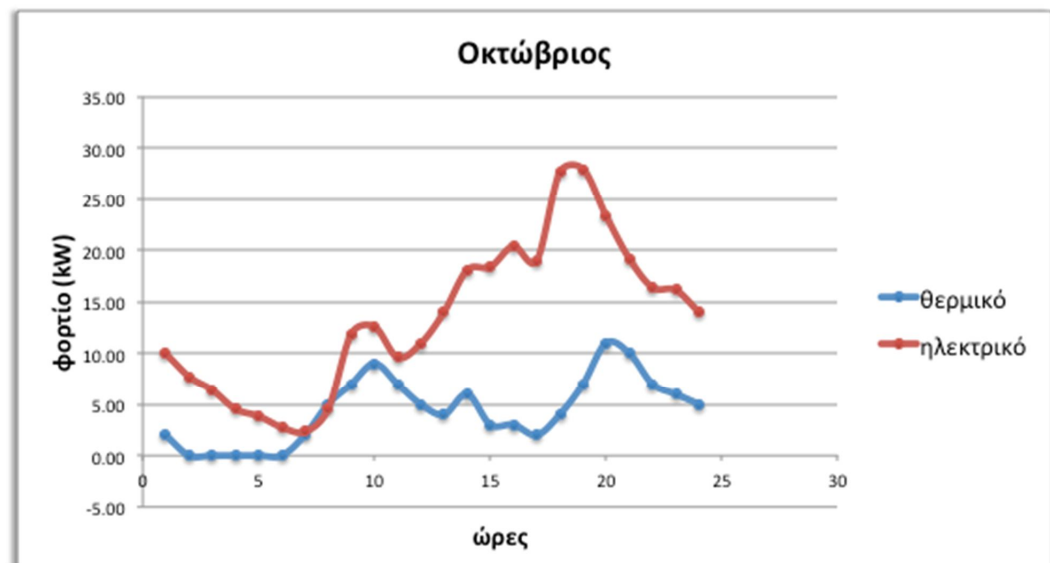
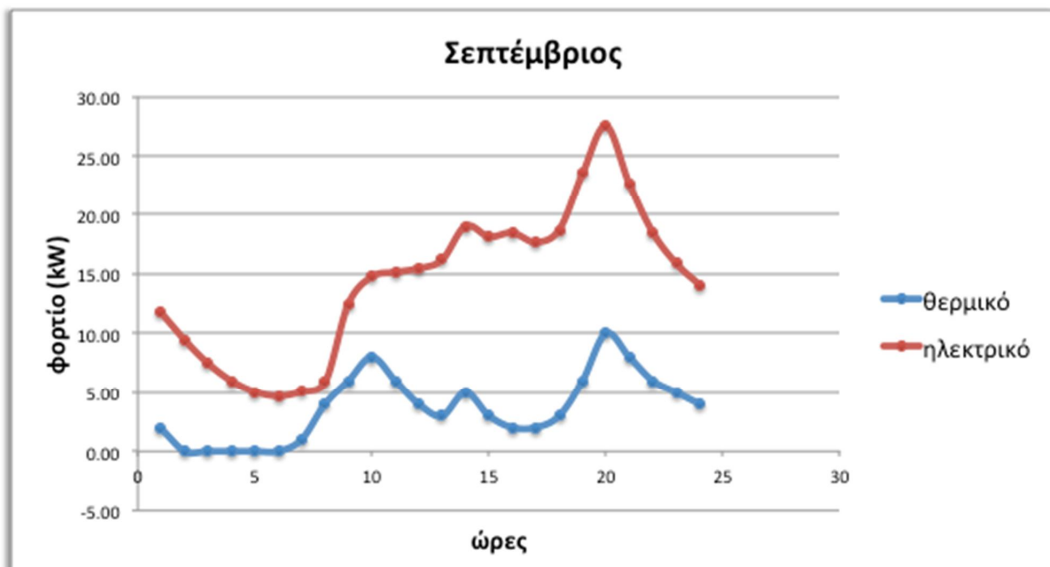
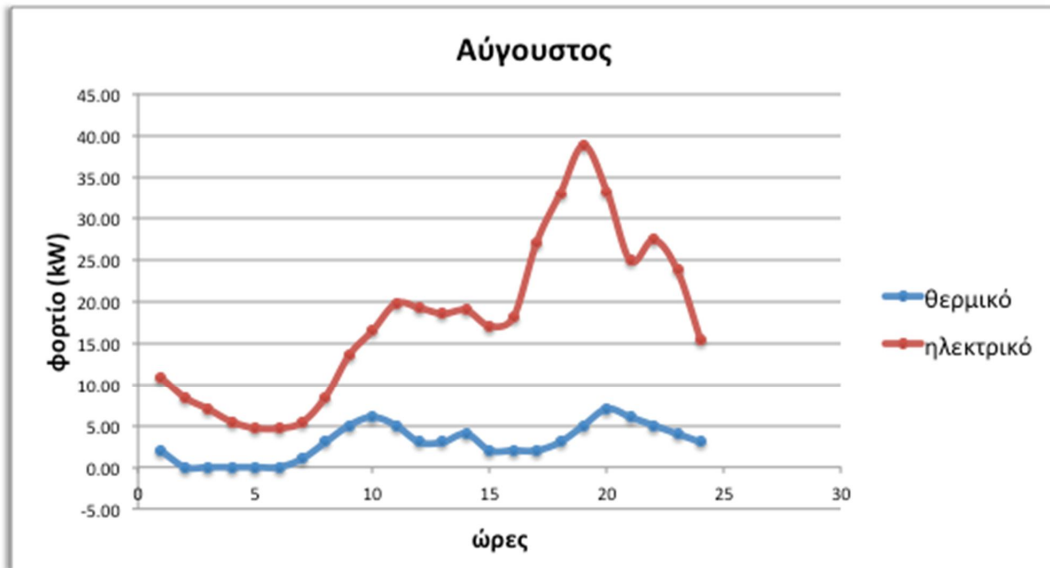
- Μικρό θερμικό και ηλεκτρικό φορτίο
- Μικρό θερμικό και μεγάλο ηλεκτρικό φορτίο
- Μεγάλο θερμικό και μικρό ηλεκτρικό φορτίο
- Μεγάλο θερμικό και ηλεκτρικό φορτίο

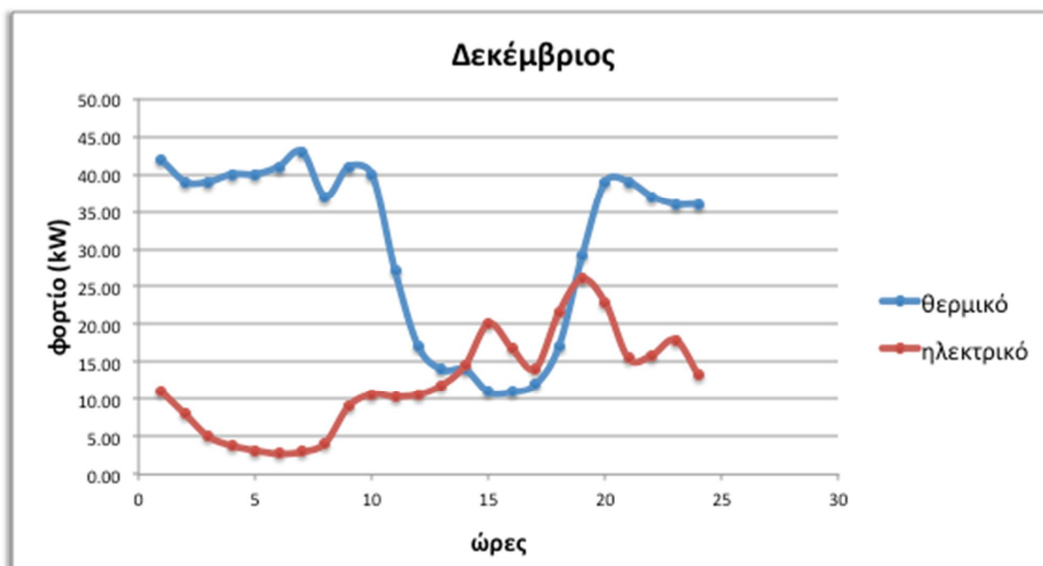
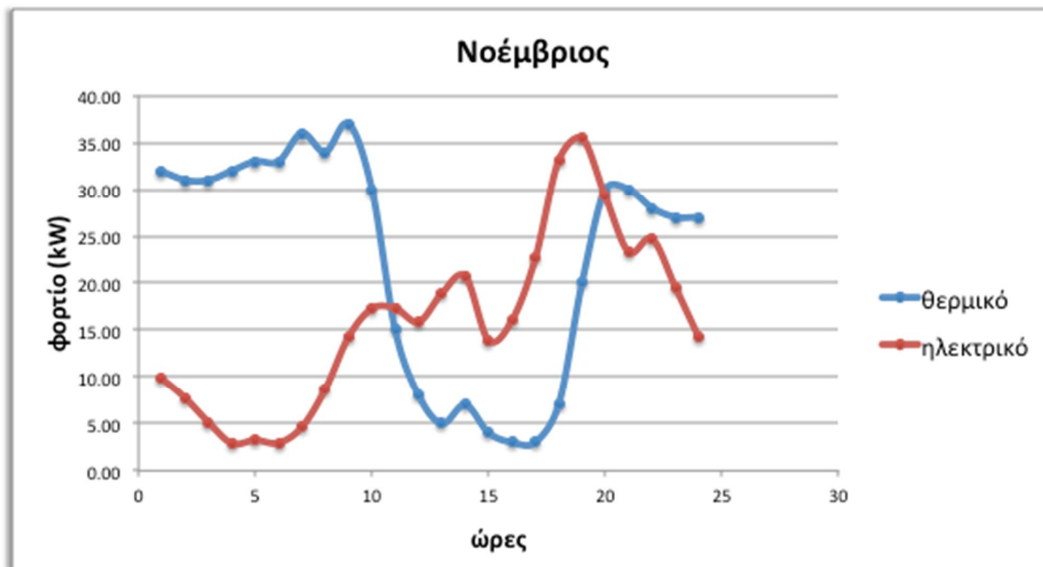
Σε κάθε περίπτωση, εξετάζουμε το συνολικό φορτίο ενός οικιστικού συγκροτήματος 15 διαμερισμάτων για ένα χρόνο. Οι καμπύλες φορτίου για την πρώτη μόνο περίπτωση, ώστε να είναι δυνατός ο σχολιασμός της μορφής τους, φαίνονται παρακάτω. Τα δεδομένα είναι διαθέσιμα για μία τυπική ημέρα κάθε μήνα.







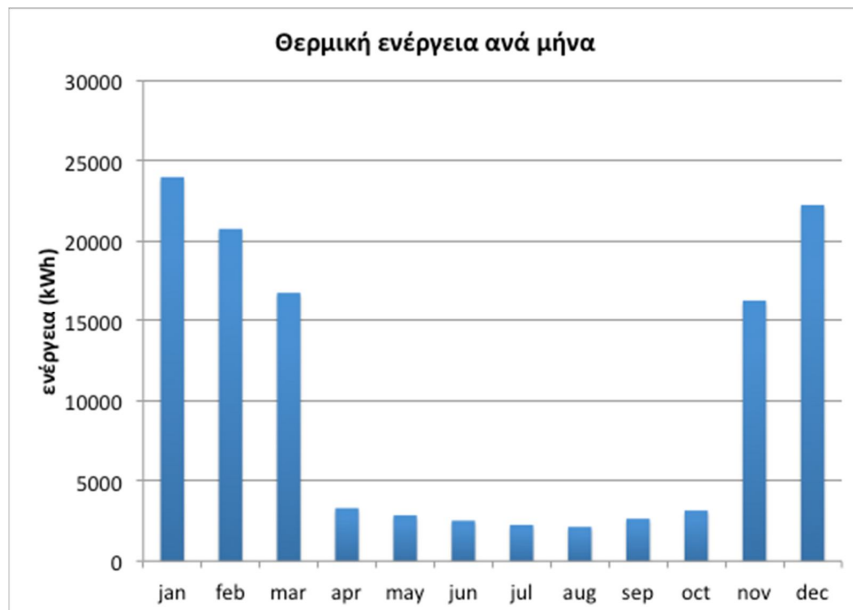




ΠΡΟΣΟΧΗ: Οι παραπάνω καμπύλες φορτίου, αφορούν μόνο την περίπτωση καταναλωτή με μεγάλο θερμικό και ηλεκτρικό φορτίο. Ο λόγος που παρατίθενται μόνο αυτό το είδος καταναλωτή, είναι για να δοθεί μια εικόνα της συμπεριφοράς των φορτίων στο χρόνο, και όχι η ποσοτική τους παρατήρηση.

2.1.2.1 Θερμικό φορτίο

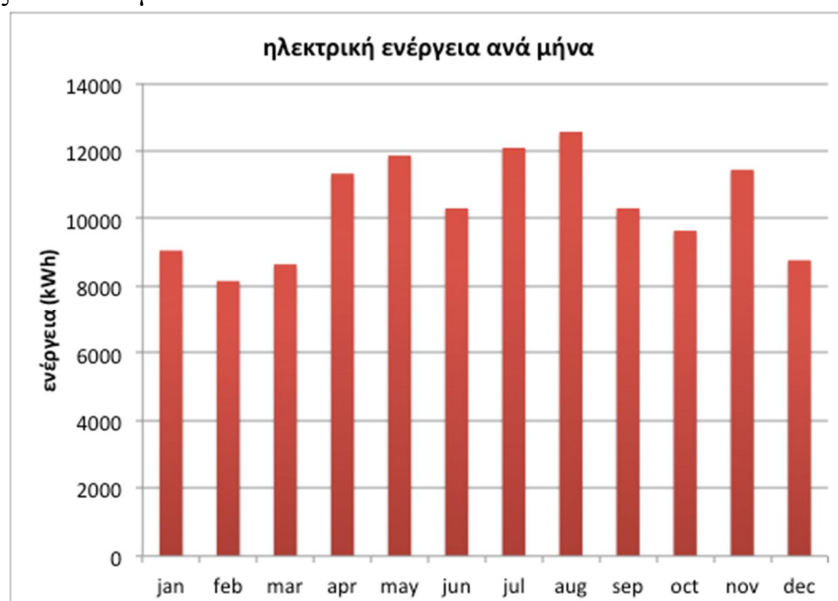
Στο θερμικό φορτίο περιλαμβάνονται η απαιτούμενη ενέργεια για την θέρμανση των χώρων των διαμερισμάτων, καθώς και η παροχή ζεστού νερού. Κύριο χαρακτηριστικό του φορτίου είναι οι μεγάλες διακυμάνσεις ανάμεσα στους μήνες. Όπως θα ανέμενε κανείς, υψηλότερες τιμές παρουσιάζονται κατά τους χειμερινούς μήνες, όταν οι κλιματολογικές συνθήκες απαιτούν περισσότερη θερμική ενέργεια. Η παρατήρηση αυτή αποτυπώνεται και στο παρακάτω διάγραμμα:



Διάγραμμα 2.1 : Θερμική ενέργεια συγκροτήματος ανά μήνα

2.1.2.2 Ηλεκτρικό φορτίο

Το ηλεκτρικό φορτίο δεν παρουσιάζει τις διακυμάνσεις του θερμικού, καθώς αποτελείται κυρίως από καταναλώσεις που δεν σχετίζονται άμεσα από τις καιρικές συνθήκες. Παρόλα αυτά, τους καλοκαιρινούς μήνες, παρατηρείται μια μικρή αύξηση. Λόγω έλλειψης στοιχείων, δεν είναι δυνατό να γνωρίζουμε την κατανομή του φορτίου ανάμεσα στις διάφορες καταναλώσεις μιας κατοικίας (φως, κλιματισμός, οικιακές συσκευές κλπ), γεγονός όμως, που δεν επηρεάζει την παρούσα μελέτη και τα τελικά της αποτελέσματα.



Διάγραμμα 2.2 : Ηλεκτρική ενέργεια συγκροτήματος ανά μήνα

Στον παρακάτω, παρουσιάζεται η συνολική κατανάλωση ενέργειας, για τις διάφορες κατηγορίες καταναλωτών:

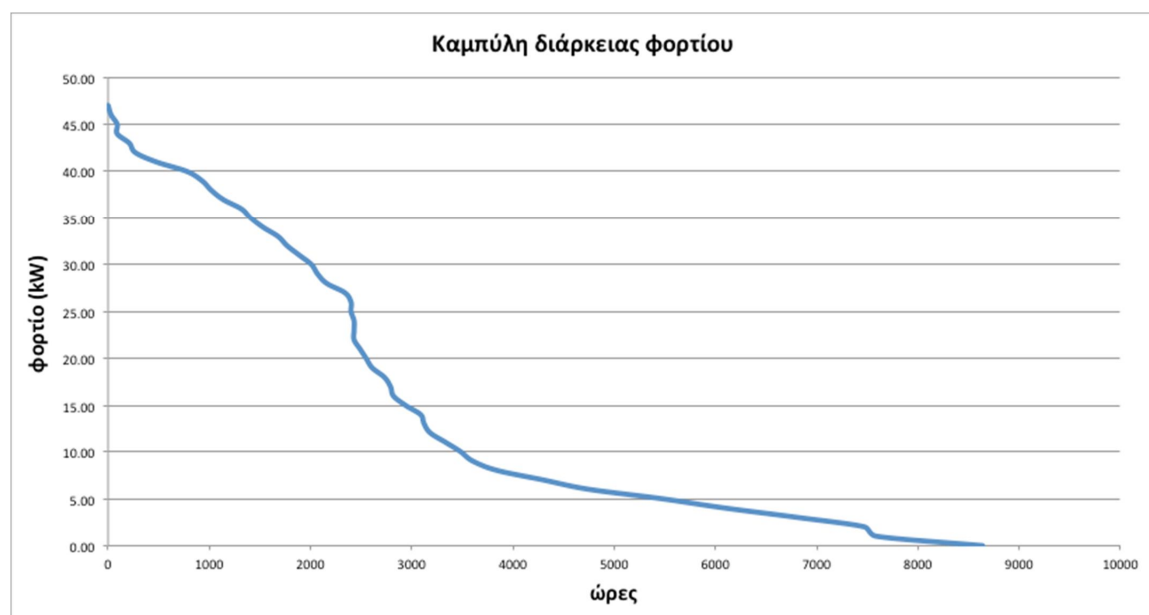
ΤΥΠΟΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ	Heat	electricity
Large Heat - Small Power	118848 kWh	99367.2 kWh
Large Heat - Large Power	118848 kWh	124209 kWh
Small Heat - Large Power	95078.4 kWh	124209 kWh
Small Heat - Small Power	95078.4 kWh	99367.2 kWh

Πίνακας 2.1 : Συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια ανά τύπο καταναλωτή

2.1.3 Επιλογή Συστήματος ΣΗΘ

Η επιλογή ενός συστήματος ΣΗΘ δεν είναι εύκολη υπόθεση. Για την κατάλληλη διαστασιολόγηση πρέπει να λάβουμε πολλούς παράγοντες υπόψη μας, όμως ο σημαντικότερος αφορά το θερμικό φορτίο του καταναλωτή. (13) Χρειαζόμαστε λοιπόν ένα σύστημα 'πακέτο', το οποίο να καλύπτει το θερμικό φορτίο βάσης, και όχι τις αιχμές. Για τα υψηλές τιμές του φορτίου, θα χρησιμοποιηθεί παράλληλα και ένα συμβατικό σύστημα boiler - καυστήρα. Με τον τρόπο αυτό εξασφαλίζουμε ότι το σύστημα θα δουλεύει περισσότερες ώρες κοντά στα ονομαστικά του μεγέθη συνεπώς θα πετύχουμε τη μέγιστη αξιοποίησή του. Για την επιλογή, λοιπόν, του κατάλληλου συστήματος ΣΗΘ, θα χρειαστούμε την ετήσια καμπύλη διάρκειας του θερμικού φορτίου.

Για τα 2 είδη καταναλωτών με υψηλό θερμικό φορτίο, η καμπύλη είναι :



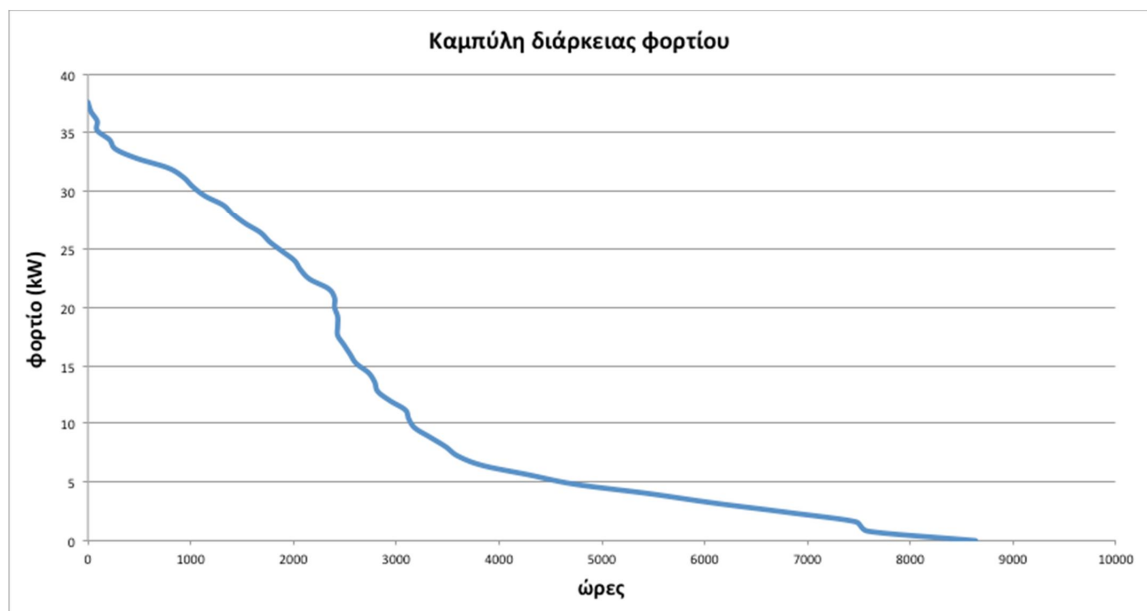
Διάγραμμα 2.3 : Καμπύλη διάρκειας φορτίου για τον καταναλωτή με υψηλό θερμικό φορτίο

Το σημείο στο οποίο μεγιστοποιείται το περικλειόμενο από τους άξονες εμβαδόν, είναι το (2.324 , 27.00). Αυτό σημαίνει πως σε αυτό το σημείο μεγιστοποιείται η παραγόμενη στο πλήρες φορτίο ενέργεια. Συνεπώς θα χρειαστούμε ένα σύστημα συμπαραγωγής του οποίου η θερμική ισχύς να ξεπερνά τα 27 kW. Ένα τέτοιο σύστημα είναι το Buderus Loganova EN20, της Bosch Thermotechnik GmbH, που αποτελεί ένα παλινδρομικό σύστημα. Η συγκεκριμένη μονάδα λειτουργεί με μηχανή κύκλου Otto, είναι Γερμανικής προέλευσης και έχει τα ακόλουθα τεχνικά χαρακτηριστικά :

- Ωφέλιμος Ηλεκτρική Ισχύς : έως 19 kW_e
- Θερμική Ισχύς : έως 34 kW
- Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης : 33.9 %
- Θερμικός Βαθμός Απόδοσης : 60.7 %
- Συνολικός Βαθμός Απόδοσης : 94.6 %
- Καύσιμο Λειτουργίας : φυσικό αέριο
- χρόνος ζωής: 15 χρόνια
- ετήσιο κόστος συντήρησης: 800 ευρώ



Για τους άλλους 2 τύπους καταναλωτών, με χαμηλό θερμικό φορτίο, η αντίστοιχη καμπύλη είναι :



Διάγραμμα 2.4 : Καμπύλη διάρκειας φορτίου για τον καταναλωτή με χαμηλό θερμικό φορτίο

Αυτή τη φορά, το εμβαδόν μεγιστοποιείται στο σημείο (2.324 , 22). Αυτό σημαίνει ότι χρειαζόμαστε ένα σύστημα με ονομαστική θερμική ισχύ, τουλάχιστον 22

kW. Ένα τέτοιο, είναι το KWE 12G-4 AP, της KW Energie GmbH & Co. KG με τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Ωφέλιμος Ηλεκτρική Ισχύς : έως 12 kW_e
- Θερμική Ισχύς : έως 27 kW_{th}
- Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης : 28 %
- Θερμικός Βαθμός Απόδοσης : 63 %
- Συνολικός Βαθμός Απόδοσης : 91 %
- Καύσιμο Λειτουργίας : φυσικό αέριο
- χρόνος ζωής: 15 χρόνια
- ετήσιο κόστος συντήρησης: 800 ευρώ



Παράλληλα με τα επιλεγμένα CHP συστήματα, χρησιμοποιείται και ένα συμβατικό boiler φυσικού αερίου με βαθμό απόδοσης $B=0.85$ και ετήσιο κόστος συντήρησης στα 200 ευρώ.

2.1.4 Σχηματισμός του μοντέλου στο GAMS

Για την δυνατότητα πλήρους κατανόησης των αποτελεσμάτων, και την ορθή αξιολόγηση των προτεινόμενων μεθόδων, θα τρέξουμε το μοντέλο για τρία βασικά σενάρια:

- κάλυψη του φορτίου (θερμικό και ηλεκτρικό) μόνο από το δίκτυο
- κάλυψη του φορτίου μέσω συστήματος CHP και του δικτύου με την heat-match μέθοδο
- κάλυψη του φορτίου μέσω συστήματος CHP και του δικτύου με την μέθοδο ελέγχου του συνολικού κόστους (tot COST response).

Για τα 2 πρώτα μοντέλα, χρησιμοποιήθηκε το Excel, καθώς απαιτούνται υπολογισμοί, που αν και πολύπλοκοι δεν εμπίπτουν στα πλαίσια ενός προβλήματος βελτιστοποίησης, όπως το τρίτο μοντέλο, για το οποίο θα χρειαστούμε το λογισμικό GAMS.

Με τη χρήση λοιπόν, του λογισμικού GAMS, αναπτύσσεται το τελευταίο μοντέλο για την οικονομική μελέτη του συστήματος οικιστικό συγκρότημα - microCHP. Ουσιαστικά επιλύεται ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης, με αντικειμενική συνάρτηση, το συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος. Κύρια μέρη του μοντέλου αυτού αποτελούν:

- **οι δείκτες**

Οι δείκτες χρησιμοποιούνται στην χρονική ανάλυση του προβλήματος. Με την χρήση τους, τα διάφορα δεδομένα και οι παράμετροι του μοντέλου αναλύονται

ωριαία, και έτσι η επίλυση γίνεται για κάθε ώρα του χρόνου. Επίσης χρησιμοποιείται ένας δείκτης, για τις δύο χρήσεις του φυσικού αερίου.

δείκτες	περιγραφή
$i=1,2,3$	τετράμηνα του χρόνου
$m=1,2,\dots,12$	12 μήνες του χρόνου
$d=1,2,\dots,30$	30 μέρες κάθε μήνα
$h=1,2,\dots,24$	24 ώρες της ημέρας
$use=heating,auxheat$	heating: φυσικό αέριο για το σύστημα CHP auxheat: φυσικό αέριο για τον βοηθητικό καυστήρα

Πίνακας 2.2 : δείκτες που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο του οικιστικού συγκροτήματος

- **οι παράμετροι**

Ως παράμετροι, χρησιμοποιούνται τα δεδομένα εισόδου (φορτία, ενεργειακά τιμολόγια κ.α.) καθώς και άλλα δεδομένα, που χρειάζονται για την επίλυση του προβλήματος.

παράμετροι	περιγραφή
$load_{m,d,h}(use)$ (kW)	φορτίο οικιστικού συγκροτήματος
$kWhPurCost_i$ (ευρώ/kWh)	κόστος ηλεκτρικής kWh
$kWCost$ (ευρώ/kW)	κόστος ηλεκτρικού kW
$maxl$ (kW)	αιχμή ηλεκτρικού φορτίου
$NGenergyprice_m$ (ευρώ/kWh)	κόστος kWh φυσικού αερίου

παράμετροι	περιγραφή
HeatEffRatio	θερμικός βαθμός απόδοσης συστήματος CHP
TotEffRatio	ολικός βαθμός απόδοσης συστήματος CHP
elecTOheatRatio	λόγος της ηλεκτρικής προς την θερμική ισχύ του συστήματος CHP
salesprice	τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο
maxHp (kW)	ονομαστική θερμική ισχύς συστήματος CHP
maxEp (kW)	ονομαστική ηλεκτρική ισχύς συστήματος CHP
Ratio	βαθμός απόδοσης βοηθητικού burner

Πίνακας 2.3 : παράμετροι του μοντέλου του οικιστικού συγκροτήματος

- **οι μεταβλητές**

Οι μεταβλητές αποτελούν την έξοδο του συστήματος. Οι τελικές τους τιμές μετά την επίλυση, περιγράφουν την κατάσταση του υπό μελέτη συστήματος, για κάθε ώρα του χρόνου.

μεταβλητές	περιγραφή
DEP (ευρώ)	κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
DPP (ευρώ)	κόστος αγοράς ηλεκτρικής ισχύος
DGP (ευρώ)	κόστος αγοράς φυσικού αερίου (ενέργεια)
DGPP (ευρώ)	κόστος αγοράς φυσικού αερίου (ισχύος)
EnSales (ευρώ)	Πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο
DEP _{urPer4months_i} (kWh)	συνολική ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο, ανά τετράμηνο
DEP _{ur_{m,d,h}} (kWh)	ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο ανά ώρα

μεταβλητές	περιγραφή
$DGPur_{m,d,h}(use)$ (kWh)	φυσικό αέριο από το δίκτυο ανά ώρα
$Dump_{m,d,h}$ (kWh)	περίσσεια θερμικής ενέργειας CHP
$GenH_{m,d,h}$ (kWh)	θερμική ενέργεια CHP για το φορτίο
$GenHaux_{m,d,h}$ (kWh)	θερμική ενέργεια βοηθητικού burner
$GenL_{m,d,h}$ (kWh)	ηλεκτρική ενέργεια CHP για το φορτίο
$GenX_{m,d,h}$ (kWh)	ηλεκτρική ενέργεια CHP προς πώληση στο δίκτυο

Πίνακας 2.4 : μεταβλητές του μοντέλου του οικιστικού συγκροτήματος

- **οι εξισώσεις**

Πρόκειται για εξισώσεις και ανισώσεις, μεταξύ διαφόρων παραμέτρων και μεταβλητών, που καθορίζουν την λειτουργία και τους περιορισμούς (τεχνικούς και οικονομικούς) του υπό μελέτη συστήματος.

εξισώσεις	περιγραφή
$totCost = DEP + DPP + DGP + DGPP + SGVC - EnSales$	Αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος
$DEP = \sum_{i=1}^4 DEP_{PurPer4months_i} \cdot kWh_{Pur} cost_i$	Χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας
	Χρέωση ηλεκτρικής ισχύος
$DGP = \sum_{m,use} DGPur_m(used) \cdot NGenenergyprice_m$	Χρέωση ενέργειας φυσικού αερίου
$GenH_{m,d,h} + Dump_{m,d,h} = DGPur_{m,d,h}(heating) \cdot HeatEffRatio \cdot TotEffRatio, \forall m,d,h$	Θερμική έξοδος του συστήματος CHP
$GenHaux_{m,d,h} = DGPur_{m,d,h}(auxheat) \cdot Ratio, \forall m,d,h$	θερμική έξοδος του βοηθητικού burner
$EnSales = \sum_{m,d,h} GenX_{m,d,h} \cdot salesprice_m$	πώληση ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο

εξισώσεις	περιγραφή
$GenL_{m,d,h} + GenX_{m,d,h} \leq \max Ep, \forall m,d,h$	τεχνικό ηλεκτρικό μέγιστο μονάδας CHP
$GenH_{m,d,h} + Dump_{m,d,h} \leq \max Hp, \forall m,d,h$	τεχνικό θερμικό μέγιστο μονάδας CHP
$load_{m,d,h}(electric) = GenL_{m,d,h} + DEpur_{m,d,h}, \forall m,d,h$	κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου
$load_{m,d,h}(heating) = GenH_{m,d,h} + GenHaux_{m,d,h}, \forall m,d,h$	κάλυψη θερμικού φορτίου
$GenL_{m,d,h} + GenH_{m,d,h} \leq (Dump_{m,d,h} + GenH_{m,d,h}) \cdot elecTOheatRatio, \forall m,d,h$	διαθέσιμη ηλεκτρική ισχύς από CHP
$\sum_{m,d,h} GenX \leq 20\% \sum_{m,d,h} GenL$	νομικός περιορισμός
$GenX_{m,d,h} = 0$ αν $GenL_{m,d,h} \leq load_{m,d,h}(electric), \forall m,d,h$	ο πελάτης δεν μπορεί να αγοράζει και να πουλά ρεύμα στο δίκτυο, ταυτόχρονα

Πίνακας 2.5 : εξισώσεις του μοντέλου του οικιστικού συγκροτήματος

2.1.5 Τιμολόγια

Δύο τιμολόγια χρησιμοποιήθηκαν για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, το κλιμακωτό της ΔΕΗ, (28) και το μεταβαλλόμενο ανά ώρα PX του EEX(European Power Exchange) (19) . Στην δεύτερη περίπτωση η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία μεταβάλλεται ανά ώρα, επηρεάζεται άμεσα από την χονδρική αγορά και την ΟΤΣ, στα πρότυπα των προγραμμάτων dynamic pricing. Στις τιμές του έχει προστεθεί και το κέρδος του παρόχου ώστε το συνολικό κόστος για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, να είναι ίδιο με το κόστος στην περίπτωση του τιμολογίου της ΔΕΗ. Αυτό δεν δημιουργεί ανακρίβειες στην εργασία αυτή, καθώς αυτό που μας ενδιαφέρει είναι η λειτουργία του CHP, κάτω από διάφορες τιμολογιακές πολιτικές, και όχι η σύγκριση των 2 τιμολογίων.

Στην πρώτη περίπτωση, λοιπόν, χρησιμοποιήθηκε το Γ1 οικιακό τιμολόγιο που φαίνεται παρακάτω:

Ανταγωνιστικές Χρεώσεις			
Κλιμάκια	Χρέωση Ενέργειας (ευρώ/kWh)	Χρέωση Παγίου 1Φ (ευρώ/τετράμηνο)	Χρέωση Παγίου 3Φ (ευρώ/τετράμηνο)
0-800 kWh	0.054	1.52	4.80
801-1000 kWh	0.0686	1.52	9.20
1001-1200 kWh	0.071	1.52	9.20
1201 - 1600 kWh	0.0727	1.52	9.20
1601 - 2000 kWh	0.07270	1.52	14.00
> 2001 kWh	0.08174	1.52	14.00

Πίνακας 2.6 : ανταγωνιστικές χρεώσεις του τιμολογίου της ΔΕΗ

Οι τιμές αυτές επιβαρύνονται με 13% ΦΠΑ και αφορούν μόνο την χρέωση ενέργειας. Οι παρακάτω χρεώσεις, αφορούν τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής:

Μονοπωλιακές Χρεώσεις						
κλιμάκια	Δίκτυο Μεταφοράς			Δίκτυο Διανομής		ΥΚΩ (ευρώ/kWh)
	Χρέωση Ισχύος(ευρώ/ kVA*ΣΙ ανά έτος)	Χρέωση ενέργειας (ευρώ/kWh)	Λοιπές επιβαρύνσεις (ευρώ/kWh)	Χρέωση Ισχύος(ευρώ/ kVA*ΣΙ ανά έτος)	Χρέωση ενέργειας (ευρώ/kWh)	
0-800 kWh	0.16	0.00605	0.00046	0.59	0.0217	0.00020
801-1000 kWh						0.00528
1001-1200 kWh						
1201 - 1600 kWh						
1601 - 2000 kWh						
2001-3000 kWh						
>3000 kWh						0.03157

Πίνακας 2.7 : μονοπωλιακές χρεώσεις του τιμολογίου της ΔΕΗ

Και αυτές οι χρεώσεις επιβαρύνονται με 13 % ΦΠΑ.

Για το φυσικό αέριο, γνωρίζουμε πως η τιμή του καθορίζεται με βάση την τιμή του πετρελαίου θέρμανσης. Κάθε μήνα, η τιμή αυτή υπολογίζεται ως το 82% της μέσης τιμής του πετρελαίου θέρμανσης, με βάση στοιχεία που συλλέγει από την αγορά το υπουργείο ανάπτυξης. Έτσι λοιπόν, όσον αφορά τις χρεώσεις ενέργειας του φυσικού αερίου, αυτές μεταβάλλονται ανά μήνα. Για τις χρεώσεις ισχύος, ισχύει ο παρακάτω πίνακας (29) :

Χρέωση ισχύος	Θέρμανση (€/60 μέρες)
Μέχρι 5 m ³ /ώρα	560
Μέχρι 40 m ³ /ώρα	1,007
Μέχρι 60 m ³ /ώρα	1,790
Πάνω από 60 m ³ /ώρα	2,908

Πίνακας 2.8 : χρεώσεις φυσικού αερίου ΕΠΑ

Οι χρεώσεις αυτές επιβαρύνονται με 13% ΦΠΑ.

Στην περίπτωση που το φυσικό αέριο που αγοράζεται, χρησιμοποιείται για συμπαραγωγή, επιβάλλεται στην τιμή αυτού μία έκπτωση 5 %. Έτσι, στα 2 μοντέλα που γίνεται χρήση της συμπαραγωγής, το φυσικό αέριο αγοράζεται πιο φθηνά.

Η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο, για συστήματα συμπαραγωγής, σύμφωνα με τον 3851/2010 υπ' αριθμόν νόμο, ορίζεται από τη

$$chp_sales = 87.85 \times \Sigma P$$

$$\Sigma P = 1 + (M.T.\Phi.A. - 26) / (100 \times \eta_{el})$$

σχέση:

όπου ,

M.T.Φ.A.: η ανά τρίμηνο μέση μοναδιαία τιμή πώλησης φυσικού αερίου για συμπαραγωγή σε €/MWh ανωτέρας θερμογόνου δύναμης (Α.Θ.Δ.) στους χρήστες Φ.Α. στην Ελλάδα, εξαιρουμένων των πελατών ηλεκτροπαραγωγής. Η τιμή αυτή ορίζεται με μέριμνα της Δ.Ε.Π.Α. Α.Ε. και κοινοποιείται ανά τρίμηνο στον Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.

η_{el} : ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης της διάταξης Σ.Η.Θ.Υ.Α. επί ανωτέρας θερμογόνου δύναμης (Α.Θ.Δ.)

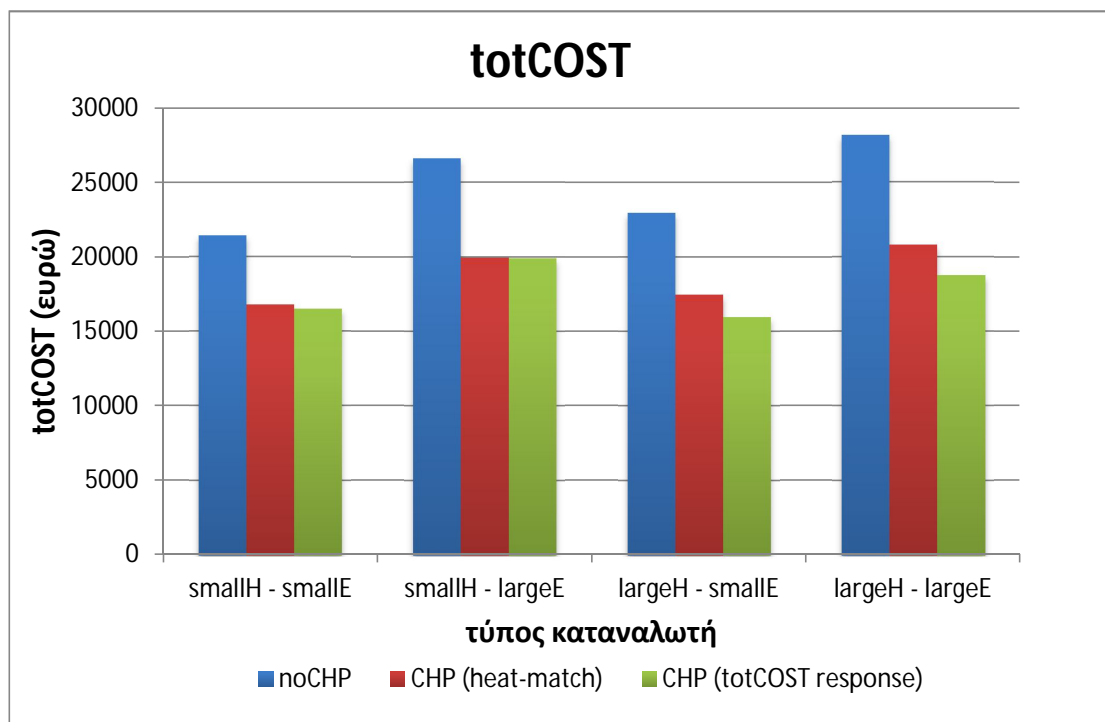
φυσικού αερίου, η οποία ορίζεται σε 0,33 για μονάδες Σ.Η.Θ.Υ.Α. $\leq 1\text{MWe}$, και σε 0,35 για μονάδες Σ.Η.Θ.Υ.Α. $> 1\text{MWe}$. Η τιμή του ΣΡ δεν μπορεί να είναι μικρότερη της μονάδας.

Για την πώληση στο δίκτυο υπάρχουν 2 περιορισμοί:

- ο πελάτης δεν μπορεί ταυτόχρονα να πουλά και να αγοράζει από το δίκτυο.
- η συνολική ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο, δεν μπορεί να ξεπερνά το 20% την συνολικής, για ίδια χρήση, παραγωγής ισχύος.

2.1.6 Αποτελέσματα - Συμπεράσματα

Πρώτα λοιπόν, μελετούμε τα αποτελέσματα των τριών παραπάνω σεναρίων, χρησιμοποιώντας το τιμολόγιο της ΔΕΗ, για αγορά ηλεκτρικού ρεύματος από το δίκτυο. Τα αποτελέσματα, για τις σημαντικότερες μεταβλητές του μοντέλου, και για τους 4 τύπους καταναλωτή, παρουσιάζονται συνοπτικά στα παρακάτω διαγράμματα:

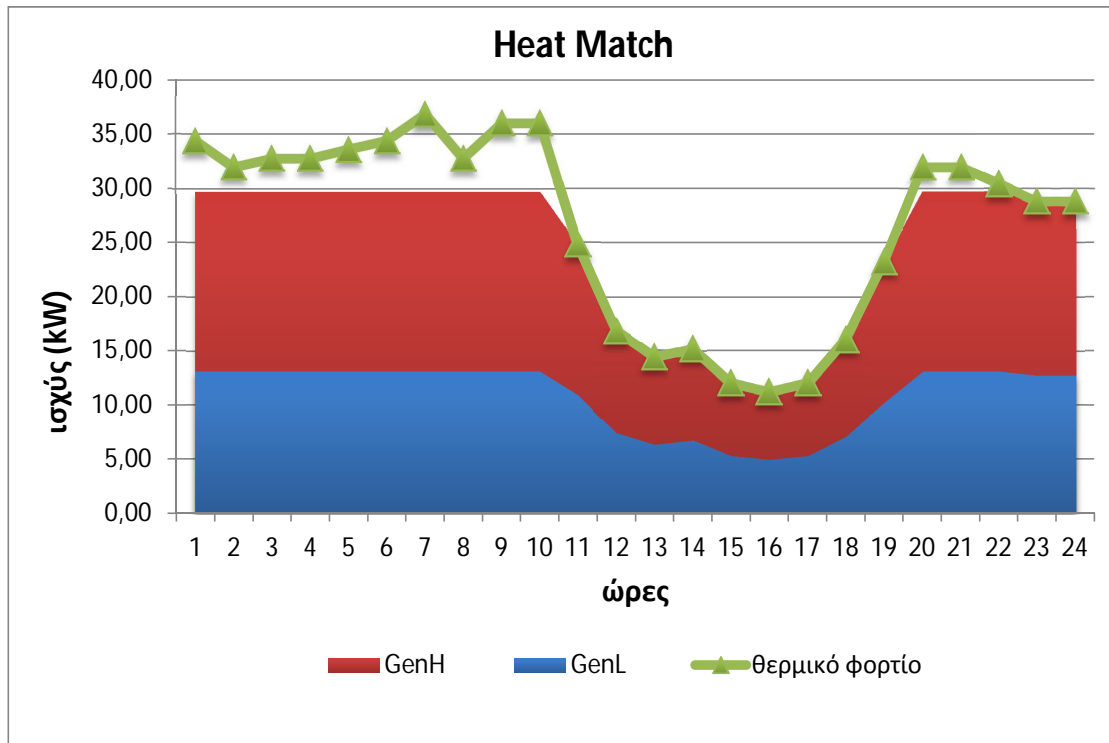


Διάγραμμα 2.5 : συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος για το τιμολόγιο της ΔΕΗ

Στο παραπάνω διάγραμμα λοιπόν, φαίνεται καταρχάς, ότι η επιλογή ενός απλού συστήματος συμπαραγωγής, οδηγεί από μόνη της σε οικονομικότερη κάλυψη του ενεργειακού φορτίου του καταναλωτή και στις τέσσερις περιπτώσεις. Το συνολικό κόστος μειώνεται αισθητά κυρίως στην περίπτωση του “μεγάλου” καταναλωτή (μεγάλο ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο) γεγονός καθόλου παράλογο, αν σκεφτούμε πως μεγάλο θερμικό φορτίο, σημαίνει και μεγαλύτερη παραγωγή θερμικής ισχύος, άρα και ηλεκτρικής, συνεπώς και κάλυψη μεγαλύτερου μέρους του ηλεκτρικού φορτίου. Στις δύο πρώτες περιπτώσεις, όπου το θερμικό φορτίο είναι χαμηλό, το συνολικό κόστος και των 2 μεθόδων συμπαραγωγής, είναι σχεδόν ίσο.

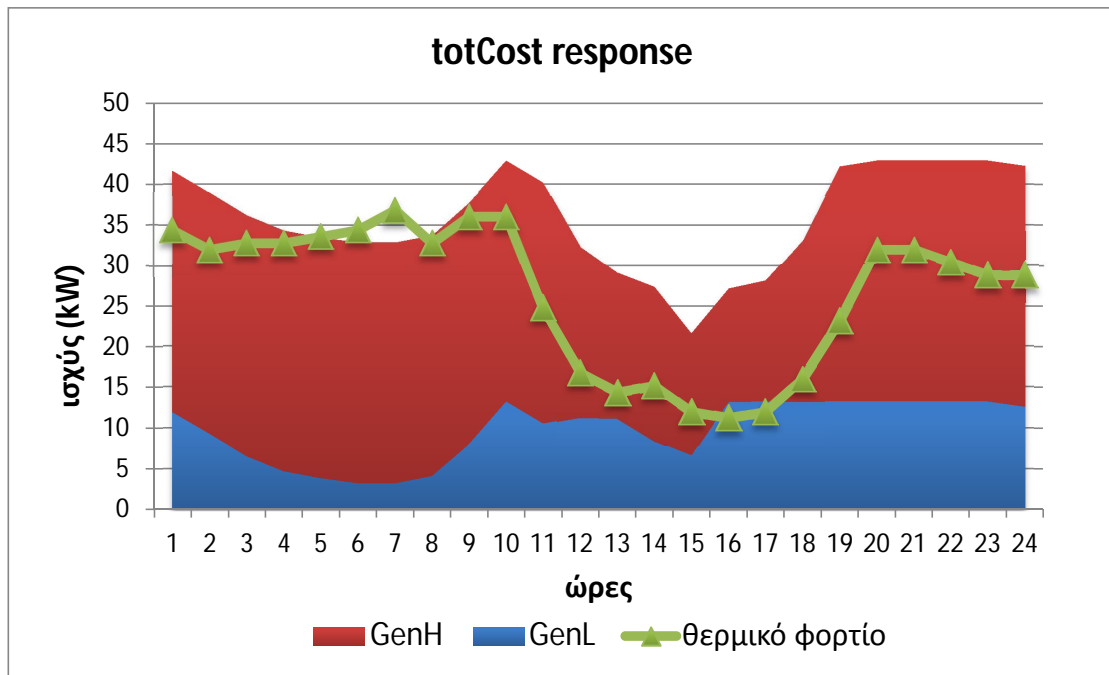
Αυτό πρακτικά σημαίνει πως για αυτούς τους τύπους καταναλωτών, δεν υπάρχει λόγος να ακολουθηθεί η περίπλοκη μέθοδος ελαχιστοποίησης του κόστους, αλλά αρκεί το σύστημα να ακολουθεί το θερμικό φορτίο.

Μεγαλύτερη πάντως μείωση έχουμε, όταν επιλεγεί η δεύτερη μέθοδος ελέγχου, για τους καταναλωτές με μεγαλύτερο θερμικό φορτίο. Η πρώτη μέθοδος μπορεί να χαρακτηριστεί παθητική μέθοδος, αφού ουσιαστικά η έξοδος (ηλεκτρική και θερμική) του συστήματος ακολουθεί το θερμικό φορτίο, όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα, για μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου:



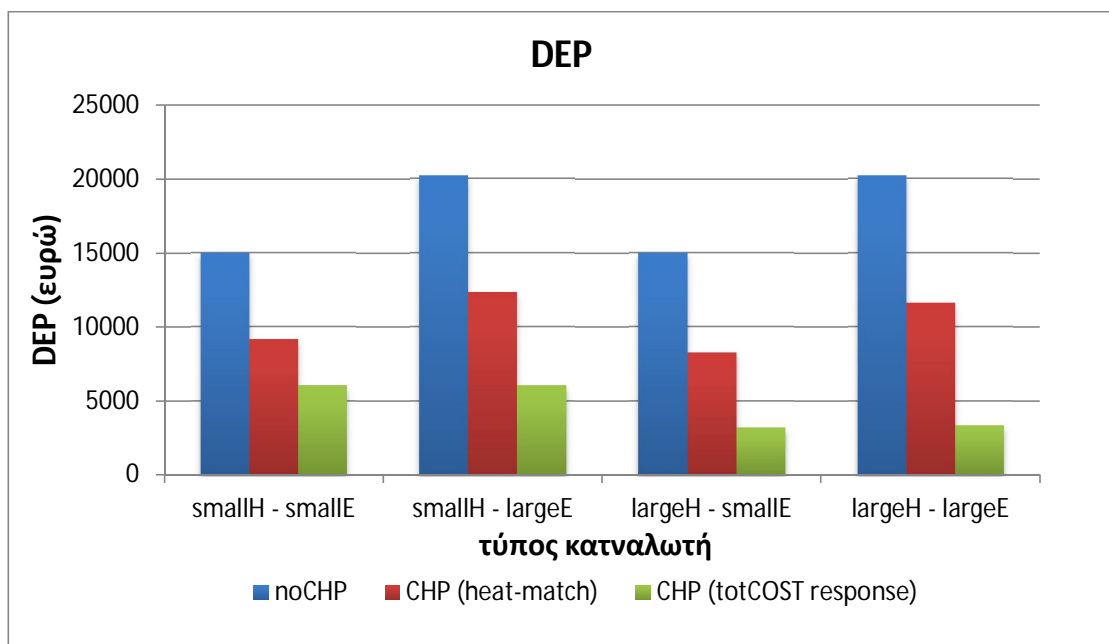
Διάγραμμα 2.6 : θερμική και ηλεκτρική έξοδος του συστήματος, μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου, για την μέθοδο heat - match

Στα σημεία που οι καμπύλες γίνονται ευθείες, το σύστημα δουλεύει στα ονομαστικά του μεγέθη. Το τελικό κόστος λοιπόν, απορρέει από την καθορισμένη, από το θερμικό φορτίο, λειτουργία του συστήματος. Αντίθετα, όταν χρησιμοποιηθεί ο totCOST response έλεγχος, το σύστημα προσπαθεί να ελαχιστοποιήσει το συνολικό κόστος, ελέγχοντας παράλληλα όλες τις παραμέτρους, και όχι μόνο κάποιο φορτίο. Συνεπώς, η παραγωγή του, δεν είναι απαραίτητο πως ακολουθεί αυστηρά το θερμικό φορτίο όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα, για μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου:



Διάγραμμα 2.7 : θερμική και ηλεκτρική έξοδος του συστήματος, μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου, για την μέθοδο totCOST response

Κάτι που αξίζει ιδιαίτερη προσοχή είναι το γεγονός πως υπάρχουν ώρες τις οποίες το σύστημα επιλέγει να παράγει περισσότερη θερμική ισχύ από αυτή που χρειάζεται. Προφανώς αυτό γίνεται για να αυξήσει και την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ, αφού έτσι κρίνει ότι είναι οικονομικότερο για τον καταναλωτή. Παρόλα αυτά φαίνεται πως η παραγωγή δεν είναι τελείως ανεξάρτητη του θερμικού φορτίου και αυτό οφείλεται στο γεγονός πως το σύστημα συμπαραγωγής, αποτελεί ουσιαστικά ένα σύστημα βάσης για την κάλυψη του, συνεπώς η κύρια λειτουργία του είναι η παραγωγή θερμικής ισχύος.

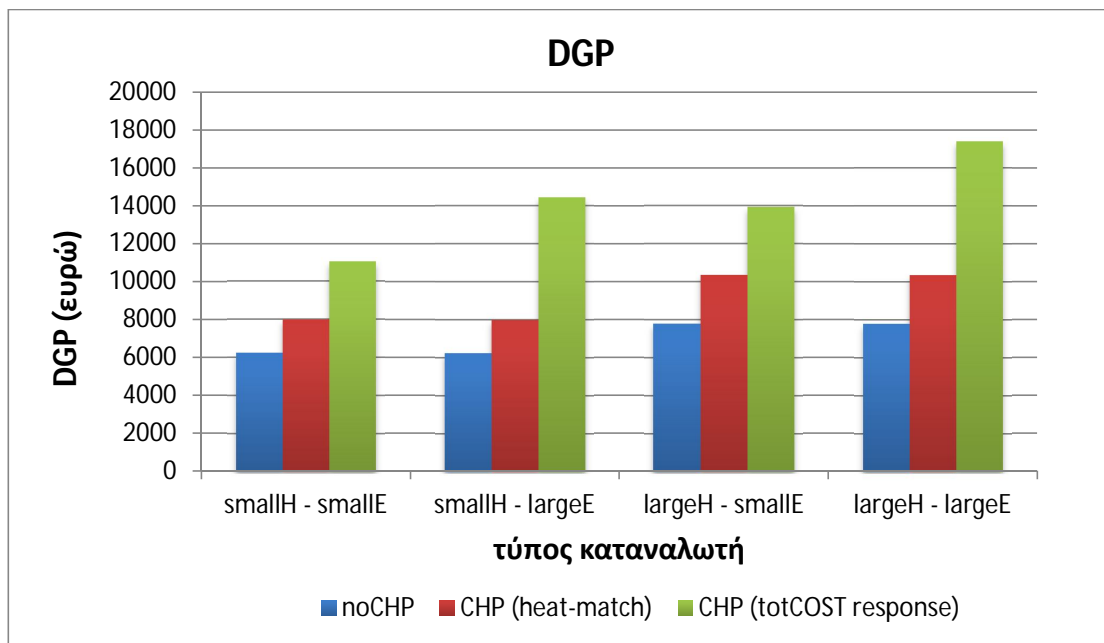


Διάγραμμα 2.8 : ετήσιο κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, για το τιμολόγιο της ΔΕΗ

Στην συνέχεια εξετάζουμε το κόστος αγοράς του ηλεκτρικού ρεύματος από το δίκτυο, το οποίο προφανώς αποτελεί μέρος του συνολικού κόστους. Οι αγορές για την noCHP περίπτωση, εξαρτώνται μόνο από το ηλεκτρικό φορτίο, για το λόγο αυτό, η αντίστοιχες κολώνες έχουν το ίδιο ύψος ανά δύο τύπους καταναλωτή (Διάγραμμα 2.8) .

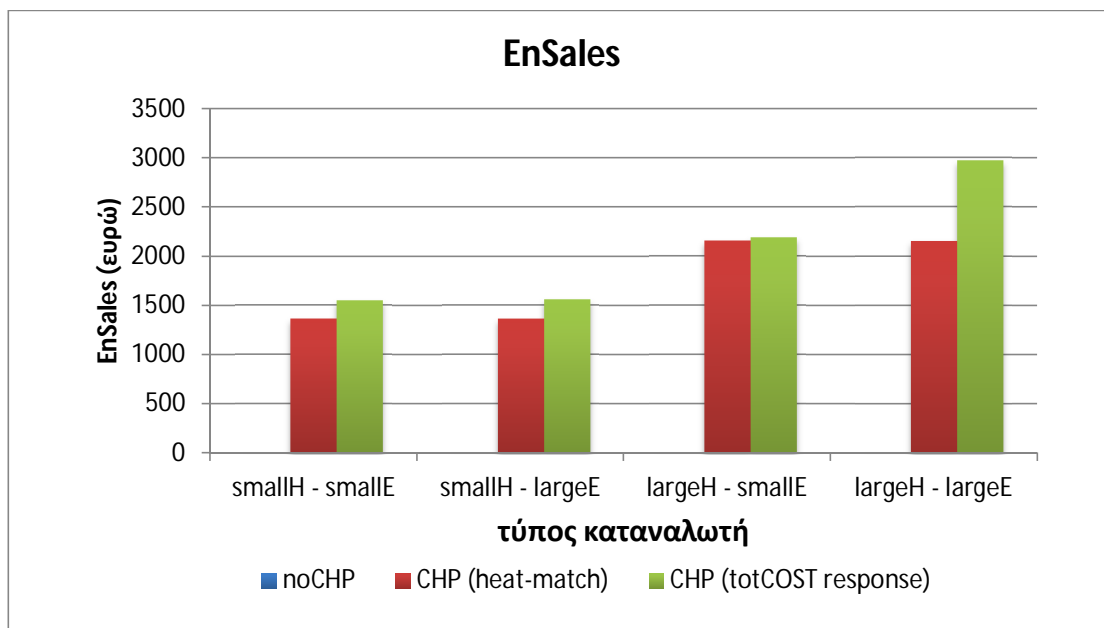
Στο heat-match μοντέλο, οι αγορές είναι μειωμένες, αφού πλέον το σύστημα συμμετέχει στην κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Η παραγωγή, όμως, ηλεκτρικής ισχύος ουσιαστικά περιορίζεται από την παραγωγή θερμικής. Στην περίπτωση λοιπόν, που το θερμικό φορτίο είναι υψηλό, υπάρχει η δυνατότητα περισσότερης παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος σε αντίθεση με την περίπτωση μικρού θερμικού φορτίου, όπου η μεγαλύτερη αγορά από το δίκτυο είναι αναγκαία για την κάλυψη του φορτίου (μικρότερη παραγωγή συστήματος).

Στο τρίτο σενάριο (totCOST response), βλέπουμε τις αγορές ηλεκτρισμού πολύ χαμηλότερες. Αυτό οφείλεται στο γεγονός, ότι το σύστημα πλέον, δεν ακολουθεί το θερμικό φορτίο, αλλά έχει ως στόχο του, την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους. Το θερμικό φορτίο, είτε υπερκαλύπτεται από το CHP οπότε έχουμε περίσσεια θερμικής ενέργειας (η οποία χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας), είτε υπο - καλύπτεται, οπότε λειτουργεί ο βοηθητικός καυστήρας. Βέβαια η παραπάνω σημαντική αυτή μείωση στο τιμολόγιο της ΔΕΗ, δεν έρχεται σε καμία περίπτωση χωρίς κάποιο αντάλλαγμα. Οι αγορές φυσικού αερίου, μέρος του οποίου χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος από το σύστημα, είναι υψηλότερες σε αυτήν την περίπτωση, όπως θα δούμε και στο παρακάτω διάγραμμα:



Διάγραμμα 2.9 : ετήσιο κόστος αγοράς φυσικού αερίου, για το τιμολόγιο της ΔΕΗ

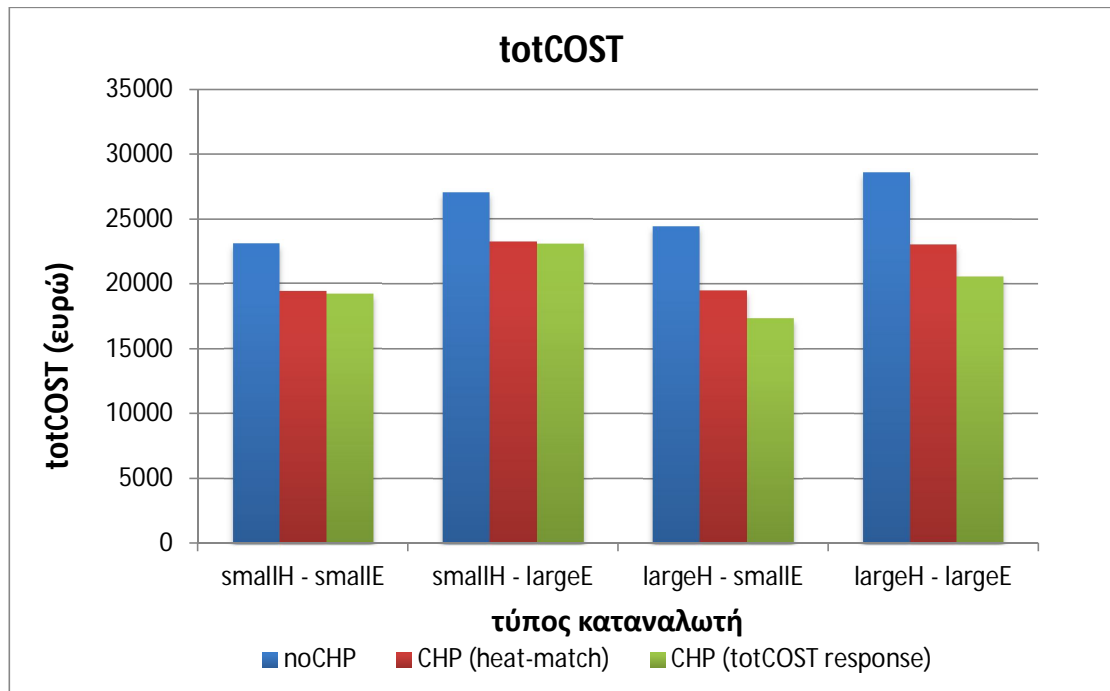
Όπως αναμενόταν, οι αγορές φυσικού αερίου, που αποτελούν μέρος του συνολικού κόστους, ακολουθούν την αντίθετη ροή από αυτών του ηλεκτρικού ρεύματος. Στην πρώτη περίπτωση, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται μόνο για την κάλυψη του θερμικού φορτίου των καταναλωτών, μέσω ενός συμβατικού boiler. Στην δεύτερη περίπτωση (heat-match) οι αγορές του φυσικού αερίου είναι αυξημένες αφού ο θερμικός βαθμός απόδοσης του συστήματος είναι πολύ χαμηλότερος από εκείνον του συμβατικού boiler. Βέβαια αυτό αντισταθμίζεται από το γεγονός ότι έχουμε παράλληλα και παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Στην τρίτη περίπτωση όμως, οι αγορές φυσικού αερίου είναι πολύ υψηλότερες, και αυτό οφείλεται σε δύο λόγους: Πρώτον, γιατί όπως και πριν ο θερμικός βαθμός απόδοσης είναι χαμηλός, και δεύτερον γιατί, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται για την παραγωγή παραπάνω θερμικής ενέργειας ώστε σαν επακόλουθο να έχουμε και παραπάνω παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος.



Διάγραμμα 2.10 : πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο, για το τιμολόγιο της ΔΕΗ

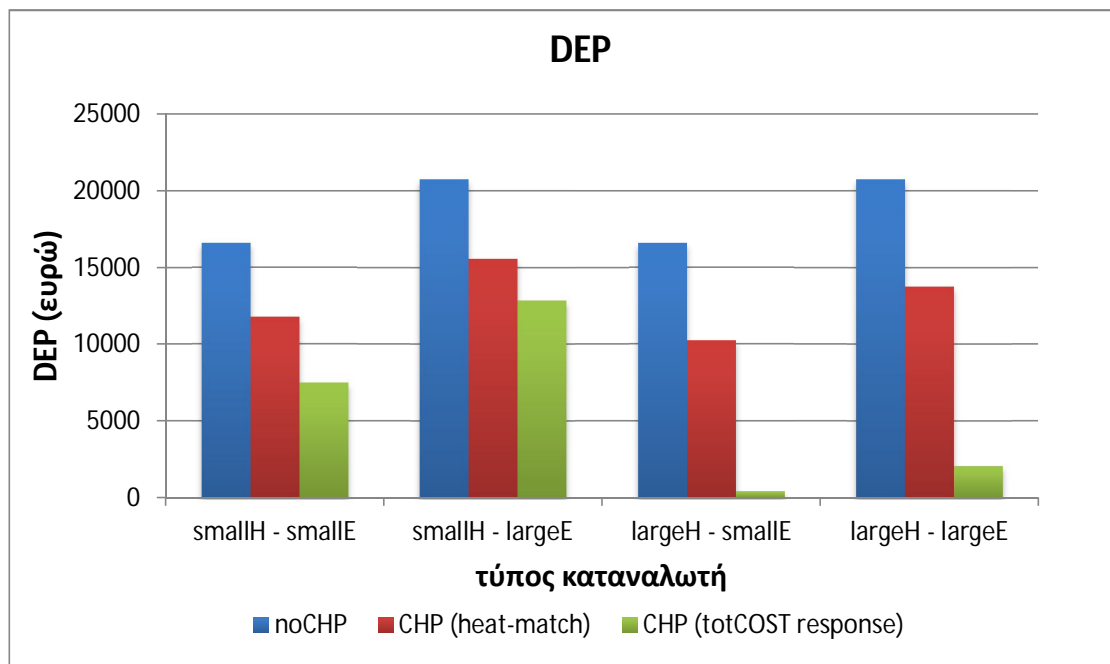
Στο παραπάνω διάγραμμα φαίνονται οι πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας, πίσω στο δίκτυο. Για την πρώτη περίπτωση, που δεν έχουμε σύστημα CHP, προφανώς οι πωλήσεις είναι μηδενικές. Όμως άξιο προσοχής είναι το γεγονός πως οι πωλήσεις στην totCOST response περίπτωση είναι για όλες τις κατηγορίες καταναλωτών μεγαλύτερες. Το αποτέλεσμα αυτό δεν είναι απρόσμενο, αφού στην αντικειμενική συνάρτηση, την οποία ελέγχει ο ελεγκτής του συστήματος, περιλαμβάνονται και οι πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, για να μειώσει το συνολικό ενεργειακό κόστος, δεν φροντίζει μόνο για την οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος, αλλά και για την μεγιστοποίηση των κερδών από τις πωλήσεις. Αντίθετα στην heat-match λογική ελέγχου, η πωλήσεις πίσω στο δίκτυο απλά απορρέουν από την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας. Στην totCOST response όμως περίπτωση, η μεγιστοποίηση των πωλήσεων είναι σκοπός του συστήματος.

Σε δεύτερη φάση, τρέχουμε τα ίδια μοντέλα, με χρήση όμως αυτή τη φορά των τιμολογίων PX. Τα αποτελέσματα απεικονίζονται στα παρακάτω διαγράμματα:



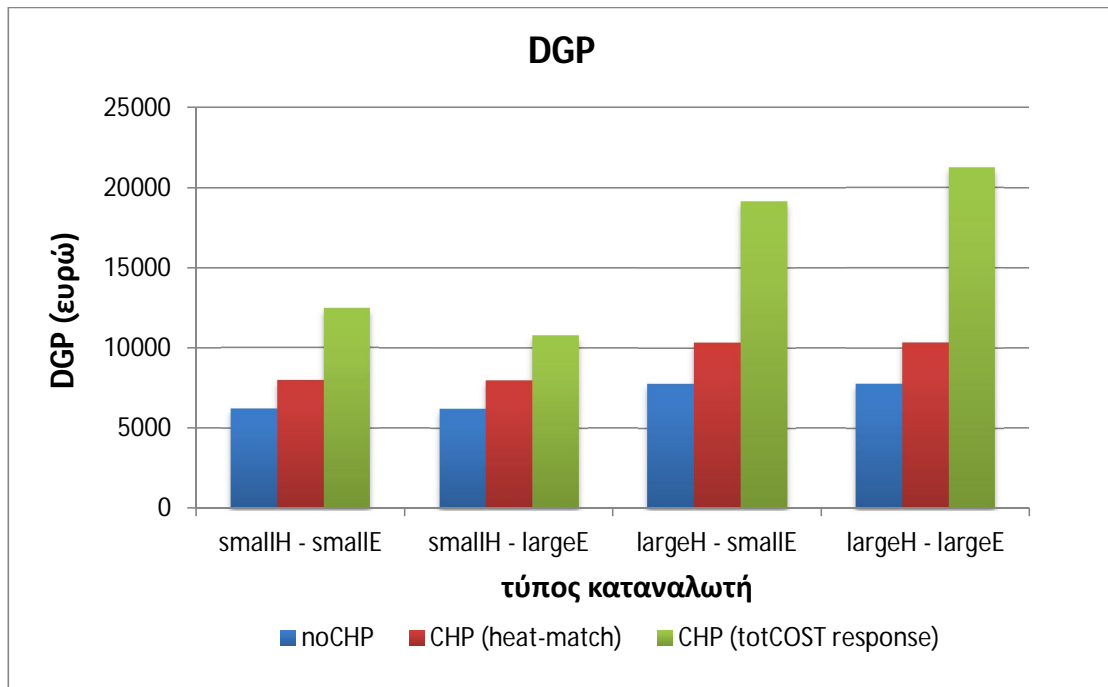
Διάγραμμα 2.11 : συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος, για το PX τιμολόγιο

Και με αυτό λοιπόν το τιμολόγιο, το ετήσιο ενεργειακό κόστος, είναι χαμηλότερο για κάθε τύπο καταναλωτή. Μεταξύ των δύο μεθόδων ελέγχου, τα αποτελέσματα είναι ποιοτικά ίδια με την περίπτωση του τιμολογίου της ΔΕΗ. Για χαμηλό θερμικό φορτίο, τα αποτελέσματα είναι ίδια. Για υψηλό όμως, η μέθοδος totCOST response, προσφέρει ακόμα μεγαλύτερη μείωση.

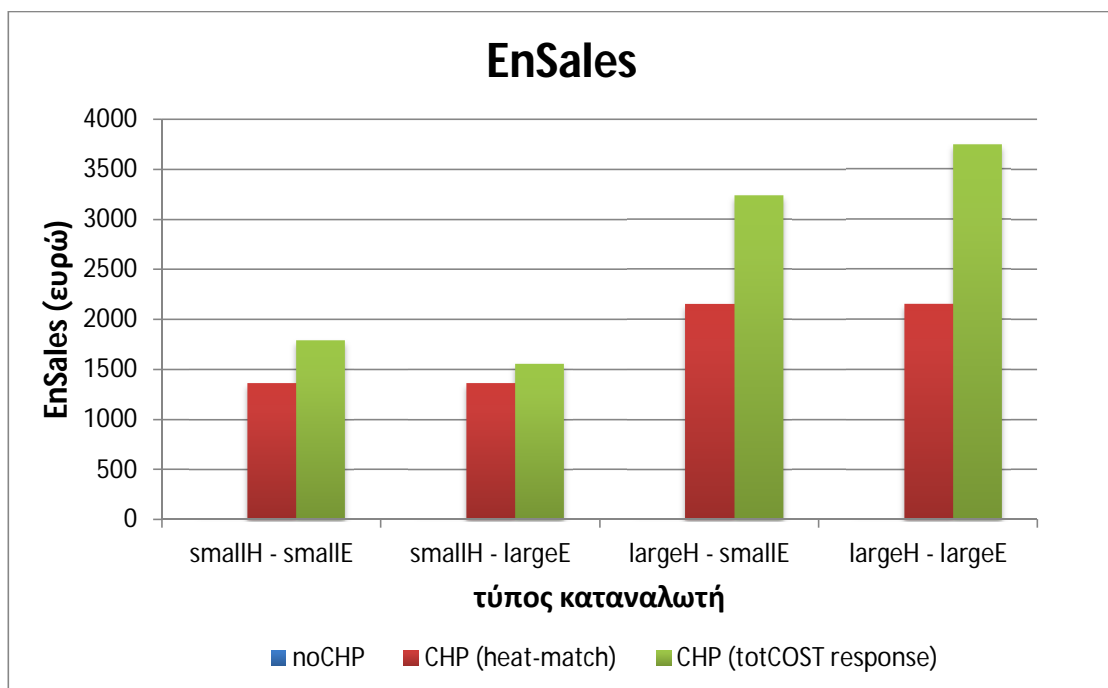


Διάγραμμα 2.12 : ετήσιο κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, για το τιμολόγιο της PX

Εξετάζοντας το κόστος για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Διάγραμμα 2.12), παρατηρούμε πως στην περίπτωση του καταναλωτή με μεγάλο θερμικό και μικρό ηλεκτρικό φορτίο, αυτό είναι πάρα πολύ χαμηλό για όταν χρησιμοποιείται η totCOST response μέθοδος. Το σύστημα, έχοντας μεγάλο περιθώριο παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος, λόγω της αυξημένης θερμικής (αφού πρέπει να καλύψει μεγάλο θερμικό φορτίο), καλύπτει σχεδόν πλήρως το ηλεκτρικό φορτίο.



Διάγραμμα 2.13 : ετήσιο κόστος αγοράς φυσικού αερίου, για το τιμολόγιο της PX



Διάγραμμα 2.14 : πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο, για το τιμολόγιο της PX

Ανάλογες παρατηρήσεις με το τιμολόγιο της ΔΕΗ, γίνονται και τώρα, τόσο για τις αγορές του φυσικού αερίου όσο και για τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο (Διάγραμμα 2.13 και Διάγραμμα 2.14).

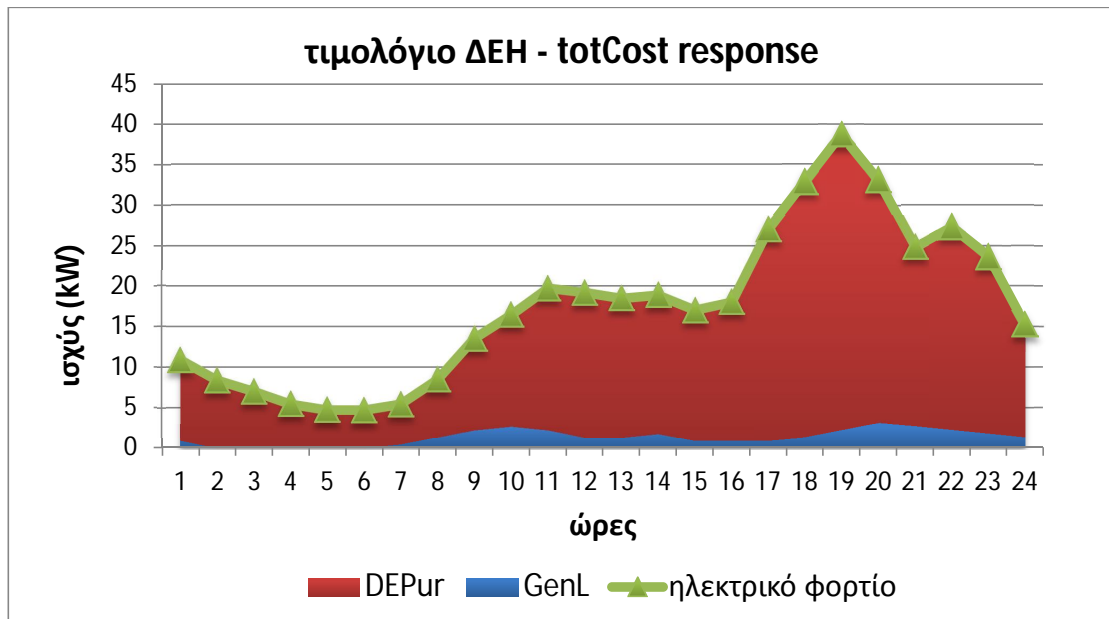
Από τα παραπάνω διαγράμματα, εξάγονται λοιπόν όμοια ποιοτικά συμπεράσματα με την πρώτη περίπτωση, του τιμολογίου της ΔΕΗ. Παρ' όλα αυτά, παρατηρεί κανείς πως το συνολικό ενεργειακό κόστος για το δεύτερο τιμολόγιο είναι αρκετά μεγαλύτερο. Το γεγονός όμως αυτό, δεν οφείλεται στην φύση του τιμολογίου αλλά στην μεγαλύτερες χρεώσεις του. Έτσι δεν είναι δίκαιο να συγκρίνει κανείς τα 2 τιμολόγια μεταξύ τους όσον αφορά το συνολικό κόστος μεταξύ τους. Εξάλλου το PX τιμολόγιο δεν εφαρμόζεται καν στην Ελλάδα. Αυτό όμως που αξίζει να συγκριθεί και να σχολιαστεί είναι η ποσοστιαία μείωση του κόστους, στην περίπτωση CHP με totCOST response, για τα 2 αυτά τιμολόγια. Θα χρειαστούμε λοιπόν τον παρακάτω πίνακα:

ποσοστιαία μείωση (%)				
	smallH-smallE	smallH-largeE	largeH-smallE	largeH-largeE
όφελος totCOST response έναντι heat match (%) για το τιμολόγιο της ΔΕΗ	5.84	0.89	27.38	28.10
όφελος totCOST response έναντι heat match (%) για το PX τιμολόγιο	5.62	3.51	42.83	44.00

Πίνακας 2.9 : ποσοστιαία μείωση συνολικού ετήσιου ενεργειακού κόστους

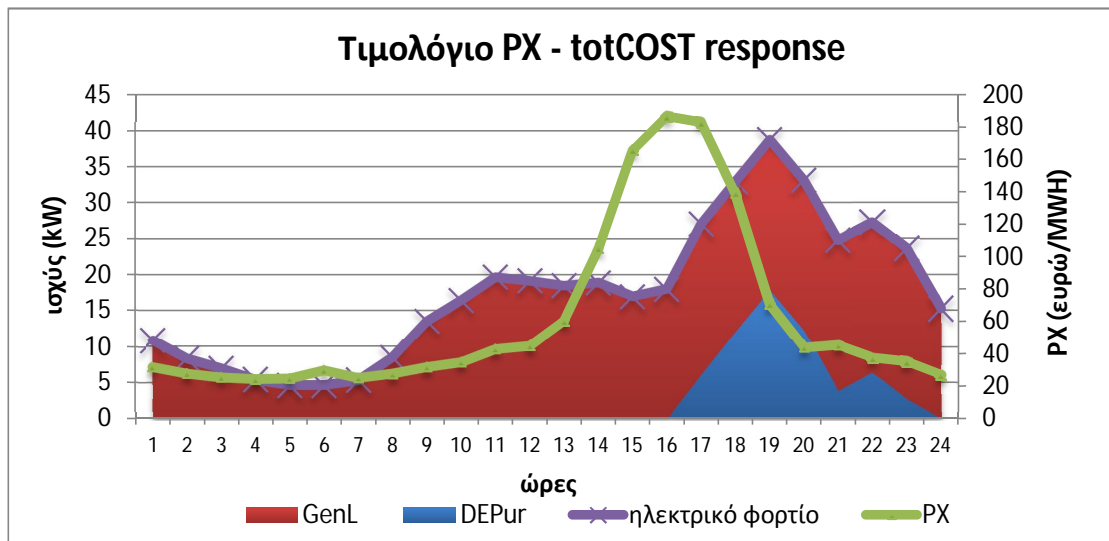
Σύμφωνα λοιπόν, με τον παραπάνω πίνακα, βλέπουμε ότι η εξοικονόμηση που προσφέρει η totCOST response μέθοδος ελέγχου είναι μεγαλύτερη για κάθε τύπο καταναλωτή, αφού τα αντίστοιχα ποσοστά είναι πάντα θετικά. Το αποτέλεσμα αυτό, φανερώνει την αδυναμία του συστήματος με heat match έλεγχο να παρακολουθεί τις διάφορες παραμέτρους, παραμένοντας προσαρμοσμένο στο θερμικό φορτίο. Με την εναλλακτική, λοιπόν, μέθοδο ελέγχου (totCOST response) το όφελος είναι μεγαλύτερο, και ιδιαίτερα για το PX τιμολόγιο. Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός, ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλεται ανά ώρα, και έτσι ο ελεγκτής έχει μεγαλύτερο περιθώριο κατάλληλης ρύθμισης του συστήματος CHP, ώστε να αυξάνει την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος όταν η αγορά από το δίκτυο είναι ακριβή, και αντιστρόφως, μειώνοντας έτσι το συνολικό κόστος. Στο σημείο αυτό θα ήταν ωφέλιμη μια λεπτομερέστερη σύγκριση των δύο σεναρίων: τιμολόγιο ΔΕΗ και τιμολόγιο PX, με totCOST response έλεγχο, αφού αυτός έχει αποδειχθεί πιο

αποδοτικός. Έτσι λοιπόν, παρουσιάζονται τα παρακάτω διαγράμματα για μία τυπική ημέρα του Αυγούστου.



Διάγραμμα 2.15 : κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου οικιστικού συγκροτήματος, μία τυπική ημέρα του Αυγούστου, για το ΔΕΗ τιμολόγιο και την totCOST response μέθοδο

Βλέπουμε λοιπόν, πως οι αγορές σε αυτήν την περίπτωση καλύπτουν το περισσότερο ηλεκτρικό φορτίο, και το CHP απλά συμπληρώνει, με βάση την αντίστοιχη θερμική του έξοδο, η οποία παρεμπιπτόντως είναι ιδιαίτερα χαμηλή αφού πρόκειται για μία καλοκαιρινή ημέρα.



Διάγραμμα 2.16: κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου οικιστικού συγκροτήματος, μία τυπική ημέρα του Αυγούστου, για το PX τιμολόγιο και την totCOST response μέθοδο

Στην δεύτερη όμως περίπτωση, βλέπουμε τις αγορές από το δίκτυο, να είναι ιδιαίτερα μειωμένες, και κυρίως όταν η τιμή τους είναι υψηλή, παρόλο που το φορτίο τότε είναι αρκετά μεγάλο. Το σύστημα, σε αυτή την περίπτωση, παράγει άχρηστη

θερμική ισχύ (αφού είμαστε σε καλοκαιρινή ημέρα) ώστε να παρέχει φτηνή ηλεκτρική ενέργεια.

Θα μπορούσαμε λοιπόν να καταλήξουμε σε ένα πρώιμο συμπέρασμα: Η μέγιστη εξοικονόμηση, επιτυγχάνεται όταν χρησιμοποιούμε ένα τιμολόγιο, μεταβλητό ανά ώρα (σαν το PX), και μέθοδο ελέγχου με την οποία ελαχιστοποιείται το συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος.

2.1.7 Οικονομική αξιολόγηση

Όπως είδαμε, τα οικονομικά οφέλη για το συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος, σε κάθε περίπτωση ανέρχονται σε κάποιες χιλιάδες ευρώ. Το κέρδος αυτό, αποτελεί ένα ιδιαίτερα ελκυστικό κίνητρο, για να επενδύσει κάποιο οικιστικό συγκρότημα σε ένα σύστημα συμπαραγωγής. Όμως δεν πρέπει να αγνοήσει το ιδιαίτερα υψηλό αρχικό κόστος, για μία τέτοια επένδυση. Για να αποδειχθεί λοιπόν, πως μια τέτοια επένδυση, όχι μόνο είναι βιώσιμη, αλλά αποφέρει και πραγματικά κέρδη στο τέλος του χρόνου ζωής της, είναι απαραίτητη η οικονομική της αξιολόγηση. Για την αξιολόγηση αυτή, θα χρησιμοποιηθεί η μέθοδος της καθαρής παρούσας αξίας, καθώς και του χρόνου απόσβεσης της επένδυσης.

Η καθαρή παρούσα αξία στο τέλος ζωής της επένδυσης δίνεται από τον τύπο:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_{t=0}^n A_t (1+i)^{-t}$$

,όπου

- A_t : η καθαρή χρηματοροή για το έτος t
- i : το επιτόκιο αναγωγής
- n : η διάρκεια ζωής της επένδυσης

Υπάρχουν λοιπόν, τρεις περιπτώσεις για την καθαρή παρούσα αξία:

- $\text{ΚΠΑ} < 0$, η επένδυση κρίνεται οικονομικά μη συμφέρουσα
- $\text{ΚΠΑ} = 0$, η επένδυση είναι οριακά βιώσιμη
- $\text{ΚΠΑ} > 0$, η επένδυση είναι βιώσιμη υπό τις συγκεκριμένες συνθήκες (διάρκεια ζωής επένδυσης, κλπ)

Στην ανάλυση χρησιμοποιήθηκαν 2 CHP συστήματα:

- για τον τύπο καταναλωτή με χαμηλό θερμικό φορτίο, χρησιμοποιήθηκε το KWE 12G-4 AP, της KW Energie GmbH & Co. KG. Η ηλεκτρική ισχύς του συστήματος αυτού φτάνει τα 12 kWe, ενώ κοστολογείται περίπου στα 2500 ευρώ/kWe συμπεριλαμβανομένου του κόστους εγκατάστασης. Το αρχικό κόστος λοιπόν του συστήματος αυτού φτάνει στα 30000 ευρώ.

- για τον τύπο καταναλωτή με υψηλό θερμικό φορτίο, χρησιμοποιήθηκε το Buderus Loganova EN20, της Bosch Thermotechnik GmbH. Η ηλεκτρική του ισχύς ανέρχεται στα 19 kW_e, και το κόστος του, αντιστοιχεί στα 2600 ευρώ/kW_e συμπεριλαμβανομένου του κόστους εγκατάστασης. Το αρχικό κόστος λοιπόν του συστήματος αυτού φτάνει στα 49400 ευρώ.

Το ετήσιο όφελος για κάθε περίπτωση φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

Τιμολόγιο ΔΕΗ				
απόλυτο όφελος (σε ευρώ)				
	smallH-smallE	smallH-largeE	largeH-smallE	largeH-largeE
συνολικό όφελος για heat match	4627.00	6658.00	5497.00	7355.00
συνολικό όφελος για totCOST response	4897.00	6717.00	7002.00	9422.00

Πίνακας 2.10 : απόλυτο όφελος στο ετήσιο ενεργειακό κόστος του οικιστικού συγκροτήματος για το τιμολόγιο της ΔΕΗ

Τιμολόγιο PX				
απόλυτο όφελος (σε ευρώ)				
	smallH-smallE	smallH-largeE	largeH-smallE	largeH-largeE
συνολικό όφελος για heat match	3633.00	3787.00	4934.00	5559.00
συνολικό όφελος για totCOST response	3837.00	3920.00	7047.00	8005.00
όφελος totCOST response έναντι heat match	204.00	133.00	2113.00	2446.00

Πίνακας 2.11 : απόλυτο όφελος στο ετήσιο ενεργειακό κόστος του οικιστικού συγκροτήματος για το τιμολόγιο της PX

Σαν χρηματοροές λοιπόν θα χρησιμοποιηθούν οι παραπάνω τιμές, οι οποίες περιλαμβάνουν και τα κόστη συντήρησης. Σαν επιτόκιο αναγωγής επιλέγουμε 3% , και θέτουμε μία προσαύξηση 4% το χρόνο.

Έτσι λοιπόν για το τιμολόγιο της ΔΕΗ, και την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης για τα 2 συστήματα έχουμε:

Τιμολόγιο ΔΕΗ - heat match								
έτος	smallH - smallE		smallH - largeE		largeH - smallE		largeH - largeE	
	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)
0	-30,000	-30,000	-30,000	-30,000	-49,400	-49,400	-49,400	-49,400
1	4627	-25,508	6658	-23,536	5497	-44,063	7355	-42,259
2	4812	-20,972	6924	-17,009	5717	-38,674	7649	-35,049
3	5005	-16,392	7201	-10,419	5946	-33,233	7955	-27,769
4	5205	-11,768	7489	-3,765	6183	-27,740	8273	-20,418
5	5413	-7,098	7789	2,954	6431	-22,192	8604	-12,996
6	5629	-2,384	8100	9,738	6688	-16,591	8948	-5,502
7	5855	2,376	8424	16,588	6955	-10,936	9306	2,065
8	6089	7,183	8761	23,504	7234	-5,226	9679	9,706
9	6332	12,036	9112	30,488	7523	540	10066	17,420
10	6586	16,937	9476	37,539	7824	6,362	10468	25,210
11	6849	21,885	9855	44,659	8137	12,240	10887	33,075
12	7123	26,881	10250	51,848	8462	18,176	11323	41,016
13	7408	31,925	10660	59,107	8801	24,169	11776	49,035
14	7704	37,018	11086	66,436	9153	30,220	12247	57,131
15	8012	42,161	11530	73,836	9519	36,330	12736	65,306

Πίνακας 2.12 : υπολογισμός ΚΠΑ της επένδυσης για το τιμολόγιο της ΔΕΗ και την μέθοδο heat match

Τιμολόγιο ΔΕΗ - totCOST response								
έτος	smallH - smallE		smallH - largeE		largeH - smallE		largeH - largeE	
	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)
0	-30,000	-30,000	-30,000	-30,000	-49,400	-49,400	-49,400	-49,400

1	4897	-25,246	6717	-23,479	7002	-42,602	9422	-40,252
2	5093	-20,445	6986	-16,894	7282	-35,738	9799	-31,016
3	5297	-15,598	7265	-10,245	7573	-28,807	10191	-21,690
4	5508	-10,704	7556	-3,532	7876	-21,809	10598	-12,273
5	5729	-5,762	7858	3,246	8191	-14,743	11022	-2,765
6	5958	-772	8172	10,090	8519	-7,609	11463	6,835
7	6196	4,266	8499	17,001	8860	-405	11922	16,529
8	6444	9,353	8839	23,979	9214	6,869	12399	26,316
9	6702	14,489	9193	31,024	9583	14,213	12895	36,199
10	6970	19,676	9560	38,138	9966	21,629	13410	46,177
11	7249	24,912	9943	45,321	10365	29,116	13947	56,253
12	7539	30,200	10341	52,573	10779	36,677	14505	66,426
13	7840	35,539	10754	59,896	11210	44,311	15085	76,698
14	8154	40,929	11184	67,290	11659	52,018	15688	87,070
15	8480	46,372	11632	74,756	12125	59,801	16316	97,543

Πίνακας 2.13 : υπολογισμός ΚΠΑ της επένδυσης για το τιμολόγιο της ΔΕΗ και την μέθοδο totCOST response

Είναι προφανές λοιπόν, πως η επένδυση κρίνεται οικονομικά βιώσιμη σε κάθε περίπτωση. Μάλιστα, τόσο η περίοδος αποπληρωμής (το έτος στο οποίο γίνεται για πρώτη φορά θετική η ΚΠΑ) όσο και η εναπομείνασα αξία της είναι ιδιαίτερα ικανοποιητικά, όπως φαίνεται και στον παρακάτω πίνακα:

τιμολόγιο ΔΕΗ				
	smallH - smallE	smallH - largeE	largeH - smallE	largeH - largeE
	heat - match			
χρόνος αποπληρωμής (έτη)	7	5	9	7
εναπομείνασα αξία (ευρώ)	42,161.35	73,836.24	36,329.62	65,306.45
	totCOST response			
χρόνος αποπληρωμής (έτη)	7	5	8	6
εναπομείνασα αξία (ευρώ)	46,372.19	74,756.39	59,801.17	97,542.78

Πίνακας 2.14 : αποτελέσματα για την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, για το τιμολόγιο της ΔΕΗ

Φαίνεται λοιπόν, πως η αποπληρωμή γίνεται σε κάθε περίπτωση αρκετά νωρίς, ώστε να αφήνει περιθώρια υψηλού καθαρού κέρδους για τους καταναλωτές. Ιδιαίτερα για την περίπτωση των καταναλωτών με μεγάλο ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο όπου τα κέρδη φτάνουν στις 97542 ευρώ όταν χρησιμοποιείται η totCOST response μέθοδος ελέγχου, παρόλο που το αρχικό κόστος είναι αρκετά υψηλό.

Τέλος, πρέπει να διευκρινιστεί πως το κέρδος αυτό, αντιστοιχεί σε ολόκληρο το οικιστικό συγκρότημα και όχι για κάθε καταναλωτή. Για την προαναφερθείσα περίπτωση για παράδειγμα, το κέρδος για κάθε καταναλωτή είναι 6502 ευρώ.

Την ίδια διαδικασία ακολουθούμε για το PX τιμολόγιο:

Τιμολόγιο PX - heat match								
έτος	smallH - smallE		smallH - largeE		largeH - smallE		largeH - largeE	
	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)
0	-30,000	-30,000	-30,000	-30,000	-49,400	-49,400	-49,400	-49,400
1	3633	-26,473	3787	-26,323	4934	-44,610	5559	-44,003
2	3778	-22,911	3938	-22,611	5131	-39,773	5781	-38,553
3	3929	-19,315	4096	-18,862	5337	-34,889	6013	-33,051
4	4087	-15,684	4260	-15,078	5550	-29,958	6253	-27,495
5	4250	-12,018	4430	-11,256	5772	-24,979	6503	-21,885
6	4420	-8,317	4607	-7,397	6003	-19,952	6763	-16,221
7	4597	-4,579	4792	-3,501	6243	-14,875	7034	-10,502
8	4781	-805	4983	433	6493	-9,750	7315	-4,727
9	4972	3,006	5183	4,405	6753	-4,575	7608	1,104
10	5171	6,853	5390	8,416	7023	651	7912	6,991
11	5378	10,738	5606	12,465	7304	5,927	8229	12,935
12	5593	14,661	5830	16,554	7596	11,255	8558	18,938
13	5817	18,622	6063	20,683	7899	16,634	8900	24,998
14	6049	22,621	6306	24,852	8215	22,065	9256	31,118
15	6291	26,659	6558	29,061	8544	27,549	9626	37,297

Πίνακας 2.15 : υπολογισμός ΚΠΑ της επένδυσης για το τιμολόγιο της PX και την μέθοδο heat match

Τιμολόγιο PX - totCOST response								
	smallH - smallE		smallH - largeE		largeH - smallE		largeH - largeE	
έτος	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)	χρημα- τοροή	ΚΠΑ (ευρώ)
0	-30,000	-30,000	-30,000	-30,000	-49,400	-49,400	-49,400	-49,400
1	3837	-26,275	3920	-26,194	7047	-42,558	8005	-41,628
2	3990	-22,513	4077	-22,351	7329	-35,650	8325	-33,781
3	4150	-18,715	4240	-18,471	7622	-28,675	8658	-25,857
4	4316	-14,881	4409	-14,554	7927	-21,632	9005	-17,857
5	4489	-11,009	4586	-10,598	8244	-14,521	9365	-9,779
6	4668	-7,099	4769	-6,604	8574	-7,340	9739	-1,622
7	4855	-3,151	4960	-2,571	8917	-90	10129	6,613
8	5049	835	5158	1,502	9273	7,230	10534	14,929
9	5251	4,859	5365	5,613	9644	14,622	10955	23,325
10	5461	8,923	5579	9,765	10030	22,085	11394	31,803
11	5680	13,026	5803	13,957	10431	29,621	11849	40,364
12	5907	17,169	6035	18,189	10849	37,230	12323	49,007
13	6143	21,352	6276	22,463	11282	44,913	12816	57,734
14	6389	25,576	6527	26,778	11734	52,670	13329	66,546
15	6644	29,841	6788	31,135	12203	60,503	13862	75,444

Πίνακας 2.16 : υπολογισμός ΚΠΑ της επένδυσης για το τιμολόγιο της PX και την μέθοδο totCOST response

τιμολόγιο PX				
	smallH - smallE	smallH - largeE	largeH - smallE	largeH - largeE
	heat - match			
χρόνος αποπληρωμής (έτη)	9	8	10	9
εναπομείνασα αξία (ευρώ)	26,659.22	29,060.96	27,549.24	37,296.56
	totCOST response			
χρόνος αποπληρωμής (έτη)	8	8	8	7
εναπομείνασα αξία (ευρώ)	29,840.74	31,135.19	60,502.97	75,443.66

Πίνακας 2.17 : αποτελέσματα για την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, για το τιμολόγιο της PX

Και για αυτό λοιπόν το τιμολόγιο, η αποπληρωμή γίνεται αρκετά σύντομα οδηγώντας σε μεγαλύτερα καθαρά κέρδη για τους καταναλωτές. Ωστόσο σε αυτήν την περίπτωση, η διαφορά ανάμεσα στις 2 μεθόδους ελέγχου, είναι μεγαλύτερη από ότι για το τιμολόγιο της ΔΕΗ. Το γεγονός αυτό αποδεικνύει την υπεροχή του ελέγχου σύμφωνα με το *totCOST response*, όταν χρησιμοποιείται το PX τιμολόγιο. Μια άλλη διαφορά με το πρώτο τιμολόγιο, φανερώνετε στους 2 μεσαίους τύπους καταναλωτών. Στην προηγούμενη περίπτωση, τα κέρδη για τους *smallH - largeE* καταναλωτές ήταν πάντα μεγαλύτερα από εκείνα των *largeH - smallE* καταναλωτών. Για το τιμολόγιο όμως αυτό, ισχύει το αντίστροφο όταν χρησιμοποιούμε την δεύτερη μέθοδο ελέγχου, αφού η τελική αξία της επένδυσης ακολουθεί το ηλεκτρικό φορτίο. Αυτό οφείλεται στην δυνατότητα του συστήματος να ελέγχει την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος ανά ώρα. Συνεπώς, όταν έχουμε χαμηλό ηλεκτρικό φορτίο το όφελος είναι μεγαλύτερο αφού το σύστημα βλέπει το φορτίο και ρυθμίζει ανάλογα την παραγωγή του.

2.2 Αεροδρόμιο Μακεδονίας

2.2.1 Εισαγωγή

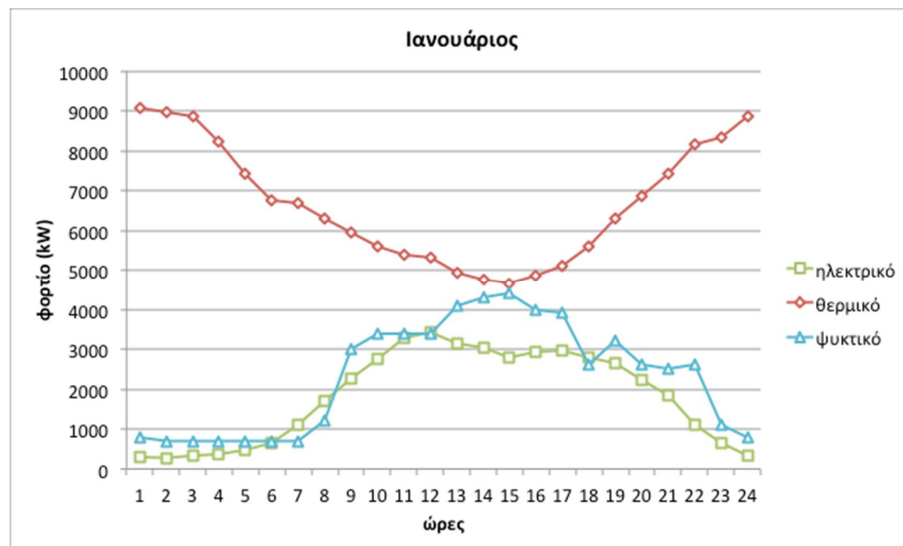
Εξίσου ωφέλιμη όπως στο παραπάνω οικιστικό σύνολο, είναι η χρήση των συστημάτων συμπαραγωγής στα αεροδρόμια. Τα αεροδρόμια χαρακτηρίζονται από μεγάλα θερμικά, ψυκτικά και ηλεκτρικά φορτία. Μάλιστα, τα φορτία αυτά έχουν διαφορετική μορφή στο χρόνο, σε σχέση με τα φορτία του συνηθισμένου κτιριακού τομέα, λόγω της συνεχούς λειτουργίας του αεροδρομίου 24 ώρες την μέρα, 7 ημέρες την εβδομάδα. Ενδιαφέρον ακόμα παρουσιάζει, το πώς θα καλυφτούν τα φορτία αυτά, με το συμβατικό τιμολόγιο της ΔΕΗ, αλλά και με την χρήση dynamic pricing προγραμμάτων.

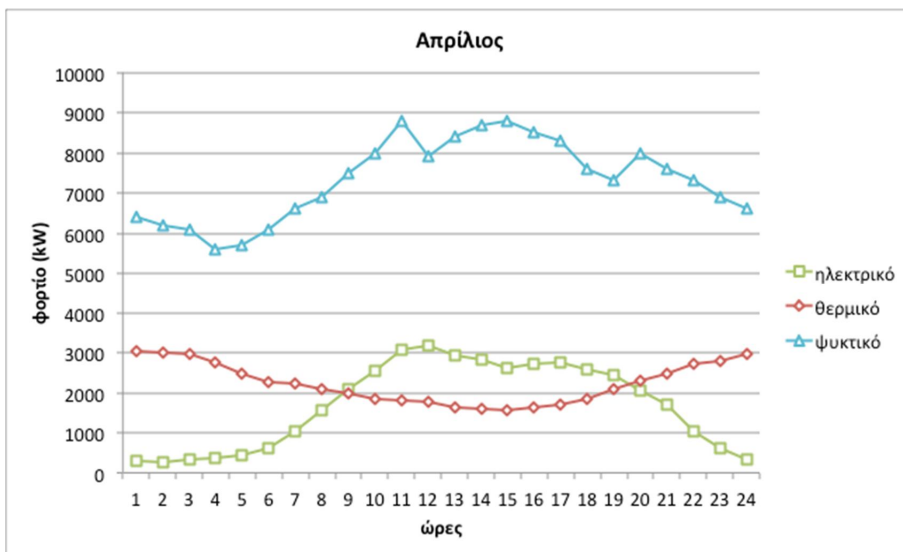
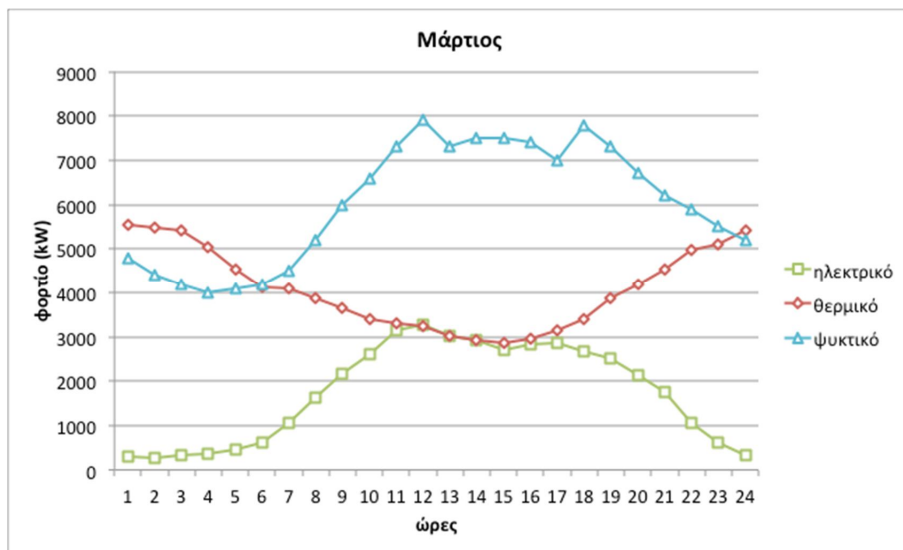
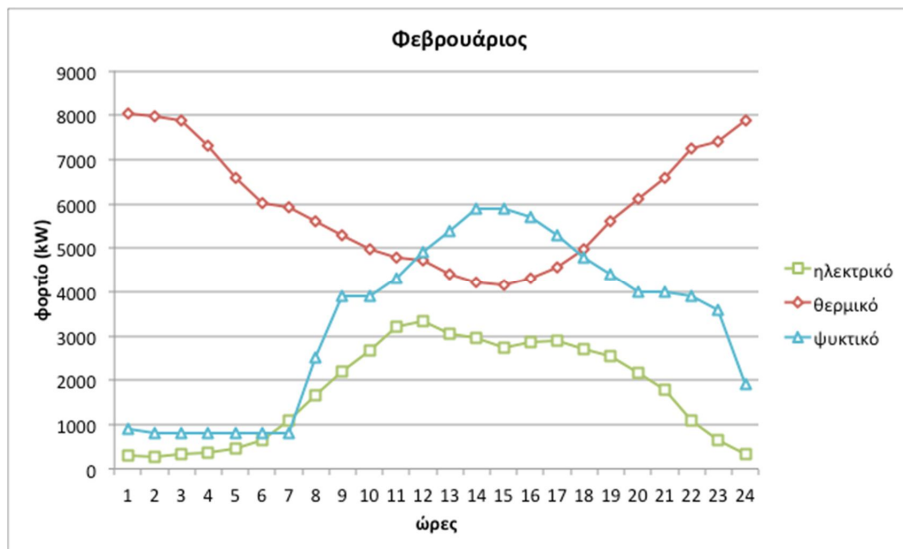
2.2.2 Φορτία Αεροδρομίου

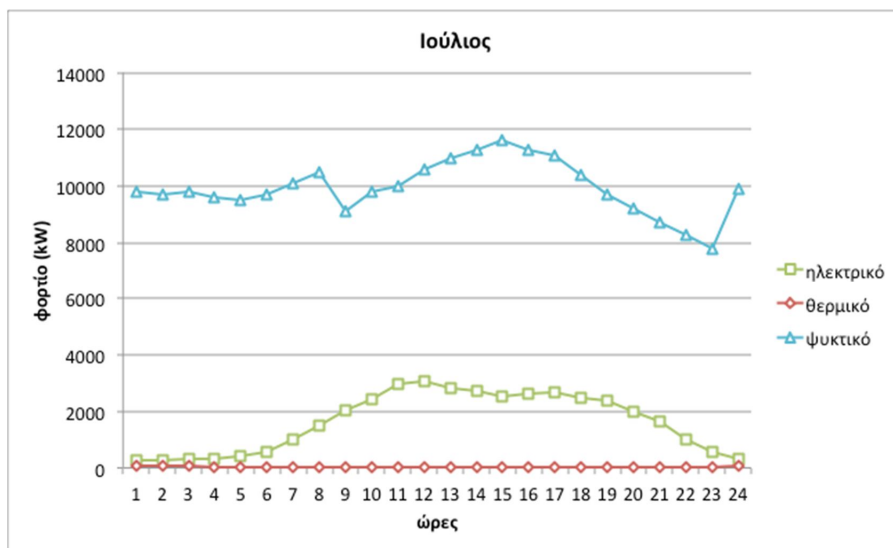
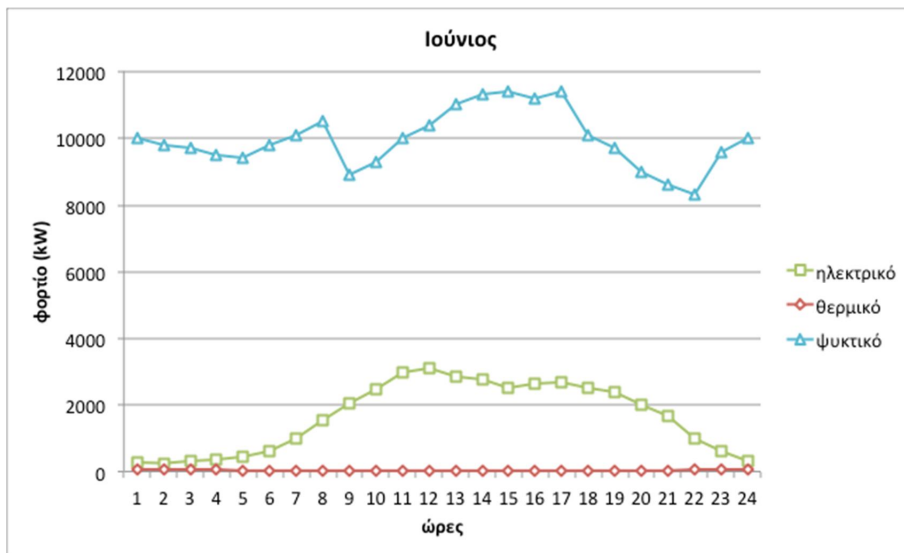
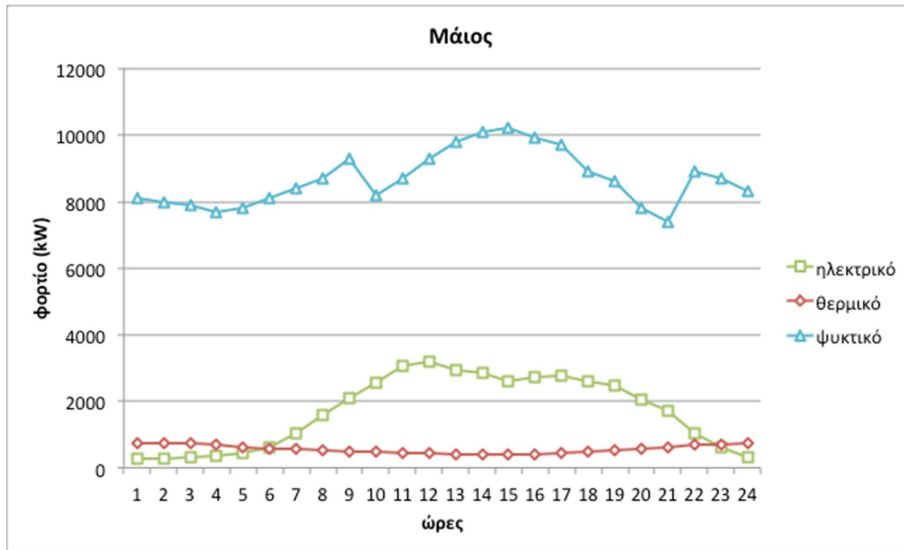
Σε αυτό το δεύτερο, λοιπόν, μέρος της εργασίας, θα μελετήσουμε την βέλτιστη οικονομική κάλυψη των φορτίων του αεροδρομίου της Μακεδονίας. (30) Υπάρχουν 3 ειδών φορτία:

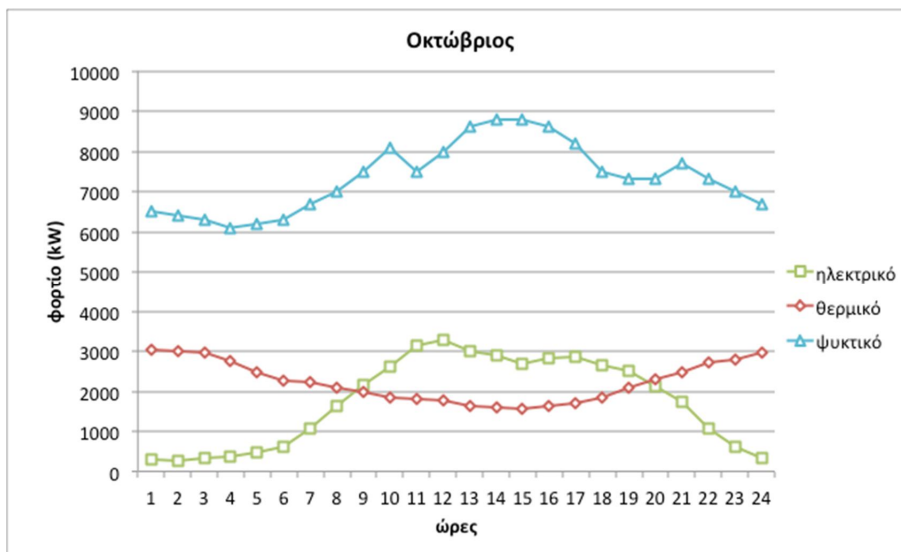
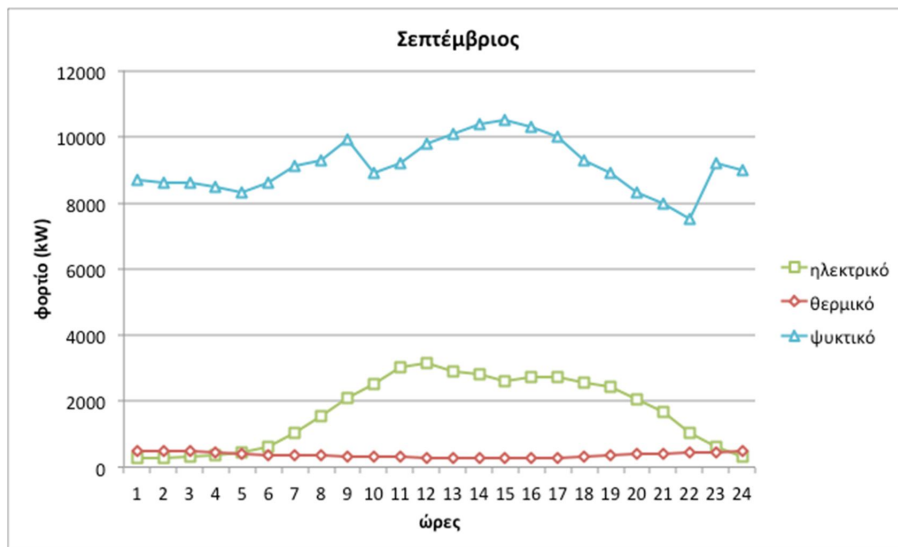
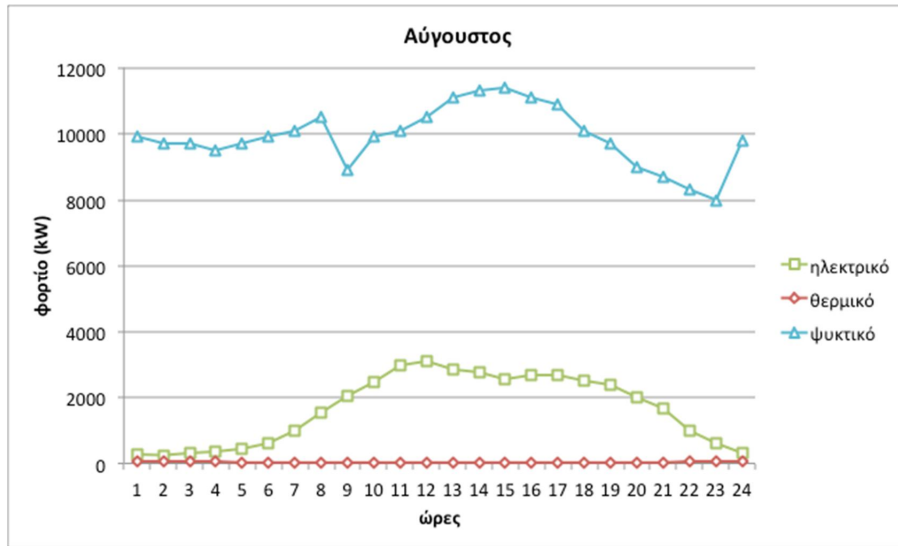
- Τα ηλεκτρικά, που καλύπτουν τον φωτισμό, τους διαδρόμους αποσκευών ηλεκτρικοί κινητήρες κλπ
- Τα θερμικά, που καλύπτουν την θέρμανση του χώρου και το ζεστό νερό
- Τα ψυκτικά φορτία, που καλύπτουν τον κλιματισμό καθώς και το κρύο νερό.

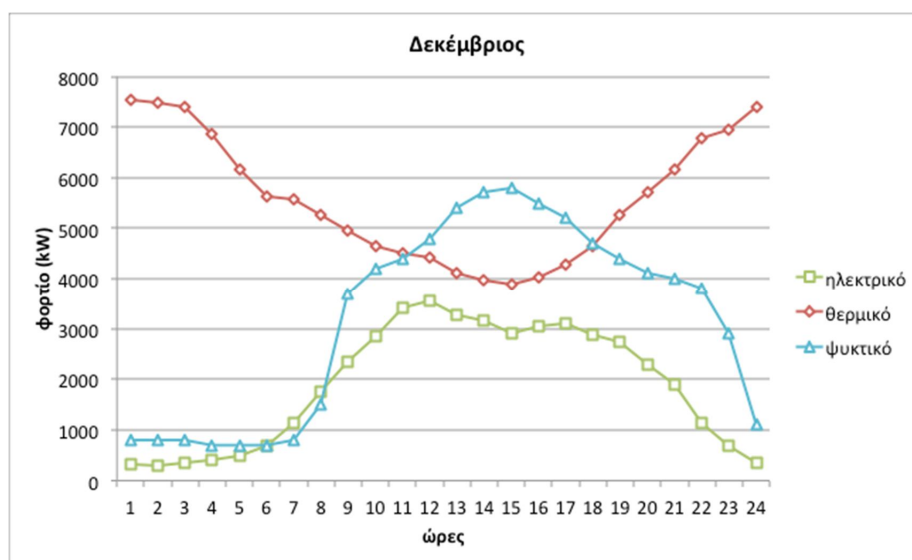
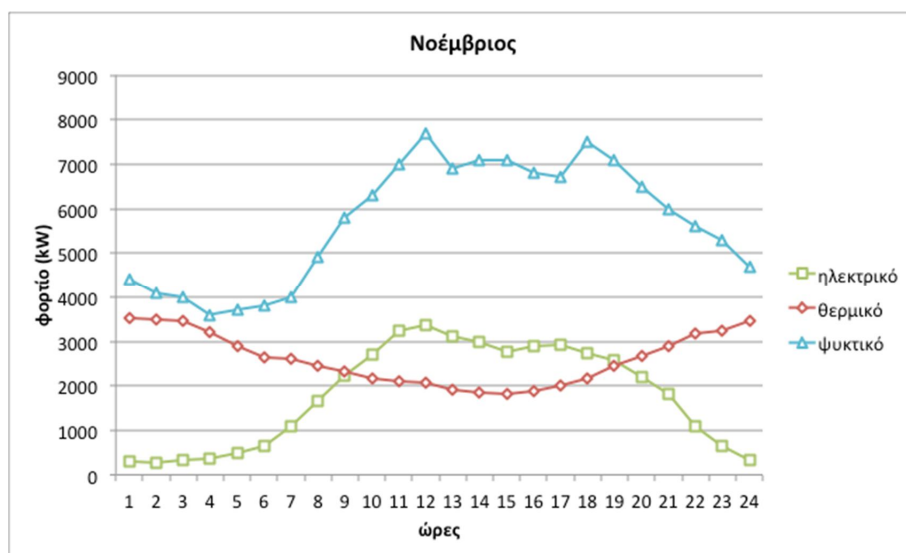
Τα φορτία αυτά λοιπόν, για κάθε μήνα του χρόνου, για μία τυπική ημέρα, φαίνονται στις παρακάτω καμπύλες:











Μια πρώτη παρατήρηση, είναι πως οι καμπύλες των φορτίων δεν μηδενίζονται σχεδόν ποτέ. Το αεροδρόμιο βρίσκεται πάντα σε λειτουργία συνεπώς υπάρχουν πάντα φορτία που πρέπει να εξυπηρετηθούν.

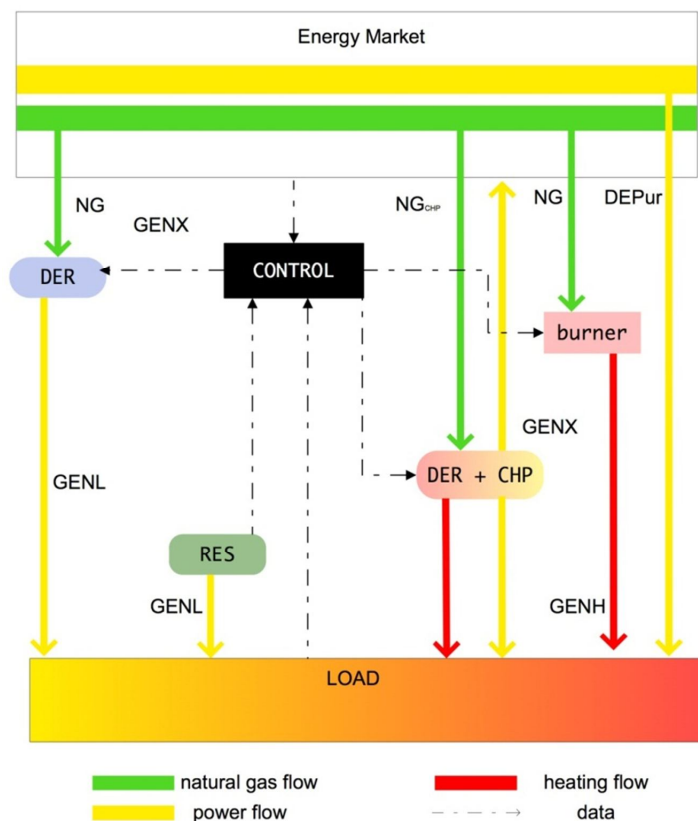
Το ηλεκτρικό φορτίο έχει για όλους σχεδόν τους μήνες την ίδια μορφή. Τις νυχτερινές ώρες, παρουσιάζει μία χαρακτηριστική μείωση, πράγμα λογικό, αφού το βράδυ κλείνουν τα καταστήματα, και γενικότερα η κίνηση είναι μειωμένη, έτσι μόνο ο κεντρικός φωτισμός είναι απαραίτητος.

Το θερμικό φορτίο, τους χειμερινούς μήνες σχηματίζει μία ασυνήθιστη για τον κτιριακό τομέα, καμπύλη. Βλέπουμε, τις νυχτερινές ώρες να είναι ιδιαίτερα αυξημένο σε σχέση με την ημέρα. Αυτό οφείλεται στην απαίτηση που υπάρχει, να διατηρείται σταθερή η θερμοκρασία στους εσωτερικούς χώρους καθ'όλη τη διάρκεια της ημέρας. Τους καλοκαιρινούς μήνες, προφανώς το θερμικό φορτίο αποτελείται μόνο από την ζήτηση για ζεστό νερό. Για την κάλυψη του χρησιμοποιείται σαν μονάδα βάσης ο συμβατικός καυστήρας, ενώ παράλληλα με αυτόν, υπάρχει η επιλογή να χρησιμοποιηθούν συστήματα συμπαραγωγής.

Το ψυκτικό φορτίο, ενώ θα περίμενε κανείς να εμφανίζεται μόνο τους καλοκαιρινούς μήνες, εντούτοις, υπάρχει καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, καθώς δεν αποτελείται μόνο από τον κλιματισμό του χώρου, αλλά και από τα ψυγεία, το κρύο νερό κ.α. Σαν καμπύλη, είναι παρόμοια με εκείνη του ηλεκτρικού για τους ίδιους λόγους (το αεροδρόμιο υπολειτουργεί τις νυχτερινές ώρες) ενώ προστίθεται και το γεγονός πως τους καλοκαιρινούς μήνες το βράδυ, η θερμοκρασία είναι χαμηλότερη από ό,τι την ημέρα. Τέλος, πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή, στην δυνατότητα να καλύπτεται το ψυκτικό φορτίο, τόσο μέσω του ηλεκτρισμού (ενώ δεν προστίθεται στο ηλεκτρικό φορτίο) όσο και μέσω ειδικών ψυκτικών συστημάτων ή ακόμα και με συστήματα συμπαραγωγής με ψυχαντρήρα απορρόφησης.

2.2.3 Περιγραφή του μοντέλου

Η μελέτη για την οικονομικότερη κάλυψη των φορτίων αυτών, θα γίνει στα πλαίσια ενός μικροδικτύου, συνδεδεμένο με τα δίκτυα φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού. Θα χρησιμοποιηθούν τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, συστήματα συμπαραγωγής καθώς και ΑΠΕ, όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα:



Εικόνα 2.4: Σχηματική αναπαράσταση συστήματος αεροδρομίου για την κάλυψη των ενεργειακών του αναγκών

Αυτό που μας ενδιαφέρει να εξετάσουμε, είναι η κάλυψη των φορτίων του αεροδρομίου, χρησιμοποιώντας τις παραπάνω τεχνολογίες, υπό τον έλεγχο ενός κέντρου (CONTROL), το οποίο θα ρυθμίζει τις διάφορες πηγές του μικροδικτύου με τέτοιο τρόπο, ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος. Για το σκοπό αυτό το κεντρικό σύστημα ελέγχου, αναλύει κάθε στιγμή τα εξής δεδομένα εισόδου:

- τιμή φυσικού αερίου
- τιμή ηλεκτρικού ρεύματος από το μακρο-δίκτυο
- φορτία
- κλιματολογικές συνθήκες για την παραγωγή των ΑΠΕ
- την τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο
- τις εκπομπές CO₂ κάθε τεχνολογίας, και το πρόστιμο που πληρώνει ο διαχειριστής για αυτές

Ο ελεγκτής αποφασίζει για κάθε ώρα το ποιες μονάδες θα λειτουργήσουν και με ποιο τρόπο, ώστε το συνολικό ενεργειακό κόστος να ελαχιστοποιείται.

Η ενεργειακή μελέτη για το αεροδρόμιο θα γίνει για τρία διαφορετικά σενάρια κάλυψης των φορτίων:

- **Συμβατική κάλυψη**, μέσω των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Σε αυτήν την περίπτωση τα ηλεκτρικά και ψυκτικά φορτία, καλύπτονται μέσω αγορών ηλεκτρισμού από το δίκτυο, και το θερμικό φορτίο με έναν συμβατικό καυστήρα φυσικού αερίου με απόδοση 0.85. Το σενάριο αυτό θα χρησιμοποιηθεί και ως αναφορά για την αξιολόγηση των άλλων δύο σεναρίων. (**ΣΕΝΑΡΙΟ “do nothing”**)
- **Κάλυψη φορτίων στα πλαίσια ενός μικρο-δικτύου χωρίς τεχνολογίες συμπαραγωγής**, όπου θα χρησιμοποιηθούν τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής και ΑΠΕ παράλληλα με τον συμβατικό καυστήρα (**ΣΕΝΑΡΙΟ “DER+RES”**)
- **Κάλυψη φορτίων στα πλαίσια ενός μικρο-δικτύου με τεχνολογίες συμπαραγωγής**, όπου θα χρησιμοποιηθούν τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, συστήματα CHP και ΑΠΕ. παράλληλα με τον συμβατικό καυστήρα. (**ΣΕΝΑΡΙΟ “DER+RES+CHP”**)

Για την υλοποίηση των παραπάνω σεναρίων, θα χρησιμοποιηθεί το λογισμικό DER - CAM. Η επιλογή του δεν είναι τυχαία, καθώς η ενεργειακή μελέτη του αεροδρομίου από την οικονομική της πλευρά, αποτελεί ουσιαστικά ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Με το DER - CAM είναι πιο εύκολη η μαθηματική μοντελοποίηση των διαφόρων τεχνολογιών, η προσθήκη κατάλληλων περιορισμών και η ρύθμιση διαφόρων παραμέτρων για την υλοποίηση των παραπάνω σεναρίων. Τα αποτελέσματα που μας παρέχει, είναι τόσο ποιοτικά όσο και ποσοτικά, και μάλιστα αναλυμένα στην περίοδο ενός έτους. Στην πραγματικότητα, το λογισμικό, με γνώμονα μόνο το συνολικό ενεργειακό κόστος, θα πάρει αποφάσεις για το ποια τεχνολογία πρέπει να χρησιμοποιηθεί, σε τί μέγεθος και ποιες ώρες θα λειτουργεί μέσα στο έτος.

Το μοντέλο όμως αυτό, πέρα από τις ευκολίες που παρέχει, παρουσιάζει και μειονεκτήματα. Αυτά έχουν να κάνουν κυρίως με το γεγονός πως όλο το μοντέλο εκφράζεται με μαθηματικό τρόπο, ο οποίος πολλές φορές δεν συμβαδίζει με την

φυσική λειτουργία των συστημάτων. Επιπλέον, αφού έχει ως μόνο του στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους, λειτουργεί με βάση μόνο αυτό το σκοπό, και αμελεί πιθανές ποιοτικές επιλογές του καταναλωτή. Τέλος, τα δεδομένα εισόδου (φορτία, ηλιοφάνεια, τιμές ηλεκτρισμού κλπ), είναι προκαθορισμένα, και για αυτό το λόγο, οι έξοδοι του συστήματος, ώστε να ελαχιστοποιηθεί το κόστος, αντιστοιχούν στις συγκεκριμένες εισόδους μόνο. Έτσι, το τελικό αποτέλεσμα, όταν το σύστημα εφαρμοσθεί στην πράξη, σίγουρα θα είναι διαφορετικό. Τα παραπάνω μειονεκτήματα μπορούν να εξαλειφθούν με ακόμα περισσότερη ανάπτυξη του DER-CAM, η οποία όμως δεν απαιτείται στην παρούσα εργασία.

Τα απαραίτητα στοιχεία που πρέπει να εισαχθούν στο DER-CAM είναι:

1. Το προφίλ ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων του μικροδικτύου
2. Οι τιμές στις οποίες αγοράζει την ηλεκτρική ενέργεια
3. Το κόστος εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης και καυσίμων των διαφόρων διαθέσιμων τεχνολογιών διασπαρμένης παραγωγής, μαζί με το ποσοστό ενδιαφέροντος στην επένδυση του πελάτη
4. Βασικά φυσικά χαρακτηριστικά των διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής

Αυτά που θα δώσει το μοντέλο στην έξοδό του είναι:

1. Οι τεχνολογίες που πρέπει να εγκατασταθούν
2. Η εγκατεστημένη ισχύς της κάθε τεχνολογίας
3. Πότε και πόσο από την εγκατεστημένη ισχύ θα λειτουργεί κατά τη διάρκεια του χρόνου
4. Συνολικό κόστος προμήθειας των ηλεκτρικών απαιτήσεων
5. Κέρδος στο θερμικό και ψυκτικό κόστος από την εφαρμογή της συμπαραγωγής

Οι σημαντικές υποθέσεις που έγιναν είναι:

1. Οι αποφάσεις των πελατών λαμβάνονται βάσει καθαρά οικονομικών κριτηρίων. Με άλλα λόγια, το μόνο όφελος που μπορεί να έχει το μικροδίκτυο είναι η μείωση στο λογαριασμό του ηλεκτρικού.
2. Όλα τα δεδομένα είναι γνωστά με απόλυτη βεβαιότητα για τη διάρκεια του χρόνου.
3. Το μικροδίκτυο δεν επιτρέπεται να παράγει περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια απ' όση καταναλώνει. Από την άλλη, αν περισσότερη ενέργεια καταναλώνεται απ' όση παράγεται, τότε το μικροδίκτυο θα αγοράσει από το μακροδίκτυο είτε στην καθορισμένη χρέωση είτε στην IEM τιμή.
4. Υπάρχει μια προκαθορισμένη σχέση ανάμεσα στο ποσό της ανακτώμενης θερμότητας και της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από κάθε μονάδα DER βάσει των τεχνικών χαρακτηριστικών από τον κατασκευαστή.
5. Οι ισχυρισμοί του κατασκευαστή για την τιμή του εξοπλισμού και την απόδοση του γίνονται δεκτοί χωρίς αμφισβήτηση και θεωρούμε ότι δεν υπάρχει μείωση της αποδοτικότητας κατά τη διάρκεια του χρόνου ζωής του εξοπλισμού. Επίσης, δεν περιλαμβάνονται το κόστος εκκίνησης και άλλα λειτουργικά κόστη.
6. Δεν λαμβάνουμε υπόψη το όφελος στην αξιοπιστία και την ποιότητα ισχύος, ούτε την οικονομία σε έξοδα λειτουργίας και συντήρησης, εξαιτίας της

εγκατάστασης πολλών μονάδων της ίδιας τεχνολογίας. Αυτή η υπόθεση υποτιμά το όφελος της διασπαρμένης παραγωγής σε πολλά πιθανά μικροδίκτυα.

2.2.4 Κατασκευή Μαθηματικού Μοντέλου

Για την υλοποίηση λοιπόν των παραπάνω σεναρίων, χρειαζόμαστε την δημιουργία του μαθηματικού μοντέλου του προβλήματος. Το λογισμικό GAMS, χρειάζεται μία αντικειμενική συνάρτηση καθώς και περιορισμούς. Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος αυτού, είναι το άθροισμα από τα διάφορα κόστη, ενώ οι περιορισμοί αφορούν την κάλυψη των φορτίων και την λειτουργία των μονάδων.

Πριν τον ορισμό των παραμέτρων πρέπει να δοθούν κάποιες διευκρινίσεις. Υπάρχουν τρεις τύποι ημέρας: αιχμής (ο μέσος όρος των τριών ημερών με το μεγαλύτερο φορτίο), καθημερινή (οι υπόλοιπες εργάσιμες ημέρες) και σαββατοκύριακο. Υπάρχουν δύο εποχές: καλοκαίρι (Ιούνιος-Σεπτέμβριος) και χειμώνας (Οκτώβριος-Μάιος). Όσον αφορά στις χρεώσεις υπάρχουν τρεις περίοδοι χρήσης: αιχμής, μέση και εκτός αιχμής. Κάθε χρέωση ορίζει διαφορετικά τις παραπάνω περιόδους. Τέλος CalPX (California Power Exchange) Price είναι η τιμή στην οποία αγοράζεται και πωλείται η ενέργεια στην Καλιφόρνια, και χρησιμοποιείται για να προσομοιάσουμε ένα dynamic pricing πρόγραμμα τιμολόγησης.

Για τη συγκεκριμένη εφαρμογή του μοντέλου αγοράζονται δύο τύποι καυσίμων, ηλεκτρισμός και φυσικό αέριο και προμηθεύουν τέσσερις τύπους τελικών χρήσεων (end uses), μόνο ηλεκτρισμό (π.χ. φωτισμό), θέρμανση (χώρου και ζεστό νερό), ψύξη (κλιματισμό και ψύξη), και φυσικό αέριο (θέρμανση και μαγείρεμα)

Για τις εισόδους του συστήματος θα χρησιμοποιηθούν κατάλληλες παράμετροι, ενώ για τις εξόδους αντίστοιχες μεταβλητές, που ορίζονται παρακάτω:

2.2.4.1 Παράμετροι

βοηθητικοί δείκτες	
h	ώρες (1,2,3 24)
m	μήνες (1,2,3 12)
t	τύπος ημέρας (weekday, peak day, weekend)
s	εποχές (winter, summer)
p	περίοδοι για τις χρεώσεις (on- peak, mid - peak, off-peak)

βοηθητικοί δείκτες	
i	τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας
u	τύπος φορτίου (ηλεκτρικό, θερμικό, ψυκτικό)

Πίνακας 2.18 : δείκτες του μαθηματικού μοντέλου για το αεροδρόμιο

Στοιχεία αγοράς	
Load_{u,m,t,h}	Το φορτίο του πελάτη για την τελική χρήση u κατά τη διάρκεια της ώρας h, του τύπου ημέρας t και του μήνα m (kW)
MaxL_{m,p}	Μέγιστη καταναλισκόμενη ισχύς (kW)
InsCap	Εγκατεστημένη Ισχύς (kW)
AVPRICE	Μέση τιμή (c/kWh)
TARPE_{nt,s,p}	Τιμές για ισχύ και ενέργεια ανάλογα με τη χρέωση ntariff για την εποχή s και την περίοδο p (\$/kW και \$/kWh αντίστοιχα)
TARPEG_{nt,s}	Τιμές για φυσικό αέριο για ενέργεια ανάλογα με τη χρέωση ntariffg για την εποχή s (\$/kWh)
TARFIX	Ρυθμισμένη τιμή για χρέωση του πελάτη και των εγκαταστάσεων ανάλογα με τη χρέωση ntariff (\$/month και \$/kW αντίστοιχα)
PX_{m,t,h}	CalPX τιμή για την ώρα h, τύπο ημέρας t και μήνα m (\$/ MWh)
CTax	Φόρος εκπομπών άνθρακα (\$/kg)
FLData_f	Τιμή φυσικού αερίου και πετρελαίου (\$/kJ)
IntRate	Επιτόκιο
NGBFS	τιμή φυσικού αερίου (\$ / MWh)

Πίνακας 2.19 : τα στοιχεία της αγοράς από την οποία εφοδιάζεται ενέργεια το αεροδρόμιο

Χαρακτηριστικά Τεχνολογιών DER	
Lifetime_i	Αναμενόμενη διάρκεια ζωής της τεχνολογίας <i>i</i> (χρόνια) – Δε γίνεται διάκριση μεταξύ της διάρκειας ζωής του εξοπλισμού και της οικονομικής διάρκειας ζωής
Maxp_i	Μέγιστη (ονομαστική) ισχύς της τεχνολογίας <i>i</i> (kW)
Capcost_i	<p>Κόστος εγκατάστασης της τεχνολογίας <i>i</i>. Περιλαμβάνει το κόστος του εξοπλισμού, της σχεδίασης του συστήματος και της εγκατάστασης. Την κατάλληλη στιγμή, ο εξοπλισμός παραγωγής μπορεί να αγοραστεί</p> <ul style="list-style-type: none"> • Χωρίς τη δυνατότητα ανάκτησης θερμότητας • Με τη δυνατότητα ανάκτησης θερμότητας για θέρμανση • Με τη δυνατότητα ανάκτησης θερμότητας για θέρμανση και ψύξη απορρόφησης <p>Το Capcost αυτό εκφράζεται σαν κόστος ανά kW ονομαστικής ηλεκτρικής ικανότητας. (\$/kW)</p>
OMfix_i	Περιλαμβάνει το σταθερό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης της τεχνολογίας <i>i</i> εκτός από το κόστος καυσίμου. (\$/kW)
OMvar_i	Περιλαμβάνει το μεταβλητό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης της τεχνολογίας <i>i</i> εκτός από το κόστος καυσίμου. (\$/kWh)
DERhours_i	Μέγιστος αριθμός ωρών που επιτρέπεται να λειτουργεί η τεχνολογία <i>i</i> το χρόνο
Crate_i	Ρυθμός εκπομπών άνθρακα από την τεχνολογία <i>i</i> (kg/ kWh)
HeatR_i	Ποσότητα καυσίμου που απαιτείται για την παραγωγή μιας μονάδας ηλεκτρικής ενέργειας από την τεχνολογία <i>i</i> (kJ/kWh)

Χαρακτηριστικά Τεχνολογιών DER	
TERatio_i	Το ποσό θερμότητας που μπορεί να ανακτηθεί από μία kWh ηλεκτρισμού που παράγεται από την DER τεχνολογία <i>i</i> (ισούται με 0 για όλες τις τεχνολογίες που δεν είναι εξοπλισμένες είτε με εναλλάκτη θερμότητας είτε με ψυκτική μονάδα απορρόφησης) (kWh)
RecHtoL_i	Το ποσό της τελικά ωφέλιμης ανακτόμενης θερμότητας θερμότητας από αυτή που εκκλυεται κατά την συμπαραγωγή
Gtype_i	είδος γεννήτριας : 1. παλινδρομικές γεννήτριες 2. κυψέλες καυσίμου 3. μικροτουρμπίνες 4. ντιζελογεννήτριες 5. φωτοβολταικά 6. ανεμογεννήτριες

Πίνακας 2.20 : τεχνικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών που θα χρησιμοποιηθούν στο μοντέλο του αεροδρομίου

2.2.4.2 Μεταβλητές

Μεταβλητές	
GenInv_i	Αριθμός μονάδων της τεχνολογίας <i>i</i> που έχουν εγκατασταθεί από τον πελάτη
GenL_{i,m,t,h,u}	Ισχύς που παράγεται από την τεχνολογία <i>i</i> κατά τη διάρκεια της ώρας <i>h</i> , του τύπου ημέρας <i>t</i> και του μήνα <i>m</i> για την τελική χρήση <i>u</i> για να προμηθεύσει το φορτίο του πελάτη (kW)
GenX_{i,m,t,h}	Ισχύς που παράγεται από την τεχνολογία <i>i</i> κατά τη διάρκεια της ώρας <i>h</i> , του τύπου ημέρας <i>t</i> και του μήνα <i>m</i> για να πωληθεί στην αγορά (kW)
GenH_{i,m,t,h}	Ισχύς που παράγεται από την τεχνολογία <i>i</i> κατά τη διάρκεια της ώρας <i>h</i> , του τύπου ημέρας <i>t</i> και του μήνα <i>m</i> για να προμηθεύσει το θερμικό φορτίο του πελάτη (kW)

GenC_{i,m,t,h}	Ισχύς που παράγεται από την τεχνολογία <i>i</i> κατά τη διάρκεια της ώρας <i>h</i> , του τύπου ημέρας <i>t</i> και του μήνα <i>m</i> για να προμηθεύσει το ψυκτικό φορτίο του πελάτη (kW)
Dump_{i,m,t,h}	Ποσό θερμότητας που αποβάλλεται από την τεχνολογία <i>i</i> στο περιβάλλον κατά τη διάρκεια της ώρας <i>h</i> , του τύπου ημέρας <i>t</i> και του μήνα <i>m</i> (kW)

Πίνακας 2.21 : μεταβλητές του μαθηματικού μοντέλου για το αεροδρόμιο

2.2.4.3 Εξισώσεις

1. Αντικειμενική συνάρτηση

$$\text{totCOST} = \text{DEPP} + \text{DEPM} + \text{DEPO} + \text{DPP} + \text{SGIC} + \text{SGVC} + \text{DGPP} + \text{DGPM} + \text{DGPO} - \text{EnSales}$$

όπου,

$$\text{DEPP} = \sum_u \sum_{\text{summerm}} \sum_{\text{week-peak}} \sum_{\text{onhourss}} \text{DEPur} \cdot \text{NDltypes} \cdot \sum_{\text{applt}} \text{tarpe}_s,$$

$$\begin{aligned} \text{DEPM} = & \sum_u \sum_{\text{summerm}} \sum_{\text{week-peak}} \sum_{\text{midhourss}} \text{DEPur} \cdot \text{NDltypes} \cdot \sum_{\text{applt}} \text{tarpe}_s + \\ & + \sum_u \sum_{\text{winterm}} \sum_{\text{week-peak}} \sum_{\text{midhourss}} \text{DEPur} \cdot \text{NDltypes} \cdot \sum_{\text{applt}} \text{tarpe}_w, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{DEPO} = & \sum_u \sum_{\text{summerm}} \sum_{\text{week-peak}} \sum_{\text{offhourss}} \text{DEPur} \cdot \text{NDltypes} \cdot \sum_{\text{applt}} \text{tarpe}_s + \\ & + \sum_u \sum_{\text{winterm}} \sum_{\text{week-peak}} \sum_{\text{offhourss}} \text{DEPur} \cdot \text{NDltypes} \cdot \sum_{\text{applt}} \text{tarpe}_w + \\ & + \sum_u \sum_{\text{summerm}} \sum_{\text{hours}} \text{DEPur}_{\text{weekend}} \cdot \text{NDltypes} \cdot \sum_{\text{applt}} \text{tarpe}_s + \\ & + \sum_u \sum_{\text{winterm}} \sum_{\text{hours}} \text{DEPur}_{\text{weekend}} \cdot \text{NDltypes} \cdot \sum_{\text{applt}} \text{tarpe}_w \end{aligned},$$

$$DPP = \sum_{summer\ lperiod} \sum_{applt} BillingPP \cdot tarpe + \sum_{wint\ erm\ lperiod} \sum_{applt} BillingPP \cdot tarpe +$$

$$+ 12 \cdot \sum_{applt} tarfix + \sum_{months} BillingP \cdot \sum_{applt} tarfix ,$$

$$SGIC = \sum_{dertech} GenInv \cdot \max p \cdot InvAnnuity +$$

$$+ \sum_{dertech} GenInv \cdot \max p \cdot 12 \cdot S \tan dby (if_s \tan dbycharge_exists) ,$$

$$SGVC = \sum_u \sum_{dertech} \sum_{months} \sum_{ltypes} \sum_{hours} [(GenL + GenX) \cdot (kWhCost + OMVar) \cdot ndltypes + CRate \cdot CTax]$$

$$DGPP = \sum_u \sum_{summer\ week - peak\ onhours} \sum_{NDltypes} DGPur \cdot NDltypes \cdot NGBSF ,$$

$$DGPM = \sum_u \sum_{summer\ week - peak\ midhours} \sum_{NDltypes} DGPur \cdot NDltypes \cdot NGBSF +$$

$$+ \sum_u \sum_{wint\ erm\ week - peak\ midhours} \sum_{NDltypes} DGPur \cdot NDltypes \cdot NGBSF ,$$

$$DGPO = \sum_u \sum_{summer\ week - peak\ offhours} \sum_{NDltypes} DGPur \cdot NDltypes \cdot NGBSF +$$

$$+ \sum_u \sum_{wint\ erm\ week - peak\ offhours} \sum_{NDltypes} DGPur \cdot NDltypes \cdot NGBSF +$$

$$+ \sum_u \sum_{summer\ hours} \sum_{weekend} DGPur_{weekend} \cdot NDltypes \cdot NGBSF +$$

$$+ \sum_u \sum_{wint\ erm\ hours} \sum_{weekend} DGPur_{weekend} \cdot NDltypes \cdot NGBSF ,$$

$$EnSales = \sum_{dertech} \sum_{months} \sum_{ltypes} \sum_{hours} (GenX \cdot PX / 1000 \cdot ndltypes)$$

Η παραπάνω αντικειμενική συνάρτηση εκφράζει το συνολικό κόστος του αεροδρομίου, για την κάλυψη των ενεργειακών του αναγκών. Στην παραπάνω εξίσωση, οι πωλήσεις, πίσω στο δίκτυο, ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν θεωρηθεί σαν καθαρό κέρδος και αφαιρούνται από την συνολική δαπάνη. Στόχος λοιπόν του μοντέλου βελτιστοποίησης είναι η ελαχιστοποίηση του totCOST, με τέτοιο τρόπο ώστε να μην παραβιάζονται οι παρακάτω περιορισμοί:

1. Η ηλεκτρική έξοδος κάθε μονάδας, δεν μπορεί να ξεπεράσει την ονομαστική της τιμή:

$$\sum_u GenL + GenX \leq GenInv \cdot \max p$$

2. Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου:

$$\sum_{dertech} GenL_{electrical} + DEPur_{electrical} = Load_{electrical}$$

3. Κάλυψη θερμικού φορτίου:

$$\sum_{dertech} \sum_{heating} GenH + \sum_{heating} DGPur = \sum_{heating} Load$$

4. Κάλυψη ψυκτικού φορτίου:

$$\sum_{dertech} \sum_{cooling} GenL_{cooling} + \sum_{dertech} \sum_{cooling} GenC + DEPur_{HVAC} + DEPur_{refrig} = \sum_{cooling} Load$$

5. Δεν είναι δυνατή η ταυτόχρονη πώληση και αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από το μακροδίκτυο:

$$GenX = 0 \text{ if } \sum_{dertech} GenL_{electrical} \leq Load_{electrical}$$

6. Παραγωγή φωτοβολταϊκών:

$$\sum_u GenL + GenX \leq GenInv \cdot \max p \cdot solar \text{ if } dertech = PV$$

7. Παραγωγή ανεμογεννητριών:

$$\sum_u GenL + GenX \leq GenInv \cdot \max p \cdot wind \text{ if } dertech = WT$$

8. Μέρος της αποβαλλόμενης από το CHP συστήματα, χρησιμοποιείται για την κάλυψη των θερμικών ή ψυκτικών φορτίων:

$$\sum_u \sum_{dertech} GenH + GenC + Waste = \sum_u \sum_{dertech} GenL + GenX \cdot TERatio$$

9. Κάθε τεχνολογία μπορεί να λειτουργήσει για συγκεκριμένο αριθμό ωρών τον χρόνο:

$$\sum_u \sum_{months} \sum_{types} \sum_{hours} (GenL + GenX) \leq GenInv \cdot \max p \cdot DERhours$$

Όλες οι παραπάνω εξισώσεις / ανισώσεις, εξασφαλίζουν ότι το μοντέλο λειτουργεί κάτω από τις τεχνικές προδιαγραφές των διαφόρων τεχνολογιών, και τους φυσικούς κανόνες ώστε να καλύπτονται τα διάφορα φορτία, καθόλη τη διάρκεια του έτους.

Τέλος, το αρχικό κόστος για την εγκατάσταση κάθε μονάδας, ανάγεται στα χρόνια ζωής της κάθε τεχνολογίας με βάση κάποιο επιτόκιο αναγωγής και υπολογίζεται με τον παρακάτω τύπο:

$$InvAnnuity = \frac{(CapCost + OMFix) \cdot IntRate}{1 - \frac{1}{(1 + IntRate)^{lifetime}}}$$

Χρησιμοποιώντας τον παραπάνω τύπο αποφεύγεται η οικονομική αξιολόγηση της προτεινόμενης από το DER-CAM ως καλύτερη λύση. Στην προσπάθεια του, το μοντέλο να ελαχιστοποιήσει το κόστος, λαμβάνει υπόψη του και το αρχικό κόστος των διαφόρων τεχνολογιών, και μάλιστα το ανάγει στη διάρκεια ζωής της κάθε μίας.

2.2.5 Τιμολόγια

2.2.5.1 Τιμολόγιο ΔΕΗ

Το πιο πιθανό είναι το αεροδρόμιο της Μακεδονίας, να έχει συνάψει κάποιο ειδικό συμβόλαιο με την ΔΕΗ για την παροχή ηλεκτρικού ρεύματος. Επειδή όμως, ήταν αδύνατο να βρεθούν σχετικές πληροφορίες, χρησιμοποιείται το τιμολόγιο μέσης τάσης “Εμπορικό 2011”, το οποίο εφαρμόζεται σε πολυκαταστήματα, κτίρια γραφείων, νοσοκομεία κλπ, με φορτία παρόμοια με αυτά του αεροδρομίου. Στο τιμολόγιο αυτό ισχύουν τα ακόλουθα:

Εμπορικό 2011 (Τιμολόγιο B1 & B2. Πολυκαταστήματα, κτίρια γραφείων, νοσοκομεία, κλπ) (28)

- Μήνας τιμολογίου (30 ημερών).

- Εάν η καταμέτρηση γίνεται σε περίοδο διαφορετική από μήνα, τότε για τη Χρέωση Ισχύος γίνεται αναλογική χρέωση χρησιμοποιώντας τον συντελεστή, A = ημέρες περιόδου κατανάλωσης / 30.

Ζώνη	Χρέωση Ισχύος ευρώ / kW / μήνα	Χρέωση Ενέργειας ευρώ / kWh
7:00 - 23:00 τις εργάσιμες μέρες της περιόδου Ιούνιος - Σεπτέμβριος	6.06	

Ζώνη	Χρέωση Ισχύος ευρώ / kW / μήνα	Χρέωση Ενέργειας ευρώ / kWh
7:00 - 23:00 τις εργάσιμες μέρες της περιόδου Οκτώβριος - Μάιος	2.65	
7:00 - 23:00 τις εργάσιμες μέρες όλο το έτος		0.06183
23:00-7:00 τις εργάσιμες μέρες και όλες τις ώρες του Σαββατοκύριακου και των αργιών του έτους		0.05103

Πίνακας 2.22 : ανταγωνιστικές χρεώσεις τιμολογίου της ΔΕΗ, για το αεροδρόμιο

$XZ = MZ * [(1-ΣΥΝΤ.ΧΡΗΣ/ΣΗΣ) * 1,7 + 0,1] * \text{Ημέρες Περιόδου Κατανάλωσης} / 30 \text{ ΣΥΝΤ. ΧΡΗΣ/ΣΗΣ}$
 Κατανάλωση Περιόδου / 24 * Ημέρες Περιόδου Κατανάλωσης * ΚΜΖ XZ: Χρεωστέα Ζήτηση, MZ: Καταμετρηθείσα Μέγιστη Ζήτηση στις εργάσιμες μέρες μεταξύ 7:00-23:00 ΚΜΖ: Καταμετρηθείσα Μέγιστη Ζήτηση, οποιαδήποτε ώρα ημέρας ή νύχτας

Δίκτυο Μεταφοράς		Δίκτυο Διανομής		ΥΚΩ (ευρώ / kWh)
Χρέωση Ισχύος (ευρώ / kW / μήνα)	Λοιπές Επιβαρύνσεις (ευρώ / kWh)	Χρέωση Ισχύος (ευρώ / kW / μήνα)	Χρέωση ενέργειας (ευρώ / kWh)	
2.025	0.00044	1.210	0.0033	0.00587

Πίνακας 2.23 : μονοπωλιακές χρεώσεις τιμολογίου της ΔΕΗ, για το αεροδρόμιο

ΧΡΕΩΣΤΕΑ ΙΣΧΥΣ : Η Καταμετρηθείσα Μέγιστη Ζήτηση (ΜΑ) της περιόδου κατανάλωσης μεταξύ 11:00-14:00
 Η Ενεργειακή Χρέωση του Δικτύου Διανομής προσαυξάνεται σε συνάρτηση με το **συνφ**

2.2.5.2 Τιμολόγιο CalPX

Οι τιμές του τιμολογίου αυτού μεταβάλλονται κάθε ώρα μέσα στο διάστημα του ενός χρόνου. Πρόκειται για χρεώσεις ενέργειας που βρίσκονται πολύ κοντά σε αυτές του EEX (European Energy Exchange). Αντιστοιχούν στην Ο.Τ.Σ. που λειτουργεί

στην ελληνική αγορά. Ο καταναλωτής πληρώνει στην τιμή αυτή τον όγκο της καταναλισκόμενης ενέργειας του συν δύο άλλες χρεώσεις:

- DiscoER: ευρώ/kWh , αποτελεί το κέρδος της εταιρίας λιανικής
- FixRate : ευρώ/kWh, αφορά χρεώσεις σχετικά με την χρήση των δικτύων και άλλες

Μιας και δεν έχουμε τα κατάλληλα δεδομένα, οι παραπάνω μεταβλητές έχουν ρυθμιστεί κατάλληλα, ώστε στο σενάριο “do nothing” το κόστος για ηλεκτρική ενέργεια να είναι ίδιο και για τα 2 τιμολόγια (CalPX και ΔΕΗ).

Η επιλογή να εφαρμοστεί και αυτό το τιμολόγιο στο μοντέλο του αεροδρομίου, γίνεται ώστε να συγκρίνουμε τα αποτελέσματα της χρήσης της συμπαραγωγής υπό το πρίσμα των δύο αυτών, ποιοτικά διαφορετικών, τιμολογίων.

2.2.5.3 Τιμολόγια Φυσικού αερίου

Το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται είτε από της μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, για την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου, είτε από τον συμβατικό καυστήρα για την κάλυψη του θερμικού φορτίου. Τα τιμολόγια που εφαρμόστηκαν στο μοντέλο είναι της εταιρίας “ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΑΤΤΙΚΗΣ” (29), αφορούν το φυσικό αέριο για τον καυστήρα. Στο μοντέλο της εργασίας αυτής, δεν συμμετέχουν οι εκπτώσεις που προσφέρει η εταιρία, καθώς αυτές αφορούν μόνο την μετατροπή υφιστάμενων εγκαταστάσεων.

Τιμολόγιο Θέρμανσης “Θ”, ισχύει για τους μεγάλους εμπορικούς καταναλωτές που έχουν ως κύρια χρήση του φυσικού αερίου την θέρμανση. Η χρέωση ενέργειας μεταβάλλεται ανά μήνα, ενώ τόσο αυτή όσο και η χρέωση ισχύος επιβαρύνονται με ΦΠΑ 13%.

Χρέωση Ισχύος

Η τιμή της πάγιας συνιστώσας ανά μήνα προκύπτει από τη δηλωθείσα μέγιστη ωριαία κατανάλωση.

Τιμολόγιο Θέρμανσης Μεγάλου Εμπορικού – Τιμολογήσεις 2011	
Από 100 μέχρι 250 m ³ /ώρα	54.10 ευρώ / μήνα
Από 250 μέχρι 450 m ³ /ώρα	81.15 ευρώ / μήνα
Από 450 μέχρι 650 m ³ /ώρα	135.25 ευρώ / μήνα
Από 650 μέχρι 850 m ³ /ώρα	189.36 ευρώ / μήνα
Από 850 μέχρι 1000 m ³ /ώρα	243.46 ευρώ / μήνα
Πάνω από 1000 m ³ /ώρα	324.60 ευρώ / μήνα

Πίνακας 2.24 : χρεώσεις ισχύος για το τιμολόγιο του ΦΑ

Χρέωση ενέργειας

Η χρέωση αυτή αναφέρεται στη χρήση του φυσικού αερίου από μεγάλους εμπορικούς καταναλωτές αμιγώς για θέρμανση ή για χρήση εμπορική και θέρμανση.

Η αναλογική συνιστώσα της τιμολογιακής κατηγορίας παροχής «Θ» μεταβάλλεται ανά μήνα (1^η μέρα κάθε μήνα) ώστε να εξασφαλίζεται η παροχή Φυσικού Αερίου με την καθορισμένη έκπτωση καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.

Η τιμή του Φ.Α. με ΦΠΑ υπολογίζεται ως εξής:

$$\Theta = \left[\frac{DIESEL_{k,p} + DIESEL_{k,t} + (DIESEL_{k,m} \times I_n^{GR})}{A\Theta\Delta DIESEL_h} \times (1 + VAT) \right] \times K_{,h} \times 859845$$

όπου:

Θ : ΤΙΜΗ Φ.Α. σε €/MWh (συμπ. Φ.Π.Α.)

DIESEL_{h,p}: Μέση τιμή δωλιστηρίου σε €/1000 lt για το DIESEL θέρμανσης (Από 24η του δεύτερου προηγούμενου μήνα έως και την 23η του προηγούμενου μήνα)

DIESEL_{h,t}: Σύνολο φόρων (εκτός Φ.Π.Α.) για το DIESEL θέρμανσης (€/1000 lt)

DIESEL_{h,m}: Περιθώριο Εταιριών Εμπορίας Πετρελαιοειδών την 1/1/2006 για το DIESEL θέρμανσης (50 €/ 1000 lt)

AΘΔ DIESEL_h: Ανωτέρα Θερμογόνος Δύναμη DIESEL σε kcal/1000 lt (9.050.000 kcal/1000 lt)

K_h: Συντελεστής κλιμάκωσης = 80%

I_n^{GR}: Δείκτης πληθωρισμού (I_n^{GR}: 1.141 από 1/11/2010 έως 31/10/2011)

VAT: ΦΠΑ πετρελαίου θέρμανσης 23% από 1/7/2010

859845: είναι ο συντελεστής μετατροπής από kcal σε MWh

Τιμολόγιο Κλιματισμού - Συμπαγωγή “ΚΣ”

Χρέωση ισχύος

Η τιμή της πάγιας συνιστώσας (χρέωση ισχύος) ανά μήνα ορίζεται ως εξής:

$$224 \times I_n^{GR} \text{ €/MW}$$

όπου: I_n^{GR} ο δείκτης πληθωρισμού (I_n^{GR} = 1,141 από 1/11/2010 έως 31/10/2011)

Χρέωση ενέργειας

Η χρέωση αυτή αναφέρεται στη χρήση του φυσικού αερίου αποκλειστικά για κλιματισμό/ συμπαγωγή ηλεκτρισμού θερμότητας σε B2B εμπορικό πελάτη.

Η τιμή του φυσικού αερίου για αυτή τη χρήση θα ανανεώνεται ανά τρίμηνο. Ο τύπος από τον οποίο θα προκύπτει η τιμή είναι:

$$ΚΣ = \text{Max}\{23, 0,34 * B + 17\}$$

όπου:

B : είναι η μέση τιμή των πετρελαιοειδών του εξαμήνου που προηγείται από το τρέχον τρίμηνο. Προκύπτει από το μέσο όρο των τιμών Kuwait, Arab Light, Iranian Light, Kirkuk, Murban, Zuetina, Brass Blend, Saharan Blend που δημοσιεύονται στο Platts Oilgram Price Report, World Crude Oil Prices, "FOB Breakeven Price". Η τιμή B είναι διαθέσιμη το πρώτο εικοσαήμερο κάθε τριμήνου οπότε αντίστοιχα προκύπτει και η τιμή που θα εφαρμοστεί το εκάστοτε τρίμηνο.

Η τιμή ΚΣ που προκύπτει είναι σε €/MWh (προ ΦΠΑ).

Ο ΦΠΑ για το τιμολόγιο αυτό διαμορφώνεται στο 11%. Σε περίπτωση μικτής χρήσης ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ - ΚΛΙΜΑΤΙΣΜΟΥ με άλλο τιμολόγιο B2B (ΜΕ, Θ), θα τοποθετείται ξεχωριστός μετρητής για να γίνεται η χρέωση αντίστοιχα με τις χρήσεις. Ο πελάτης θεωρείται B2B όταν το σύνολο της κατανάλωσής του ξεπερνά τα 100.000 Nm³.

Τέλος, στον παρακάτω πίνακα φαίνονται οι τιμές του Φ.Α. και πετρελαίου diesel που χρησιμοποιούν οι διάφορες τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής.

Φυσικό αέριο	2.91e-6 ευρώ / kJ
Diesel	1.03e-5 ευρώ / kJ

Η τιμή της kWh που προέρχεται από κάθε τεχνολογία παραγωγής i προκύπτει ως εξής:

$$\text{ΚόστοςKWh}_i = \text{HeatR}_i \times \text{Τιμή Καυσίμου}$$

2.2.6 Τεχνολογίες DER και CHP

Αναλυτικά, οι τεχνολογίες που εγκαθίστανται με τα ονομαστικά τους μεγέθη παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα. Τα δεδομένα που αντιστοιχούν στην κάθε τεχνολογία είναι τα επίσημα δεδομένα που χρησιμοποιεί το εργαστήριο του BERKELEY (19).

	maxp (kW)	Lifetime (years)	Capsost (ευρώ / kW)	OMFix (ευρώ / kW)	OMVar (ευρώ / kW)	HeatR (kJ/kWh)	Fuel	Type	TERatio (kWh/KWe)	RecHtoL KWh/KWh)	Crate (kg/kWh)
GA55	55	15	618.6	18.9	0.0024	12997	1	2	1.35	0.8	0.18
GA500	500	15	484.3	18.9	0.0024	120003	1	2	1.15	0.8	0.16
PV-5	5	20	3121	10.2	0	0	2	1	0	0	0
PV-20	20	20	2907	10.2	0	0	2	1	0	0	0
PV-50	50	20	2836	8.57	0	0	2	1	0	0	0
PV-100	100	20	2800	7.86	0	0	2	1	0	0	0
GT-1000	1000	20	1526	7.43	0.0069	16438	1	2	2.45	0.13	0.17
NG-100	100	20	1267	11.6	0.013	12000	1	2	2.05	0.13	0.16
NG-300	300	20	1046	8.64	0.009	11613	1	2	1.85	0.13	0.15
NG-1000	1000	20	797	5	0.006	10588	1	2	1.36	0.13	0.13
Mtl-c-30	30	10	952	85	0.011	12186	1	2	2.67	0.8	0.17
Mth-c-30	30	10	952	85	0.011	12186	1	2	2.51	0.8	0.17
Cap60	60	15	1142	0	0.007	11300	1	2	2.0	0.8	0.14

Bowman50	50	15	1071	0	0.011	10500	1	2	2.1	0.8	0.15
WT-20	20	20	1450	32.3	0.012	0	2	1	0	0	0
100FGG4	100	12.5	385	18.9	0.000024	15291	1	1	0	0	0.15
400FGG4	400	12.5	336	18.9	0.000024	12997	1	1	0	0	0.12
Pemfc50	50	10	571	1.43	1.86	10800	1	1	0	0	0.14
Sofc500	500	10	635	6.1	0.02	10500	1	1	0	0	0.12
100ROZJ	100	10	95	18.9	0.000024	37843	3	1	0	0	0.35
200ROZD	200	10	125	18.9	0.000024	39127	3	1	0	0	0.35
500ROZD	500	10	114	18.9	0.000024	38546	3	1	0	0	0.35

Πίνακας 2.25 : χαρακτηριστικά τεχνολογιών που χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο

Fuel: 1-Φυσικό Αέριο, 2-ΑΠΕ, 3-Πετρέλαιο Diesel

Type: 1-ηλεκτρισμός, 2-ηλεκτρισμός+θέρμανση, 3-ηλεκτρισμός+ψύξη

Η φορολογία για τις εκπομπές δίνεται από τον συντελεστή CTax = 0.015 ευρώ/Kg. Οι τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο, εξαρτώνται από την τεχνολογία από την οποία προέρχονται και καθορίζονται με βάση τον νόμο 3851/2010:

τεχνολογία	Τιμή πώλησης (ευρώ/kWh)
PV	0.35
WT	0.25
CHP	0.10

Πίνακας 2.26 : τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο, σύμφωνα με τον 3851/2010 νόμο

Οι πωλήσεις υπόκεινται σε 2 περιορισμούς:

1. Το μικροδίκτυο δεν μπορεί να αγοράζει και να πουλά ηλεκτρική ενέργεια ταυτόχρονα.
2. Η πωλήσεις πίσω στο μακροδίκτυο, δεν μπορεί να υπερβαίνει το 20% της συνολικά παραγόμενης μέσα στο μικροδίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.7 Αποτελέσματα - Συμπεράσματα

2.2.7.1 Τιμολόγιο ΔΕΗ

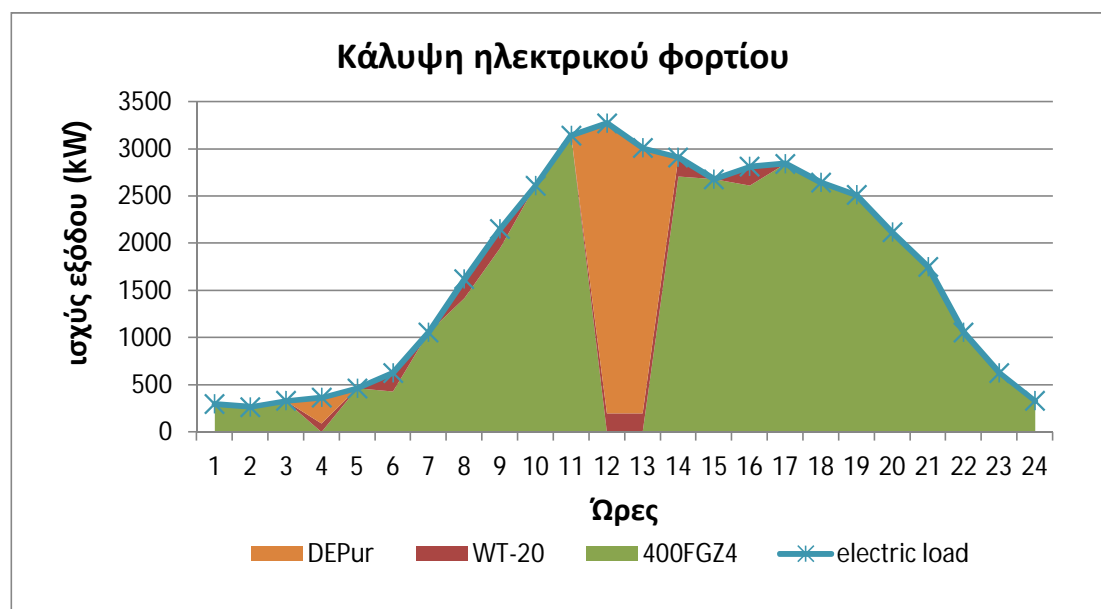
Για την περίπτωση που χρησιμοποιούμε το τιμολόγιο της ΔΕΗ, τα αποτελέσματα φαίνονται συνοπτικά στον παρακάτω πίνακα:

ΣΕΝΑΡΙΑ - Τιμολόγιο ΔΕΗ						
Μεταβλητές	do nothing		der		der + chp	
οικονομικά αποτελέσματα						
totCOST (ευρώ)	8.589.990,00		8.168.782,00		7.868.465,00	
totDEP(ευρώ)	6.947.848,00		4.146.450,00		4.236.244,00	
totDGP(ευρώ)	1.642.142,00		1.642.142,00		1.465.986,00	
SGIC(ευρώ)	0,00		195.456,00		245.060,00	
SGVC(ευρώ)	0,00		2.141.377,00		1.919.608,00	
Ensales(ευρώ)	0,00		11.282,00		52.815,00	
CO2(ευρώ)	0,00		54.639,00		54.381,00	
ενεργειακά αποτελέσματα						
totGenL (kWh)	0,00		31.195.620,00		30.216.560,00	
totGenX (kWh)	0,00		45.130,00		460.746,00	
totGenH (kWh)	0,00		0,00		6.790.368,00	
totDEPur (kWh)	75.667.790,00		44.472.170,00		45.451.230,00	
totDGpur (kWh)	25.931.920,00		25.931.920,00		27.814.840,00	
Τεχνολογίες						
	όνομα	ισχύς (kWe)	όνομα	ισχύς (kWe)	όνομα	ισχύς (kWe)
	-	0			400FGZ4 x 8	3200
	-	0	WT-20 x 10	200	Bowman50 x 3	150
	-	0	400FGZ4 x 9	3600	WT-20 x 10	200
	-	0	100FGG4 x 1	100	mtl-c-30 x 12	360
μείωση totCOST % σε σχέση με το σενάριο "do nothing"						
	-		4,90		8,40	

Πίνακας 2.27 : αποτελέσματα για το μοντέλο του αεροδρομίου, υπό το τιμολόγιο της ΔΕΗ

Αυτό που συμπεραίνουμε κατ' αρχάς είναι ότι και στα δύο υπό μελέτη σενάρια, τα φορτία καλύπτονται με τον οικονομικότερο τρόπο σε σχέση με το σενάριο βάσης "do nothing". Το όφελος στο συνολικό ενεργειακό κόστος είναι μάλιστα μεγαλύτερο για το σενάριο "der + chr". Αυτό προφανώς οφείλεται στην χρήση τεχνολογιών συμπαραγωγής.

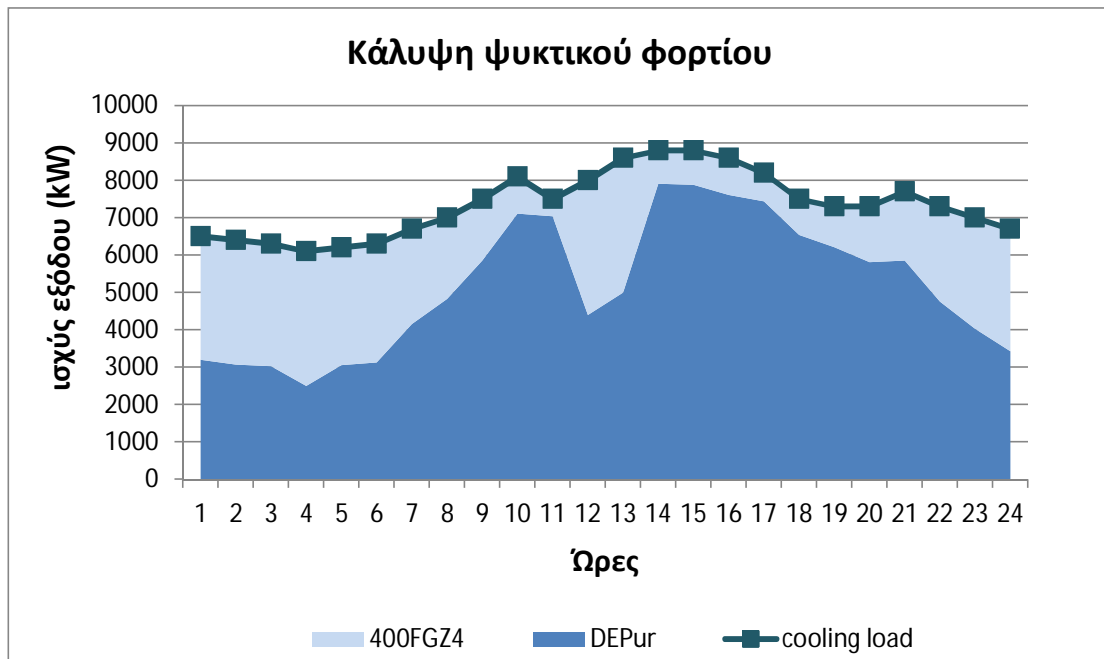
Σενάριο "der" Κατ' αρχάς ας αναλύσουμε τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας από το μακροδίκτυο. Το ίδιο συμπέρασμα μπορεί να εξαχθεί τόσο από την ενεργειακή όσο και από την οικονομική ανάλυση. Οι αγορές από το μακροδίκτυο μειώνονται σημαντικά, και μάλιστα περισσότερο στο "der + chr" σενάριο. Η εγκατάσταση τοπικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού χαλαρώνουν την ανάγκη για αγορές από το μακροδίκτυο. Και μάλιστα το κάνουν με οικονομικότερο τρόπο και για αυτό προτιμούνται από τον μοντέλο βελτιστοποίησης. Βέβαια η μείωση στο κόστος αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος δεν έρχεται χωρίς κάποιο αντίτιμο. Έτσι βλέπουμε το μεταβλητό κόστος των τεχνολογιών DER να είναι ιδιαίτερα αυξημένο, αφού περιλαμβάνει και τις αγορές φυσικού αερίου για την λειτουργία τους. Στο πρώτο σενάριο οι αγορές από την ΔΕΠΑ είναι ίσες με εκείνες του βασικού, επειδή αντιστοιχούν μόνο στην κάλυψη του θερμικού φορτίου.



Διάγραμμα 2.17 : Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der"

Όπως φαίνεται και στο παραπάνω διάγραμμα οι μονάδες φυσικού αερίου 400FGZ4 λειτουργούν σαν μονάδες βάσης για την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου του αεροδρομίου. Το γεγονός αυτό προφανώς οφείλεται στην ιδιαίτερα ανταγωνιστική τιμή του φυσικού αερίου. Οι υπόλοιπες τεχνολογίες απλά υποστηρίζουν τις παραπάνω μονάδες. Σε αυτές τις τεχνολογίες προστίθεται και η μονάδα 100FGZ4, που όμως για αυτόν τον μήνα, δεν χρησιμοποιείται από το μοντέλο. Σε κάτι που αξίζει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή είναι στο γεγονός πως οι αγορές από το δίκτυο είναι πολύ χαμηλές, εκτός από την περίπτωση της αιχμής του φορτίου. Αμέσως μετά τις μονάδες βάσεις, μεγαλύτερη συμμετοχή αν και πολύ λιγότερο, στην κάλυψη του φορτίου έχουν οι Α/Γ, οι οποίες όπως θα δούμε παρακάτω συμμετέχουν και στην πώληση ενέργειας πίσω στο μακροδίκτυο. Όπως είναι φανερό, οι παραπάνω μεταβλητές εμφανίζουν απότομες μεταβολές τις μεσημβρινές ώρες, κάτι που όμως δεν είναι ρεαλιστικό για τις μονάδες εσωτερικής

καύσης. Αυτό δεν πρέπει να μας ανησυχεί αφού για την συνολική παραγωγή και αγορά από το δίκτυο πρέπει να μη ξεχνάμε και την κάλυψη του ψυκτικού φορτίου με τη χρήση του ηλεκτρισμού, που φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα 2.18 : Κάλυψη ψυκτικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ

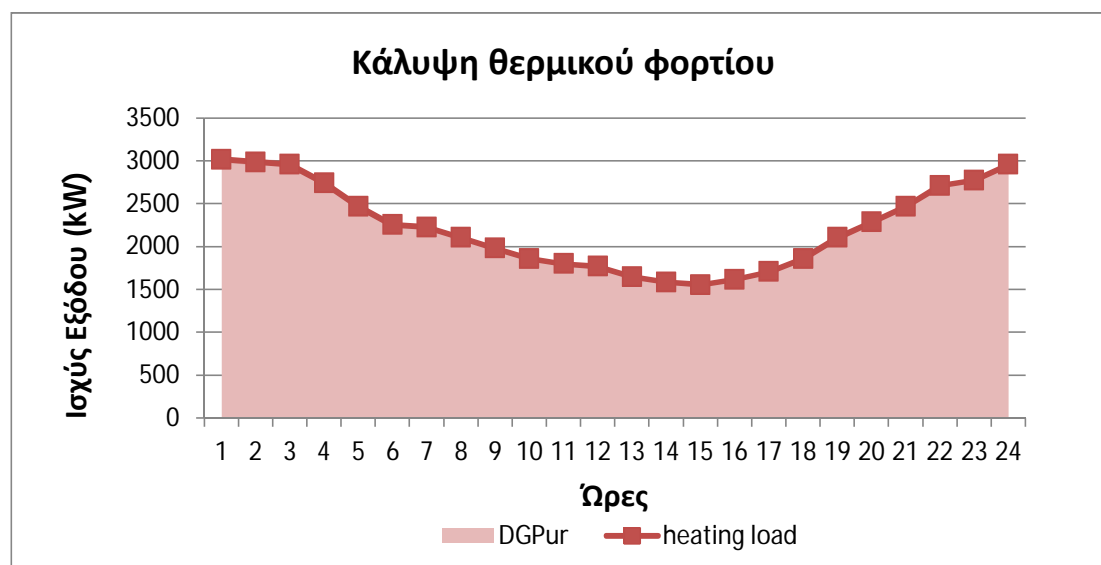
Βλέπουμε λοιπόν πως το ψυκτικό φορτίο, καλύπτεται κυρίως από τις αγορές από το δίκτυο, και οι μονάδες 400FGZ4 συμπληρώνουν για την πλήρη κάλυψή του. Η μέρα αυτή είναι ενδεικτική των ημερών του χρόνου. Υπάρχουν μέρες στις οποίες συμμετέχουν και οι άλλες τεχνολογίες που έχουν επιλεγεί από το μοντέλο. Κάτι που αξίζει να σημειωθεί είναι πως τις ώρες όπου στο διάγραμμα για την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου αυξάνονται οι αγορές από το δίκτυο και μειώνεται η παραγωγή από τις μονάδες, συμβαίνει ακριβώς το αντίστροφο στο διάγραμμα για την κάλυψη του ψυκτικού φορτίου, όπως άλλωστε έχει ήδη αναφερθεί όταν μιλούσαμε για τις απότομες μεταβολές στις μεταβλητές DEPur (αγορές από το δίκτυο) και GenL (παραγωγή μονάδων).



Διάγραμμα 2.19 : Συνολικές πωλήσεις ενέργειας στο δίκτυο για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ

Πωλήσεις στο σενάριο αυτό πραγματοποιούνται μόνο από τις μονάδες ΑΠΕ. Για το μέγεθος ενός αεροδρομίου, το ποσό που εισπράττεται από αυτές πρέπει να θεωρηθεί πολύ μικρό. Θα περίμενε κανείς, με τόσο υψηλές τιμές πώλησης στο μακροδίκτυο, το DER-CAM να επέλεγε την εγκατάσταση πολλών kW τέτοιων τεχνολογιών (RES) ώστε να μεγιστοποιήσει τα κέρδη από τις πωλήσεις. Όμως κάτι τέτοιο δεν συνέβη και είναι οι περιορισμοί που θέτει ο νόμος που ευθύνονται για αυτό. Αυτό που εξετάζουμε στην συγκεκριμένη εργασία είναι η εγκατάσταση διαφόρων τεχνολογιών για την κάλυψη των φορτίων του αεροδρομίου, και όχι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η πώλησή της. Έτσι δεν έχει νόημα να επιλεγούν τεχνολογίες που απλά θα αυξάνουν τις πωλήσεις πίσω στο δίκτυο, παρά μόνο αν αυτές συνεισφέρουν και στην κάλυψη των φορτίων. Αυτόματα όμως αυτό χαρακτηρίζει το αεροδρόμιο ΑΥΤΟΠΑΡΑΓΩΓΟ από ΑΠΕ, άρα οι πωλήσεις δεν μπορούν να ξεπεράσουν το 20% της ενέργειας που παράγεται για ιδιοκατανάλωση. Επιπλέον απαγορεύεται η ταυτόχρονη πώληση και αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, άρα αν δεν καλυφτούν πρώτα τα φορτία του αεροδρομίου δεν μπορούν να πραγματοποιηθούν πωλήσεις. Τέλος, πωλήσεις πραγματοποιούνται μόνο τους χειμερινούς μήνες τόσο λόγω των κλιματολογικών συνθηκών, όσο και εξαιτίας του ότι το χειμώνα το ηλεκτρικό φορτίο είναι χαμηλότερο και ως εκ τούτου, περισιτεύει περισσότερη ενέργεια προς πώληση.

Παρακάτω παρουσιάζεται η κάλυψη και του θερμικού φορτίου από τον συμβατικό καυστήρα, η οποία δεν διαφέρει σε τίποτα από την περίπτωση του βασικού σεναρίου “do nothing”:

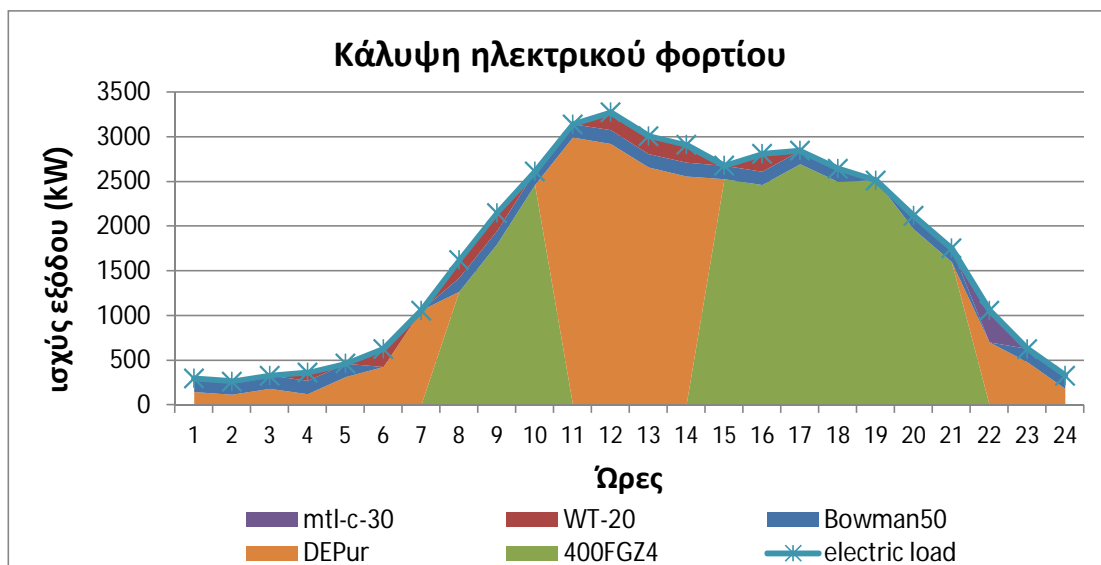


Διάγραμμα 2.20 : Κάλυψη θερμικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Απριλίου για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ

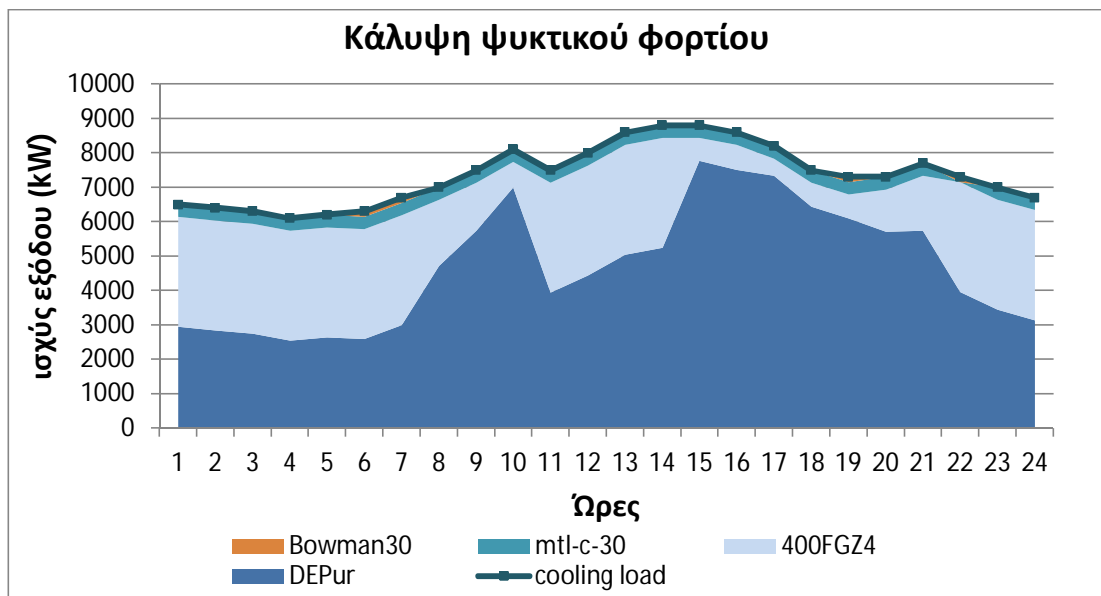
Σενάριο “der + chp”

Όπως και στο προηγούμενο σενάριο, οι μονάδες 400FGZ4 κυριαρχούν στην κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου, λειτουργούν δηλαδή ως μονάδες βάσεις. Παρόλα αυτά, οι αγορές από το δίκτυο αναλαμβάνουν πολύ σημαντικότερο ρόλο ενώ οι απότομες μεταβολές εμφανίζονται και πάλι συνεπώς περιμένουμε αυτές τις ώρες να συμβαίνει το αντίστροφο στην κάλυψη του ψυκτικού φορτίου. Οι μονάδες CHP συμμετέχουν συμπληρωματικά στην κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου μαζί με τα αιολικά. Η περιορισμένη χρήση των τεχνολογιών συμπαραγωγής εξηγείται από το

γεγονός ότι οι μονάδες αυτές επιλέγονται με βάση τόσο τις ηλεκτρικές όσο και τις θερμικές ανάγκες του αεροδρομίου. Έτσι λοιπόν δεν έχει κανένα νόημα να έχουμε μεγάλη συμμετοχή των CHP στην κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου, αν αυτή δεν ακολουθείται από αντίστοιχη συμμετοχή στην κάλυψη του θερμικού φορτίου. Οι ίδιες ακριβώς παρατηρήσεις για τις CHP μονάδες μπορούν να γίνουν και για την περίπτωση της κάλυψης του ψυκτικού φορτίου.



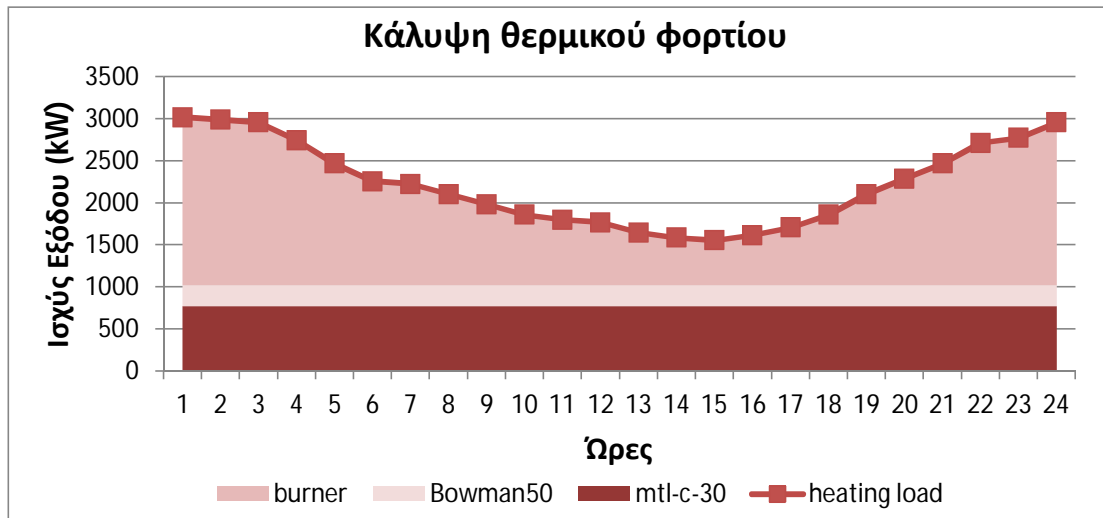
Διάγραμμα 2.21 : Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ



Διάγραμμα 2.22 : Κάλυψη ψυκτικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ

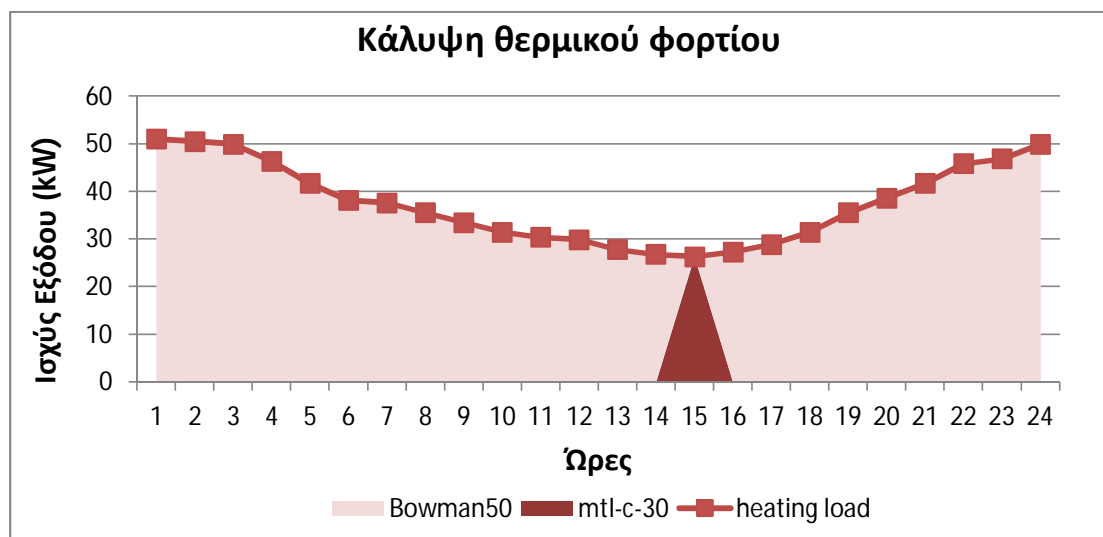
Και σε αυτό το σενάριο οι αγορές από το δίκτυο συμβάλλουν περισσότερο στην κάλυψη του ψυκτικού φορτίου. Οι μονάδες 400FGZ4 κυριαρχούν μεταξύ των τοπικών μονάδων, ενώ οι υπόλοιπες απλά συμπληρώνουν. Οι μονάδες Bowman50 συμμετέχουν πολύ λιγότερο από τις mtl-c-30. Αν παρατηρήσουμε το διάγραμμα για

την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου θα διαπιστώσουμε πως συμβαίνει ακριβώς το αντίστροφο.



Διάγραμμα 2.23 : Κάλυψη θερμικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ

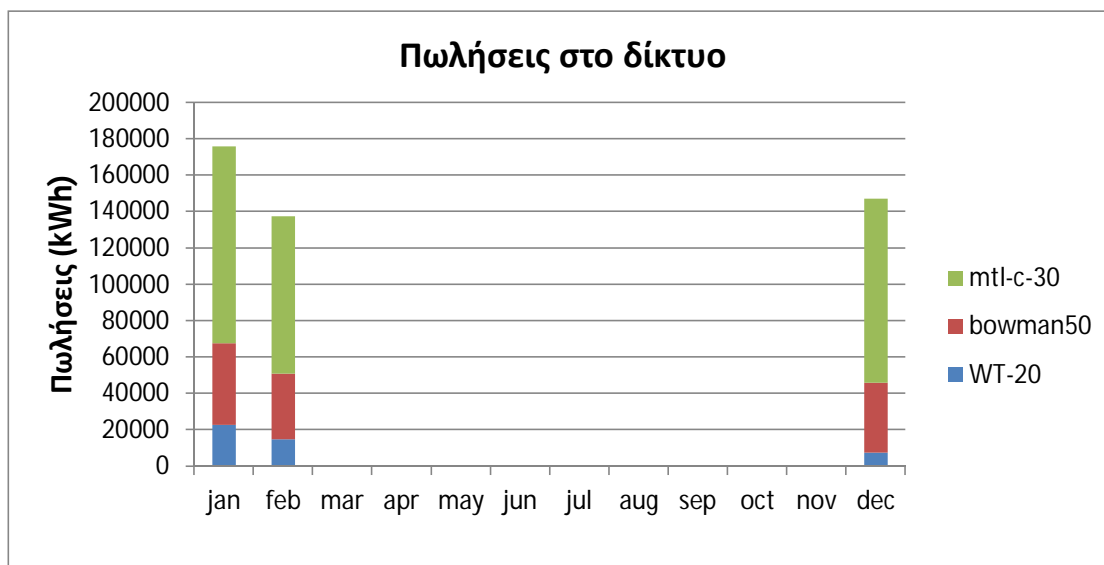
Στο παραπάνω διάγραμμα είναι φανερό πως ο βοηθητικός καυστήρας είναι αυτός που κυρίως συμμετέχει στην κάλυψη του θερμικού φορτίου. Καθόλου αμελητέα όμως δεν μπορεί να χαρακτηριστεί η συμμετοχή των μονάδων συμπαραγωγής. Μάλιστα, λόγω του μεγάλου θερμικού φορτίου για τον μήνα αυτό, οι μονάδες CHP λειτουργούν στην ονομαστική τους ισχύ καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας. Συνεπώς αποδίδουν και την ηλεκτρική τους ονομαστική ισχύ είτε για το ψυκτικό είτε για το ηλεκτρικό φορτίο ή ακόμα και για πωλήσεις πίσω στο δίκτυο. Επιπλέον ενδιαφέρον παρουσιάζει το ίδιο διάγραμμα για έναν καλοκαιρινό μήνα, όπου το θερμικό φορτίο είναι πολύ χαμηλό.



Διάγραμμα 2.24 : Κάλυψη θερμικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Ιουλίου για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ

Βλέπουμε λοιπόν πως έναν καλοκαιρινό μήνα, το θερμικό φορτίο καλύπτεται μόνο από τις μονάδες συμπαραγωγής, όχι μόνο γιατί είναι χαμηλό, αλλά και γιατί

λόγω υψηλών ηλεκτρικών και ψυκτικών απαιτήσεων, αυξάνεται η ηλεκτρική έξοδος των μονάδων και ως εκ τούτου και η θερμική.



Διάγραμμα 2.25 :Συνολικές πωλήσεις ενέργειας στο δίκτυο για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο της ΔΕΗ

Στο διάγραμμα των πωλήσεων, είναι φανερό πως σε αυτό το σενάριο πίσω στο δίκτυο πωλούν ενέργεια κυρίως οι μονάδες συμπαραγωγής και μάλιστα τους χειμερινούς μήνες. Τους μήνες αυτούς η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρκετά αυξημένη αφού οι μονάδες CHP καλύπτουν μεγάλο θερμικό φορτίο, συνεπώς έχουν και αυξημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ενώ παράλληλα τους μήνες αυτούς το ηλεκτρικό και ψυκτικό φορτίο είναι χαμηλό. Τους υπόλοιπους μήνες, δεν πραγματοποιούνται πωλήσεις, αφού τα ηλεκτρικά και ψυκτικά φορτία είναι πολύ μεγάλα και δεν περισσεύει ηλεκτρική ενέργεια προς πώληση.

Τέλος, κάτι που πρέπει να αναφερθεί και για τα δύο σενάρια, είναι το υψηλό κόστος των εκπομπών CO₂, που επιβαρύνεται το αεροδρόμιο. Λόγω της χρήσης των συστημάτων τοπικής παραγωγής εκλύονται στο περιβάλλον αέρια για τα οποία, ο παραγωγός-καταναλωτής πληρώνει πρόστιμο. Στο δεύτερο σενάριο ("der + chp") οι εκπομπές (άρα και το πρόστιμο) είναι υψηλότερες επειδή χρησιμοποιούνται περισσότερες μονάδες. Όμως παρόλη την επιβάρυνση στο συνολικό ενεργειακό κόστος του συστήματος, τα δύο σενάρια δίνουν καλύτερα αποτελέσματα από το βασικό, και ιδίως εκείνο στο οποίο χρησιμοποιούνται συστήματα CHP, μιας και το κόστος των εκπομπών αντισταθμίζεται από τα κέρδη των πωλήσεων.

2.2.7.2 Τιμολόγιο PX

Στον παραπάνω πίνακα, φαίνονται τα αποτελέσματα για τα 3 σενάρια αλλά για το τιμολόγιο PX.

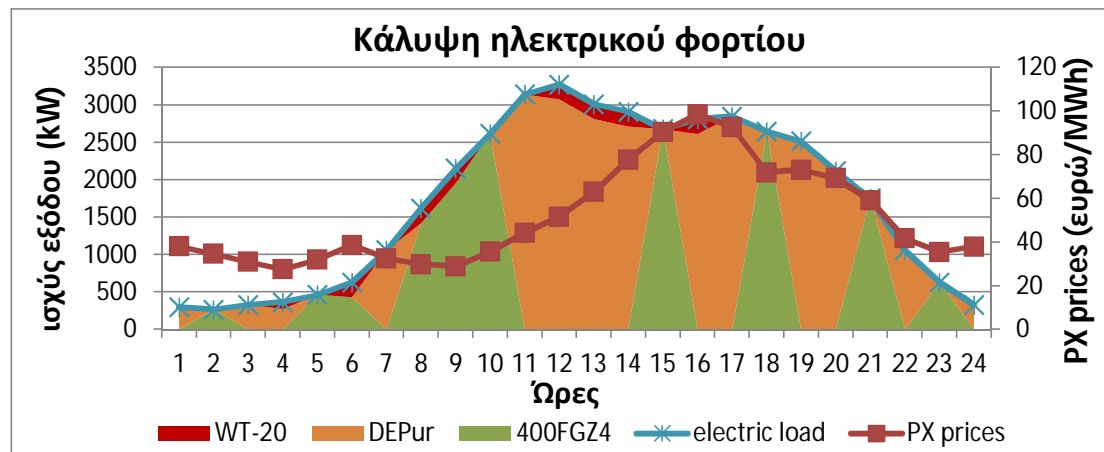
ΣΕΝΑΡΙΑ - Τιμολόγιο PX						
Μεταβλητές	do nothing		der		der + chp	
οικονομικά αποτελέσματα						
totCOST (ευρώ)	8.675.354,00		8.161.462,00		7.858.757,00	
PPXP(ευρώ)	7.033.213,00		5.553.365,00		4.239.098,00	
totDGP(ευρώ)	1.642.142,00		1.642.142,00		1.447.348,00	
SGIC(ευρώ)	0,00		193.309,00		252.467,00	
SGVC(ευρώ)	0,00		2.104.635,00		1.918.427,00	
Ensales(ευρώ)	0,00		11.282,00		52.964,00	
CO2(ευρώ)	0,00		53.638,00		54.381,00	
ενεργειακά αποτελέσματα						
totGenL (kWh)	0,00		30.750.780,00		30.106.780,00	
totGenX (kWh)	0,00		45.130,00		461.950,00	
totGenH (kWh)	0,00		0,00		7.198.041,00	
totDEPur (kWh)	75.667.790,00		44.917.010,00		45.561.010,00	
totDGpur (kWh)	25.931.920,00		25.931.920,00		27.459.700,00	
Τεχνολογίες						
	όνομα	ισχύς (kWe)	όνομα	ισχύς (kWe)	όνομα	ισχύς (kWe)
	-	0	WT-20 x 4	80	400FGZ4 x 8	3200
	-	0	400FGZ4 x 9	3600	mtl-c-30 x 17	510
	-	0			WT-20 x 4	80
μείωση totCOST % σε σχέση με το σενάριο "do nothing"						
	-		7,79		9,41	

Πίνακας 2.28 : αποτελέσματα για το μοντέλο του αεροδρομίου, υπό το τιμολόγιο PX

Για τα τιμολόγια του φυσικού αερίου και τις πωλήσεις ισχύει ότι και για την περίπτωση του τιμολογίου της ΔΕΗ. Σαν ένα πρώτο συμπέρασμα, μπορούμε να

παρατηρήσουμε πως αν και χρησιμοποιούνται σχεδόν ίδιες τεχνολογίες, το τελικό οικονομικό όφελος είναι καλύτερο και στα δύο σενάρια. Στην ανάλυση που ακολουθεί θα δούμε τι είναι αυτό που διαφέρει στην λειτουργία του συστήματος όταν επιλεγεί το διαφορετικής φύσεως τιμολόγιο PX. Πριν ξεκινήσει η ανάλυση αυτή, πρέπει να ξανά αναφερθεί πως στο τιμολόγιο PX έχουν προστεθεί κάποιες παραπάνω χρεώσεις, διαμορφωμένες κατάλληλα, ώστε στο σενάριο “do nothing” το κόστος για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, να είναι το ίδιο και για τα δύο τιμολόγια. Αυτό έγινε, γιατί δεν μας ενδιαφέρει η σύγκριση των δύο τιμολογίων, αλλά η συμπεριφορά του συστήματος και το τελικό όφελος, όταν χρησιμοποιείται το καθένα από αυτά.

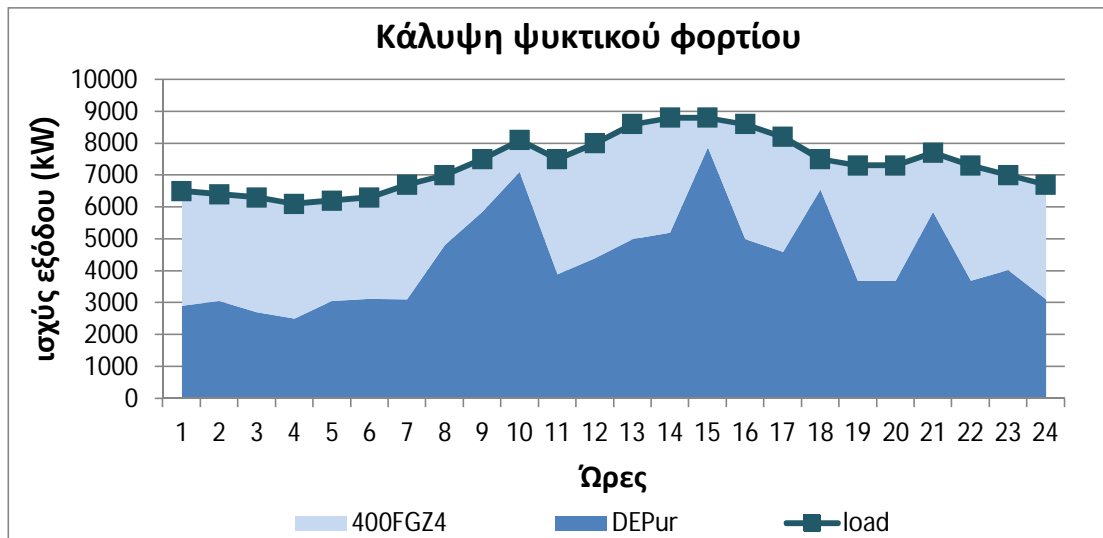
Σενάριο “der”



Διάγραμμα 2.26 : Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο PX

Στο παραπάνω διάγραμμα βλέπουμε πως επιλέγει το DER-CAM να καλύψει τις ηλεκτρικές ανάγκες του αεροδρομίου, μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου. Αν και οι τεχνολογίες που επιλέχθηκαν είναι ίδιες με την περίπτωση του τιμολογίου της ΔΕΗ, εντούτοις ο τρόπος που τις χρησιμοποιεί το μοντέλο είναι διαφορετικό. Προφανώς για το σενάριο “der”, οι μόνες ελεγχόμενες μονάδες είναι οι 400FGZ4. Βλέπουμε λοιπόν, πως υπάρχει μια συνεχής εναλλαγή μεταξύ της ενέργειας από το δίκτυο και εκείνη που παράγεται από τις μονάδες. Τα κριτήρια που οδηγούν στην καταλληλότερη επιλογή είναι προφανώς τόσο η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και η τιμή του φορτίου για κάθε ώρα. Έτσι λοιπόν, το DER-CAM για κάθε ώρα επιλέγει το ποσοστό της κάθε πηγής που θα χρησιμοποιήσει, με σκοπό την ελαχιστοποίηση του κόστους.

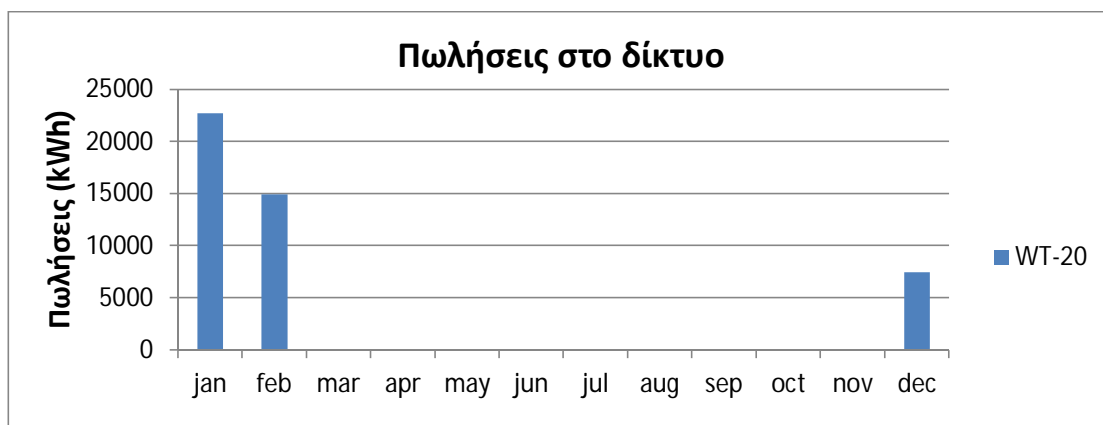
Οι απότομες μεταβολές στην ηλεκτρική έξοδο των μονάδων, όπως φαίνονται στο διάγραμμα μπορεί να προβληματίσουν κάποιον, σχετικά με την ομαλή λειτουργία των μηχανών εσωτερικής καύσης. Ωστόσο δεν πρέπει να λησμονηθεί το γεγονός πως η παραπάνω ισχύς, αποτελεί μόλις ένα μικρό μέρος της συνολικής εξόδου των μονάδων, εκείνο που αντιστοιχεί στα ηλεκτρικά φορτία. Το μεγαλύτερο μέρος καταναλώνεται για την κάλυψη των ψυκτικών φορτίων. Έτσι η συνολική έξοδος των μονάδων είναι πολύ περισσότερο ομαλή, όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα 2.27 : Κάλυψη ψυκτικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο PX

Η κάλυψη του ψυκτικού φορτίου (παραπάνω διάγραμμα) επιτυγχάνεται και σε αυτήν την περίπτωση κυρίως μέσω των αγορών από το δίκτυο, αλλά παράλληλα και με την ιδιαίτερα ενεργή συμμετοχή των μονάδων 400FGZ4. Και για αυτό το φορτίο, όπως στο ηλεκτρικό, παρατηρούνται μεγάλες μεταβολές στην ισχύ εξόδου των μονάδων, που οφείλονται, όπως προαναφέρθηκε στην οικονομικότερη ρύθμιση του συστήματος με βάση την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και του φορτίου. Επιπλέον, είναι φανερό πως η περιοχή των μονάδων τοπικής παραγωγής είναι συμπληρωματική εκείνης των ίδιων μονάδων για την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Το γεγονός αυτό, αποδεικνύει τον προηγούμενο μας ισχυρισμό, ότι δηλαδή, συνολικά η έξοδος των μονάδων είναι ομαλή, συνεπώς δεν δημιουργούνται προβλήματα στην λειτουργία τους.

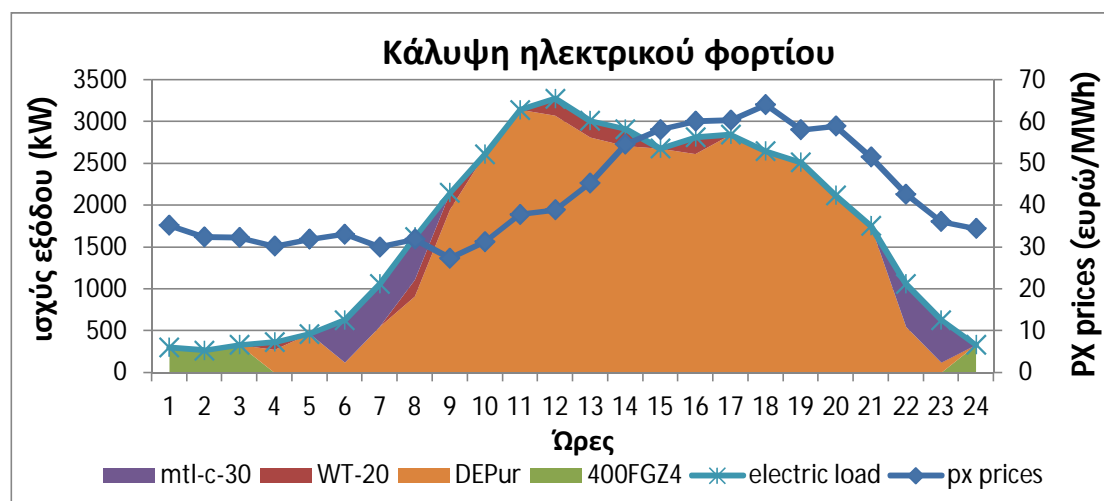
Όσον αφορά τις πωλήσεις για αυτό το τιμολόγιο, δεν παρατηρούνται διαφορές σε σχέση με το ίδιο σενάριο για το τιμολόγιο της ΔΕΗ. Πωλήσεις έχουμε μόνο τους χειμερινούς μήνες αφού το ηλεκτρικό φορτίο είναι χαμηλότερο.



Διάγραμμα 2.28 : Συνολικές πωλήσεις ενέργειας στο δίκτυο για το σενάριο "der" και το τιμολόγιο PX

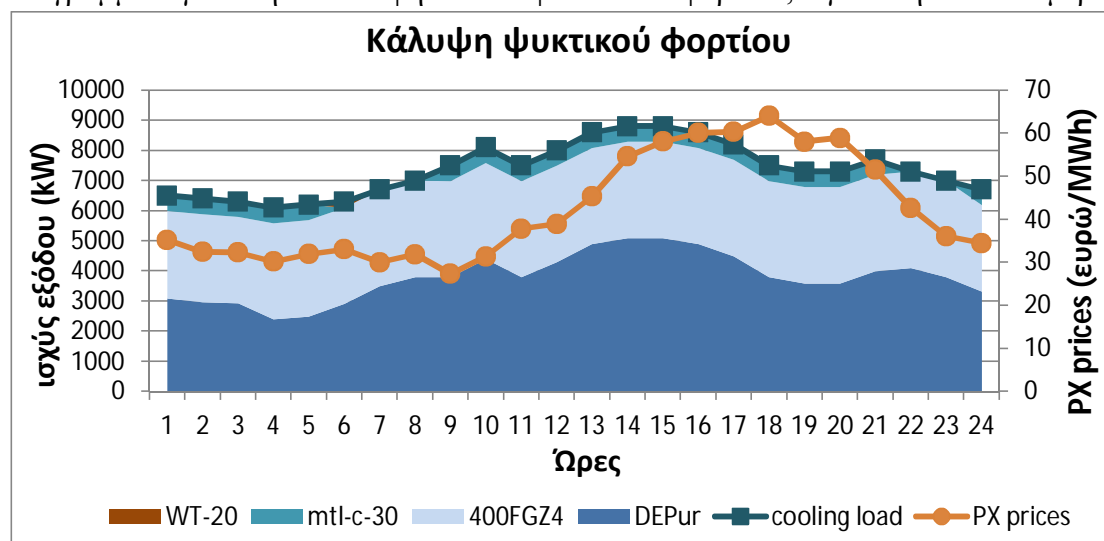
Η κάλυψη του θερμικού φορτίου υπό αυτό το σενάριο και για αυτό το τιμολόγιο δεν διαφέρει σε τίποτα από εκείνη για το τιμολόγιο της ΔΕΗ. Συνεπώς δεν αξίζει να παρουσιαστεί.

Σενάριο "der+chp" Για την περίπτωση του σεναρίου "der + chp" βλέπουμε πως χρησιμοποιείται μόνο μία τεχνολογία CHP. Αυτή όμως επαρκεί για να μειώσει το συνολικό ενεργειακό κόστος του αεροδρομίου. Ο τρόπος που χρησιμοποιεί τις μονάδες αυτές το σύστημα, οδηγεί στην μεγαλύτερη εξοικονόμηση. Η κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Διάγραμμα 2.29 : Κάλυψη ηλεκτρικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο PX

Στο διάγραμμα φαίνεται πως για την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου του αεροδρομίου χρησιμοποιείται κυρίως το δίκτυο. Οι μονάδες τοπικής παραγωγής, χρησιμοποιούνται σε πολύ μικρό ποσοστό. Ας δούμε όμως τι συμβαίνει στο διάγραμμα για την κάλυψη του ψυκτικού φορτίου, για την ίδια μέρα.



Διάγραμμα 2.30 : Κάλυψη ψυκτικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο PX

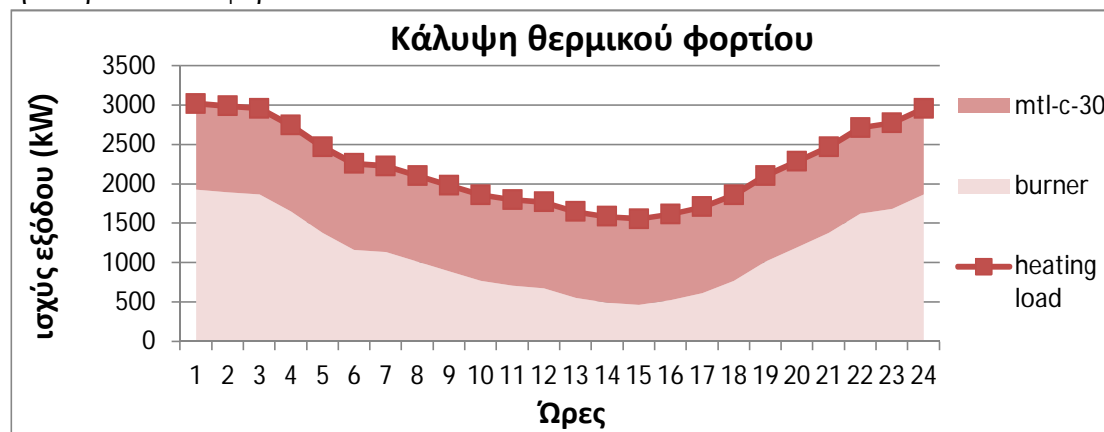
Στην κάλυψη του ψυκτικού φορτίου, οι μονάδες τοπικής παραγωγής φαίνονται να μοιράζονται την κάλυψη του φορτίου με τις αγορές από το δίκτυο. Η συμμετοχή τους είναι σαφώς πιο ενεργή από την περίπτωση της κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Το αποτέλεσμα αυτό μόνο τυχαίο δεν μπορεί να χαρακτηριστεί. Τα ψυκτικά φορτία είναι πολύ μεγαλύτερα από τα ηλεκτρικά. Το DER-CAM ρυθμίζει κατάλληλα το σύστημα, ώστε να καλύπτονται όλα τα φορτία με τον οικονομικότερο τρόπο. Λαμβάνοντας λοιπόν υπόψη του τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, επιλέγει να διοχετεύσει την ισχύ των μονάδων εκεί που οι ανάγκες είναι μεγαλύτερες άρα και το κόστος κάλυψής τους υψηλότερο. Η ρύθμισή τους δε, με βάση την καμπύλη των τιμών, είναι αυτή που καθορίζει και το ύψος των αγορών από το δίκτυο, κάθε ώρα της ημέρας.

Οι πωλήσεις τώρα προκύπτουν από την παραγωγή και των μονάδων CHP.



Διάγραμμα 2.31 : Συνολικές πωλήσεις ενέργειας στο δίκτυο για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο PX

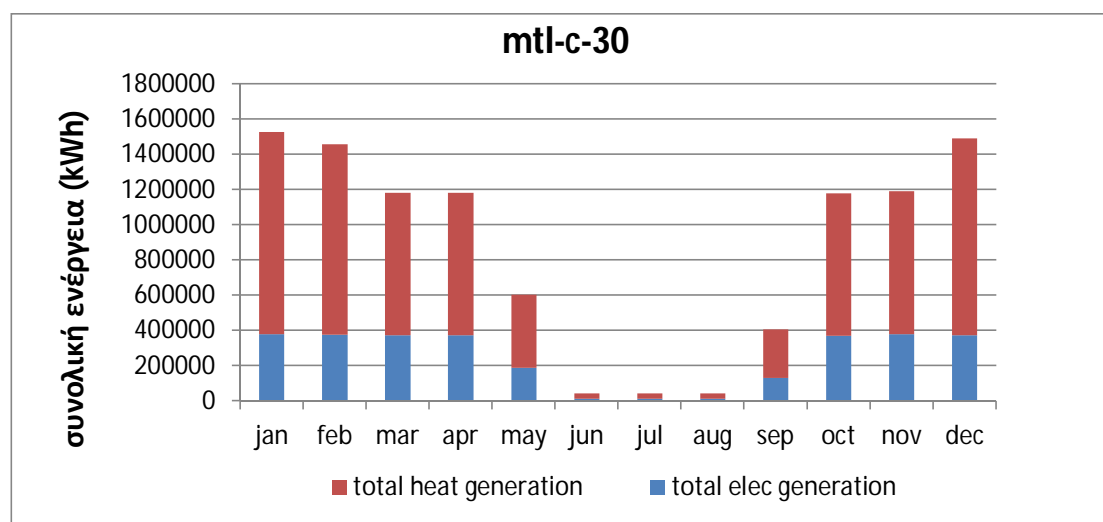
Η τόσο μεγάλη αύξηση των πωλήσεων στο δίκτυο οφείλεται προφανώς στην συμμετοχή των CHP μονάδων. Μάλιστα, όπως μπορεί να παρατηρήσει κανείς, πωλήσεις πάλι γίνονται μόνο τους χειμερινούς μήνες. Το γεγονός αυτό δεν οφείλεται πλέον μόνο στο χαμηλό ηλεκτρικό φορτίο των μηνών αυτών, αλλά και στο μεγάλο θερμικό. Οι μονάδες CHP καλύπτοντας μέρος του μεγάλου αυτού φορτίου, παράγουν και ηλεκτρική ισχύ μεγάλο μέρος της οποίας δεν είναι αναγκαίο για την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου και έτσι πωλείται πίσω στο δίκτυο.



Διάγραμμα 2.32 : Κάλυψη θερμικού φορτίου μία τυπική ημέρα του Οκτωβρίου για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο PX

Στην κάλυψη του θερμικού φορτίου είναι φανερό πως για αυτήν την περίπτωση, οι μονάδες συμπαραγωγής παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο. Το DER-CAM επιλέγει να χρησιμοποιήσει την θερμική έξοδο των συστημάτων ώστε ταυτόχρονα να καλύπτει και μέρος των ηλεκτρικών αναγκών του αεροδρομίου με οικονομικότερο τρόπο.

Τέλος για αυτό το σενάριο, αξίζει να εξετάσουμε την συνολική παραγωγή των μονάδων CHP ανά μήνα του χρόνου, όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα 2.33 : Παραγωγή μονάδων mtl-c-30 ανά μήνα για το σενάριο "der + chp" και το τιμολόγιο PX

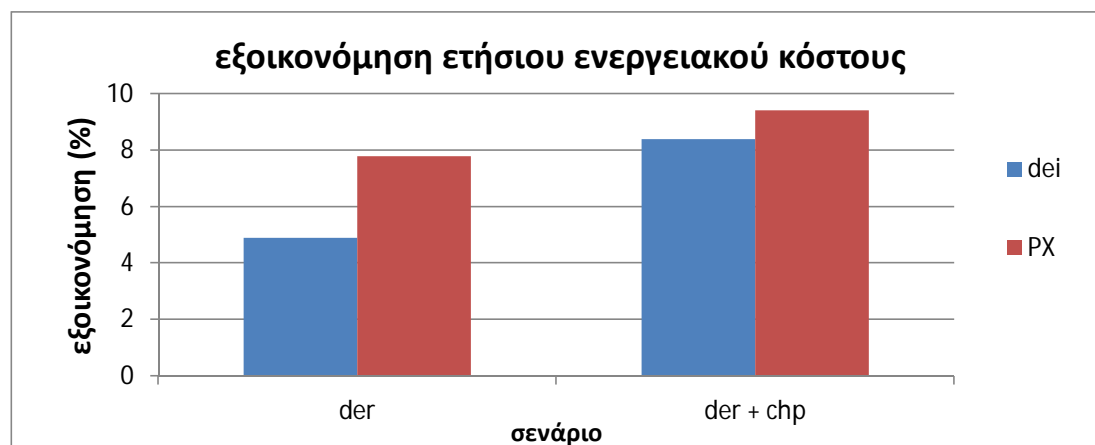
Όπως λοιπόν φαίνεται οι μονάδες αυτές χρησιμοποιούνται κυρίως τους μήνες όπου το θερμικό φορτίο είναι μεγάλο, δηλαδή τους χειμερινούς (από Σεπτέμβριο έως και τον Μάιο). Τα συστήματα mtl-c-30 επιλέχθηκαν από το DER-CAM μόνο και μόνο επειδή συνδυάζουν ηλεκτρική και θερμική παραγωγή. Συνεπώς, όταν ένα από τα δύο είδη φορτίων (ηλεκτρικό-ψυκτικό και θερμικό) είναι χαμηλό, η χρήση τους δεν είναι καθόλου συμφέρουσα. Μεταξύ των μηνών αυτών, βλέπουμε πως αν και η ηλεκτρική ενέργεια παραμένει σταθερή, η θερμική μεταβάλλεται. Η μεταβολές αυτές οφείλονται στο γεγονός πως τα συστήματα έχουν την δυνατότητα να αποβάλλουν την θερμική ενέργεια που περισσεύει και δεν χρησιμοποιείται για την κάλυψη του θερμικού φορτίου ή την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον είναι εύκολο να διακρίνει κανείς πως αυτούς τους μήνες, οι μονάδες λειτουργούν στην ονομαστική τους ηλεκτρική ισχύ. Χαρακτηρίζονται δηλαδή από έναν συντελεστή χρησιμοποίησης κοντά στο 100%, γεγονός που σημαίνει ότι το σύστημα εκμεταλλεύεται πλήρως τις δυνατότητές τους.

2.2.8 Σύγκριση τιμολογίων – Συμπεράσματα

Από όλη την παραπάνω ανάλυση των αποτελεσμάτων του DER-CAM για την κάλυψη των φορτίων του αεροδρομίου της Μακεδονίας, βγαίνει το συμπέρασμα πως οι μονάδες CHP συμβάλλουν σε μεγάλο βαθμό στην μείωση του ετήσιου ενεργειακού κόστους. Εξοικονόμηση επιτυγχάνεται και με την χρήση απλών τεχνολογιών

δισπαρμένης παραγωγής. Όμως αν σε αυτά χρησιμοποιήσουμε και συστήματα συμπαραγωγής τα αποτελέσματα είναι πολύ καλύτερα. Κάτι που αξίζει επίσης να αναλυθεί είναι η σύγκριση μεταξύ των τεσσάρων σεναρίων που τρέξαμε με το DER-CAM. Σε αυτό το σημείο αξίζει να θυμηθούμε πως η ανάλυση περιλαμβάνει και το κόστος εγκατάστασης των τεχνολογιών που επιλέγει το μοντέλο να εγκαταστήσει, αναγόμενο στα έτη ζωής της κάθε τεχνολογίας. Με αυτόν τρόπο, μπορούμε να συγκρίνουμε τα διάφορα μεγέθη που προκύπτουν για κάθε σενάριο ή τιμολόγιο, χωρίς να απαιτείται άλλη οικονομική ανάλυση, όπως έγινε με στην μελέτη για το οικιστικό συγκρότημα.

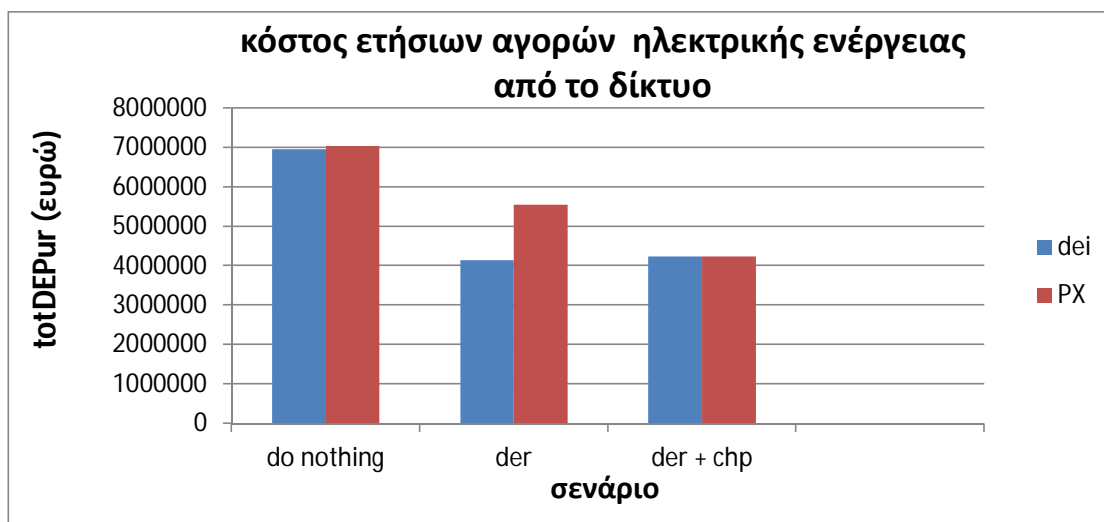
Το πρώτο μέγεθος, και ίσως το σημαντικότερο, που αξίζει να συγκρίνουμε είναι η εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται στο ετήσιο ενεργειακό κόστος του αεροδρομίου σε σχέση με το σενάριο “do nothing”



Διάγραμμα 2.34 : εξοικονόμηση ετήσιου ενεργειακού κόστους για το αεροδρόμιο

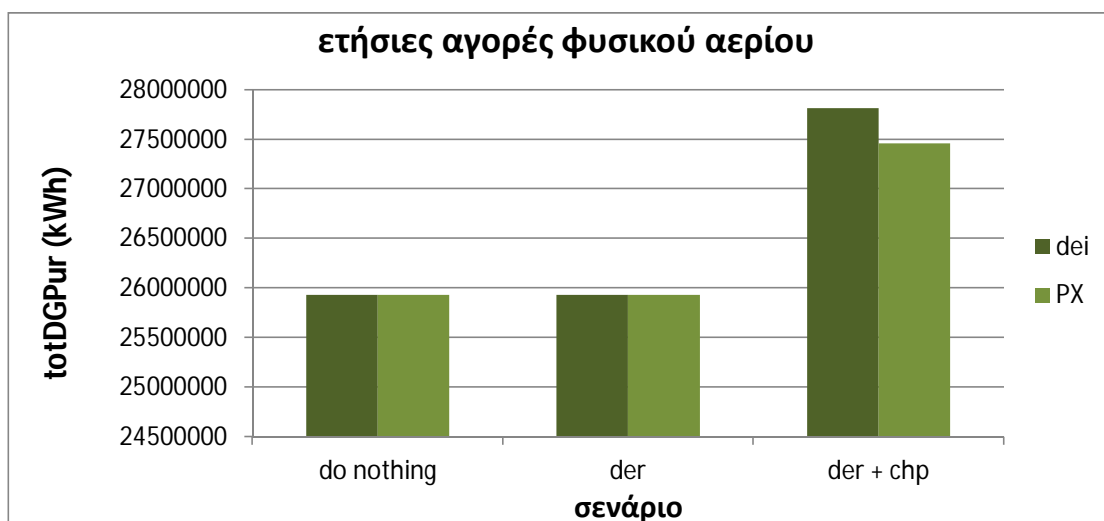
Καταρχάς, σαν μια πρώτη παρατήρηση είναι το γεγονός πως σε κάθε περίπτωση επιτυγχάνεται θετική εξοικονόμηση, γεγονός που δηλώνει ότι απλώς και μόνο η χρήση των τεχνολογιών δισπαρμένης παραγωγής, εξοικονομεί χρήματα στον καταναλωτή. Η χρήση και μονάδων συμπαραγωγής, οδηγεί σε ακόμα καλύτερα αποτελέσματα. Ο λόγος που συμβαίνει αυτό είναι προφανής. Τόσο ο συνδυασμός θερμικής και ηλεκτρικής παραγωγής ισχύος, όσο και ρύθμιση του όλου συστήματος με γνώμονα την ελαχιστοποίηση του κόστους, αποφέρουν τα αποτελέσματα αυτά.

Μεταξύ των δύο τιμολογίων, καλύτερα αποτελέσματα φαίνεται πως δίνει το PX. Το DER-CAM γνωρίζει πως μεταβάλλεται η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κάθε ώρα της ημέρας. Έτσι μπορεί για κάθε ώρα να υπολογίζει τον βέλτιστο συνδυασμό παραγωγής των μονάδων, ώστε συνολικά το κόστος να είναι ελάχιστο. Όταν για παράδειγμα η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλή, το σύστημα επιλέγει να αυξήσει την παραγωγή των τοπικών μονάδων και να μειώσει τις αγορές από το δίκτυο. Από την άλλη, με το τιμολόγιο της ΔΕΗ, η τιμή παραμένει σταθερή, και το σύστημα δεν έχει την δυνατότητα τέτοιου είδους ρυθμίσεων.



Διάγραμμα 2.35 : κόστος ετήσιων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο για το αεροδρόμιο

Στο διάγραμμα του κόστους των ετήσιων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, μία πρώτη παρατήρηση είναι πως το κόστος μειώνεται με τη χρήση τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής. Για το τιμολόγιο της ΔΕΗ, οι αγορές δεν επηρεάζονται ιδιαίτερα από την προσθήκη τεχνολογιών συμπαραγωγής. Αντίθετα, για το κόστος με τη χρήση μονάδων CHP παρουσιάζει μεγάλη μείωση. Βέβαια το κόστος απλά έρχεται στα επίπεδα που ήταν το κόστος για το τιμολόγιο της ΔΕΗ. Η μείωση αυτή δεν προέρχεται από κάποια αντίστοιχη μείωση στην ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο, αλλά οφείλεται στην διαφορετική τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλα αυτά, δεν πρέπει να ξεχνάμε πως το συνολικό ενεργειακό κόστος για το PX, είναι πάντα χαμηλότερο από εκείνο για το τιμολόγιο της ΔΕΗ. Προφανώς, η εξοικονόμηση γίνεται από τα υπόλοιπα επιμέρους κόστη του συστήματος, όπως θα δούμε παρακάτω.

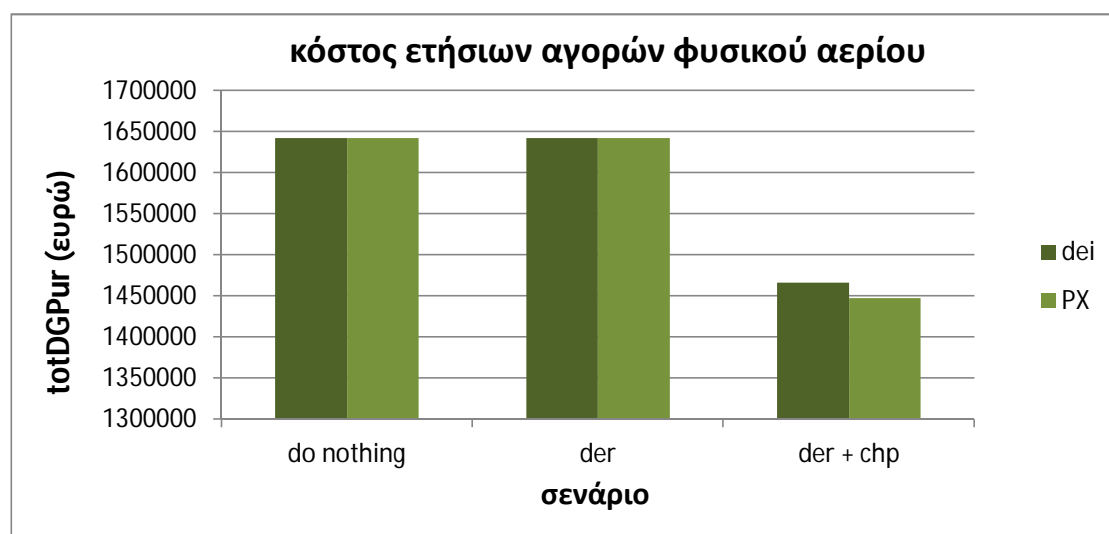


Διάγραμμα 2.36 : ετήσιες αγορές φυσικού αερίου για το αεροδρόμιο

Το φυσικό αέριο που αγοράζεται από την ΔΕΠΑ, χρησιμοποιείται για την λειτουργία του συμβατικού καυστήρα, ενώ στο σενάριο “der + chp” και για τις

μονάδες CHP. Για τις απλές μονάδες τοπικής παραγωγής χρησιμοποιείται και πάλι φυσικό αέριο αλλά δεν αγοράζεται από την ΔΕΠΑ και επομένως τιμολογείται σε διαφορετική τιμή. Το κόστος για την αγορά αυτή του αερίου, φαίνεται στην μεταβλητή SGVC.

Στο παραπάνω διάγραμμα, λοιπόν, βλέπουμε πως μόνο για το σενάριο “der + chp” οι αγορές του φυσικού αερίου αυξάνονται. Στα δύο πρώτα οι αγορές είναι ίσες. Αυτό συμβαίνει διότι αφού καλύπτεται το ίδιο θερμικό φορτίο με τον ίδιο τρόπο (μόνο ο συμβατικός καυστήρας καλύπτει το φορτίο), απαιτούνται οι ίδιες ποσότητες φυσικού αερίου. Για το σενάριο “der + chp”, παρατηρούμε πως οι αγορές, όταν χρησιμοποιείται το τιμολόγιο PX είναι μικρότερες. Η παρατήρηση αυτή δείχνει πως το σύστημα, όταν λειτουργεί υπό αυτό το τιμολόγιο, διαχειρίζεται καλύτερο το φυσικό αέριο που αγοράζει. Το μοιράζει μεταξύ του συμβατικού καυστήρα και των μονάδων CHP, με τέτοιο τρόπο ώστε ο συνολικός βαθμός απόδοσης του να είναι μεγαλύτερος. Κάτι που αξίζει ιδιαίτερη προσοχή είναι το γεγονός πως αν και οι αγορές φυσικού αερίου (kWh) αυξάνονται στο σενάριο “der + chp” σε σχέση με τα δύο πρώτα, το κόστος για την αγορά του μειώνεται όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα. Αυτό οφείλεται στο φθηνότερο τιμολόγιο ΦΑ που προσφέρει η ΔΕΠΑ για καταναλωτές που διαθέτουν συστήματα συμπαραγωγής.

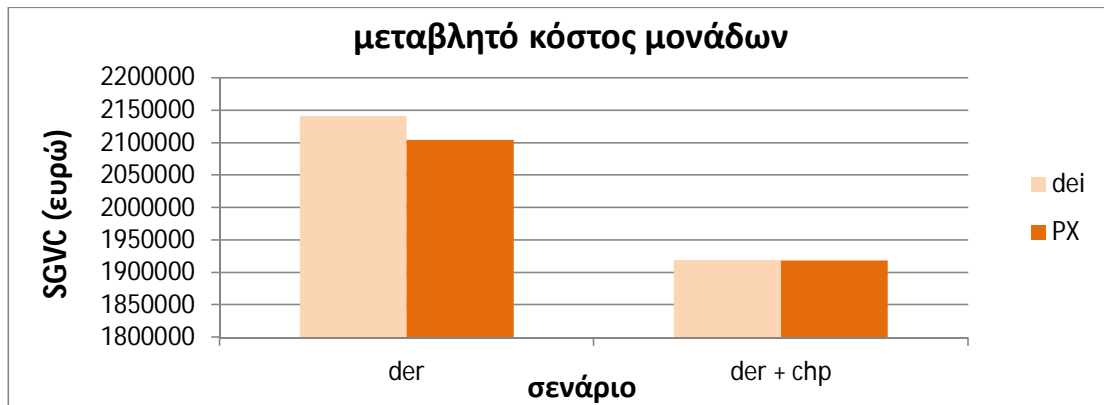


Διάγραμμα 2.37 : κόστος ετήσιων αγορών για το αεροδρόμιο

Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται το μεταβλητό κόστος των μονάδων για κάθε σενάριο και τιμολόγιο. Το κόστος όταν χρησιμοποιούνται μονάδες “der” είναι πολύ μεγαλύτερο διότι περιλαμβάνει τις αγορές του φυσικού αερίου ως καύσιμο για τις μονάδες αυτές. Στο σενάριο “der + chp”, οι μονάδες chp χρησιμοποιούν το φυσικό αέριο που αγοράζεται από την ΔΕΠΑ, μία χρέωση που δεν υπολογίζεται στο μεταβλητό κόστος των μονάδων, αλλά στις αγορές που προορίζονται και για τον συμβατικό καυστήρα.

Μεταξύ των δύο τιμολογίων, διαφορά στο μεταβλητό κόστος των μονάδων, παρατηρείται μόνο στην περίπτωση του σεναρίου “der”. Είναι προφανές πως το

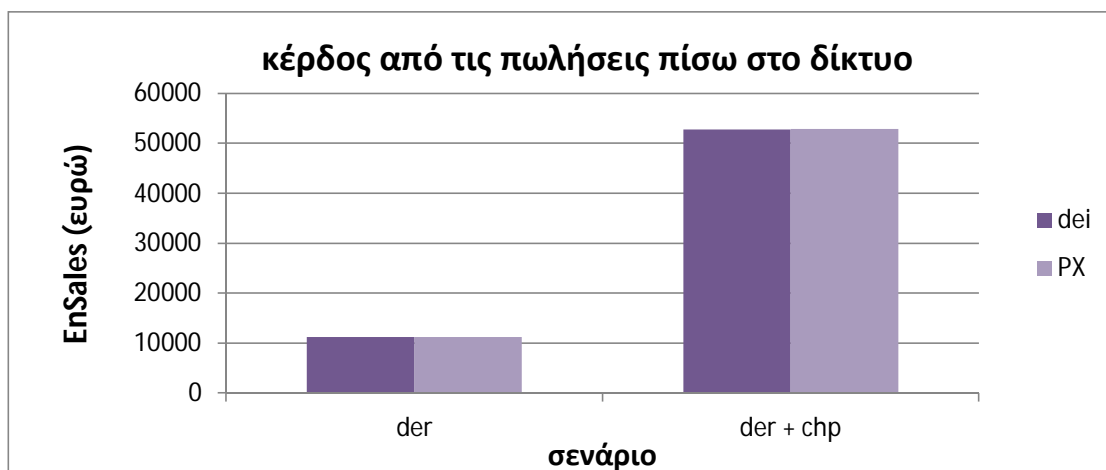
γεγονός αυτό οφείλεται στην επιλογή του DER-CAM, να εγκατασταθούν περισσότερες μονάδες τοπική παραγωγής για το σενάριο “der” και το τιμολόγιο της ΔΕΗ. Η επιλογή αυτή είναι φυσικό επακόλουθό της δυνατότητας του συστήματος να ελέγχει την παραγωγή του λαμβάνοντας υπόψη του και τις μεταβαλλόμενες τιμές της αγοράς.



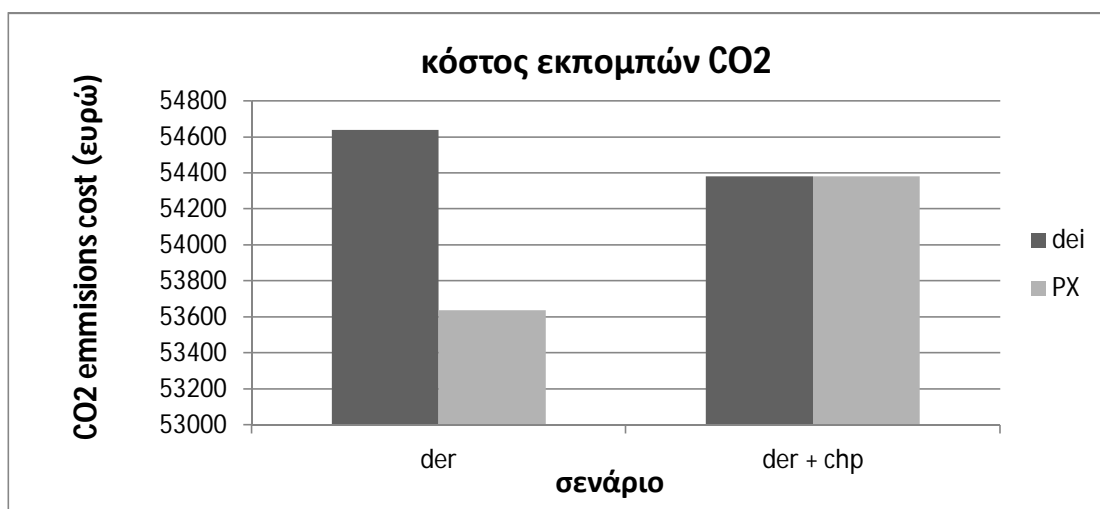
Διάγραμμα 2.38 : μεταβλητό κόστος μονάδων που χρησιμοποιήθηκαν από το μοντέλο για το αεροδρόμιο

Οι πωλήσεις πίσω στο δίκτυο, όπως φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα, είναι ιδιαίτερα αυξημένες για το σενάριο “der + chp”, ενώ δεν παρουσιάζουν διαφορά μεταξύ των δύο τιμολογίων. Η υπεροχή του δεύτερου σεναρίου ως προς αυτήν τη μεταβλητή, είναι απόρροια των δυνατοτήτων που δίνουν οι τεχνολογίες συμπαραγωγής. Όπως είδαμε και στην παραπάνω ανάλυση σε κάθε περίπτωση, πωλήσεις πραγματοποιούνται μόνο τους χειμερινούς μήνες, λόγω του χαμηλότερου ηλεκτρικού φορτίου που παρουσιάζεται τότε. Όταν λοιπόν, χρησιμοποιούνται και τεχνολογίες συμπαραγωγής, ιδιαίτερα αυτούς τους μήνες, είναι δυνατή η παραγωγή περισσότερης ηλεκτρικής ενέργειας (λόγω του υψηλού θερμικού φορτίου που απαιτείται να καλυφθεί και από τις μονάδες CHP), μεγάλο μέρος της οποίας πωλείται στο δίκτυο. Στο σενάριο “der” οι πωλήσεις οφείλονται μόνο στις αιολικές μονάδες.

Μεταξύ των δύο τιμολογίων, οι πωλήσεις είναι ίδιες, και για τα δύο σενάρια. Οι τιμές με τις οποίες επιδοτεί το κράτος την εγκατάσταση ΑΠΕ, είναι ίδιες και για τα δύο τιμολόγια. Σύμφωνα λοιπόν με τις δύο παραπάνω παρατηρήσεις, μπορούμε να συμπεράνουμε πως η ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο είναι ποσοτικά η ίδια για τα δύο τιμολόγια, γεγονός καθόλου περίεργο αφού ουσιαστικά η ενέργεια που πωλείται είναι εκείνη που περισσεύει από την κάλυψη των ηλεκτρικών φορτίων.



Διάγραμμα 2.39 : κέρδος από τις πωλήσεις ενέργειας πίσω στο δίκτυο, για το αεροδρόμιο



Διάγραμμα 2.40 : κόστος εκπομπών CO2 για το αεροδρόμιο

Τέλος, μία τελευταία μεταβλητή του συστήματος που αξίζει να σχολιασθεί, είναι το κόστος που εφομίζεται το σύστημα λόγω των εκπομπών CO2 στο περιβάλλον. Βέβαια, κάτω από το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο, οι καταναλωτές δεν πληρώνουν πρόστιμο για τις εκπομπές λόγω συστημάτων τοπικής παραγωγής που μπορεί να χρησιμοποιούν. Όμως στην συγκεκριμένη μελέτη, χρησιμοποιήσαμε αυτήν την μεταβλητή ώστε το DER-CAM να λάβει υπόψη του τις εκπομπές των μονάδων που θα επιλέξει. Οι διαφορές μεταξύ των σεναρίων ανέρχονται στα 200 ευρώ, ενώ μεταξύ των τιμολογίων, μόνο στην περίπτωση του σεναρίου “der”, στα 1000 ευρώ. Τα ποσά αυτά είναι πολύ μικρά σε σύγκριση με το συνολικό ενεργειακό κόστος του αεροδρομίου, συνεπώς δεν θα ήταν παράλογο να θεωρήσει κανείς, πως η χρέωση για τις εκπομπές CO2 παραμένει σταθερή.

3 Τελικά Συμπεράσματα

Η παραπάνω εργασία έγινε με σκοπό να αποδειχθούν τα οφέλη, τόσο της συμπαραγωγής και της διεσπαρμένης παραγωγής, όσο και των προγραμμάτων dynamic pricing, που έστω και πιλοτικά, προσφέρουν κάποιες εταιρίες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως στις ΗΠΑ. Στο δεύτερο της μέρος, παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα που έδωσαν τα δύο μοντέλα, τα οποία προσομοίωναν την κάλυψη των θερμικών και ηλεκτρικών φορτίων του οικιστικού συγκροτήματος και του αεροδρομίου της Μακεδονίας, αντίστοιχα. Τα αποτελέσματα αυτά αφού παρουσιάστηκαν με κατάλληλα διάγραμμα και πίνακες, αναλύθηκαν και από αυτά, βγήκαν πολύ χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τις προτεινόμενες εφαρμογές. Αν και τα συμπεράσματα που αναφέρθηκαν ποικίλλουν από εφαρμογή σε εφαρμογή, ανάλογα με τις τεχνολογίες που χρησιμοποιήθηκαν, τα τιμολόγια, τον τύπο του καταναλωτή κλπ, εντούτοις μπορούν να συνοψιστούν σε 4 προτάσεις:

1. Οι τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, ακόμα και χωρίς την χρήση μονάδων συμπαραγωγής, παίζουν καθοριστικό ρόλο στην ελαχιστοποίηση του ενεργειακού κόστους του καταναλωτή.
2. Στα συστήματα που χρησιμοποιούνται και μονάδες συμπαραγωγής, τα οφέλη είναι ακόμα μεγαλύτερα.
3. Το πρόγραμμα dynamic pricing (PX τιμολόγιο), σε συνδυασμό με τα συστήματα συμπαραγωγής, έδωσε σε κάθε περίπτωση τα καλύτερα αποτελέσματα. Μπορεί να μην δίνεται στο καταναλωτή, λόγω του τύπου του φορτίου του, μεγάλη δυνατότητα να το ρυθμίζει, αλλά μπορεί να επιλέξει με ποιο τρόπο θα καλύπτει το ίδιο φορτίο, ανάλογα με τις ωριαία μεταβαλλόμενες τιμές που του προσφέρουν τα προγράμματα dynamic pricing. Δηλαδή αν τον συμφέρει να το καλύπτει μέσω των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής ή από το μακροδίκτυο.
4. Όσων αφορά τον τρόπο με τον οποίο λειτουργούν τα συστήματα, αποδείχθηκε πως συμφέρει πολύ περισσότερο να ελέγχεται κάθε ώρα το ενεργειακό κόστος και να ρυθμίζονται όλες οι μονάδες ανάλογα, με βάση τις τιμές του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας. Σήμερα, τα περισσότερα συστήματα συμπαραγωγής λειτουργούν ακολουθώντας το θερμικό φορτίο του καταναλωτή. Η μέθοδος αυτή, είναι ακόμα περισσότερο αποδοτική όταν χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με dynamic pricing τιμολόγια.

Κάτι που θα έκανε τις παραπάνω τεχνικές ακόμα πιο αποδοτικές, θα ήταν η χρήση ψυκραντήρων απορρόφησης. Ιδιαίτερα στην Ελλάδα, όπου το ψυκτικό φορτίο τους καλοκαιρινούς μήνες είναι αρκετά μεγάλο, αυτή η τεχνολογία θα έδινε ακόμα μεγαλύτερη ευελιξία στον καταναλωτή, όσων αφορά τις επιλογές του για την κάλυψη του φορτίου του με τον οικονομικότερο τρόπο.

Βιβλιογραφία

1. <http://www.nrel.gov> - National Renewable Energy Laboratory. [Ηλεκτρονικό]
2. **Price, L., Marnay, C., Sathaye, J., Murtishaw, S., Fisher, D., Phadke, A., and Franco, G. (2002).** *The California Climate Action Registry: Development of Methodologies for Calculating Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation,* in *Proceedings of the ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*. Pacific Grove, CA : s.n., 2002.
3. **Καφφέ, Ευδοκία.** *Εφαρμογή του μοντέλου DER-CAM για διεσπαρμένη παραγωγή με μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού και επίδραση της φορολογίας άνθρακα.* s.l. : ΕΜΠ, Διπλωματική Εργασία, Απρίλιος 2009.
4. **ΚΑΠΕ.** [Ηλεκτρονικό] www.kape.gr.
5. **Afzal S. Siddiqui, Ryan Firestone, Srijay Ghosh, Michael Stadler, Jennifer L. Edwards, and Chris Marnay.** *Distributed Energy Resources with Combined Heat and Power Applications* . s.l. : Ernest Orlando Lawrence Berkeley-National Laboratory University of California.
6. **Bailey, O., Boubekour Ouaglal, Emily Bartholomew, Chris Marnay, and Norman Bourassa.** *An Engineering-Economic Analysis of Combined Heat and Power Technologies in a μGrid Application* . s.l. : LawrenceBerkeley National Laboratory Report LBNL-50023, Berkel.
7. **Νίκος, Χατζηαργυρίου.** *Ευφή δίκτυα διανομής για αυξημένη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής.* Αθήνα : ΕΚΔΗΛΩΣΗ ΕΒΕΑ - εφημερίδας ΑΠΟΓΕΥΜΑΤΙΝΗ "ΕΝΕΡΓΕΙΑ και ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ", 18/4/2007.
8. **Suleiman Abu-Sharkh, Rachel Li, Tom Markvart, Neil Ross, Peter Wilson, Runming Yao, Koen Steemers, Jonathan Kohler and Ray Arnold.** *Microgrids: distributed on-site generation.* March 2005.
9. **Χ. Φραγκόπουλος, Η. Καρυδογιάννης, Γ. Καραλής.** *Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας.* s.l. : Έκδοση από Ελληνικό Κέντρο Παραγωγικότητας, ΕΛΚΕΠΑ, 1994.
10. **Afzal S. Siddiqui, Ryan Firestone, Srijay Ghosh, Michael Stadler, Jennifer L. Edwards, and Chris Marnay (2003).** *Distributed Energy Resources with Combined Heat and Power Applications Ernest Orlando Lawrence BerkeleyNational Laboratory University of Cal.* s.l. : Ernest Orlando Lawrence BerkeleyNational Laboratory University of California.
11. **Bailey, O., Boubekour Ouaglal, Emily Bartholomew, Chris Marnay, and Norman Bourassa (2002).** *An Engineering-Economic Analysis of Combined Heat*

and Power Technologies in a μGrid Application. s.l. : Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-50023, Berkeley.

12. *Cogeneration 2050, the role of cogeneration in a European decarbonised energy system*. 30 June 2011.

13. **Νταβέλου, Έλενα**. *Κάλυψη ενεργειακών αναγκών οικιστικού συγκροτήματος με μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας*. s.l. : ΕΜΠ, Διπλωματική Εργασία, Ιούλιος 2009.

14. **Rosenthal, Richard E**. "A GAMS tutorial".

15. **Σωτηρόπουλος, Έκτωρ Σωτήριος**. *Μοντελοποίηση Συστημάτων Διεσπαρμένης Παραγωγής με τεχνολογίες συμπαραγωγής και ηλεκτρισμού με χρήση του λογισμικού GAMS*. s.l. : Διπλωματική Εργασία, Απρίλιος 2009.

16. **Robert J. Yinger, Abbas A. Akhil, Robert H. Lasseter, Chris Marnay, D. Tom Rizy, March 2001**. *CERTS Customer Adoption Model*.

17. **Marnay, C., Joseph S. Chard, Kristina S. Hamachi, Timothy Lipman, Mithra M. Moezzi, Boubekour Ouaglal, and Afzal S. Siddiqui (2001)**. *Modeling of Customer Adoption of Distributed Energy Resources*. s.l. : Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-47772, Berkeley, CA.

18. **Παναγιωτίδης Χρήστος, Χρυσοβιτσάνης Κωνσταντίνος**. *Βελτιστοποίηση Ικανοποίησης των ενεργειακών αναγκών με ανάπτυξη διεσπαρμένης παραγωγής (DER-CAM)*. s.l. : ΕΜΠ, Διπλωματική εργασία, Μάρτιος 2008.

19. **Σταμάτης, Κασμάς**. *Η επίδραση των συστημάτων συμπαραγωγής με τεχνολογίες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας και αποθήκευσης καθώς και της φορολογίας άνθρακα σε ένα μικροδίκτυο βάσει του μοντέλου DER-CAM*. s.l. : ΕΜΠ, Διπλωματική Εργασία, Ιούλιος 2009.

20. **Kirby, Eric Hirst and Brendan**. *Retail-load participation in competitive wholesale electricity markets*. s.l. : Edison Electric Institute, January 2001.

21. **Eakin, K**. *Connecting Retail and Wholesale Electricity Markets*. s.l. : Edison Electric Institute Conference, 2000.

22. **D. Caves, K. Eakin, and A. Faruqui**. *Mitigating Price Spikes in Wholesale Markets Through Market Based Pricing in Retail Markets*. s.l. : The Electricity Journal 13(3), 13–23, April.

23. **2000, K. Eakin and A. Faruqui**. *Pricing Retail Electricity: Making Money Selling a Commodity*, Chapter 2 in *Pricing in Competitive Electricity Markets*,. s.l. : A. Faruqui and K. Eakin, Kluwer Academic Publishers Boston, MA.

24. **Chapman, J. C. Mak and B. R.** *A Survey of Current Real-Time Pricing Programs*. s.l. : The electricity Journal 6(7), 54–65, August/September 1993.
25. **R. H. Patrick and F. A. Wolak 1997.** *Estimating the Customer-Level Demand for Electricity Under Real-Time Market Prices*. s.l. : Rutgers University, Newark, NJ, and Stanford University, CA, August.
26. **1994, K. King and P. Shatrawka.** *Customer Response to Real-Time Pricing in Great Britain*. s.l. : Proceedings of the ACEEE 1994 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Washington, DC, August.
27. **Houwing, Negenborn, De Schutter.** *Economic Feasibility of Micro Cogeneration and the Value of Demand Response*. s.l. : IEEE.
28. ΔΕΗ. [Ηλεκτρονικό] www.dei.gr.
29. ΔΕΠΑ. [Ηλεκτρονικό] www.depa.gr.
30. **POLYZAKIS, APOSTOLOS L.** *TECHNOECONOMIC EVALUATION OF TRIGENERATION PLANT: GAS TURBINE PERFORMANCE, ABSORPTION COOLING AND DISTRICT HEATING*. s.l. : CRANFIELD UNIVERSITY, 2006.