



ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ
& ΤΕΧΝΙΚΗ
ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ

ΙΟΥΛΙΟΣ
2016

ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΛΥΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΗΛΕΘΕΡΜΑΝΣΗ ΣΤΗ Δ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ

Η περίπτωση της πόλης της Πτολεμαΐδας

ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΛΥΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΗΛΕΘΕΡΜΑΝΣΗ ΣΤΗ Δ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ

Η περίπτωση της πόλης της Πτολεμαΐδας

Επιστημονικός Υπεύθυνος:

Γιώργος Μαρκογιαννάκης, Μηχανολόγος Μηχανικός, MSc

Ανάπτυξη λογισμικού για την οικονομική ανάλυση:

Στυλιανός Μαρκογιαννάκης, Φυσικός, MSc

Γενική επιμέλεια:

Νίκος Μάντζαρης,
Υπεύθυνος Ενεργειακής και Κλιματικής Πολιτικής
WWF Ελλάς



<http://www.youtube.com/wwfgrwebtv>



<http://www.facebook.com/WWFGreece>



http://twitter.com/WWF_Greece

Περιεχόμενα

Περίληψη	2
1. Εισαγωγή	4
1.1. Τηλεθέρμανση στη Δ. Μακεδονία.....	4
1.2. Πλεονεκτήματα της τηλεθέρμανσης.....	5
1.3. Περιγραφή της σημερινής κατάστασης σε Κοζάνη, Αμύνταιο και Πτολεμαΐδα	6
1.3.1. Τηλεθέρμανση Κοζάνης.....	6
1.3.2. Τηλεθέρμανση Αμύνταιου.....	7
1.3.3. Τηλεθέρμανση Πτολεμαΐδας.....	8
1.4. Ανάγκη μετάβασης σε ένα άλλο μοντέλο θέρμανσης στη Δ. Μακεδονία	10
1.5. Η ευρωπαϊκή εμπειρία	11
1.5.1. Η πόλη του Güssing στην Αυστρία	12
1.5.2. Η πόλη του Marstal στη Δανία.....	14
1.5.3. Η πόλη του Roderwijk στην Ολλανδία	15
1.5.4. Το βιοαέριο στη Δανία.....	16
2. Εναλλακτικές λύσεις για την τηλεθέρμανση της πόλης της Πτολεμαΐδας	17
2.1. Βιοαέριο	19
2.1.1. Αξιοποίηση λυμάτων βιολογικού καθαρισμού	19
2.1.2. Κτηνοτροφικά απόβλητα	19
2.1.3. Συμπαράγωγή Θερμικής και Ηλεκτρικής Ενέργειας από Βιοαέριο	20
2.1.4. Τεχνοοικονομικές παράμετροι.....	22
2.2. Θερμικά Ηλιακά με Διεποχική Αποθήκευση Θερμότητας και Αντλίες Θερμότητας. ..	24
2.2.1 . Τεχνοοικονομικές παράμετροι.....	25
2.3. Βιομάζα	27
2.3.1. Δυναμικό βιομάζας στη Δυτική Μακεδονία	27
2.3.2. Κόστος βιομάζας	28
2.3.3. Λέβητες Βιομάζας	28
2.3.4. Σύστημα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας με την τεχνολογία Organic Rankin Cycle (ORC)	29
3. Οικονομική Ανάλυση - Σενάρια	31
3.1. Σενάριο 1: Λέβητες βιομάζας.	32
3.2. Σενάριο 2: ΣΗΘ βιοαερίου, Ηλιοθερμικά με Διεποχική Αποθήκευση-Αντλίες Θερμότητας και λέβητες βιομάζας.	33
3.3. Σενάριο 3: Λέβητες Βιομάζας και ΣΗΘ - ORC.....	34
3.4. Σενάριο 4: ΣΗΘ - ORC.....	36

3.5. Σενάριο 5: ΣΗΘ βιοαερίου, Ηλιοθερμικά με Διεποχική Αποθήκευση-Αντλίες Θερμότητας και μονάδες ΣΗΘ - ORC.	38
3.6. Σενάριο 6: ΣΗΘ βιοαερίου, Ηλιοθερμικά με Διεποχική Αποθήκευση-Αντλίες Θερμότητας, Λέβητες Βιομάζας και μονάδες ΣΗΘ - ORC.	40
3.7. Συγκριτική Ανάλυση Αποτελεσμάτων	42
4. Συμπεράσματα.....	44
Παράρτημα: Τοπική συνεργατικότητα	46

Περίληψη

Στην Δ. Μακεδονία σήμερα λειτουργούν τρία δίκτυα τηλεθέρμανσης που αξιοποιούν την απορριπτόμενη θερμότητα από την καύση λιγνίτη στους ατμοηλεκτρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ για να καλύψουν τις ανάγκες θέρμανσης στην Κοζάνη, την Πτολεμαΐδα και την ευρύτερη περιοχή Αμυνταίου.

Οι πρόσφατες όμως εξελίξεις στην ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία και τη διεθνή κλιματική πολιτική έχουν σημαντικό οικονομικό αντίκτυπο και στην ελληνική αγορά ηλεκτρισμού, με αποτέλεσμα η λιγνιτική παραγωγή τα τελευταία χρόνια να βαίνει διαρκώς μειούμενη. Ταυτόχρονα, η πρόοδος της τεχνολογίας καθιστά την καθαρή ενέργεια ευθέως ανταγωνιστική με τον λιγνίτη με αποτέλεσμα το μέλλον της συμμετοχής του στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας να διαγράφεται δυσοίωνα.

Είναι αναγκαίο, επομένως, να εξεταστούν λύσεις για την κάλυψη των μελλοντικών θερμικών αναγκών στη Δ. Μακεδονία που δεν βασίζονται στην συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας με καύσιμο τον λιγνίτη. Η παρούσα μελέτη διερευνά την οικονομική βιωσιμότητα προτάσεων για την κάλυψη των αναγκών τηλεθέρμανσης εξ' ολοκλήρου από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Επιλέχθηκε ενδεικτικά η πόλη της Πτολεμαΐδας αν και παρόμοιες λύσεις μπορούν να εξεταστούν και στην περίπτωση άλλων πόλεων της Δ. Μακεδονίας.

Λαμβάνοντας υπόψη το τοπικό δυναμικό ΑΠΕ έγινε μια προεπιλογή τεσσάρων διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ προς εξέταση: α) Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας από βιοαέριο, β) Θερμικά ηλιακά με διεποχική αποθήκευση θερμότητας και αντλίες θερμότητας, γ) Παραγωγή θερμότητας από λέβητες βιομάζας και δ) Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ) με την τεχνολογία Organic Rankin Cycle (ORC) με καύσιμο τη βιομάζα. Στη συνέχεια αναλύθηκαν συγκριτικά έξι διαφορετικά σενάρια που συνδυάζουν τις παραπάνω τεχνολογίες ΑΠΕ.

Το σενάριο με την καλύτερη οικονομική επίδοση είναι αυτό στο οποίο οι ανάγκες τηλεθέρμανσης καλύπτονται εξ' ολοκλήρου από μονάδες ΣΗΘ-ORC (Σενάριο 4) καθώς για την υπόθεση μηδενικών κερδών για τον επενδυτή (μηδενική καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια) αντιστοιχεί μείωση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα. Εάν ζητούμενο είναι η μηδενική αύξηση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας, τότε ο μεγαλύτερος εσωτερικός βαθμός απόδοσης, για μονάδες ΣΗΘ-ORC, επιτυγχάνεται για κόστος προμήθειας βιομάζας 90 €/tn, στόχος ο οποίος κρίνεται εφικτός. Ωστόσο, η λύση αυτή έχει τις μεγαλύτερες ετήσιες ανάγκες καυσίμου. Καθώς τα Σενάρια 5 και 6, που συμπεριλαμβάνουν και άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο μίγμα τηλεθέρμανσης, έχουν παραπλήσιες οικονομικές επιδόσεις και αντίστοιχου μεγέθους αρχικό κόστος επένδυσης, ενώ παράλληλα απαιτούν πολύ μικρότερες ποσότητες βιομάζας, εκτιμάται ότι αντιπροσωπεύουν τις βέλτιστες λύσεις.

Τα σενάρια που στηρίζονται κυρίως στους λέβητες βιομάζας (Σενάρια 1-3) παρουσιάζουν υψηλότερο εσωτερικό βαθμό απόδοσης μόνο για αυξήσεις της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας άνω του 50% σε σύγκριση με τα σημερινά επίπεδα. Έτσι, ενώ το αρχικό κόστος επένδυσης των Σεναρίων 1-3 είναι σημαντικά χαμηλότερο, εντούτοις οι οικονομικές επιδόσεις τους είναι σαφώς χειρότερες συγκριτικά με αυτές των Σεναρίων που βασίζονται στις μονάδες ΣΗΘ-ORC.

Σε κάθε περίπτωση, όλα τα προτεινόμενα σενάρια επιτυγχάνουν πολύ καλύτερες τιμές προμήθειας ενέργειας θέρμανσης έναντι του πετρελαίου μειώνοντας, παράλληλα, την περιβαλλοντική επιβάρυνση, όπως για παράδειγμα αυτή από την έκλυση μεθανίου από τα οργανικά απόβλητα. Η δυνατότητα αξιοποίησης της παραγόμενης θερμικής ενέργειας στο

σύνολο του έτους συνεπάγεται ακόμα καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα από τη λειτουργία των προτεινόμενων συστημάτων.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η εφαρμογή των προτεινόμενων λύσεων θα συμβάλει στην ανάπτυξη παράλληλων οικονομικών δραστηριοτήτων, όπως η εγκατάσταση υδροπονικών θερμοκηπιακών μονάδων για την ανάπτυξη και εκμετάλλευση ποικίλων αγροτικών προϊόντων. Τα πρόσθετα έσοδα που θα προκύψουν από αυτές τις δραστηριότητες μπορούν να αξιοποιηθούν για την επιδότηση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας, ενώ παράλληλα αναμένεται να αναπτυχθούν νέες επαγγελματικές δραστηριότητες και θέσεις εργασίας, με σημαντικά κοινωνικά και περιβαλλοντικά δευτερογενή οικονομικά οφέλη.

Η υλοποίηση των παραπάνω θα συμβάλει στη δημιουργία ενός αειφορικού μοντέλου τοπικής ανάπτυξης το οποίο μπορεί εν μέρει να αντισταθμίσει τις άμεσες και έμμεσες συνέπειες από την προβλεπόμενη σταδιακή απόσυρση των λιγνιτικών σταθμών της ΔΕΗ.

Γίνεται λοιπόν σαφές ότι το δίλημμα «λιγνίτης ή πετρέλαιο» για την κάλυψη των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης παύει να υφίσταται. Η παρούσα μελέτη αναδεικνύει οικονομικά ανταγωνιστικές εναλλακτικές λύσεις που βασίζονται στις ΑΠΕ και οι οποίες πρέπει να συνεξετάζονται στους μελλοντικούς σχεδιασμούς συστημάτων τηλεθέρμανσης στη Δ. Μακεδονία.

1. Εισαγωγή

1.1. Τηλεθέρμανση στη Δ. Μακεδονία

Η τηλεθέρμανση (Τ/Θ) είναι η παροχή θερμικής ενέργειας σε κτίρια και ενίοτε σε παραγωγικές διεργασίες μέσω δικτύου μονωμένων αγωγών που μεταφέρουν ζεστό νερό, το οποίο σε πολλές περιπτώσεις θερμαίνεται από τη θερμότητα που παράγεται ως υποπροϊόν της παραγωγής ηλεκτρισμού. Με την τηλεθέρμανση αποφεύγεται η εγκατάσταση επιμέρους συστημάτων παραγωγής θερμικής ενέργειας καθώς αυτή παράγεται και παρέχεται κεντρικά και αποδίδεται στους τελικούς χρήστες με την εγκατάσταση τερματικών σταθμών (συλλέκτες) εντός των κτιρίων.



Εικόνα 1.1: Τηλεθέρμανση Πτολεμαΐδας - Σύνδεση με τον ΑΗΣ Καρδιάς¹

Η τηλεθέρμανση στην Ελλάδα καλύπτει ένα μικρό μόνο μέρος της τελικής ζήτησης για θέρμανση χώρων (0,2% για το έτος 2007) και η θερμότητα που διαχέεται στο δίκτυο προέρχεται από θερμοηλεκτρικά εργοστάσια που χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα. Η πρώτη μικρού μεγέθους εγκατάσταση Τ/Θ στην Ελλάδα ξεκίνησε στην Πτολεμαΐδα το 1960, για τις ανάγκες θέρμανσης του οικισμού της ΔΕΗ στο Προάστιο Εορδαίας από τον ΑΗΣ Πτολεμαΐδας. Σήμερα εγκαταστάσεις Τ/Θ διαθέτουν οι πόλεις της Κοζάνης, του Αμύνταιου, του Φιλώτα και της Μεγαλόπολης που αξιοποιούν το θερμικό φορτίο των γειτονικών θερμοηλεκτρικών σταθμών, ενώ στις Σέρρες αντίστοιχο ρόλο επιτελεί μια μονάδα συμπαραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας.

¹ <https://goo.gl/HT7Gl2>



Εικόνα 1.2: Κεντρικό Αντλιοστάσιο Δημόσιας Επιχείρησης Τηλεθέρμανσης Πτολεμαΐδας (ΔΕΤΗΠ) στη νότια είσοδο της Πτολεμαΐδας²

Η τηλεθέρμανση σε αυτές τις περιπτώσεις, εκτός της πόλης των Σερρών, έχει αναπτυχθεί σε συνδυασμό με τις δημοτικές επιχειρήσεις, οι οποίες αγοράζουν τη θερμότητα από τη ΔΕΗ (βάσει κάποιου συμβολαίου) και στη συνέχεια τη διανέμουν προς τους τελικούς καταναλωτές. Η δημοτική επιχείρηση είναι υπεύθυνη για την κατασκευή και τη λειτουργία του δικτύου, όπως και των βοηθητικών συστημάτων.

Η Πτολεμαΐδα ξεκίνησε ως πιλοτικό σύστημα, η επιτυχία του οποίου δημιούργησε το πρότυπο στην χώρα μας. Την εγκατάσταση του συστήματος Τ/Θ Πτολεμαΐδας ακολούθησε η πόλη της Κοζάνης, που έθεσε σε λειτουργία το δικό της σύστημα το 1993, όπως και η πόλη και οι κοινότητες της περιοχής Αμυνταίου που λειτούργησαν το δικό τους σύστημα Τ/Θ για πρώτη φορά τον χειμώνα 2004-05. Σήμερα ετοιμάζονται εγκαταστάσεις συστημάτων τηλεθέρμανσης σε πόλεις της Κεντρικής και Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης, οι οποίες θα αξιοποιήσουν τους αγωγούς φυσικού αερίου που διέρχονται από την περιοχή.

1.2. Πλεονεκτήματα της τηλεθέρμανσης

Για την παραγωγή του ηλεκτρισμού χρησιμοποιούνται κυρίως ορυκτά καύσιμα όπως φυσικό αέριο, πετρέλαιο ή γαιάνθρακες (λιγνίτης) σε σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο βαθμός απόδοσης της ηλεκτροπαραγωγής είναι συνήθως της τάξης του 40%, ενώ το υπόλοιπο 60% αφορά τις απώλειες της απορριπτόμενης θερμότητας με τη μορφή υπέρθερμου νερού ή ατμού σε θερμοκρασίες μεταξύ 120°C και 140°C. Το υπέρθερμο αυτό νερό ή ο ατμός χρησιμοποιούνται για να θερμάνουν το νερό που χρησιμοποιείται στην τηλεθέρμανση μέσω εναλλάκτη θερμότητας. Στην αρχή της παροχής, το νερό έχει θερμοκρασία περίπου 100°C και στην επιστροφή, αφού αποδώσει ενέργεια στον εναλλάκτη

² ΔΕΤΗΠ. Τμήμα Μελετών και Επίβλεψης. 2014. Ενημερωτικό Τεύχος: «Τεχνική Περιγραφή Συστήματος Τηλεθέρμανσης Πτολεμαΐδας», <http://goo.gl/6MNJwA>

θερμότητας, 40° - 60°C. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνονται σημαντικά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη αξιοποιώντας ακριβώς αυτή την θερμότητα η οποία, διαφορετικά, θα απορριπτόταν στο περιβάλλον. Τελικά, με την εφαρμογή της τηλεθέρμανσης ο τυπικός βαθμός απόδοσης ηλεκτροπαραγωγής αυξάνεται στο 80%. Η διαδικασία ταυτόχρονης παραγωγής ηλεκτρισμού και χρήσιμης θερμικής ενέργειας ορίζεται ως Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ).

Με την εφαρμογή λοιπόν της τηλεθέρμανσης επιτυγχάνεται εξοικονόμηση ενέργειας που υπερβαίνει το 30% εφόσον αξιοποιείται το σύνολο της απορριπτόμενης θερμότητας. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι κάθε MWh η οποία παράγεται με τεχνολογίες ΣΗΘ μειώνει κατά 160 kg ως 500 kg τις εκπομπές CO₂ ανάλογα με το καύσιμο το οποίο χρησιμοποιείται.

Με την εφαρμογή της τηλεθέρμανσης επιτυγχάνεται σημαντική εξοικονόμηση κόστους θέρμανσης σε σχέση με την απευθείας καύση οποιουδήποτε ορυκτού καυσίμου σε μεμονωμένες μονάδες θέρμανσης κτιρίων, καθότι η θερμότητα η οποία χρησιμοποιείται είναι αρκετά φθηνή και το όποιο κόστος αφορά τη διαχείριση, μεταφορά και διανομή της θερμικής ενέργειας. Επίσης, η τηλεθέρμανση, ως κεντρικό σύστημα, έχει καλύτερη λειτουργία, ποιότητα και οικονομική και ενεργειακή αποδοτικότητα θέρμανσης λόγω της συνεχούς παρακολούθησης και συντήρησης των εγκαταστάσεων σε σχέση με οποιοδήποτε αυτόνομο σύστημα θέρμανσης. Στην Ελλάδα το κόστος θέρμανσης από συστήματα T/Θ είναι τουλάχιστον κατά 50% χαμηλότερο σε σύγκριση με αυτό του πετρελαίου, ενώ το κόστος συντήρησης είναι σχεδόν μηδενικό για τους καταναλωτές γιατί περιλαμβάνεται στο κόστος της παρεχόμενης θερμικής ενέργειας³.

Άλλα σημαντικά οφέλη τα οποία προκύπτουν έμμεσα ή άμεσα από την εφαρμογή της τηλεθέρμανσης είναι:

- Η εξοικονόμηση συναλλάγματος καθότι τα συνηθέστερα καύσιμα για θέρμανση, πετρέλαιο και φυσικό αέριο, είναι εισαγόμενα.
- Η δημιουργία θέσεων εργασίας εξειδικευμένου προσωπικού μηχανικών, τεχνικών και διοικητικών υπαλλήλων κατά τη φάση κατασκευής των δικτύων, καθώς και κατά τη φάση της λειτουργίας των εγκαταστάσεων.
- Το μικρό κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας, ασφάλεια των εγκαταστάσεων και εξοικονόμηση χώρου στα κτίρια καθότι δεν απαιτούνται εγκαταστάσεις λεβητοστασίου και αποθήκευσης καυσίμων.
- Το μικρότερο κόστος παραγωγής προϊόντων σε θερμοκήπια, ξηραντήρια κ.α. που απαιτούν θερμότητα

1.3. Περιγραφή της σημερινής κατάστασης σε Κοζάνη, Αμύνταιο και Πτολεμαΐδα

1.3.1. Τηλεθέρμανση Κοζάνης

Το δίκτυο τηλεθέρμανσης Κοζάνης⁴ κατασκευάστηκε και λειτουργεί από την Δημοτική Επιχείρηση Ύδρευσης και Αποχέτευσης Κοζάνης (ΔΕΥΑΚ). Το δίκτυο, εκτός από την πόλη της Κοζάνης, εξυπηρετεί τους οικισμούς Δ.Δ. Νέας Χαραυγής και τη Ζώνη Ενεργού Πτολεμαΐδας.

Από το 1992 μέχρι σήμερα έχουν επενδυθεί περίπου 110 εκατ. ευρώ στην Τηλεθέρμανση Κοζάνης, που λειτουργεί από το 1994 θερμαίνοντας 27.222 διαμερίσματα σε ένα σύνολο 5.329 κτιρίων (στοιχεία για το 2012), των οποίων η θερμική επιφάνεια ξεπερνάει τα 2.450.000 τετραγωνικά μέτρα. Το ετεροχρονισμένο φορτίο αιχμής ανέρχεται σε 137 MW_{th}

³ ΔΕΥΑΚ, <http://goo.gl/G6n9JX>

⁴ ΔΕΥΑΚ, <http://goo.gl/XsJnk>

και η συνολικά λαμβανόμενη θερμική ισχύς ανέρχεται σε 222 MW_{th}. Το συνολικό ετήσιο θερμικό φορτίο των καταναλωτών είναι 357.655 MWh ενώ οι απώλειες θερμότητας είναι πολύ χαμηλές (4,8%). Έτσι, το συνολικό παρεχόμενο θερμικό φορτίο στο δίκτυο Τ/Θ ανέρχεται σε 375.533 MWh ετησίως. Η τιμή πώλησης θερμικής ενέργειας προ ΦΠΑ ανέρχεται σε 38,50 €/MWh⁵.

Η χρηματοδότηση των επενδύσεων προήλθε από ευρωπαϊκά προγράμματα, το Πρόγραμμα Δημοσίων Επενδύσεων (ΠΔΕ) και ίδιους πόρους της ΔΕΥΑΚ και απέφεραν:

- Τις εγκαταστάσεις ατμοληψίας από τις μονάδες III, IV και V του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου της ΔΕΗ ισχύος 137 MW_{th} που παράγουν το 70% του θερμικού φορτίου αιχμής με συμμετοχή 95% στην ετήσια παραγωγή θερμικής ενέργειας.
- Το λεβητοστάσιο αιχμής με 3 λέβητες των 10MW και δυο λέβητες των 27,5 MW. Οι λέβητες είναι συνολικής ισχύς 85 MW_{th} που παράγουν το 40% του θερμικού φορτίου αιχμής με συμμετοχή 5% στην ετήσια παραγωγή θερμικής ενέργειας.
- Τον εναποθηκευτή θερμικής ενέργειας χωρητικότητας 1.650 m³ και ικανότητας 80 MWh
- Τα αντλιοστάσια μεταφοράς και διανομής.
- Το δίκτυο τροφοδότησης και διανομής, συνολικού μήκους σωλήνων πάνω από 450 χιλιόμετρα.

Σύμφωνα με τη ΔΕΥΑΚ⁵, με βάση τον προγραμματισμό της ΔΕΗ προβλέπεται ότι μετά το 2020 θα παραμείνει ενεργό μόνο το ένα σύστημα παραγωγής θερμού νερού Τ/Θ της μονάδας V του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου. Επομένως, το υπολειπόμενο φορτίο θέρμανσης θα πρέπει να καλυφθεί είτε με νέα σύνδεση από άλλη μονάδα της ΔΕΗ ή από άλλα ανεξάρτητα συστήματα παραγωγής θερμότητας (λέβητες, ΣΗΘ, κ.ά.).

1.3.2. Τηλεθέρμανση Αμύνταιου

Η Δημοτική Επιχείρηση Τηλεθέρμανσης Ευρύτερης Περιοχής Αμυνταίου⁶ (ΔΕΤΕΠΑ) συστάθηκε το 1997 από τη συνεργασία του τότε Δήμου Αμύνταιου με τις Κοινότητες Λεβαΐας και Φιλώτα, ως διαδημοτική επιχείρηση, με σκοπό την εγκατάσταση και λειτουργία συστήματος Τηλεθέρμανσης με τη συμπαραγωγή θερμότητας από τον ΑΗΣ Αμυνταίου – Φιλώτα.

Η πρώτη φάση κατασκευής του έργου προέβλεπε την εγκατάσταση του απαραίτητου εξοπλισμού για τη λειτουργία της τηλεθέρμανσης σε θερμικά φορτία μέχρι 25MW_{th} – όση και η αρχική ικανότητα του ΑΗΣ, με την εγκατάσταση, σταδιακά, 1.350 περίπου παροχών καταναλωτών.

Σύμφωνα με τη μελέτη εφαρμογής του έργου, η ισχύς αιχμής της εγκατάστασης θα ανέλθει στα 34 MW_{th}, εφόσον συνδεθούν στο σύστημα το 100% των κτιρίων των τριών οικισμών, που αντιστοιχεί σε 1900 περίπου συνδέσεις.

Το συνολικό έργο «Τηλεθέρμανση Ευρύτερης Περιοχής Αμυνταίου» αποτελείται από τα παρακάτω υποέργα:

- Μετασκευές στον ΑΗΣ / ΔΕΗ Αμύνταιου-Φιλώτα (25 MW)
- Αγωγοί Μεταφοράς
- Δίκτυα Διανομής
- Κύριο Αντλιοστάσιο
- Προμήθεια Θερμικών Υποσταθμών

⁵ Γραμμέλης Π., Ρακόπουλος, Δ., Μαργαρίτης, Ν., Μυλωνά, Ε., Τουρλιδάκης, Α. 2015, ΕΚΕΤΑ/ΙΔΕΠ «Προκαταρκτική μελέτη για την αναβάθμιση και επέκταση της εγκατάστασης τηλεθέρμανσης Κοζάνης με

⁶ ΔΕΤΕΠΑ. «Τεχνικά Στοιχεία» <http://goo.gl/fXSNid>

- Τοποθέτηση Θερμικών Υποσταθμών
- Επεκτάσεις του Δικτύου Διανομής
- Αντλιοστάσιο/Σταθμός Υδραυλικού Διαχωρισμού Φιλώτα
- Θερμοδοχεία αποθήκευσης θερμικής ενέργειας (1200 m³)

Η θερμική ενέργεια του συστήματος λαμβάνεται από τον ΑΗΣ Αμυνταίου μέσω διβάθμιας απομάστευσης ατμού των στροβίλων. Το σύστημα τηλεθέρμανσης είναι συνδεδεμένο και με τις δύο μονάδες του ΑΗΣ, σε 100% εφεδρεία. Σήμερα έχει κατασκευαστεί και λειτουργεί η μία απομάστευση από κάθε στρόβιλο, με ονομαστική θερμική ισχύ 25 MW_{th}.

Για την περίοδο θέρμανσης 2014 - 2015 η συνολική αγορά θερμικής ενέργειας από τη ΔΕΗ ανήλθε στις 42.731,12 kWh με μέσο κόστος αγοράς 7,16 €/MWh. Η τιμή πώλησης θερμικής ενέργειας προς τους καταναλωτές αντίστοιχα ανήλθε σε 41,26 €/MWh προ ΦΠΑ.

Εφόσον συνδεθεί στην τηλεθέρμανση και η επόμενη απομάστευση από κάθε στρόβιλο, η ονομαστική ισχύς του συστήματος μπορεί να ανέλθει στα 40 MW_{th}., ενώ για την κάλυψη των ημερήσιων διακυμάνσεων του φορτίου έχουν εγκατασταθεί δεξαμενές εναποθήκευσης θερμικής ενέργειας συνολικής χωρητικότητας 1200m³, η οποία ισοδυναμεί σε 68 MWh.

Στην παρούσα φάση επικρατεί προβληματισμός και αναζητούνται εναλλακτικές λύσεις σχετικά με την τροφοδοσία του δικτύου Τ/Θ από τους σταθμούς της ΔΕΗ λόγω του ότι ο ΑΗΣ Αμυνταίου εισήλθε από την 1.1.2016 σε καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας, με βάση το άρθρο 33 της Οδηγίας Βιομηχανικών Εκπομπών (2010/75/ΕΕ) και μπορεί να λειτουργεί το αργότερο ως το 2023.

1.3.3. Τηλεθέρμανση Πτολεμαΐδας⁷

Η πρώτη εφαρμογή της τηλεθέρμανσης στην Ελλάδα έγινε στην πόλη της Πτολεμαΐδας, στην οποία μέχρι το 1993 χρησιμοποιούνταν κυρίως πετρέλαιο για τη θέρμανση των κτιρίων. Σήμερα το 75% των θερμικών απαιτήσεων της πόλης καλύπτεται από τους λιγνιτικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που γειτνιάζουν με την πόλη και συμπαραγάγουν ηλεκτρισμό και θερμότητα.

Η Δημοτική Επιχείρηση Τηλεθέρμανσης Πτολεμαΐδας (ΔΕΤΗΠ), που δημιουργήθηκε το 1994, είναι η πρώτη στην Ελλάδα αμιγώς δημοτική επιχείρηση με αρμοδιότητα την εξασφάλιση θερμικής ενέργειας που χρειάζεται η πόλη της Πτολεμαΐδας, ενώ η διαχείριση της συμπαραγωγής γίνεται από την ΔΕΗ. Ο δήμος και η ΔΕΤΗΠ έχουν επενδύσει περισσότερα από 60 εκ. ευρώ δημόσιων και ιδίων πόρων και επιδιώκουν την περαιτέρω επέκταση του συστήματος, άμεσα στην περιοχή εργατικών κατοικιών και Νέας Καρδιάς και μελλοντικά στις κοινότητες του Δήμου Εορδαίας.

Το δίκτυο τηλεθέρμανσης τροφοδοτήθηκε αρχικά (1993) με θερμική ισχύ 50 MW_{th} από τη λιγνιτική μονάδα Πτολεμαΐδα ΙΙΙ, που διέκοψε την λειτουργία της τον Νοέμβριο του 2014. Το 2004 προστέθηκαν 25 MW_{th} από τον ΑΗΣ ΛΚΔΜ, ο οποίος αποσύρθηκε από την ΔΕΗ, ως ασύμφορος, τον Ιούνιο του 2013. Τον Νοέμβριο του 2012 η τηλεθέρμανση συνδέθηκε με τις μονάδες ΙΙΙ και ΙV του ΑΗΣ Καρδιάς, συμβατικής θερμικής ισχύος 100 MW_{th} και παρεχόμενης ισχύος στην πόλη 80 MW_{th}. Σήμερα η παραγωγή θερμικής ενέργειας γίνεται μόνο στις συμπαραγωγικές εγκαταστάσεις των Μονάδων ΙΙΙ και ΙV του ΑΗΣ Καρδιάς και στο λεβητοστάσιο αιχμής – εφεδρείας, το οποίο βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του κεντρικού αντλιοστασίου της Δ.Ε.ΤΗ.Π., στο χώρο του πρώην αγροκηπίου της Πτολεμαΐδας, με καύσιμο πετρέλαιο και λέβητα ισχύος 25 MW_{th}². Όπως ο ΑΗΣ Αμυνταίου, και ο ΑΗΣ

⁷ ΔΕΤΗΠ. <http://goo.gl/B1R2wA>

Καρδιάς εισήλθε σε καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας από 1.1.2016 και μπορεί να λειτουργεί το αργότερο ως το 2023.

Το σύστημα περιλαμβάνει επίσης τρεις κατακόρυφες κυλινδρικές, δεξαμενές αποθήκευσης, συνολικής χωρητικότητας 1.800 m³, στις οποίες θερμική ενέργεια με τη μορφή θερμού νερού αποθηκεύεται για να χρησιμοποιηθεί όταν αυτό απαιτηθεί. Πιο συγκεκριμένα, στις δεξαμενές αποθηκεύεται θερμική ενέργεια κατά τις νυχτερινές ώρες, όταν η ζήτηση φορτίου της πόλης είναι μικρή, για να χρησιμοποιηθεί κατά τη διάρκεια της ημέρας, καλύπτοντας την πρωινή και απογευματινή αιχμή ζήτησης θερμικού φορτίου. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται : α) ορθολογική διαχείριση της ενέργειας, β) ομαλοποίηση της λειτουργίας των συμπαραγωγικών μονάδων, αφού δεν απαιτείται πλέον η παρακολούθηση, σε στιγμιαία χρονικά βάση, της θερμικής ζήτησης της πόλης και γ) ελαχιστοποίηση της λειτουργίας του λεβητοστασίου αιχμής με αποτέλεσμα περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη κατά την λειτουργία της T/Θ.

Η θερμική ενέργεια, τέλος, μεταφέρεται με μορφή υπέρθερμου νερού από τον ΑΗΣ Καρδιάς προς την πόλη και τους καταναλωτές με δίκτυο δίδυμων μονωμένων αγωγών. Συστήματα αυτοματισμών και ελέγχων εφαρμόζονται σε όλη την εγκατάσταση και στα κτίρια που συνδέονται με την τηλεθέρμανση.

Η σύνδεση των οικοδομών στην Πτολεμαΐδα γίνεται με την υπογραφή συμβολαίου, στο οποίο καθορίζεται το αντίστοιχο τέλος σύνδεσης ανά μικτό τετραγωνικό μέτρο του προς σύνδεση χώρου. Η τιμή πώλησης θερμικής ενέργειας καθορίζεται από το κόστος του πετρελαίου θέρμανσης. Βάσει του συμβολαίου σύνδεσης δεν μπορεί να υπερβεί το 70%, ενώ μπορεί να φτάσει τόσο χαμηλά όσο το 30% του αντίστοιχου κόστους πετρελαίου θέρμανσης. Εξ' αιτίας της ελκυστικής τιμολογιακής πολιτικής η ΔΕΤΗΠ εξασφάλισε τη γρήγορη αποδοχή της τηλεθέρμανσης από τους πολίτες της Πτολεμαΐδας.

Σύμφωνα με τα δημοσιευμένα στοιχεία της ΔΕΤΗΠ η τιμή πώλησης θερμικής ενέργειας προς τους καταναλωτές για το 2014-15 ήταν 37,74 €/MWh⁸, ενώ η τιμή προμήθειας της θερμικής ενέργειας από τη ΔΕΗ το 2012 ήταν 9,87 €/MWh⁹. Επομένως, το κόστος προμήθειας θερμικής ενέργειας από τη ΔΕΗ αντιπροσωπεύει το 26% περίπου του κόστους πώλησης προς τους καταναλωτές, ενώ το υπόλοιπο 74% είναι κατά κύριο λόγο το λειτουργικό κόστος του δικτύου τηλεθέρμανσης, δηλαδή δαπάνες προσωπικού, δαπάνες συντήρησης του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, αποσβέσεις ή επενδύσεις.

Με βάση τα διαθέσιμα στοιχεία από τη ΔΕΤΗΠ κατά τη χειμερινή περίοδο 2014 - 2015 ανέρχονταν σε 3860 συνδεδεμένα κτίρια και 14943 θερμαινόμενα διαμερίσματα, μεταξύ των οποίων και σε 55 δημόσια κτίρια εμβαδού 102.000 m². Κατά την περίοδο 2013-14 το συνολικό ετήσιο τιμολογημένο φορτίο ανήλθε σε 159.131 MWh (με αναγωγή στον ίδιο αριθμό κτιρίων), ενώ την περίοδο 2014-15 αυξήθηκε στις 183.360 MWh. Αντιστοίχως, η ετήσια προμήθεια θερμικής ενέργειας από το ΔΕΗ και την καύση πετρελαίου θέρμανσης την περίοδο 2013-14 ήταν 208.273 MWh και 234.165 MWh την περίοδο 2014 -2015. Επομένως, ο βαθμός απόδοσης του δικτύου είναι περίπου 77%, σημαντικά χαμηλότερος του αντίστοιχου συστήματος τηλεθέρμανσης της Κοζάνης.

⁸ ΔΕΤΗΠ. «Η τρέχουσα έκπτωση της τηλεθέρμανσης στον καταναλωτή υπερβαίνει το 66% του αντίστοιχου κόστους πετρελαίου» <http://goo.gl/ZUW4zm>

⁹ Καλαϊτζίδου Ιωάννα, Διευθύντρια Δ.Ε.Τ.Η.Π. , 2012 «Προοπτικές Ανάπτυξης Συστήματος Τηλεθέρμανσης στον Δήμο Εορδαίας» <https://goo.gl/J1cf6v>

1.4. Ανάγκη μετάβασης σε ένα άλλο μοντέλο θέρμανσης στη Δ. Μακεδονία

Τα παραπάνω δίκτυα τηλεθέρμανσης στην Ελλάδα είναι άμεσα εξαρτημένα από τη λειτουργία των λιγνιτικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ. Λόγω όμως των πρόσφατων εξελίξεων στην ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία που έχουν σημαντικό οικονομικό αντίκτυπο, η λιγνιτική παραγωγή τα τελευταία χρόνια βαίνει, και θα συνεχίσει να βαίνει, μειούμενη.

Πιο συγκεκριμένα, από 1.1.2013 όλες οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα είναι αναγκασμένες να πληρώνουν για κάθε τόνο CO₂ που εκπέμπουν. Επίσης οι αλλαγές στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΣΕΔΕ)¹⁰ που πραγματοποιήθηκαν στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού ενεργειακού και κλιματικού πακέτου για το 2030 το οποίο οριστικοποιήθηκε μόλις το 2014, προβλέπεται να οδηγήσουν σε εκτόξευση της τιμής του δικαιώματος εκπομπής από CO₂ περίπου 7,5€/tn το 2014 σε 30 €/tn μεταξύ 2025-2030¹¹. Η εξέλιξη αυτή θα επιβαρύνει ιδιαίτερα το κόστος λειτουργίας των λιγνιτικών μονάδων της χώρας μας, δεδομένης και της πολύ χαμηλής ποιότητας του ελληνικού λιγνίτη¹².

Επίσης, από 1.1.2016 τέθηκε σε ισχύ η οδηγία Βιομηχανικών Εκπομπών (2010/75/ΕΕ) η οποία βάζει πολύ αυστηρότερα όρια στους υπόλοιπους αέριους ρύπους (διοξείδιο του θείου, οξειδία του αζώτου, σωματίδια κλπ). Στο πλαίσιο συμμόρφωσης με αυτή την οδηγία η χώρα μας έβαλε τους ΑΗΣ Καρδιάς και Αμυνταίου σε καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας σύμφωνα με το άρθρο 33, γεγονός που σημαίνει ότι οι δύο ΑΗΣ θα λειτουργούν λιγότερες ώρες και θα πρέπει να αποσυρθούν το αργότερο ως το 2023 εκτός αν γίνουν πολύ σημαντικές επενδύσεις αναβάθμισης σε αυτές έτσι ώστε να συμμορφωθούν με τα νέα όρια εκπομπών. Προφανώς κάτι τέτοιο δημιουργεί πρόβλημα κάλυψης των αναγκών τηλεθέρμανσης στην πόλη της Πτολεμαΐδας και την ευρύτερη περιοχή Αμυνταίου. Επιπλέον, στο πλαίσιο της ίδιας οδηγίας και οι 5 μονάδες του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου εντάχθηκαν στο Μεταβατικό Εθνικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών και είναι αναγκασμένες να δεχτούν εκτεταμένες και ακριβές αναβαθμίσεις το αργότερο ως το Ιούνιο του 2020¹³. Οι δε μονάδες I-IV του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου προβλέπεται να αποσυρθούν λόγω μεγάλης ηλικίας μεταξύ 2025 και 2030, πράγμα το οποίο θα επηρεάσει την κάλυψη των θερμικών αναγκών και της Κοζάνης.

Με βάση τις παραπάνω εξελίξεις αλλά και την πρόοδο της τεχνολογίας που καθιστά πλέον την καθαρή ενέργεια ευθέως ανταγωνιστική με τον λιγνίτη το μέλλον της συμμετοχής λιγνίτη στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας διαγράφεται δυσοίωνο. Επομένως για την κάλυψη των θερμικών αναγκών στη Δ. Μακεδονία στο μέλλον είναι αναγκαίο να εξεταστούν λύσεις που δεν βασίζονται στην συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας με καύσιμο τον λιγνίτη. Σε αυτή την κατεύθυνση τα τελευταία χρόνια έχουν πραγματοποιηθεί ορισμένες προκαταρκτικές μελέτες που εξετάζουν κυρίως τη χρήση βιομάζας ή ακόμα και ξηρού λιγνίτη χωρίς όμως αυτή να συνδυάζεται με ηλεκτροπαραγωγή.

¹⁰ European Parliament, Press Release. 2015. "ETS market stability reserve: MEPs strike deal with Council"

<http://goo.gl/ovzX5n>

¹¹ Thompson Reuters. 2015. "Reviewing Europe's carbon market: fight for free allocation, slightly higher prices - Carbon prices are estimated to reach €30/t in 2030, according to Point Carbon analysts" <http://goo.gl/EUoZxw>

¹² ΔΕΗ, Δελτίο Τύπου. 2014. «Μελέτη της Booz για τη σύγκριση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη στην Ευρώπη» <http://goo.gl/04xZTY>

¹³ Κ.υ.α. «Έγκριση Μεταβατικού Εθνικού Σχεδίου Μείωσης των Εκπομπών (ΜΕΣΜΕ), σύμφωνα με το άρθρο 28 της υπ' αριθμ. 36060/1155/2013 κοινής υπουργικής απόφασης «Καθορισμός πλαισίου κανόνων, μέτρων και διαδικασιών για την ολοκληρωμένη πρόληψη και τον έλεγχο της ρύπανσης του περιβάλλοντος από βιομηχανικές δραστηριότητες, σε συμμόρφωση προς τις διατάξεις της οδηγίας 2010/75/ΕΕ «περί βιομηχανικών εκπομπών (ολοκληρωμένη πρόληψη και έλεγχος της ρύπανσης)» του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 24ης Νοεμβρίου 2010» (Β' 1450), όπως ισχύει. Τροποποίηση της υπ' αριθμ. 36060/1155/2013 κοινής υπουργικής απόφασης (Β' 1450)», ΦΕΚ Β' 20.8.2015

Ειδικότερα, πρόσφατα διερευνήθηκε από το ΕΚΕΤΑ/ΙΔΕΠ η αναβάθμιση και επέκταση της εγκατάστασης τηλεθέρμανσης Κοζάνης με εναλλακτικές πηγές ενέργειας⁵, όπου εξετάζονται 3 εναλλακτικά σενάρια κάλυψης μέρους του θερμικού φορτίου του δικτύου Τ/Θ της Κοζάνης (λέβητες βιομάζας, φυσικό αέριο και συμπαραγωγή ηλεκτρισμού θερμότητας με καύσιμο βιομάζα). Από τα αποτελέσματα της μελέτης προέκυψε ότι και τα 3 σενάρια μπορούν εν δυνάμει να εμφανίζουν εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης της τάξης του 12%, αν η ΔΕΥΑΚ αυξήσει την τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας από 3% έως 85%, ενώ το πιο ευνοϊκό σενάριο βρέθηκε να είναι η παραγωγή μόνο θερμικής ενέργειας μέσω λεβήτων βιομάζας που οδηγεί σε τιμές πώλησης της θερμικής ενέργειας στον καταναλωτή πολύ κοντά στα σημερινά επίπεδα.

Επιπλέον, το 2010 το ΚΑΠΕ πραγματοποίησε προκαταρκτική μελέτη οικονομικής βιωσιμότητας για την αντικατάσταση του λέβητα πετρελαίου, που αποτελεί τη μονάδα εφεδρείας για την τηλεθέρμανση της Πτολεμαΐδας, με μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού θερμότητας με καύσιμο τη βιομάζα¹⁴. Παρά το γεγονός ότι τα οικονομικά αποτελέσματα ήταν ευνοϊκά, εντούτοις το σχέδιο δεν προχώρησε.

Τέλος, το ΤΕΕ/ Τμ. Δυτικής Μακεδονίας εξέτασε το 2012 τη δυνατότητα αξιοποίησης ξηρού λιγνίτη σε μικρής κλίμακας αποκεντρωμένα ενεργειακά συστήματα που θα καλύψουν τις ανάγκες θέρμανσης σε όλους τους οικισμούς της Δυτικής Μακεδονίας με πληθυσμό μεγαλύτερο των 1000 κατοίκων (εξαιρουμένων των Οικισμών όπου ήδη λειτουργούν συστήματα Τ/Θ)¹⁵. Με βάση τα αποτελέσματα, για την εξασφάλιση της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου η ελάχιστη τιμή χρέωσης της παρεχόμενης θερμικής ενέργειας στον καταναλωτή κυμαίνεται, ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης και την απόσταση από το λιγνιτικό κέντρο όπου θα γίνεται η προμήθεια του λιγνίτη, μεταξύ 51€/MWh και 58€/MWh, με μέση τιμή 54€/MWh πλέον ΦΠΑ. Η προτεινόμενη λύση παρουσιάζει καλύτερη επίδοση από πλευράς εκπομπών ρύπων σε σχέση με το λιγνίτη που χρησιμοποιείται στους σταθμούς της Δ.Ε.Η. Στην περίπτωση, όμως, που η παραγόμενη θερμότητα δεν αποτελεί υποπροϊόν της διαδικασίας παραγωγής του ηλεκτρισμού, το περιβαλλοντικό αποτέλεσμα δεν είναι το βέλτιστο δυνατό, ιδιαίτερα σε σύγκριση με συστήματα παραγωγής θερμικής ενέργειας από ΑΠΕ.

1.5. Η ευρωπαϊκή εμπειρία

Η εφαρμογή και η διεύρυνση της τηλεθέρμανσης αποτελεί προτεραιότητα στην Ευρωπαϊκή Ένωση και προτείνεται ως μία ενδεδειγμένη τεχνολογία εξοικονόμησης ενέργειας και κόστους θέρμανσης/ψύξης, μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου και της ενεργειακής εξάρτησης από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα. Για τον λόγο αυτόν, η τηλεθέρμανση μνημονεύεται και προωθείται ως μία περιβαλλοντικά φιλική λύση σε μία σειρά από Ευρωπαϊκές οδηγίες, όπως η οδηγία για την Εξοικονόμηση Ενέργειας στα Κτίρια (EPBD) και η οδηγία για την Εξοικονόμηση Ενέργειας (EED).

Οι σκανδιναβικές και κεντροευρωπαϊκές χώρες, οι οποίες έχουν παράδοση στην εφαρμογή της τηλεθέρμανσης, έχουν καταφέρει τα τελευταία χρόνια να βελτιώσουν ακόμα περισσότερο το ενεργειακό, οικονομικό και περιβαλλοντικό αποτέλεσμα τέτοιων συστημάτων μέσω της χρήσης ΑΠΕ. Ήδη από τη δεκαετία του 1990 άρχισε η αξιοποίηση των ΑΠΕ και της εφαρμογής των σχετικών τεχνολογιών, κυρίως βιομάζας και θερμικών ηλιακών συστημάτων, η οποία έχει οδηγήσει σήμερα στο σημείο υλοποίησης εφαρμογών παροχής θερμικής ενέργειας και ψύξης σε δίκτυα τηλεθέρμανσης/τηλεψύξης εξ' ολοκλήρου από ΑΠΕ.

Με την αξιοποίηση των ΑΠΕ, οι τοπικές κοινωνίες αποκομίζουν σημαντικά οφέλη μέσα από συντονισμένες και μελετημένες συνεταιριστικές δράσεις αυξάνοντας τα εισοδήματά τους και

¹⁴ ΚΑΠΕ-Biosolesco. 2010. "Feasibility Analysis. District Heating in Ptolemaida, Greece".

¹⁵ ΤΕΕ/Τμ. Δ. Μακεδονίας. 2012. «Προτάσεις του ΤΕΕ/Τμ. Δυτικής Μακεδονίας για αξιοποίηση ξηρού λιγνίτη σε μικρής κλίμακας αποκεντρωμένα ενεργειακά συστήματα». <http://goo.gl/h1boMu>

αναπτύσσοντας νέες επιχειρηματικές δραστηριότητες που δημιουργούν νέες, υψηλού επιπέδου θέσεις εργασίας. Σαν αποτέλεσμα, σε αρκετές περιπτώσεις παρακαμάζουσες τοπικές κοινότητες αναζωογονούνται, αναπτύσσονται βιομηχανικές δραστηριότητες και ενισχύονται οι τομείς της έρευνας και της εκπαίδευσης. Χαρακτηριστικά καλά παραδείγματα τέτοιων περιπτώσεων είναι οι πόλεις Güssing της Αυστρίας, Marstal της Δανίας, Nacka της Σουηδίας, Milano της Ιταλίας, Burgos της Ισπανίας, Düsseldorf της Γερμανίας, Helsinki της Φινλανδίας, Polderwijk της Ολλανδίας, και πολλές άλλες. Παρακάτω θα παρουσιαστούν ενδεικτικά τρεις από αυτές. Στο Παράρτημα περιγράφονται ορισμένες συνεργατικές πρωτοβουλίες και δίνεται παράδειγμα εφαρμογής υδροπονικού θερμοκηπίου για την περίπτωση της Δ. Μακεδονίας.

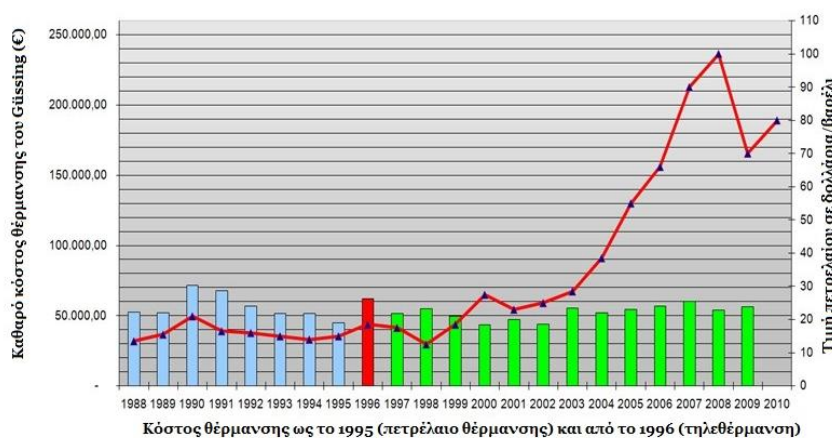
1.5.1. Η πόλη του Güssing στην Αυστρία

Κατά τη διάρκεια της δεκαετίας του 1990 ο δήμαρχος της πόλης Güssing της Αυστρίας, με αφορμή τις μελέτες αποχέτευσης και βιολογικού καθαρισμού της πόλης αποφάσισε να λάβει μέτρα προς την κατεύθυνση της εξοικονόμησης και ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ο βασικός στόχος ήταν η αναθέρμανση - ανάπτυξη της τοπικής οικονομίας μέσω της αξιοποίησης των τοπικών ενεργειακών πηγών και ιδιαίτερα των δασικών προϊόντων και υπολειμμάτων.

Σαν αποτέλεσμα της ισχυρής πολιτικής βούλησης από τη δημοτική αρχή και τη συνεργασία των κατοίκων, η τοπική οικονομία ωφελήθηκε με δύο τρόπους. Πρώτον, μειώθηκαν οι δαπάνες προμήθειας εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενεργειακών προϊόντων, δηλαδή ηλεκτρισμού και θερμότητας, ενώ ταυτόχρονα το κόστος παροχής ενέργειας προς τους καταναλωτές μέσω του δικτύου τηλεθέρμανσης διατηρήθηκε σχετικά σταθερό και σε αρκετά χαμηλότερο επίπεδο από ότι με τη χρήση πετρελαίου. Δεύτερον, δημιουργήθηκαν περισσότερες από 1.100 νέες θέσεις εργασίας με την αξιοποίηση των δασικών προϊόντων, την εφαρμογή τεχνολογιών λεβήτων και μονάδων συμπαραγωγής βιομάζας και την προσέλκυση επιχειρήσεων και βιομηχανιών, οι οποίες εγκαταστάθηκαν στην περιοχή εξαιτίας των ανταγωνιστικών τιμών παροχής θερμικής ενέργειας.

Στο Σχήμα 1.1 παρουσιάζονται οι εξελίξεις των τιμών θερμικής ενέργειας του δικτύου τηλεθέρμανσης και των τιμών θερμικής ενέργειας με καύσιμο το πετρέλαιο. Στο γράφημα αυτό είναι εμφανής η μείωση του κόστους θερμικής ενέργειας από το 1996 και μετά όταν λειτούργησε το δίκτυο τηλεθέρμανσης.

Το κόστος θερμικής ενέργειας την περίοδο 1988-2009 σε σχέση με την τιμή του πετρελαίου



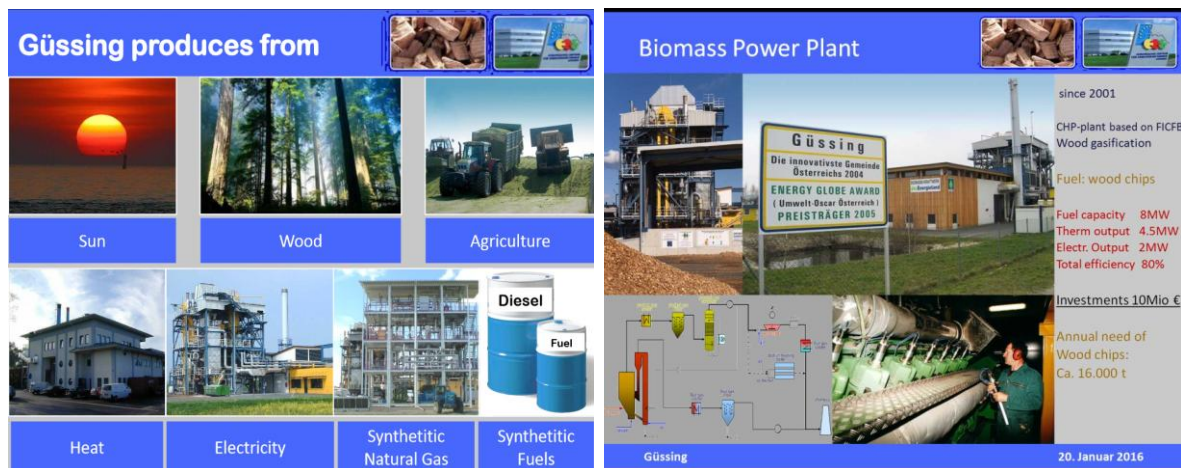
Σχήμα 1.1. Σύγκριση κόστους θερμικής ενέργειας τηλεθέρμανσης με βιομάζα και πετρελαίου για την πόλη του Güssing της Αυστρίας¹⁶

¹⁶ Christian Keglovits. 2016. «Güssing: An example for a sustainable energy supply», <http://goo.gl/RdXVZq>

Το ενεργειακό κέντρο της πόλης για την παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας αποτελείται από 4 μονάδες θερμότητας και 3 μονάδες ΣΗΘ οι οποίες καλύπτουν το 71% των ενεργειακών αναγκών της πόλης (ηλεκτρισμό και θερμότητα) σε κατοικίες, δημόσια κτίρια και επιχειρήσεις. Συγκεκριμένα, οι εγκατεστημένες μονάδες παράγουν σε ετήσια βάση συνολικά 56 θερμικές GWh και 22,2 ηλεκτρικές GWh που καλύπτουν σημαντικό ποσοστό των φορτίων της πόλης τα οποία είναι 60 GWh_{th} και 50,2 GWh_{el} αντίστοιχα¹⁷.

Η εγκατάσταση τηλεθέρμανσης της Güssing Ltd. χρησιμοποιεί ως καύσιμο κυρίως τα απόβλητα ξυλείας των εργοστασίων παρκέ στο Güssing. Το εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας από βιομάζα Güssing τροφοδοτείται με ροκανίδια από την περιοχή (σε ακτίνα 30-40 χιλιομέτρων από την πόλη) τα οποία παραδίδονται κυρίως από το δάσος του συνδέσμου Burgenland.

Η θερμότητα και ο ηλεκτρισμός επίσης παράγονται μέσω μονάδας ΣΗΘ με τη χρήση ειδικής τεχνολογίας αεριοποίησης του ξύλου που αναπτύχθηκε από το Τεχνολογικό Πανεπιστήμιο της Βιέννης. Τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του παραγόμενου αερίου οδηγούν στην παραγωγή συνθετικού φυσικού αερίου (BioSNG) και συνθετικών υγρών καυσίμων όπως η βενζίνη ή το ντιζελ (BTL - Biomass to Liquid) και με τη χρήση κυψελών καυσίμου υψηλής θερμοκρασίας.



Εικόνα 1.3: Ενεργειακό μίγμα και μονάδα βιομάζας στην πόλη του Güssing¹⁶

Στην πόλη του Güssing δημιουργήθηκε το Ευρωπαϊκό Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, (EEE), το οποίο αναγνωρίζεται ως κορυφαίο ερευνητικό κέντρο στην Ευρώπη στον τομέα της αεριοποίησης του ξύλου και την παραγωγή βιοκαυσίμων 2ης γενιάς.

Σήμερα, στην πόλη του Güssing υλοποιούνται και λειτουργούν εφαρμογές που καλύπτουν ένα σημαντικό φάσμα τεχνολογιών ΑΠΕ όπως φωτοβολταϊκά, θερμικά ηλιακά, παραγωγή βιοαερίου κ.α. ενώ παράλληλα δραστηριοποιούνται επιχειρήσεις και κατασκευαστές τεχνολογιών ΑΠΕ.

Εν κατακλείδι, με την υλοποίηση του οράματος της δημοτικής αρχής για την αύξηση της οικονομικής δραστηριότητας στην περιοχή του Güssing μέσω της αξιοποίησης της δασικής βιομάζας και παραπροϊόντων ξυλείας πραγματοποιήθηκαν επενδύσεις ύψους 35,5 εκατομμυρίων ευρώ, δημιουργήθηκαν 50 νέες επιχειρήσεις και περισσότερες από 1.100 νέες θέσεις εργασίας, ενώ οι εκπομπές CO₂ μειώθηκαν κατά 14.500 τόνους το έτος.

¹⁷ The Development of Renewable Energy in Güssing, <http://goo.gl/EbcifG>

1.5.2. Η πόλη του Marstal στη Δανία

Ένα ακόμα πολύ ενδιαφέρον παράδειγμα αποτελεί η πόλη του Marstal στη Δανία. Η πόλη διαθέτει δίκτυο τηλεθέρμανσης για την κάλυψη των θερμικών αναγκών των καταναλωτών. Για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του δικτύου ακολουθήθηκε μία σταδιακή προσέγγιση κάλυψης τους με αξιοποίηση ΑΠΕ. Ο τελικός στόχος, ο οποίος και επιτεύχθηκε, ήταν να καλύπτονται οι ενεργειακές ανάγκες κατά 100% από ΑΠΕ.

Οι τεχνολογίες οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν ήταν¹⁸:

- 33.360 m² θερμικών ηλιακών συστημάτων,
- Δεξαμενή διεποχικής αποθήκευσης 75.000 m³,
- Λέβητας βιομάζας ισχύος 4 MW_{th},
- Μονάδα ΣΗΘ τεχνολογίας ORC (Organic Rankine Cycle) με καύσιμο βιομάζα ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος 0,75 MW και 3,25 MW αντίστοιχα,
- Αντλία Θερμότητας υψηλών θερμοκρασιών ισχύος 1,5 MW.

Στην παρακάτω εικόνα φαίνονται πανοραμικά οι εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας του δικτύου τηλεθέρμανσης.



Εικόνα 1.4: Ηλιακό πεδίο και διεποχική αποθήκευση θερμότητας στην πόλη του Marstal στη Δανία¹⁹

Το 55% του θερμικού φορτίου καλύπτεται από το ηλιακό σύστημα, το 40% από τα συστήματα βιομάζας, 4% από την αντλία θερμότητας και μόλις 1% από λέβητα πετρελαίου. Η συνολικά παραγόμενη θερμότητα ανέρχεται σε 32 GWh ετησίως, η θερμότητα που παρέχεται στους καταναλωτές ανέρχεται σε 26,5 GWh ετησίως (17% συνολικές απώλειες του δικτύου).

¹⁸ PlanEnergi. 2013. «Summary-Technical Description of the Sunstore 4 Plant in Marstal» <http://goo.gl/7P5FAK>

¹⁹ CIT Energy Management AB. 2010. «Success Factors in Solar District Heating» <http://goo.gl/SJOICI>

Όπως και στην περίπτωση της πόλης του Güssing τα οφέλη από την εφαρμογή του παραπάνω συστήματος ήταν πολλαπλά αυξάνοντας την οικονομική και ακαδημαϊκή δραστηριότητα, βελτιώνοντας την ενεργειακή αυτονομία με φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες και επιτυγχάνοντας ανταγωνιστικές και σχετικά σταθερές τιμές πώλησης της θερμικής ενέργειας οι οποίες κυμαίνονταν μεταξύ 50 - 60 €/MWh, δηλαδή τουλάχιστον 25% φτηνότερα από αυτές του πετρελαίου.

1.5.3. Η πόλη του Polderwijk στην Ολλανδία²⁰

Το 2002 ο δήμος του Zeewolde άρχισε να αναπτύσσει μια νέα μεγάλη κατοικημένη περιοχή, το Polderwijk, στην οποία υπάρχουν 3.000 νοικοκυριά, μια εκκλησία, σχολεία και 15.000 m² γραφείων και καταστημάτων. Στη συνέχεια ο δήμος αποφάσισε την κατασκευή ενός περιβαλλοντικά ουδέτερου συστήματος τηλεθέρμανσης. Το σύστημα που τελικά επελέγη αποτελείται από αναερόβια συν-χώνευση και λειτουργία σταθμών συμπαραγωγής ηλεκτρισμού θερμότητας (ΣΗΘ). Η λύση αυτή υλοποιήθηκε από την εταιρεία ενέργειας Essent Local Energy Solutions αξιοποιώντας ένα αγρόκτημα γαλακτοπαραγωγής στην περιοχή με περίπου 140 αγελάδες.

Το 2007 ο ιδιοκτήτης του αγρόκτηματος ξεκίνησε την κατασκευή της μονάδας παραγωγής βιοαερίου (χωνευτές και δύο μονάδες ΣΗΘ, μια στο αγρόκτημα και μια στο Polderwijk). Κατά το ίδιο έτος τα πρώτα 300 νοικοκυριά είχαν ήδη συνδεθεί στο σύστημα. Στα τέλη του 2008, η μονάδα παραγωγής βιοαερίου και ο αγωγός βιοαερίου μεταξύ της μονάδας και της οικιστικής περιοχής τέθηκαν σε λειτουργία. Μέχρι το τέλος του 2010, σχεδόν 1.000 σπίτια είχαν συνδεθεί με το σύστημα τηλεθέρμανσης.



Εικόνα 1.5: Η μονάδα βιοαερίου και ο οικισμός του Polderwijk στην Ολλανδία

Το έργο αποτελείται από:

- Δύο χωνευτές και μια μικρή μονάδα ΣΗΘ 250 kW_{el} στο αγρόκτημα με δυνατότητα διαχείρισης 30.000 m³ κοπριάς και οργανικών υλών ανά έτος.
- Έναν αγωγό βιοαερίου μεταξύ της μονάδας και του οικισμού.
- Μία μεγάλη μονάδα ΣΗΘ βιοαερίου στις παρυφές του νέου οικισμού.
- Δύο βοηθητικούς λέβητες φυσικού αερίου οι οποίοι λειτουργούν ως εφεδρικά συστήματα θέρμανσης αιχμής.
- Ένα δίκτυο τηλεθέρμανσης.

Περίπου το 25% του βιοαερίου που παράγεται χρησιμοποιείται στο εργοστάσιο ΣΗΘ που βρίσκεται στο αγρόκτημα όπου η θερμότητα χρησιμοποιείται για τη θέρμανση του χωνευτή,

²⁰ BiogasHeat. 2012. «Good practice examples for efficient use of heat from biogas plants» <https://goo.gl/1DvX2v>

τη θέρμανση των γεωργικών εκμεταλλεύσεων και των αγροικιών. Η μονάδα τροφοδοτείται με κοπριά (πάνω από 50%) και επιπλέον από άλλα υποστρώματα όπως καλαμπόκι, γρασίδι και υπολείμματα των αποβλήτων από βιομηχανίες τροφίμων. Οι μονάδες ΣΗΘ βρίσκονται στην κυριότητα του κτηνοτρόφου ο οποίος πωλεί την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο.

Η μονάδα ΣΗΘ βιοαερίου έχει εγκατεστημένη ηλεκτρική και θερμική ισχύ 1,06 MWeI και 1,27 MWth αντίστοιχα η οποία παράγει περίπου 7,5 GWh ηλεκτρικής ενέργειας και 7,1 GWh θερμικής ενέργειας ετησίως. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από το βιοαέριο καλύπτει το σύνολο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και περισσότερο από το 75% της καταναλισκόμενης θερμικής ενέργειας. Η τιμή της θερμικής ενέργειας προς τους καταναλωτές είναι συσχετισμένη με την τιμή του φυσικού αερίου.

Τέλος, η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα που επιτυγχάνεται με αυτό το σύστημα είναι 5.100 τόνοι / έτος και οι εκπομπές CO₂ από την κατανάλωση θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας είναι 80% χαμηλότερες σε σχέση με τη χρήση συμβατικών καυσίμων.

1.5.4. Το βιοαέριο στη Δανία²¹

Το δυναμικό βιοαερίου στη Δανία ανέρχεται σε 40 PJ ή 11.388 GWh ενώ η παραγωγή ενέργειας από αυτές τις μονάδες το 2011 άγγιξε το 10% αυτού (4,1 PJ ή 1.138,9 GWh) η οποία προέρχεται κατά, 46% από κεντρικές μονάδες και κατά 27% μονάδες σε αγροκτήματα. Λειτουργούν 22 κεντρικές μονάδες βιοαερίου ισχύος από 1 έως 4,5 MW και 60 μονάδες βιοαερίου σε αγροκτήματα ισχύος από 0,25 έως 1 MW. Οι γεωργικές εγκαταστάσεις βιοαερίου διαχειρίζονται συνολικά 2,5 εκατομμύρια τόνους κοπριάς (5% της συνολικής παραγόμενης κοπριάς) και 0,5 εκατομμύρια τόνους οργανικά απόβλητα.

Το βιοαέριο, καίγεται κυρίως σε μονάδες συμπαραγωγής, ενώ η θερμότητα που παράγεται χρησιμοποιείται για τη θέρμανση των χωνευτών σε υγειονομικές διεργασίες, καθώς και σε δίκτυα τηλεθέρμανσης.

Όλες οι κεντρικές γεωργικές εγκαταστάσεις βιοαερίου ακολουθούν αυτό το μοντέλο. Στις περισσότερες περιπτώσεις, η μονάδα ΣΗΘ αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα της μονάδας βιοαερίου, αλλά σε ορισμένες περιπτώσεις το βιοαέριο μεταφέρεται μέσω χαμηλής πίεσης αγωγών βιοαερίου για λίγα χιλιόμετρα σε μια δορυφορική μονάδα ΣΗΘ, στην οποία εκτός από το βιοαέριο χρησιμοποιούνται άλλα καύσιμα όπως το φυσικό αέριο ή η βιομάζα.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι η κυβέρνηση της Δανίας έχει δεσμευτεί ως το 2030 να έχει επιτύχει κάλυψη του 10% (ή 2.7 TWh) των ενεργειακών αναγκών των δικτύων τηλεθέρμανσης της χώρας από θερμικά ηλιακά συστήματα συνολικής επιφάνειας 8 εκατομμυρίων m² ενώ ο αντίστοιχος στόχος για το 2050 είναι το 40% (ή 7 TWh).

Ανάλογες πολιτικές και στόχους έχουν υιοθετήσει και οι υπόλοιπες Σκανδιναβικές χώρες μετατρέποντας μία ενεργειακή ανάγκη κι ένα περιβαλλοντικό πρόβλημα σε ευκαιρία, αξιοποιώντας της εγχώριες ΑΠΕ για την κάλυψη των ενεργειακών τους αναγκών, και ταυτόχρονα αναπτύσσοντας εξαγωγίμες τεχνολογίες και επιχειρηματικές, ερευνητικές και ακαδημαϊκές δραστηριότητες όπου δημιουργήθηκαν και δημιουργούνται χιλιάδες νέες θέσεις εργασίας. Αντιθέτως στην Ελλάδα, δυστυχώς η συμμετοχή των θερμικών ηλιακών ή άλλων τεχνολογιών ΑΠΕ στα δίκτυα Τ/Θ είναι μηδενική.

²¹ BiogasHeat. 2013. «Good practice examples on heat use of biogas plants in Denmark», European Workshop on Heat Use from Biogas Plants – Vienna, Austria, June 12, 2013, <http://goo.gl/2YZvnA>

2. Εναλλακτικές λύσεις για την τηλεθέρμανση της πόλης της Πτολεμαΐδας

Η παρούσα μελέτη αφορά στην επιλογή τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) για την 100% κάλυψη του ετήσιου φορτίου θέρμανσης ενός δικτύου τηλεθέρμανσης (Τ/Θ). Επιλέχθηκε ενδεικτικά η πόλη της Πτολεμαΐδας αν και παρόμοιες λύσεις μπορούν να εξεταστούν και στην περίπτωση άλλων πόλεων της Δ. Μακεδονίας.

Απαραίτητες προϋποθέσεις για την επίτευξη του παραπάνω στόχου είναι η ωριμότητα των τεχνολογιών ΑΠΕ που θα χρησιμοποιηθούν, η ύπαρξη επαρκούς δυναμικού ΑΠΕ στην περιοχή για την κάλυψη των μεταβλητών φορτίων θέρμανσης και η διαθεσιμότητα των απαιτούμενων εκτάσεων γης για την υλοποίηση των αντίστοιχων επενδύσεων. Οι προτεινόμενες λύσεις πρέπει να είναι οικονομικά ανταγωνιστικές με την υφιστάμενη κατάσταση και να μπορούν να καλύψουν τις ανάγκες τηλεθέρμανσης σε βάθος χρόνου. Επίσης, έμφαση δίνεται στην εφαρμογή τεχνολογιών ΣΗΘ λόγω του καλύτερου ενεργειακού και περιβαλλοντικού αποτελέσματος έναντι των τεχνολογιών παραγωγής θερμότητας όπως των συστημάτων λεβήτων-καυστήρων.

Λαμβάνοντας υπόψη τις παραπάνω προϋποθέσεις έγινε μια προεπιλογή τεσσάρων διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ προς εξέταση: α) Συμπαγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας από βιοαέριο, β) Θερμικά ηλιακά με διεποχική αποθήκευση θερμότητας και αντλίες θερμότητας, γ) Παραγωγή θερμότητας από λέβητες βιομάζας και δ) Συμπαγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας με την τεχνολογία Organic Rankin Cycle (ORC) με καύσιμο τη βιομάζα. Στη συνέχεια αναλύθηκαν συγκριτικά έξι διαφορετικά σενάρια που συνδυάζουν τις παραπάνω τεχνολογίες ΑΠΕ.

Για την πραγματοποίηση των υπολογισμών έγιναν οι ακόλουθες παραδοχές:

1. Για την εκτίμηση του φορτίου θέρμανσης το οποίο πρέπει να υποκατασταθεί από άλλες πηγές ενέργειας στην είσοδο του σταθμού Τ/Θ της Πτολεμαΐδας, θεωρήθηκε ότι οι μισές απώλειες θερμότητας αφορούν το τμήμα του αγωγού από το συλλέκτη της ΔΕΗ στο συλλέκτη του σταθμού Τ/Θ. Επομένως, λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα των τελευταίων ετών (βλ. ενότητα 1.3), θεωρήθηκε ότι η θερμότητα που απαιτείται στην είσοδο του σταθμού είναι 210 MWh/έτος.
2. Το θερμικό φορτίο θεωρήθηκε ότι σήμερα καλύπτεται κατά 95% από τον ΑΗΣ Καρδιάς της ΔΕΗ και κατά 5% από πετρέλαιο θέρμανσης. Η αναλογία αυτή δεν είναι ποτέ σταθερή και εξαρτάται από μία σειρά παραμέτρων όπως εξωτερικές θερμοκρασίες, διαθεσιμότητα θερμότητας από τη ΔΕΗ κλπ. Λαμβάνοντας υπόψη αυτή την αναλογία (95%-5%), την τιμή προμήθειας της θερμικής ενέργειας από τη ΔΕΗ θεωρώντας μηδενική αναπροσαρμογή από το 2012 (9,87 €/MWh)⁹, και το μέσο κόστος πετρελαίου θέρμανσης που για την περίοδο θέρμανσης 2014-2015 κυμάνθηκε κατά μέσο όρο στα 85 €/MWh πλέον ΦΠΑ²², εκτιμάται ότι σημερινή τιμή προμήθειας της θερμικής ενέργειας για τη Δ.Ε.ΤΗ.Π. ανέρχεται σε τουλάχιστον 13,63 €/MWh. Η τιμή αυτή θα αποτελέσει τη βάση σύγκρισης για τις προτεινόμενες λύσεις.
3. Οι απαιτήσεις για θέρμανση διαρκούν 8 μήνες το χρόνο (Οκτώβριος - Μάιος)
4. Η διαστασιολόγηση των εγκαταστάσεων βασίζεται στη διαθεσιμότητα επαρκούς ισχύος και στην αποθήκευση θερμικής ενέργειας για τη μείωση του εγκατεστημένου εξοπλισμού και του αρχικού κόστους παγίου εξοπλισμού, ενώ οι προτεινόμενες λύσεις βασίζονται στην αξιοποίηση των υφιστάμενων εγκαταστάσεων του δικτύου Τ/Θ, όπως οι δεξαμενές αποθήκευσης θερμού νερού.

²² ΔΕΤΗΠ. «Η τρέχουσα έκπτωση της τηλεθέρμανσης στον καταναλωτή υπερβαίνει το 66% του αντίστοιχου κόστους πετρελαίου» <http://goo.gl/QLIWrs>

Οι σημαντικότερες αριθμητικές παραδοχές βάσει των οποίων έγιναν οι αντίστοιχες οικονομικές αναλύσεις είναι:

1. Ο ετήσιος συντελεστής φορολόγησης λαμβάνεται ίσος με 26%
2. Το επιτόκιο δανεισμού θεωρείται ότι κυμαίνεται μεταξύ 5% και 8%
3. Το κόστος ευκαιρίας (discount rate) λαμβάνεται είτε 3% είτε 6%
4. Η διάρκεια ζωής των προτεινόμενων επενδύσεων λαμβάνεται ίση με 20 έτη
5. Η λογιστική απόσβεση είναι σταθερή σε βάθος 10ετίας
6. Οι υπολογισμοί δεν συμπεριλαμβάνουν ΦΠΑ

Σημειώνεται ότι πολύ σημαντική μείωση των αναγκών τηλεθέρμανσης της πόλης της Πτολεμαΐδας μπορεί να επιτευχθεί με έργα εξοικονόμησης ενέργειας, καθώς σύμφωνα με τα στοιχεία της βάσης buildingcert του ΥΠΕΝ (<https://www.buildingcert.gr/>), το 86% των μονοκατοικιών και το 84% των πολυκατοικιών είναι ενεργειακής κατηγορίας Δ ή χειρότερη. Στα πλαίσια της παρούσας μελέτης δεν είναι εφικτό να προσδιοριστούν με ακρίβεια οι απαραίτητες παρεμβάσεις ενεργειακής αναβάθμισης των επί μέρους κατοικιών αλλά οι σημαντικότερες που πρέπει να εξεταστούν είναι οι εξής:

- Θερμομόνωση του κελύφους
- Αντικατάσταση συστημάτων υαλοστασίων (θερμοδιακοπτόμενα αλουμίνια με διπλά τζάμια)
- Θερμοστατικές κεφαλές στα σώματα καλοριφέρ
- Εγκατάσταση θερμικών ηλιακών για παραγωγή ζεστού νερού χρήσης
- Αναβάθμιση αυτοματισμών
- Εφαρμογή και αξιοποίηση έξυπνων δικτύων και έξυπνων μετρητών
- Ενημέρωση πολιτών για βέλτιστη ενεργειακή συμπεριφορά

Με βάση δημοσιευμένα αποτελέσματα του προγράμματος “Εξοικονόμηση κατ’ Οίκον”²³, η μέση εξοικονόμηση ενέργειας που επιτεύχθηκε ως το 2013 ήταν 40% (με μέσο κόστος 9.300€ συμπεριλαμβανομένου του ΦΠΑ), ενώ οι περισσότερες παρεμβάσεις αφορούσαν στην αντικατάσταση κουφωμάτων, εγκατάσταση ηλιακού θερμοσίφωνα και στη θερμομόνωση του κελύφους (κυρίως δώματα). Επίσης εκτιμάται ότι με τις δράσεις ενημέρωσης για την βέλτιστη ενεργειακή συμπεριφορά, την εφαρμογή των έξυπνων μετρητών και την πληροφόρηση από τους παρόχους ενέργειας είναι εφικτή η περιστολή της ενεργειακής κατανάλωσης μέχρι και 20%.

Με την εφαρμογή μέτρων, όπως αυτά που αναφέρθηκαν παραπάνω, το φορτίο τηλεθέρμανσης της πόλης αντί για να αυξηθεί με την σύνδεση νέων καταναλωτών μπορεί τα επόμενα χρόνια να παραμείνει σχετικά σταθερό ή και να μειωθεί σε σχέση με την σημερινή κατάσταση καθώς θα μειωθεί η κατανάλωση θερμικής ενέργειας τόσο για θέρμανση των χώρων όσο και την παραγωγή ζεστού νερού χρήσης. Επίσης, όποια νέα κτίρια συνδεθούν στο δίκτυο τηλεθέρμανσης θα πρέπει να πληρούν τις ελάχιστες προδιαγραφές ενεργειακής απόδοσης που προβλέπονται από την εφαρμογή του ΚΕΝΑΚ (Κανονισμός Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων). Ειδικότερα, τα κτίρια τα οποία θα κατασκευαστούν μετά το 2020 θα πρέπει να είναι σχεδόν μηδενικής ενεργειακής κατανάλωσης (Nearly Zero Energy Buildings).

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα βασικότερα τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά των τεσσάρων τεχνολογιών ΑΠΕ που εξετάστηκαν και ακολούθως περιγράφονται τα έξι συνδυαστικά σενάρια που αναλύθηκαν.

²³ ΥΠΕΚΑ 07.10.2013 «Νέες Υπαγωγές Δικαιούχων στο Πρόγραμμα "Εξοικονόμηση κατ' Οίκον"», <http://goo.gl/G9JitF>

2.1. Βιοαέριο

Προκειμένου να γίνει μια προκαταρκτική εκτίμηση των δυνατοτήτων αξιοποίησης βιοαερίου για συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού στην περιοχή διερευνήθηκαν δύο βασικές πηγές παραγωγής βιοαερίου: α) τα λύματα του βιολογικού καθαρισμού και β) τα κτηνοτροφικά απόβλητα. Δεν εξετάστηκαν άλλες πηγές όπως τα οργανικά αστικά απόβλητα ή τα απόβλητα των τυροκομείων που μπορούν να συμβάλλουν περαιτέρω σε ένα τέτοιο εγχείρημα.

2.1.1. Αξιοποίηση λυμάτων βιολογικού καθαρισμού

Η υφιστάμενη εγκατάσταση βιολογικού καθαρισμού της πόλης διαχειρίζεται 5.000 m³ αστικά λύματα ημερησίως, ενώ η δυναμικότητα αυτή αναμένεται να ανέρθει σε 9.500 m³ αστικά λύματα ημερησίως σύμφωνα με το σχέδιο επέκτασης της εγκατάστασης²⁴. Καθώς το στερεό υπόλειμμα είναι κατά μέσο όρο 24% κ.ο.²⁵ θα ανέρχεται σε 1.200 kg/ημέρα, ενώ μετά την επέκταση της εγκατάστασης αναμένεται να φτάσει τα 2.280 kg/ημέρα ή περίπου 360 Nm³ βιοαερίου/ημέρα (1 m³ βιοαερίου αντιστοιχεί σε περίπου 6,33 kg στερεού υπολείμματος⁴⁹).

Καθώς η κατώτερη θερμογόνο δύναμη του βιοαερίου είναι 6,48 KWh/Nm³ (χαμηλότερη από το φυσικό αέριο, 10 KWh/Nm³, και υψηλότερη από το βιοαέριο που παράγεται από χώρους υγειονομικής ταφής, 5,25 KWh/Nm³)⁴⁹, το ενεργειακό δυναμικό του βιολογικού καθαρισμού ανέρχεται σε περίπου 850 MWh/έτος.

2.1.2. Κτηνοτροφικά απόβλητα

Τα κτηνοτροφικά απόβλητα, εφόσον παραμένουν αδιάθετα, αποτελούν πηγή ρύπανσης τόσο της ατμόσφαιρας λόγω των εκλυόμενων ποσοτήτων μεθανίου που περιέχουν, όσο και των υπόγειων και επιφανειακών υδάτων (νιτρορύπανση). Η επεξεργασία και διάθεση των κτηνοτροφικών αποβλήτων, στερεών και υγρών, οφείλει να γίνεται βάσει της σχετικής εθνικής²⁶ και ευρωπαϊκής νομοθεσίας ώστε να διασφαλίζεται επαρκώς η προστασία του περιβάλλοντος. Η διαχείριση αυτή αποτελεί μία επιπλέον πηγή κόστους για τους κτηνοτρόφους.

Εναλλακτικά, τα εν λόγω απόβλητα θα μπορούσαν να συλλέγονται και να διαχειρίζονται κεντρικά με σκοπό την παραγωγή βιοαερίου. Με αυτό τον τρόπο τηρούνται οι περιβαλλοντικοί όροι λειτουργίας των κτηνοτροφικών μονάδων χωρίς να επιβαρύνονται με το επιπλέον κόστος διαχείρισης των αποβλήτων.

Στις περισσότερες πάντως περιπτώσεις, τα χρησιμοποιούμενα υλικά είναι είτε απόβλητα είτε υπολείμματα, οπότε η μονάδα αναερόβιας χώνευσης μπορεί να τα λάβει δωρεάν ή ενδεχομένως να χρεώσει κάποιο κόστος διαχείρισης. Το κόστος αυτό σχετίζεται με την απόδοση σε αέριο του υλικού και μπορεί να κυμαίνεται από 10 έως 200 €/tn ανάλογα με το υλικό που εισάγεται στη μονάδα²⁷. Δυστυχώς θα μπορούσε να παρέχεται ένα μικρό οικονομικό αντίτιμο/κίνητρο, το ύψος του οποίου θα πρέπει να καθοριστεί με βάση την οικονομική βιωσιμότητα των όποιων επενδύσεων. Ο προσδιορισμός αυτού του αντίτιμου δεν

²⁴ Πληροφόρηση από τον υπεύθυνο του βιολογικού καθαρισμού της Πτολεμαΐδας.

²⁵ Καμπουρίδης, Λ., ΕΥΑΘ Α.Ε., Δ/νση Ποιοτικού και Περιβαλλοντικού Ελέγχου, Heleco '05, ΤΕΕ, Φεβρουάριος 2005. «Συμπαραγωγή Θερμικής-Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Εγκατάσταση Επεξεργασίας Λυμάτων Θεσσαλονίκης». <http://goo.gl/brrTDP>

²⁶ Βλ. ενδεικτικά ΚΥΑ 46296/14.08.2013 (ΦΕΚ 2002/Β/2013), Ν. 4014/2011 (ΦΕΚ 209/Α/2011), Ν. 4056/2012 (ΦΕΚ 52/Α/2012), Κ.Υ.Α. Υ1β/2000/95 (ΦΕΚ 343Β/4.5.95), Κοινοτικό Κανονισμό 1069/2009/ΕΚ της 21.10.09

²⁷ Bisyplan. «Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων» <http://goo.gl/6vojrI>

αποτελεί αντικείμενο της παρούσας μελέτης. Οι κτηνοτροφικές μονάδες και οι αντίστοιχοι αριθμοί ζώων στην ευρύτερη περιοχή του Νομού Κοζάνης²⁸ καθώς και το περιεχόμενο βιοαερίου ανά ζώο και ανά ημέρα δίνονται στον πίνακα 2.1.²⁹

Πίνακας 2.1: Δυναμικό παραγωγής βιοαερίου από κτηνοτροφικά απόβλητα στον Ν. Κοζάνης

	Αγελάδες	Χοίροι	Πρόβατα αγροειδή	και	Πουλερικά
Ποσότητα κοπριάς (m³/day/ζώο)	0,0681	0,0045	0,0177		0,027
Βιοαέριο (m³/ημέρα/ζώο)	1,2735	0,54	0,24		0,012
Αριθμός κτηνοτροφικών μονάδων στο Ν. Κοζάνης	361	773	2.225		4.486
Αριθμός ζώων στο Ν. Κοζάνης	15.271	11.193	266.317		165.223
Δυναμικό παραγωγής ενέργειας* (GWh/έτος)	42,6	13,2	140,0		4,3
Συνολικό Δυναμικό παραγωγής ενέργειας* (GWh/έτος)					200,1

* Το ενεργειακό περιεχόμενο του βιοαερίου³⁰ είναι περίπου 6kWh/m³.

Για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης λαμβάνεται υπόψη μόνο ένα ποσοστό του παραπάνω δυναμικού και όχι το σύνολο. Οι βασικότεροι λόγοι είναι ότι ο χρόνος σταβλισμού των ζώων είναι περίπου ο μισός -σε σχέση με τη σχετική βιβλιογραφική αναφορά - και η ακτίνα μεταφοράς της κοπριάς δεν πρέπει να υπερβαίνει τα 10 με 15 χιλιόμετρα³¹ – σε αντίθετη περίπτωση, το κόστος μεταφοράς καθώς και το περιβαλλοντικό αποτύπωμα αυξάνουν σημαντικά.). Επίσης, θα πρέπει να ληφθεί υπόψη το γεγονός ότι δεν θα είναι διαθέσιμες όλες οι ποσότητες γιατί πιθανώς να υπάρχουν και άλλες ανταγωνιστικές χρήσεις όπως αξιοποίηση από τις ίδιες τις κτηνοτροφικές μονάδες. Λαμβάνοντας υπόψη αυτές τις τρεις παραμέτρους, θα πρέπει να θεωρηθεί ότι μόνο το 5- 10% του δυναμικού αυτού (10-20 GWh/έτος) είναι αξιοποιήσιμο. Συμπεριλαμβάνοντας και το βιοαέριο από τον βιολογικό καθαρισμό, το συνολικό διαθέσιμο δυναμικό το οποίο θα χρησιμοποιηθεί στις αναλύσεις που θα ακολουθήσουν είναι 20,85 GWh/έτος.

Προφανώς το δυναμικό αυτό δεν είναι σε θέση να καλύψει τα φορτία θέρμανσης της Πτολεμαΐδας. Παρόλα αυτά θα συμπεριληφθεί στους υπολογισμούς κυρίως λόγω των ελκυστικών οικονομικών χαρακτηριστικών μιας μονάδας Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού Θερμότητας (ΣΗΘ) βιοαερίου, γεγονός που μπορεί να αξιοποιηθεί για την αντιστάθμιση του κόστους επέκτασης ή εγκατάστασης του βιολογικού καθαρισμού.

2.1.3. Συμπαγωγή Θερμικής και Ηλεκτρικής Ενέργειας από Βιοαέριο

Με βάση τη διεθνή βιβλιογραφία η ενδεδειγμένη μέθοδος αξιοποίησης του ενεργειακού δυναμικού από τα υπολείμματα κτηνοτροφικών μονάδων και του βιολογικού καθαρισμού είναι μέσω της Αναερόβιας Χώνευσης (ΑΧ) και καύσης του παραγόμενου βιοαερίου σε μονάδα ΣΗΘ. Με αυτή τη μέθοδο, πέρα από την αξιοποίηση του βιοαερίου για παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, παράγονται και υψηλής ποιότητας οργανικά λιπάσματα.

Η ΑΧ είναι μια βιοχημική διεργασία κατά τη διάρκεια της οποίας σύνθετα οργανικά στοιχεία αποσυντίθεται απουσία οξυγόνου από διάφορους τύπους αναερόβιων μικροοργανισμών. Τα προϊόντα της ΑΧ είναι το βιοαέριο και το χωνεμένο υπόλειμμα για την παραγωγή των οποίων μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένα ευρύ φάσμα τύπων βιομάζας ως πρώτη ύλη:

²⁸ Εθνική Στατιστική Υπηρεσία. <http://goo.gl/JYwIwS>

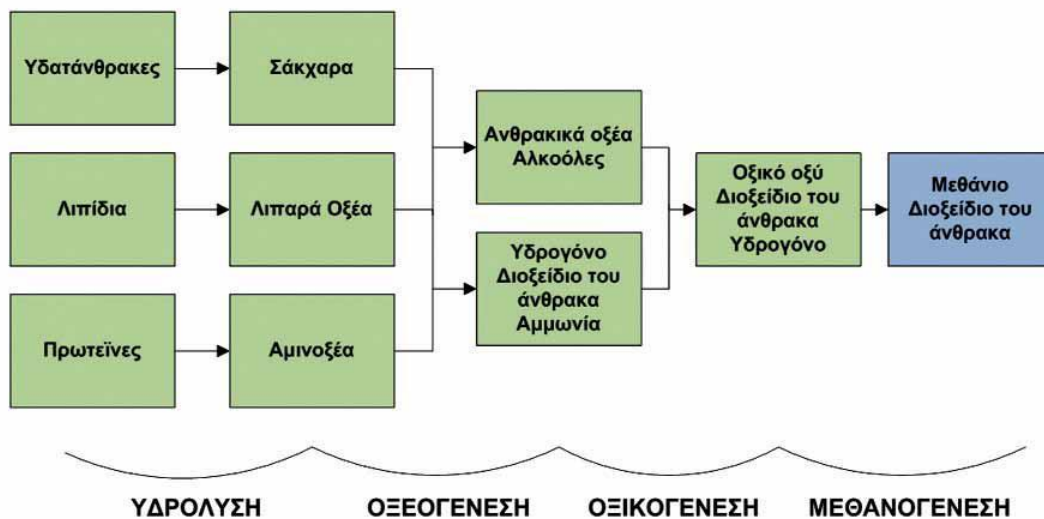
²⁹ ASABE Standard D384.2. 2005. «Manure production characteristics; NCSU EBAE 071-80» <http://goo.gl/TcOmW3>

³⁰ Bond, T. and Templeton, M.R. 2011. «History and future of domestic biogas plants in the developing world», Energy for Sustainable Development, Vol: 15, Pages: 347-354. <http://goo.gl/PoCEfK>

³¹ Η ακτίνα αυτή καλύπτει το 10% με 20% περίπου της συνολικής επιφάνειας του νομού Κοζάνης η οποία είναι 3516 τετραγωνικά χιλιόμετρα

- Στερεή και υδαρής κοπριά
- Γεωργικά υπολείμματα και υποπροϊόντα
- Οργανικά απόβλητα που μπορούν να υποστούν χώνευση από τρόφιμα και αγροτοβιομηχανίες (φυτικής και ζωικής προέλευσης)
- Το οργανικό κλάσμα των αστικών αποβλήτων και των υπολειμμάτων εστίασης (φυτικής και ζωικής προέλευσης)
- Λυματολάσπη
- Ενεργειακές καλλιέργειες (π.χ. αραβόσιτος, μίσχανθος, σόργος, τριφύλλι).

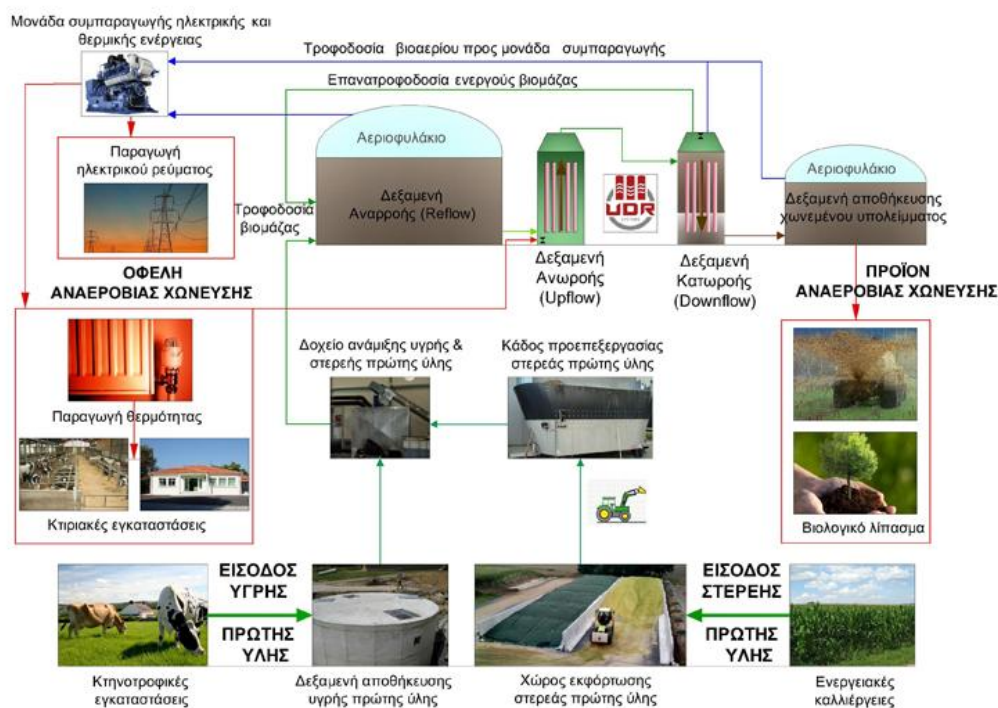
Ένα απλουστευμένο διάγραμμα της διεργασίας της ΑΧ παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.1, όπου διακρίνονται τα τέσσερα κύρια στάδια της διεργασίας: η υδρόλυση, η οξεογένεση, η οξικογένεση, και η μεθανογένεση³², ενώ στο Σχήμα 2.2 παρουσιάζεται μία τυπική μονάδα παραγωγής και αξιοποίησης βιοαερίου με τη μέθοδο της αναερόβιας χώνευσης³³.



Σχήμα 2.1: Τα κύρια βήματα της διεργασίας της Αναερόβιας Χώνευσης³²

³² ΚΑΠΕ. 2009. «Εγχειρίδιο Βιοαερίου, BiG>East» <http://goo.gl/KZrQox>

³³ AEGIS Energy EPC Renewables: Μεγάλες Μονάδες <http://goo.gl/aLKrot>



ΣΧΗΜΑΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΜΟΝΑΔΑΣ ΒΙΟΑΕΡΙΟΥ - ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ UDR - Η ΠΛΗΡΗΣ ΑΝΑΚΥΚΛΩΣΗ

Σχήμα 2.2: Σχηματική Περιγραφή Μονάδας Βιοαερίου²⁹

Στην Ελλάδα, παρά το αξιολογικό δυναμικό αδιάθετων οργανικών αποβλήτων, το βιοαέριο ως ΑΠΕ έχει αξιοποιηθεί ελάχιστα. Οι εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής βιοαερίου είναι συνολικής ισχύος 44,13 MW_{el} και αφορούν κυρίως σε χώρους υγειονομικής ταφής στερεών αποβλήτων και σε δημοτικές εγκαταστάσεις επεξεργασίας λυμάτων (4 μικρές αγροτικές μονάδες συνολικής ισχύος 1,73 MW_{el} και 2 βιομηχανικές μονάδες συνολικής ισχύος 1,18 MW_{el}). Σύμφωνα όμως με εκτιμήσεις του ΚΑΠΕ³², υπολογίζεται ότι η αναερόβια χώνευση μόνον ζωικών αποβλήτων και αποβλήτων σφαγείων και γαλακτοβιομηχανιών θα μπορούσε να τροφοδοτήσει μονάδες συμπαραγωγής συνολικής ισχύος 350 MW με μέση ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 1,12 TWh_{el}. Πέραν των οικονομικών, πολύ σημαντικά είναι και τα περιβαλλοντικά οφέλη από την αξιοποίηση των οργανικών αποβλήτων για την παραγωγή βιοαερίου. Με βάση τα στοιχεία του ΚΑΠΕ η εκμετάλλευση όλου αυτού του δυναμικού μπορεί να μειώσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μέχρι και 3,7 εκ. τόνους CO₂ ετησίως, ποσότητα που αντιστοιχεί σε εκπομπές 1,2 εκ. τόνων πετρελαίου.

2.1.4. Τεχνοοικονομικές παράμετροι

Για να εκτιμηθεί η ισχύς της μονάδας συμπαραγωγής που θα αξιοποιήσει το διαθέσιμο δυναμικό βιοαερίου των 20,85 GWh/έτος θεωρείται συνολικός βαθμός απόδοσης της ίσως με 85%.³⁴ Η μονάδα ΣΗΘ θα μπορούσε να λειτουργεί μόνο κατά τη διάρκεια της χειμερινής περιόδου αλλά αυτό θα σήμαινε ότι θα έπρεπε να εγκατασταθεί μία μονάδα μεγαλύτερης ισχύος για την αξιοποίηση της ίδιας ποσότητας καυσίμου με συνέπεια υψηλότερο κόστος επένδυσης. Για το λόγο αυτό θεωρήθηκε ότι η μονάδα θα λειτουργεί σε πλήρες φορτίο σχεδόν καθ' όλη τη διάρκεια του έτους (7.920 ώρες λειτουργίας/έτος για 22 ώρες λειτουργίας/μέρα, 30 μέρες/μήνα και 12 μήνες/έτος). Η καταλληλότερη τεχνολογία ΣΗΘ για την αξιοποίηση του βιοαερίου για την εκτιμώμενη τάξη ισχύος είναι οι μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ). Για τη συγκεκριμένη τεχνολογία με βάση τη βιβλιογραφία και τα

³⁴ OECD/IEA. 2007. «IEA Energy Technology Essentials. Biomass for Power Generation and CHP» <https://goo.gl/O46muk>

τεχνικά χαρακτηριστικά διαφόρων κατασκευαστών η σχέση ηλεκτρικής προς θερμική ισχύ είναι 1 προς 1,2³⁵.

Με βάση όλα τα παραπάνω, για την αξιοποίηση των 20,85GWh/έτος βιοαερίου από τον βιολογικό καθαρισμό και τα κτηνοτροφικά απόβλητα, η μονάδα ΣΗΘ θα πρέπει να έχει ηλεκτρική και θερμική ισχύ 1,02 MW και 1,22 MW αντίστοιχα. Η παραγόμενη ηλεκτρική και θερμική ενέργεια θα είναι 8,06 GWh και 9,66 GWh/έτος αντίστοιχα. Από την παραγόμενη θερμική ενέργεια θεωρείται ότι το 30% αποτελεί ιδιοκατανάλωση. Οι παραδοχές καθώς και τα βασικά χαρακτηριστικά λειτουργίας της μονάδας ΣΗΘ που παρουσιάστηκαν σε αυτή την ενότητα συνοψίζονται στον πίνακα 2.2:

Πίνακας 2.2: Χαρακτηριστικά λειτουργίας της μονάδας ΣΗΘ βιοαερίου

Καύσιμο	Βιοαέριο από βιολογικό καθαρισμό και κτηνοτροφία
Ποσότητα καυσίμου ανά έτος	3.445.300 m ³
Αξιοποιούμενη πρωτογενής ενέργεια βιοαερίου	20,85 GWh
Βαθμός Απόδοσης	85%
Ώρες λειτουργίας ανά έτος	7920
Λόγος Θερμικής προς Ηλεκτρική Ισχύ	1,2:1
Παραγόμενη θερμική ενέργεια	9,66 GWh
Πωλούμενη θερμική ενέργεια	6,76 GWh
Πωλούμενη ηλεκτρική ενέργεια	8,06 GWh
Θερμική ισχύς	1,22 MW
Ηλεκτρική ισχύς	1,02 MW
Παραγόμενη κοπριά ανά έτος ³⁶	6.000 τόνοι

Το εκτιμώμενο ύψος επένδυσης για την μονάδα συλλογής και εκμετάλλευσης του παραγόμενου βιοαερίου από τα στερεά οργανικά απόβλητα των εκτρεφόμενων ζώων είναι της τάξεως των €4 εκατομμυρίων³⁷. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η τιμή πώλησης του παραγόμενου ηλεκτρισμού από μονάδες βιοαερίου ισχύος μικρότερης των 3 MW είναι 230 €/MWh, με χρήση βιοαερίου από κτηνοτροφικά απόβλητα, και 131 €/MWh στην περίπτωση του βιοαερίου από βιολογικό καθαρισμό, τα ετήσια έσοδα ανέρχονται σε €1.828.473. Επίσης, με βάση τις εκτιμώμενες παραγόμενες ποσότητες κόμποστ (λιπάσματος) και για τιμή πώλησης 50 €/τόνο³⁸, τα αντίστοιχα ετήσια έσοδα ανέρχονται σε €300.000.

Τα λειτουργικά έξοδα της μονάδας αφορούν στο κόστος αποκομιδής της κοπριάς, στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης των εγκαταστάσεων και στο εργατικό κόστος. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία υπάρχουν διαφορετικές εκτιμήσεις για το λειτουργικό κόστος των μονάδων βιοαερίου μεταξύ 10% και 42%. Για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης το κόστος αυτό λαμβάνεται ως 30% επί της πάγιας επένδυσης. Επομένως το ετήσιο κόστος αποκομιδής, λειτουργίας/συντήρησης και εργατικών εκτιμάται σε €1.200.000. Στον πίνακα 2.3 συνοψίζονται τα βασικά οικονομικά δεδομένα της επένδυσης:

Πίνακας 2.3: Οικονομικά δεδομένα μονάδας ΣΗΘ βιοαερίου

Παράμετρος	Τιμή
Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας βιοαερίου από κτηνοτροφικά απόβλητα	230 €/MWh

³⁵ Τεχνική Οδηγία Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδας, Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-5/2012. 2012. «Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης: Εγκαταστάσεις σε Κτήρια» <http://goo.gl/BJLRto>

³⁶ Vavouraki, Aikaterini. LIFE08 ENV/GR/000578, INTEGRASTE «Development of integrated agroindustrial waste management politics maximizing materials recovery and energy exploitation» <http://goo.gl/TxSrDM>

³⁷ Agroenergy. «Ανάπτυξη εργοστασίων παραγωγής βιοαερίου» <http://goo.gl/YsEBHG>

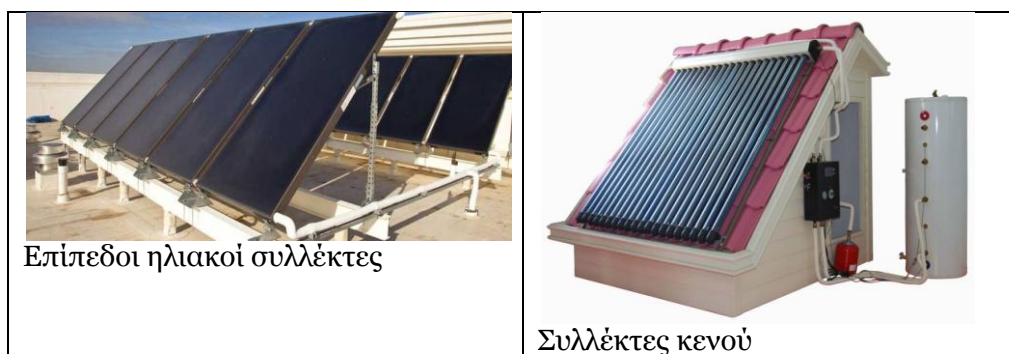
³⁸ Ντούλιας Δ. 2012. «Διερεύνηση της οικονομικής βιωσιμότητας μικτής μονάδας επεξεργασίας οργανικών αποβλήτων στην περιοχή της Μικρής Λάκκας Σουλίου», <https://goo.gl/yepYoR>

Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας βιοαερίου από βιολογικό καθαρισμό	131 €/MWh
Τιμή πώλησης οργανικού κομπόστ	50 €/τόνο
Κόστος εγκατάστασης (1,02 MW _{el} , 1,22 MW _{th})	4.000.000 €
Έσοδα από την πώληση του ηλεκτρισμού	1.828.473 €
Έσοδα από την πώληση κόμποστ	300.000 €
Ετήσιο Λειτουργικό κόστος	1.200.000 €

2.2. Θερμικά Ηλιακά με Διεποχική Αποθήκευση Θερμότητας και Αντλίες Θερμότητας.

Τα θερμικά ηλιακά συστήματα (ΘΗΣ) μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε θερμότητα. Ένα θερμικό ηλιακό σύστημα, συλλέγει, αποθηκεύει και διανέμει την ηλιακή ενέργεια χρησιμοποιώντας κάποιο ρευστό μέσο μεταφοράς της θερμότητας, συνήθως νερό, το οποίο μπορεί να θερμανθεί σε θερμοκρασίες 60°C- 110°C. Για το λόγο αυτό τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα είναι κατάλληλα για όλες τις εφαρμογές που απαιτούν θερμότητα όπως θέρμανση ή ψύξη χώρων και παραγωγή ζεστού νερού χρήσης (δίκτυα τηλεθέρμανσης και τηλεψύξης), για βιομηχανικές διεργασίες, ακόμα και ηλεκτροπαραγωγή.

Η πιο διαδεδομένη χρήση των θερμικών ηλιακών συστημάτων είναι για την παραγωγή ζεστού νερού χρήσης. Τα τελευταία 15 χρόνια τα θερμικά ηλιακά συστήματα βρίσκουν επίσης εκτεταμένη εφαρμογή σε δίκτυα τηλεθέρμανσης και τηλεψύξης καθώς και σε διάφορες βιομηχανικές διεργασίες όπως η ξήρανση ή σε σφαγεία. Κατηγοριοποιούνται ανάλογα με την τεχνολογία, όπως επίπεδοι ηλιακοί συλλέκτες (απλοί ή επιλεκτικοί), συλλέκτες κενού (βλ. Σχήμα 2.3), ή ανάλογα με τον τρόπο κυκλοφορίας του νερού, δηλαδή με φυσική ή εξαναγκασμένη κυκλοφορία, ενώ διακρίνονται, επίσης, σε αυτόνομα και σε κεντρικά συστήματα.



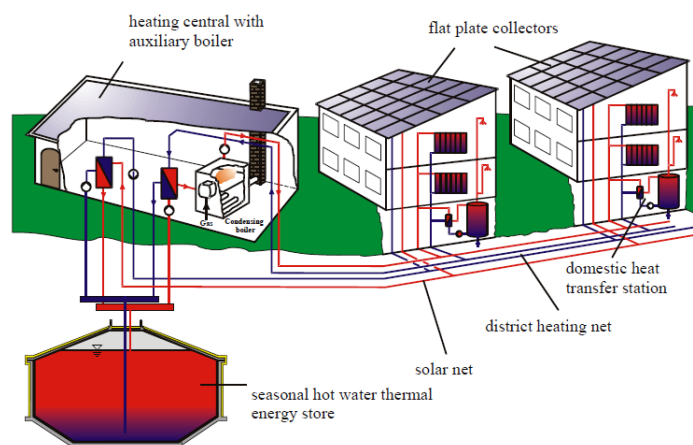
Σχήμα 2.3: Οι δύο βασικές τεχνολογίες ΘΗΣ, δηλαδή οι επίπεδοι ηλιακοί συλλέκτες και οι συλλέκτες κενού.

Σε πολλές περιπτώσεις η παραγωγή θερμότητας από τα θερμικά ηλιακά συστήματα δεν ταυτίζεται με τη ζήτηση. Για τον λόγο αυτό είναι αναγκαία η αποθήκευση της παραγόμενης θερμικής ενέργειας σε κατάλληλες θερμομονωμένες δεξαμενές, οι οποίες διαστασιοποιούνται ανάλογα με τις ανάγκες αποθήκευσης είτε για μικρά (λίγων ημερών), είτε για πολύ μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα. Η τελευταία κατηγορία ονομάζεται διεποχική αποθήκευση.

Η τεχνολογία της διεποχικής αποθήκευσης θερμότητας μεγάλης κλίμακας έχει αρχίσει να διερευνάται στην Ευρώπη από τα μέσα της δεκαετίας του 1970. Από τότε έχουν υλοποιηθεί δεκάδες εφαρμογές, κυρίως στη Σουηδία, τη Δανία, την Ελβετία και τη Γερμανία. Στην Ελλάδα έχουν υλοποιηθεί δύο επιδεικτικά έργα διεποχικής αποθήκευσης θερμότητας μέσης

κλίμακας με χρήση θερμικών ηλιακών συστημάτων. Η πρώτη εφαρμογή βρίσκεται στο Ηλιακό Χωριό στη Λυκόβρυση και η δεύτερη στις εγκαταστάσεις του ΚΑΠΕ στο Πικέρμι.

Η λογική της διεποχικής αποθήκευσης είναι απλή: τα πάσης φύσεως ενεργητικά ηλιακά συστήματα, μεταξύ αυτών και τα θερμικά ηλιακά, παράγουν το μεγαλύτερο ποσοστό ωφέλιμης ενέργειας, θερμικής εν προκειμένω, κατά τη διάρκεια της θερινής περιόδου. Σε ένα δίκτυο τηλεθέρμανσης απαιτείται θερμική ενέργεια για τη θέρμανση χώρων κατά τη χειμερινή περίοδο. Επομένως, για την αξιοποίηση της θερμικής ενέργειας που παράγεται από τα θερμικά ηλιακά το καλοκαίρι αυτή η ενέργεια θα πρέπει να αποθηκεύεται και να τροφοδοτεί το δίκτυο Τ/Θ το χειμώνα. Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζεται μία τυπική εφαρμογή διεποχικής αποθήκευσης με θερμικά ηλιακά τα οποία τροφοδοτούν δίκτυο Τ/Θ. Η τυπική αυτή εγκατάσταση περιλαμβάνει τον κεντρικό σταθμό συλλογής, παραγωγής και διαχείρισης της ενέργειας, την διεποχική δεξαμενή αποθήκευσης, το δίκτυο Τ/Θ, τα κτίρια τα οποία είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο Τ/Θ και τους ηλιακούς συλλέκτες οι οποίοι είναι τοποθετημένοι στις οροφές των κτιρίων.



Σχήμα 2.4: Τροφοδοσία θερμικής ενέργειας σε δίκτυο Τ/Θ από θερμικά ηλιακά μέσω διεποχικής αποθήκευσης³⁹

2.2.1 . Τεχνικοοικονομικές παράμετροι

Λαμβάνοντας υπόψη θέματα χωροθέτησης και διαθέσιμων εκτάσεων για την υποστήριξη της τηλεθέρμανσης της πόλης της Πτολεμαΐδας προτείνεται η εγκατάσταση πεδίου θερμικών ηλιακών συλλεκτών της τάξης των 15.000 m². Η απαιτούμενη έκταση για αυτή την εγκατάσταση, λαμβάνοντας υπόψη τη γωνία κλίσης των συλλεκτών η οποία είναι περίπου 45°, είναι 30 στρέμματα. Με βάση τα δεδομένα ηλιοφάνειας και απόδοσης των επιλεκτικών ηλιακών συλλεκτών (~ 700 kWh/m²) η παραγόμενη θερμική ενέργεια σε ετήσια βάση εκτιμάται ότι θα ανέρχεται σε 10 GWh.

Δεδομένου ότι το μεγαλύτερο ποσοστό της αξιοποιούμενης ηλιακής ενέργειας είναι διαθέσιμο κατά τη θερινή περίοδο, ενώ η ζήτηση θερμικής ενέργειας προκύπτει κατά τη χειμερινή περίοδο, θα πρέπει να εξεταστεί η εφαρμογή της διεποχικής αποθήκευσης θερμότητας. Επομένως οι δεξαμενές αποθήκευσης θα πρέπει να σχεδιαστούν για περίοδο αποθήκευσης περίπου 4 μηνών. Ο απαιτούμενος όγκος αποθήκευσης κυμαίνεται μεταξύ 1.3 - 5 m³/m² συλλέκτη ανάλογα με την τεχνολογία αποθήκευσης που θα επιλεγεί⁴⁰. Για την παρούσα εφαρμογή λαμβάνεται η μέση τιμή των 3 m³/m² συλλέκτη. Επομένως, ο συνολικός όγκος για ένα πεδίο 15.000 m² ηλιακών συλλεκτών ανέρχεται σε περίπου 45.000 m³.

³⁹ High-Combi. 2008. High Solar Fraction Heating and Colling Systems with Combination of Innobative Components and Methods, Work Package 2, Deliverable D6. "State of The Art Applications". <http://goo.gl/hWeq69>

⁴⁰ High Combi – High Solar Fraction Heating and Cooling Systems with combination of innovative components and methods, <http://goo.gl/MbNcVH>

Αξιοποιώντας αυτή τη θερμότητα με μία αντλία θερμότητας υψηλών θερμοκρασιών, μπορεί να επιτευχθεί ένας υψηλός διεποχικός συντελεστής συμπεριφοράς 3,6 – 4 με βάση στοιχεία κατασκευαστών. Επιλέγοντας έναν μέσο διεποχικό συντελεστή σε αυτό το εύρος τιμών (3,8), η παραγόμενη ενέργεια από το ηλιοθερμικό σύστημα (10 GWh) μπορεί να αποδώσει περίπου 38 GWh θερμικής ενέργειας ετησίως. Θεωρώντας ότι οι αντλίες θερμότητας που θα αξιοποιούν την παραγόμενη από το ηλιοθερμικό σύστημα ενέργεια, θα λειτουργούν 22 ώρες την ημέρα για όλη την περίοδο που απαιτείται θέρμανση στην Πτολεμαΐδα (8 μήνες τον χρόνο), υπολογίζεται ότι η απαιτούμενη ισχύς τους θα είναι σχεδόν 2MW. Τα βασικά χαρακτηριστικά κατασκευής και λειτουργίας του προτεινόμενου συστήματος παρουσιάζονται στον πίνακα 2.4.

Πίνακας 2.4: Χαρακτηριστικά κατασκευής και λειτουργίας του ηλιοθερμικού συστήματος με διεποχική αποθήκευση και αντλίες θερμότητας

Παράμετρος	Τιμή
Επιφάνεια ηλιακών συλλεκτών	15.000 m ²
Απαιτούμενη έκταση	30.000 m ²
Ετήσια παραγωγή θερμικής ενέργειας του ηλιοθερμικού συστήματος	10 GWh
Διάρκεια αποθήκευσης	4 μήνες
Απαιτούμενος όγκος αποθήκευσης για προτεινόμενο σύστημα	45.000 m ³
Ισχύς αντλιών θερμότητας	2 MW
Ώρες λειτουργίας αντλιών θερμότητας ανά έτος	5280
Συνολική παραγόμενη θερμότητα ανά έτος	38 GWh

Το ανηγμένο κόστος του προτεινόμενου ηλιακού συστήματος, συμπεριλαμβανομένης της δεξαμενής αποθήκευσης, ανέρχεται σε περίπου 300 €/m² συλλέκτη⁴¹. Επομένως, το συνολικό κόστος του ηλιακού συστήματος μαζί με τη δεξαμενή διεποχικής αποθήκευσης ανέρχεται σε περίπου €4.500.000. Το κόστος των αντλιών θερμότητας υψηλών θερμοκρασιών, με βάση στοιχεία κατασκευαστών, ανέρχεται σε 700.000 €/MW⁴⁰. Επομένως, το συνολικό κόστος του συστήματος ανέρχεται σε €5.900.000. Το ετήσιο κόστος συντήρησης του συστήματος ανέρχεται στο 2% του κόστους επένδυσης⁴⁰, δηλαδή περίπου 118.000 €. Το ετήσιο κόστος λειτουργίας (ηλεκτρισμός) του εξοπλισμού ανέρχεται σε 1.056.000 € δεδομένου ότι οι αντλίες θερμότητας (2 MW) θα λειτουργούν για 5.280 ώρες, δηλαδή καταναλώνοντας 10.560 MWh ετησίως. Επομένως το συνολικό κόστος συντήρησης και λειτουργίας του συστήματος ανέρχεται σε 1.174.000 €.

Πίνακας 2.5: Οικονομικές παράμετροι του ηλιοθερμικού συστήματος με διεποχική αποθήκευση και αντλίες θερμότητας

Παράμετρος	Τιμή
Ανηγμένο κόστος ηλιοθερμικού και δεξαμενής αποθήκευσης	300 €/m ² ηλιακών συλλεκτών
Κόστος εγκατάστασης ηλιοθερμικού συστήματος και δεξαμενής αποθήκευσης	€ 4.500.000
Μοναδιαίο κόστος αντλιών θερμότητας	700.000 €/MW
Κόστος εγκατάστασης αντλιών θερμότητας	€ 1.400.000
Συνολικό κόστος εγκατάστασης	€ 5.900.000
Ετήσιο κόστος συντήρησης	118.000
Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για αντλίες θερμότητας	100 €/MWh
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας	€ 1.056.000
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης	€ 1.174.000

⁴¹ Pardo Garcia Nicolas et al. 2012. «Best available technologies for the heat and cooling market in the European Union» <http://goo.gl/3hClvB>

2.3. Βιομάζα

2.3.1. Δυναμικό βιομάζας στη Δυτική Μακεδονία

Για την εκτίμηση του διαθέσιμου δυναμικού βιομάζας της Δυτικής Μακεδονίας και ιδιαίτερα στις περιοχές ενδιαφέροντος των δικτύων τηλεθέρμανσης της Πτολεμαΐδας, του Αμυνταίου και της Κοζάνης έχουν πραγματοποιηθεί διάφορες μελέτες και τα διαθέσιμα στοιχεία έχουν παρουσιαστεί σε δημοσιεύσεις και ημερίδες. Σύμφωνα με τη Δημόσια Επιχείρηση Τηλεθέρμανσης Πτολεμαΐδας (ΔΕΤΗΠ)⁴², το διαθέσιμο δυναμικό βιομάζας της Δυτικής Μακεδονίας προέρχεται κυρίως από δασική βιομάζα (125.000 τόνοι/έτος) και αγροτικά υπολείμματα (201.000 τόνοι/έτος) με αντίστοιχο συνολικό θερμικό περιεχόμενο 1.630 GWh/έτος. Η Δημόσια Επιχείρηση Τηλεθέρμανσης της Ευρύτερης Περιοχής Αμυνταίου (ΔΕΤΕΠΑ) εκτιμά ότι το δυναμικό βιομάζας στην ευρύτερη περιοχή Αμυνταίου, Φλώρινας και Εορδαίας ανέρχεται σε περίπου 146 χιλιάδες τόνους ή 730 GWh/έτος με το μεγαλύτερο ποσοστό της να προέρχεται από τις καλλιέργειες αραβόσιτου (περίπου 66 χιλιάδες τόνους/έτος)⁴³. Ιδιαίτερα για τον Νομό Κοζάνης στον οποίο ανήκει διοικητικά και γεωγραφικά η πόλη της Πτολεμαΐδας, οι διαθέσιμες ποσότητες βιομάζας ανέρχονται σε περίπου 279.000 τόνους/έτος με θερμικό περιεχόμενο 1.435 GWh/έτος (βλ. Πίνακα 2.6)⁴⁴.

Πίνακας 2.6: Διαθέσιμη βιομάζα στον νομό Κοζάνης

Βιομάζα	Ν. Κοζάνης			
Καλλιέργειες/ Υπολείμματα	Τόνοι/έτος	Μέση Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη καλλιεργειών (MJ/Kg)	MJ/έτος	GWh/έτος
Αροτραίες	216.136	18,5	3.998.516.000	1110,79
Δενδρώδεις	24.467	19,95	488.116.650	135,60
Δασικά	10.491	18,57	194.817.870	54,12
Ενεργειακές	6.000	18,96	113.760.000	31,60
Αγροβιομηχανικές	21.640	17,2	372.208.000	103,40
Σύνολο	278.734		5.167.418.520	1.435,51

Παρότι η εκτίμηση του δυναμικού βιομάζας διαφέρει σημαντικά μεταξύ των διαφόρων μελετών και αναφέρεται είτε στην ευρύτερη περιοχή της Δυτικής Μακεδονίας, ή στο νομό Κοζάνης ή σε τμήμα αυτού, σε κάθε περίπτωση επαρκεί για την κάλυψη των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης της Πτολεμαΐδας. Επιπλέον, θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η δυνατότητα ανάπτυξης ενεργειακών καλλιεργειών αν υπάρχει επιπλέον ζήτηση βιομάζας και για άλλες πόλεις. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η καλλιέργεια αγριαγκινάρας, η οποία σύμφωνα με σειρά μελετών είναι το καταλληλότερο φυτό για τις επικρατούσες καιρικές συνθήκες στην Ελλάδα αλλά και λόγω της ανθεκτικότητας του φυτού και των περιορισμένων απαιτήσεων για την καλλιέργειά της.

⁴² Πετρίδης, Ν., Δημοτική Επιχείρηση Τηλεθέρμανσης Πτολεμαΐδας (ΔΕΤΗΠ). 2015. «Τηλεθέρμανση Πτολεμαΐδας – Μονάδα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού Θερμότητας με καύσιμο βιομάζα », Συνέδριο: Χρήση Βιομάζας στην Τηλεθέρμανση-Μια ρεαλιστική Προσέγγιση, <http://goo.gl/O2IjLR>

⁴³ Κυριακόπουλος, Κ. Δημόσια Επιχείρηση Τηλεθέρμανσης Ευρύτερης Περιοχής Αμυνταίου (ΔΕΤΕΠΑ). 2015, «Η περίπτωση της παραγωγής ενέργειας με βιομάζα στην Τηλεθέρμανση Αμυνταίου», Συνέδριο: Χρήση Βιομάζας στην Τηλεθέρμανση-Μια ρεαλιστική Προσέγγιση, <http://goo.gl/Pi87VR>

⁴⁴ Ζαμπανιώτου, Α. 2010. «Μελέτη διαθεσιμότητας βιομάζας στην Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας», D1 Παραδοτέο Έργου LIFE08ENVGR576, <http://goo.gl/dzoIa8>

2.3.2. Κόστος βιομάζας

Το κόστος προμήθειας βιομάζας αντιπροσωπεύει τη σημαντικότερη παράμετρο του λειτουργικού κόστους και για τις δύο τεχνολογίες που εξετάστηκαν για την αξιοποίησή της (λέβητες βιομάζας και μονάδα ΣΗΘ ORC). Για τον λόγο αυτό στους υπολογισμούς το μοναδιαίο κόστος προμήθειας βιομάζας αντιμετωπίστηκε ως παράμετρος και πραγματοποιήθηκε σχετική ανάλυση ευαισθησίας με εύρος 70-150 €/tn. Το κάτω όριο επιλέχθηκε με βάση τις προσφορές που υποβλήθηκαν στη Δ.Ε.ΤΗ.Π. για την προμήθεια 2.700 τόνων αγροτικών υπολειμμάτων (άχυρο) σε μορφή μπάλας όπου το μοναδιαίο κόστος κυμαινόταν μεταξύ 70-75 €/tn⁴², ενώ το άνω όριο επιλέχθηκε με βάση την τιμή της βιομηχανικής μπριγκέτας. Ως τιμή αναφοράς για το μοναδιαίο κόστος προμήθειας βιομάζας επιλέχθηκαν τα 90 €/tn, καθώς σε αυτά τα επίπεδα κυμαίνονταν οι προσφορές που υποβλήθηκαν στη Δ.Ε.ΤΗ.Π. για την προμήθεια 16.000 τόνων ξύλου σε μορφή θρυμματισμένων τεμαχιδίων (Wood Chips)⁴². Επίσης, η τιμή των 90 €/tn αντιστοιχεί σε μια λογική αναλογία μίγματος βιομάζας αποτελούμενη από 75% άχυρο με 70 €/tn και 25% μπριγκέτας με 150 €/τόνο.

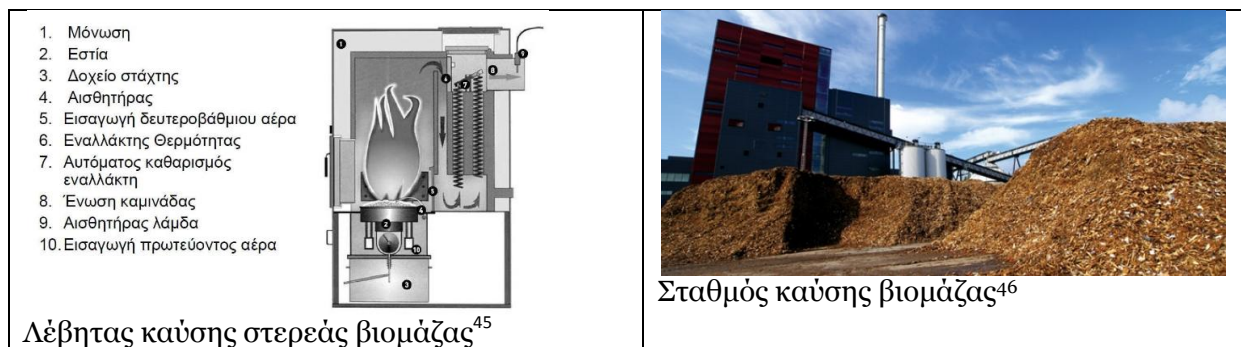
2.3.3. Λέβητες Βιομάζας

Η βασικότερη τεχνολογία αξιοποίησης της βιομάζας είναι το σύστημα λέβητα-καυστήρα βιομάζας (για συντομία λέβητας βιομάζας). Οι λέβητες βιομάζας δεν διαφέρουν σε τίποτα, επί της αρχής, από τους κοινούς λέβητες πετρελαίου ή αερίου. Τα βασικά τμήματα μια τέτοιας μονάδας αποτελούνται από την αποθήκη βιομάζας, το σύστημα αυτόματης τροφοδοσίας καυσίμου, τον καυστήρα, τον θάλαμο καύσης και τους αυτοματισμούς λειτουργίας του συστήματος.

Ανάλογα με την εφαρμογή, οι λέβητες βιομάζας χρησιμοποιούν διαφορετικό τύπο βιομάζας ως καύσιμο. Στις μικρές εφαρμογές χρησιμοποιούνται κυρίως τα συσσωματώματα ξύλου (πέλλετ) ενώ σε μεγαλύτερες εφαρμογές (π.χ. τηλεθέρμανση) οι λέβητες βιομάζας μπορούν να τροφοδοτηθούν με διαφορετικού τύπου στερεά βιομάζα όπως θρύμματα, συσσωματώματα (πέλλετ ή μπριγκέτες). Σημαντική παράμετρος για την αποδοτική λειτουργία των συστημάτων βιομάζας είναι η περιεκτικότητα της βιομάζας σε υγρασία. Στους μικρούς λέβητες το ποσοστό υγρασίας δεν πρέπει να ξεπερνά το 20% ενώ σε μεγαλύτερες εφαρμογές μπορεί να φτάσει και το 40%. Οι σύγχρονοι λέβητες στερεάς βιομάζας, παρουσιάζουν τα εξής χαρακτηριστικά⁴⁵:

- Απόδοση καύσης μεγαλύτερη από 85%
- Χαμηλές εκπομπές μονοξειδίου του άνθρακα και τέφρας σε πλήρες φορτίο.
- Δυνατότητα διακύμανσης της αποδιδόμενης ισχύος ανάλογα με το απαιτούμενο φορτίο.
- Δυνατότητα ελέγχου της καύσης μέσω τηλεχειρισμού.
- Αυτοματοποιημένη λειτουργία για ελαχιστοποίηση των απαιτήσεων συντήρησης

⁴⁵ Ευθυμιάδης, Α., Γαλάνης, Ν και Καλλιακούδη Κ. 2014. «Εναλλακτικές τεχνολογίες θέρμανσης-εξοικονόμηση ενέργειας» <http://goo.gl/JxgCwm>



Σχήμα 2.6: Τυπικός λέβητας καύσης στερεάς βιομάζας.

Για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης, το ανηγμένο κόστος επένδυσης του προτεινόμενου συστήματος, συμπεριλαμβανομένου και του κόστους του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, γης, αποθήκευσης, κλπ, ανέρχεται σε περίπου 300.000 €/MW και το μέσο ετήσιο κόστος συντήρησης του συστήματος ανέρχεται στο 4% του κόστους επένδυσης⁴¹. Για την ελαχιστοποίηση του κόστους επένδυσης, θεωρείται ότι θα αξιοποιηθούν οι υπάρχουσες δεξαμενές αποθήκευσης θερμικής ενέργειας ισοδύναμης ισχύος 25 MW και ότι θα προστεθεί και επιπλέον αποθηκευτική ισχύς ανάλογα με την επιλεγείσα (σε κάθε σενάριο) ισχύ του λέβητα βιομάζας.

2.3.4. Σύστημα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας με την τεχνολογία Organic Rankin Cycle (ORC)

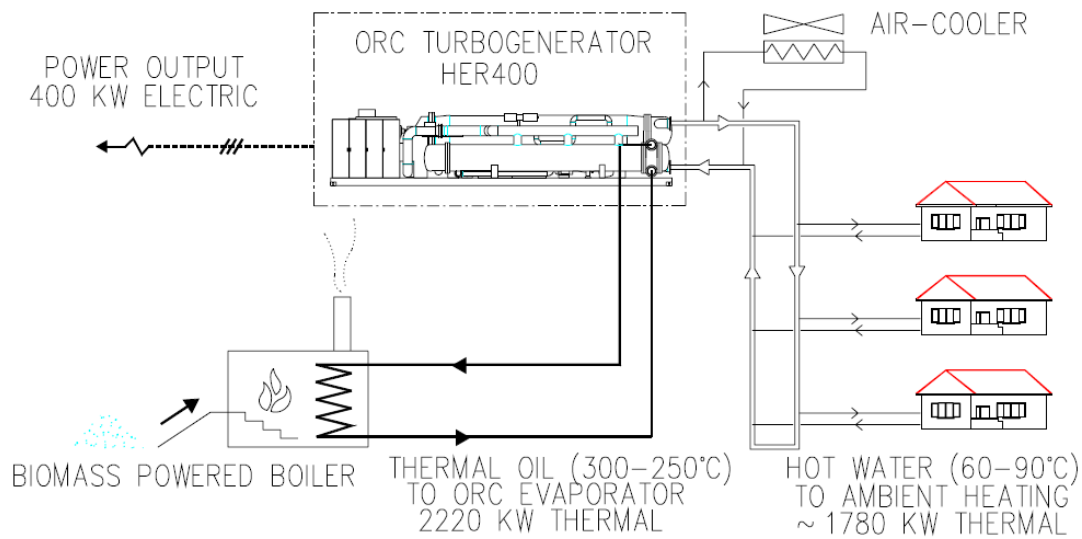
Εκτός από την τεχνολογία παραγωγής μόνο θερμικής ενέργειας από καύση βιομάζας μέσω απλού λέβητα, εξετάστηκε και η δυνατότητα συμπαράγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, εξαιτίας των ελκυστικών οικονομικών χαρακτηριστικών της τελευταίας. Για την μετατροπή της θερμικής ενέργειας από βιομάζα σε ηλεκτροπαραγωγή, διερευνήθηκε η χρήση μονάδων που βασίζονται στον Οργανικό Κύκλο του Rankine με χρήση διαθερμικού ελαίου. Η γεννήτρια χρησιμοποιεί την θερμοκρασία από το διαθερμικό λάδι για να προθερμάνει και να ατμοποιήσει ένα ειδικό οργανικό υγρό μέσα στον εξατμιστή. Το ειδικό οργανικό υγρό κινεί την τουρμπίνα η οποία είναι απευθείας συνδεδεμένη με ένα ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος, ενώ ο ατμός περνάει μέσα από εναλλάκτη όπου θερμαίνει το οργανικό υγρό.

Το βασικό πλεονέκτημα της συγκεκριμένης τεχνολογίας του οργανικού υγρού σε σχέση με μία κλασική γεννήτρια ατμού, είναι το οργανικό υγρό μπορεί να έχει πολύ μεγάλη ροή και να κινήσει τουρμπίνα μεγαλύτερης διαμέτρου από τον ατμό, χωρίς φθορές στα πτερύγια και στα μεταλλικά κομμάτια της τουρμπίνας.

Επίσης, με μία μονάδα ORC, επιτυγχάνεται:

- Σχέση ηλεκτρικής προς θερμική ισχύ 1 προς 4
- Διαθεσιμότητα πάνω από 98%.
- Εύκολη αυξομείωση εύρους λειτουργίας της μηχανής από 10 έως 100%.
- Υψηλός βαθμός απόδοσης ακόμα και σε μερικό φορτίο.

⁴⁶ National Boiler Service. <http://goo.gl/MD1pIm>



Σχήμα 2.7: Σχηματικό διάγραμμα μονάδας ΣΗΘ τεχνολογίας ORC με καύσιμο βομάζα⁴⁷

Όσον αφορά τα οικονομικά δεδομένα για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης, η τιμή πώλησης στο δίκτυο του παραγόμενου ηλεκτρισμού από μονάδες βιομάζας ισχύος μεταξύ 1-5 MW είναι 170€/MWh. Το ανηγμένο κόστος επένδυσης (ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός, αποθήκες, συστήματα μεταφοράς και διαχείρισης καυσίμου, κλπ) της μονάδας ΣΗΘ και των λεβήτων βιομάζας ανέρχεται σε περίπου €4,75 εκ. /MW. Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας (εκτός του καυσίμου) με βάση τη βιβλιογραφία και τους κατασκευαστές ανέρχεται σε περίπου 4% επί της πάγιας επένδυσης.

⁴⁷ Bini Roberto and Manciano Enrico. 1996. «Organic Rankine Cycle turbogenerators for combined heat and power production from biomass» <http://goo.gl/YXpG2l>

3. Οικονομική ανάλυση - Σενάρια

Δεδομένου του διαθέσιμου δυναμικού βιοαερίου και των πρακτικών περιορισμών για την εγκατάσταση θερμικών ηλιακών και δεξαμενών διεποχικής αποθήκευσης, οι δύο αυτές πηγές ενέργειας δεν επαρκούν για την κάλυψη των θερμικών φορτίων του δικτύου τηλεθέρμανσης. Μόνο στην περίπτωση της βιομάζας υπάρχει επαρκές δυναμικό για την κάλυψη του συνόλου των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης της πόλης της Πτολεμαΐδας.

Για το λόγο αυτό εξετάστηκαν έξι σενάρια που αφορούν κυρίως συνδυασμούς τεχνολογιών των τεσσάρων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας εκτός των περιπτώσεων των λεβήτων βιομάζας και της ΣΗΘ-ORC που εξετάζονται και ως διακριτά σενάρια. Στα σενάρια όπου υπάρχει μίγμα τεχνολογιών, η κάθε επιμέρους επένδυση απαιτείται να είναι αυτόνομα βιώσιμη. Αυτός ο περιορισμός, χωρίς να επηρεάζει την συνολική λύση, καθιστά δυνατή την τμηματική υλοποίηση του συνόλου χωρίς να υπάρχει ανάγκη για σταυροειδείς επιδοτήσεις.

Για την οικονομική ανάλυση των επενδύσεων θεωρήθηκε ότι υπάρχει δυνατότητα επιδότησης των συστημάτων ηλιοθερμίας και βιομάζας κατά 40%, δανειοδότηση σε ποσοστό 40% της επένδυσης και χρήση ιδίων κεφαλαίων σε ποσοστό 20%. Για τις περιπτώσεις συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με βιοαέριο και βιομάζα θεωρήθηκε ότι υπάρχει δυνατότητα δανειοδότησης σε ποσοστό 60% της επένδυσης και χρήση ιδίων κεφαλαίων σε ποσοστό 40%. Ο λόγος για τον οποίο δεν εξετάστηκε το ίδιο ακριβώς χρηματοδοτικό σχήμα που επιλέχθηκε στις άλλες περιπτώσεις είναι ότι με το επιλεγέν σχήμα αυξάνονται σημαντικά τα έσοδα από την ηλεκτροπαραγωγή λόγω καλύτερης εγγυημένης τιμής. Οι εγγυημένες τιμές για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς ενίσχυση που χρησιμοποιήθηκαν στους υπολογισμούς για τις μονάδες συμπαραγωγής είναι αυτές του ισχύοντος νόμου (4254/2014) και παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα:

Πίνακας 3.1: Εγγυημένες τιμές με βάση τον νόμο 4254/2014

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Εγγυημένη (€/MWh)	Τιμή
Βιοαέριο από κτηνοτροφικά απόβλητα	230	
Βιοαέριο από βιολογικό καθαρισμό	131	
Βιομάζα για μονάδες από 1 έως 5 MW	170	
Βιομάζα για μονάδες μεγαλύτερες από 5 MW	148	

Η οικονομική ανάλυση των 6 σεναρίων έγινε ακολουθώντας δύο προσεγγίσεις-στόχους:

A. Την ελαχιστοποίηση του κόστους για τον καταναλωτή, δεδομένου του κοινωνικού χαρακτήρα της τηλεθέρμανσης. Σε αυτή την προσέγγιση, θεωρείται ότι η καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια είναι μηδέν, δηλαδή, η συνολική επένδυση είναι ισολογισμένη και δεν παράγει κέρδη. Στη συνέχεια υπολογίζεται η αναγκαία μεταβολή της τιμής της πωλούμενης θερμικής ενέργειας στο δίκτυο T/Θ σε σχέση με την μεταβολή της τιμής προμήθειας βιομάζας για εύρος τιμών 70 – 150 €/tn.

B. Την καλύτερη οικονομική απόδοση των επενδύσεων. Σε αυτή την προσέγγιση παρουσιάζονται οι μεταβολές των βασικών οικονομικών παραμέτρων της επένδυσης, δηλαδή της καθαρής παρούσας αξίας (NPV), του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR) και της περιόδου αποπληρωμής της επένδυσης σε σχέση με τη μεταβολή της τιμής της πωλούμενης θερμικής ενέργειας λαμβάνοντας ως τιμή προμήθειας βιομάζας την τιμή αναφοράς (90 €/tn).

Εξετάστηκαν τιμές πώλησης της παραγόμενης θερμικής ενέργειας έως 30 €/MWh υψηλότερες σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα. Στη βασική οικονομική ανάλυση των 6 σεναρίων, θεωρήθηκε ότι το επιτόκιο δανεισμού είναι IR=3% και το κόστος ευκαιρίας

DR=5%. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα 6 σενάρια και τα αποτελέσματα της οικονομικής ανάλυσής τους.

3.1. Σενάριο 1: Λέβητες βιομάζας.

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η δυνατότητα κάλυψης όλων των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης με χρήση μόνο των λεβήτων βιομάζας και με αποθήκευση θερμικής ενέργειας. Το σενάριο αυτό χαρακτηρίζεται από το χαμηλότερο κόστος αρχικής επένδυσης. Τα βασικά τεχνικο-οικονομικά χαρακτηριστικά της μονάδας παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 3.2: Τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του Σεναρίου 1

Λέβητες Βιομάζας	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	60 MW _{th}
Κατανάλωση καυσίμων	Καύσιμο βιομάζα	46.667 τόνοι/έτος
Παραγωγή ενέργειας	Πωλούμενη θερμότητα	210 GWh/έτος
Δαπάνες	Κόστος εγκατάστασης	18.500.000 €
	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (εκτός του κόστους βιομάζας)	158.400 €/έτος

Στον πίνακα 3.3 παρουσιάζεται η αναγκαία μεταβολή στην τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας για διαφορετικές τιμές προμήθειας βιομάζας για να καταστεί η επένδυση οριακά βιώσιμη με μηδενική καθαρή παρούσα αξία (ΚΠΑ=0) μετά από 20 χρόνια. Παρατηρούμε ότι ακόμα και για την ελάχιστη τιμή του κόστους καυσίμου απαιτείται αύξηση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας 10 €/MWh σε σύγκριση με τα σημερινά επίπεδα (αύξηση 27%). Για το δε μέγιστο κόστος καυσίμου, η αύξηση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας αγγίζει τα 28 €/MWh, παραμένοντας παρόλα αυτά κάτω από το 77% του κόστους πετρελαίου θέρμανσης.

Πίνακας 3.3: Μεταβολή της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με την τιμή προμήθειας της βιομάζας για ΚΠΑ=0 (προσέγγιση Α) για το Σενάριο 1.

Κόστος προμήθειας βιομάζας (€/tn)	Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)
70	+9,98
80	+12,20
90	+14,42
100	+16,64
110	+18,87
120	+21,09
130	+23,31
140	+25,53
150	+27,76

Στον Πίνακα 3.4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της δεύτερης προσέγγισης, δηλ. η καθαρή παρούσα αξία στο πέρας της επένδυσης, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσής της και η περίοδος αποπληρωμής για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας ίσης με την τιμή αναφοράς (90€/tn). Η επένδυση αρχίζει να εμφανίζει θετική καθαρή παρούσα αξία για αύξηση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας κατά τουλάχιστον 15€/MWh, ενώ γίνεται επενδυτικά ελκυστική για αύξηση της τάξης του 50% σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα (18€/MWh) παρουσιάζοντας υψηλό εσωτερικό βαθμό απόδοσης (17%) και περίοδο αποπληρωμής 10 χρόνια. Η καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια προσεγγίζει το 40% του αρχικού

κόστους επένδυσης. Για αύξηση της τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας κατά 30 €/MWh το τελικό κόστος προς τον καταναλωτή παραμένει στα επίπεδα του 80% σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος θέρμανσης με πετρέλαιο, ενώ τα οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης είναι εξαιρετικά ελκυστικά, καθώς ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης φτάνει το 75%, η περίοδος αποπληρωμής τα 5 έτη και η καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια το 200% του αρχικού κόστους επένδυσης.

Πίνακας 3.4: Οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας (90 €/tn) και μεταβαλλόμενη τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας στο Σενάριο 1 (προσέγγιση B).

Μεταβολή τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας (€/MWh)	NPV (€)	IRR (%)	Περίοδος Αποπληρωμής (έτη)
0	-33.438.922	-	-
+15,20	0,68	4,0	19,86
+18,00	8.050.983,63	17,2	10,05
+21,00	16.668.436,04	32,8	6,56
+24,00	25.285.888,45	49,5	4,80
+27,00	32.823.052,25	62,2	4,05
+30,00	40.330.738,43	74,9	3,41

3.2. Σενάριο 2: ΣΗΘ βιοαερίου, ηλιοθερμικά με διεποχική αποθήκευση-Αντλίες θερμότητας και λέβητες βιομάζας.

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται κατά πόσο οι οικονομικές αποδόσεις και το τελικό κόστος στον καταναλωτή μπορούν να βελτιωθούν, αν εκτός από τον λέβητα βιομάζας του Σεναρίου 1, μέρος των θερμικών αναγκών καλυφθούν από μια μονάδα ΣΗΘ βιοαερίου και τη χρήση ηλιακών θερμικών με διεποχική αποθήκευση και αντλίες θερμότητας. Η επιλογή αυτή μειώνει την απαραίτητη ισχύ του λέβητα βιομάζας και αυξάνει το αρχικό κόστος επένδυσης, αλλά προσφέρει συμπληρωματικά έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από τη ΣΗΘ βιοαερίου. Τα χαρακτηριστικά και τα δεδομένα τα οποία λήφθηκαν υπόψη για τις ανάγκες των υπολογισμών αυτού του σεναρίου παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 3.5: Τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του Σεναρίου 2

Βιοαέριο	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	1,02 MW _{el} , και 1,22 MW _{th}
	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	8,39 GWh/έτος
	Παραγόμενη θερμότητα	9,67 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	6,77 GWh/έτος
Θερμικά ηλιακά και διεποχική αποθήκευση	Επιφάνεια θερμικών ηλιακών	15.000 m ²
	Ισχύς θερμικών ηλιακών	10 GW
	Όγκος δεξαμενής διεποχικής αποθήκευσης	40.000 m ³
	Ισχύς εγκατάστασης αντλιών θερμότητας	2 MW _{el}
	Πωλούμενη θερμότητα	38 GWh/έτος
Λέβητες βιομάζας	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	50 MW _{th}
	Πωλούμενη θερμότητα	165,23 GWh/έτος
Κατανάλωση καυσίμων	Ηλεκτρισμός	10,56 GWh/έτος

	Καύσιμο βιομάζα	36.718 τόνοι/έτος
Παραγωγή ενέργειας	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	8,39 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	210 GWh/έτος
Δαπάνες	Κόστος εγκατάστασης	24.980.000 €
	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (εκτός του κόστους βιομάζας)	2.971.000 €/έτος

Στους πίνακες 3.6 και 3.7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της οικονομικής ανάλυσης. Η βελτίωση σε σχέση με το Σενάριο 1 είναι οριακή καθώς η συνεισφορά στα έσοδα από τη μονάδα ΣΗΘ βιοαερίου πρακτικά αντισταθμίζεται από το επιπλέον κόστος της αρχικής επένδυσης και τα αυξημένα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης.

Πίνακας 3.6: Μεταβολή της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με την τιμή προμήθειας της βιομάζας για ΚΠΑ=0 για το Σενάριο 2 (προσέγγιση Α).

Κόστος προμήθειας βιομάζας (€/tn)	Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)
70	+10,02
80	+11,75
90	+13,47
100	+15,19
110	+16,92
120	+18,64
130	+20,37
140	+22,09
150	+23,81

Πίνακας 3.7: Οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας (90 €/tn) και μεταβαλλόμενη τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας στο Σενάριο 2 (προσέγγιση Β).

Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)	NPV (€)	IRR (%)	Περίοδος Αποπληρωμής (έτη)
0	-43.056.227,66	-	-
+16,08	7.959.990,51	11,9	12,32
+18,00	12.408.318,59	16,5	10,17
+21,00	21.008.972,60	25,2	7,62
+24,00	29.850.784,60	33,5	6,18
+27,00	38.498.542,30	43,0	5,11
+30,00	47.120.690,09	53,5	4,29

3.3. Σενάριο 3: Λέβητες βιομάζας και ΣΗΘ - ORC

Πάρα τη θετική επίδραση της παραγωγής ηλεκτρισμού από τη ΣΗΘ βιοαερίου στις οικονομικές επιδόσεις του Σεναρίου 2, η δυνατότητα συνεισφοράς βιοαερίου (από τις συγκεκριμένες πηγές που εξετάστηκαν) στην κάλυψη των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης είναι περιορισμένες. Δεδομένου ότι η στερεή βιομάζα δεν έχει τους ίδιους περιορισμούς, στο σενάριο αυτό εξετάστηκε ο συνδυασμός λεβήτων βιομάζας με μονάδες ΣΗΘ-ORC. Οι μεν λέβητες βιομάζας θεωρήθηκε ότι λειτουργούν μόνο κατά την περίοδο θέρμανσης, η δε μονάδα ΣΗΘ – ORC για όλη τη διάρκεια του έτους. Για τη διαστασιολόγηση

του συστήματος λήφθηκε η μέγιστη δυνατή ηλεκτρική ισχύς των 5MW_{el} της μονάδας συμπαγωγής που εξασφαλίζει την υψηλότερη εγγυημένη τιμή (170€/MWh), ενώ οι υπόλοιπες θερμικές ανάγκες καλύπτονται από λέβητες βιομάζας. Τα χαρακτηριστικά και τα δεδομένα τα οποία λήφθηκαν υπόψη στους υπολογισμούς παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 3.8: Τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του Σεναρίου 3

ΣΗΘ - ORC με βιομάζα	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	5 MW _{el} , και 20 MW _{th}
	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	40 GWh/έτος
	Παραγόμενη θερμότητα	158,34 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	118,75 GWh/έτος
Λέβητες Βιομάζας	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	40 MW _{th}
	Πωλούμενη θερμότητα	91,25 GWh/έτος
Κατανάλωση καυσίμων	Καύσιμο βιομάζα	67.456 τόνοι/έτος
Παραγωγή Ενέργειας	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	40 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	210 GWh/έτος
Δαπάνες	Κόστος εγκατάστασης	36.125.000 €
	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (εκτός του κόστους βιομάζας)	1.330.400 €/έτος

Στους πίνακες 3.9 και 3.10 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της οικονομικής ανάλυσης του Σεναρίου 3. Παρά τη σημαντική αύξηση του κόστους αρχικής επένδυσης σε σχέση με τα Σενάρια 1 και 2, στο Σενάριο 3 παρατηρείται σημαντική βελτίωση των οικονομικών χαρακτηριστικών, καθώς για χαμηλές τιμές προμήθειας βιομάζας (70-90 €/tn) απαιτείται μηδενική ως μικρή αύξηση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα για να είναι η επένδυση οριακά βιώσιμη (μηδενική καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια). Σημειώνεται, επίσης, ο αξιόλογος εσωτερικός βαθμός απόδοσης που αγγίζει το 12%, η περίοδος αποπληρωμής που μειώνεται στα 12,5 έτη και η υψηλή καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια που ξεπερνά το 50% της αρχικής επένδυσης, για μικρή αύξηση της τάξης του 16% (6,19€/MWh) στην τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας.

Πίνακας 3.9: Μεταβολή της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με την τιμή προμήθειας της βιομάζας για ΚΠΑ=0 για το Σενάριο 3 (προσέγγιση Α).

Κόστος προμήθειας βιομάζας (€/tn)	Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)
70	+0,26
80	+2,81
90	+5,36
100	+8,32
110	+11,65
120	+14,98
130	+18,31
140	+21,64
150	+24,97

Πίνακας 3.10: Οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας (90 €/tn) και μεταβαλλόμενη τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας στο Σενάριο 3 (προσέγγιση Β).

Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)	NPV (€)	IRR (%)	Περίοδος Αποπληρωμής (έτη)
0	-20.685.705	-	-
+6,19	14.949.858,89	11,8	12,17
+9,00	24.544.170,94	17,0	9,55
+12,00	33.997.867,55	22,3	8,05
+15,00	41.988.571,54	26,8	7,09
+18,00	49.979.278,20	31,2	6,32
+21,00	57.517.542,93	35,3	5,71
+24,00	64.766.491,11	39,0	5,32
+27,00	72.015.441,70	42,7	4,85
+30,00	79.264.389,88	46,4	4,56

3.4. Σενάριο 4: ΣΗΘ - ORC.

Δεδομένης της βελτίωσης των οικονομικών χαρακτηριστικών του Σεναρίου 3 σε σχέση με τα Σενάρια 1 και 2 που δεν συμπεριλάμβαναν μονάδες ΣΗΘ-ORC, σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η δυνατότητα κάλυψης όλων των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης αποκλειστικά με μονάδες ΣΗΘ – ORC. Η επιλογή αυτή χαρακτηρίζεται από ανάγκη αυξημένης ισχύος για να καλυφθούν όλες οι θερμικές ανάγκες, γεγονός που οδηγεί σε μειωμένη εγγυημένη τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με το Σενάριο 3 (148 €/MWh vs 170 €/MWh), ενώ παράλληλα αυξάνεται σημαντικά και το κόστος της αρχικής επένδυσης όπως και το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Επίσης το σενάριο αυτό έχει τις μεγαλύτερες ανάγκες σε βιομάζα συγκριτικά με τα υπόλοιπα σενάρια. Τα χαρακτηριστικά και τα δεδομένα τα οποία χρησιμοποιήθηκαν στην οικονομική ανάλυση του Σεναρίου 4 παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 3.11: Τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του Σεναρίου 4.

ΣΗΘ - ORC με βιομάζα	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	8,84 MW _{el} , και 35,36 MW _{th}
Κατανάλωση καυσίμων	Καύσιμο βιομάζα	83.350 τόνοι/έτος
Παραγωγή Ενέργειας	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	70 GWh/έτος
	Παραγόμενη θερμότητα	280 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	210 GWh/έτος
Δαπάνες	Κόστος εγκατάστασης	42.269.000 €
	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (εκτός του κόστους βιομάζας)	1.725.766 €/έτος

Τα αποτελέσματα των οικονομικής ανάλυσης του Σεναρίου 4 παρουσιάζονται στους πίνακες 3.12 και 3.13. Παρά το μεγαλύτερο κόστος αρχικής επένδυσης και τα υψηλά λειτουργικά έξοδα, η κάλυψη των αναγκών σε θερμότητα από μονάδες ΣΗΘ οδηγεί σε μείωση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας συγκριτικά με τα σημερινά επίπεδα για τιμές προμήθειας βιομάζας ως και σχεδόν 100 €/tn (προσέγγιση Α). Για 70 €/tn μάλιστα η μείωση της τιμής πώλησης ξεπερνά το 18% (6,93 €/MWh). Ακόμα και στην περίπτωση που το κόστος βιομάζας ανέρχεται σε 150 €/tn το κόστος πωλούμενης θερμικής ενέργειας προς τον τελικό

καταναλωτή παραμένει σημαντικά χαμηλότερο από το κόστος πετρελαίου και φτάνει σε ποσοστό περίπου 70% αυτού.

Πίνακας 3.12: Μεταβολή της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με την τιμή προμήθειας της βιομάζας για ΚΠΑ=0 για το Σενάριο 4 (προσέγγιση Α).

Κόστος προμήθειας βιομάζας (€/tn)	Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)
70	-6,93
80	-4,19
90	-1,46
100	+1,86
110	+5,83
120	+9,79
130	+13,76
140	+17,73
150	+21,70

Εξαιρετικά ελκυστικές είναι οι οικονομικές επιδόσεις του Σεναρίου 4 και από την επενδυτική σκοπιά (προσέγγιση Β). Για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας, ίσης με την τιμή αναφοράς (90 €/tn) και διατήρηση της τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας στα σημερινά επίπεδα, επιτυγχάνεται εσωτερικός βαθμός απόδοσης της τάξης του 6,2% και περίοδος αποπληρωμής περίπου 16,68 έτη, ενώ η καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια προσεγγίζει το 15% του αρχικού κόστους επένδυσης. Για αύξηση της τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας κατά μόλις 6 €/MWh τα αντίστοιχα μεγέθη εμφανίζουν πολύ μεγάλη βελτίωση. Σημειώνεται, τέλος, ότι λόγω της ετήσιας λειτουργίας του συστήματος υπάρχει πλεονάζουσα θερμότητα η οποία παράγεται κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, που δεν μπορεί να αξιοποιηθεί εμπορικά. Εφόσον όμως προκύψουν θερμικές χρήσεις κατά τη θερινή περίοδο τα οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης μπορούν να βελτιωθούν ακόμα περισσότερο προς όφελος των καταναλωτών.

Πίνακας 3.13: Οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας (90 €/tn) και μεταβαλλόμενη τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας στο Σενάριο 4 (προσέγγιση Β).

Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)	NPV (€)	IRR (%)	Περίοδος Αποπληρωμής (έτη)
0,00	6.227.257,00	6,2	16,68
+3,00	14.844.709,02	9,5	13,55
+6,00	23.303.966,75	12,8	11,37
+9,00	31.921.419,16	16,2	9,70
+12,00	40.538.871,57	19,7	8,58
+15,00	49.156.323,98	23,2	7,67
+18,00	57.327.574,16	26,4	7,03
+21,00	64.835.260,34	29,1	6,50
+24,00	72.342.946,52	31,8	6,11
+27,00	79.850.632,70	34,6	5,65
+30,00	87.358.318,89	37,3	5,36

3.5. Σενάριο 5: ΣΗΘ βιοαερίου, ηλιοθερμικά με διεποχική αποθήκευση-Αντλίες θερμότητας και μονάδες ΣΗΘ - ORC.

Το βασικό μειονέκτημα της πλήρους κάλυψης των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης αποκλειστικά με μονάδες ΣΗΘ-ORC είναι οι μεγάλες ποσότητες βιομάζας που απαιτούνται κάθε χρόνο. Για να μειωθεί αυτή η εξάρτηση στο Σενάριο 5 εξετάστηκε η δυνατότητα κάλυψης τμήματος των θερμικών αναγκών από ΣΗΘ βιοαερίου και ηλιακά θερμικά με διεποχική αποθήκευση θερμότητας και αντλίες θερμότητας. Ως συνεισφορά της ΣΗΘ βιοαερίου θεωρήθηκε η μέγιστη δυνατή με βάση τις συγκεκριμένες πηγές βιοαερίου που εξετάστηκαν (βλ. ενότητα 2.1). Η διαστασιολόγηση του ηλιοθερμικού συστήματος έγινε ακριβώς όπως στην ενότητα 2.2.1 και οι υπόλοιπες θερμικές ανάγκες θεωρήθηκε ότι καλύπτονται από τις μονάδες ΣΗΘ – ORC. Τα χαρακτηριστικά και τα δεδομένα τα οποία λήφθηκαν υπόψη στην οικονομική ανάλυση παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα.

Παρατηρείται μια σημαντική μείωση των αναγκών σε βιομάζα σε σχέση με το Σενάριο 4 της τάξης του 22% αλλά λόγω της μικρής συνεισφοράς βιοαερίου και ηλιοθερμίας στην κάλυψη των θερμικών αναγκών, η απαιτούμενη ισχύς των μονάδων ΣΗΘ-ORFC ξεπερνά τα 5 MW_{el}, και επομένως στην πωλούμενη ηλεκτρική ενέργεια αντιστοιχεί η μικρότερη εγγυημένη τιμή των 148 €/MWh. Επίσης, ενώ το κόστος της αρχικής επένδυσης παραμένει στα ίδια επίπεδα με αυτό του Σεναρίου 4, εντούτοις εμφανίζεται πολύ σημαντική αύξηση στα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης.

Πίνακας 3.14: Τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του Σεναρίου 5.

Βιοαέριο	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	1,02 MW _{el} , και 1,22 MW _{th}
	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	8,39 GWh/έτος
	Παραγόμενη θερμότητα	9,67 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	6,77 GWh/έτος
Θερμικά Ηλιακά και Διεποχική Αποθήκευση	Επιφάνεια Θερμικών ηλιακών	15.000 m ²
	Ισχύς θερμικών ηλιακών	10 GW
	Όγκος δεξαμενής διεποχικής αποθήκευσης	40.000 m ³
	Ισχύς εγκατάστασης αντλιών θερμότητας	2 MW _{el}
	Πωλούμενη θερμότητα	38 GWh/έτος
ΣΗΘ - ORC με βιομάζα	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	6,86 MW _{el} , και 27,43 MW _{th}
	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	54,33 GWh/έτος
	Παραγόμενη θερμότητα	216,23 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	166 GWh/έτος
Κατανάλωση καυσίμων	Ηλεκτρισμός	10,56 GWh/έτος
	Καύσιμο βιομάζα	64659 τόνοι/έτος
Παραγωγή Ενέργειας	Ηλεκτρισμός	54,33 GWh/έτος
	Θερμότητα	210 GWh/έτος
Δαπάνες	Κόστος εγκατάστασης	42.381.688 €
	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (εκτός του κόστους βιομάζας)	3.697.223 €/έτος

Στους Πίνακες 3.15 και 3.16 φαίνεται ότι τα οικονομικά χαρακτηριστικά του Σεναρίου 5 είναι ελκυστικά τόσο για τον καταναλωτή όσο και για τον επενδυτή. Παρατηρείται ότι για οριακή βιωσιμότητα της επένδυσης (προσέγγιση Α) και για κόστος προμήθειας βιομάζας έως σχεδόν 90 €/tn μπορεί να επιτευχθεί ακόμα και μείωση της τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα.

Πίνακας 3.15: Μεταβολή της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με την τιμή προμήθειας της βιομάζας για ΚΠΑ=0 για το Σενάριο 5 (προσέγγιση Α).

Κόστος προμήθειας βιομάζας (€/tn)	Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)
70	-4,28
80	-2,03
90	+0,21
100	+2,86
110	+6,13
120	+9,39
130	+12,65
140	+15,91
150	+19,17

Επιπλέον, για σταθερό κόστος προμήθειας βιομάζας (90 €/tn), ακόμα και για μηδενική αύξηση της τιμής πωλούμενης θερμικής ενέργειας, η επένδυση εμφανίζει εσωτερικό βαθμό απόδοσης της τάξης του 3,5% και περίοδο αποπληρωμής περίπου 20,35 έτη, ενώ η καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια είναι αρνητική με οριακές ζημιές της τάξης των 670.000 € (1,5% του αρχικού κόστους επένδυσης). Για να μην υπάρξουν ζημιές θα πρέπει η τιμή πώλησης θερμικής ενέργειας να αυξηθεί οριακά κατά 0,17 €/MWh.

Πίνακας 3.16: Οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας (90 €/tn) και μεταβαλλόμενη τιμή πώλησης της θερμότητας στο Σενάριο 5 (προσέγγιση Β).

Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)	NPV (€)	IRR (%)	Περίοδος Αποπληρωμής (έτη)
0,00	-668.703	3,5	20,35
3,00	11.107.290	8,3	14,57
6,00	22.483.320,46	12,6	11,45
9,00	32.475.753,71	16,2	9,67
12,00	41.659.879,14	19,7	8,52
15,00	49.880.884,22	23,1	7,61
18,00	58.101.894,78	26,6	6,84
21,00	66.322.899,86	30,2	6,30
24,00	74.543.910,42	33,8	5,73
27,00	81.904.123,42	36,8	5,41
30,00	89.109.803,78	39,5	5,14

Παρόλα αυτά, οι οικονομικές επιδόσεις του Σεναρίου 5 είναι ελαφρώς χειρότερες σε σχέση με αυτά της αποκλειστικής κάλυψης των θερμικών αναγκών από μονάδες ΣΗΘ-ORC (Σενάριο 4). Η συμπεριφορά αυτή αποδίδεται στη σημαντική αύξηση των ετήσιων εξόδων λειτουργίας και συντήρησης συγκριτικά με το Σενάριο 4, σε συνδυασμό με τη μειωμένη εγγυημένη τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της ανάγκης για ηλεκτρική ισχύ μεγαλύτερη των 5 MW_{el}.

3.6. Σενάριο 6: ΣΗΘ βιοαερίου, ηλιοθερμικά με διεποχική αποθήκευση-Αντλίες θερμότητας, Λέβητες Βιομάζας και μονάδες ΣΗΘ - ORC.

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η συνδυαστική εφαρμογή όλων των προτεινόμενων τεχνολογιών ΑΠΕ με στόχο την κάλυψη των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης. Η διερεύνηση αυτή αποβλέπει στο βέλτιστο περιβαλλοντικό, τεχνικό και οικονομικό αποτέλεσμα δημιουργώντας ένα μίγμα τεχνολογιών ΑΠΕ το οποίο επιτρέπει μεγαλύτερη ευελιξία και ευρύτερη διαθεσιμότητα ενεργειακών πηγών. Θεωρήθηκε ότι η μονάδα ΣΗΘ βιοαερίου αξιοποιεί όλο το διαθέσιμο δυναμικό (βλ. 2.1), ενώ η διαστασιολόγηση του ηλιοθερμικού συστήματος έγινε ακριβώς όπως στην ενότητα 2.2.1. Το υπόλοιπο φορτίο καλύπτεται κατά προτεραιότητα από τις μονάδες ΣΗΘ – ORC, όπου θεωρήθηκε ηλεκτρική ισχύς 5 MW_{el} για να εξασφαλιστεί η υψηλότερη εγγυημένη τιμή των 170 €/MWh. Οι λέβητες βιομάζας καλύπτουν το όποιο εναπομένον φορτίο καθώς επίσης και τις ανάγκες των φορτίων αιχμής μαζί με τις δεξαμενές αποθήκευσης θερμικής ενέργειας. Ειδικότερα, τα χαρακτηριστικά και τα δεδομένα τα οποία λήφθηκαν υπόψη για την οικονομική ανάλυση του Σεναρίου 6, παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 3.17: Τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του Σεναρίου 6

Βιοαέριο	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	1,02 MW _{el} , και 1,22 MW _{th}
	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	8,39 GWh/έτος
	Παραγόμενη θερμότητα	9,67 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	6,77 GWh/έτος
Θερμικά Ηλιακά και Διεποχική Αποθήκευση	Επιφάνεια θερμικών ηλιακών	15.000 m ²
	Ισχύς θερμικών ηλιακών	10 GW
	Όγκος δεξαμενής διεποχικής αποθήκευσης	40.000 m ³
	Ισχύς εγκατάστασης αντλιών θερμότητας	2 MW _{el}
	Πωλούμενη θερμότητα	38 GWh/έτος
Λέβητες Βιομάζας	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	30 MW _{th}
	Πωλούμενη θερμότητα	43,98 GWh/έτος
ΣΗΘ - ORC με βιομάζα	Ισχύς εγκατάστασης μονάδας	5 MW _{el} , και 20 MW _{th}
	Πωλούμενος ηλεκτρισμός	39,27 GWh/έτος
	Παραγόμενη θερμότητα	158,54 GWh/έτος
	Πωλούμενη θερμότητα	121,25 GWh/έτος
Συνολική Κατανάλωση καυσίμων	Ηλεκτρισμός	10,56 GWh/έτος
	Καύσιμο βιομάζα	56961 τόνοι/έτος
Συνολική Πωλούμενη Ενέργεια	Ηλεκτρισμός	47,66 GWh/έτος
	Θερμότητα	210 GWh/έτος
Δαπάνες	Κόστος εγκατάστασης	42.581.375 €
	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (εκτός του κόστους βιομάζας)	3.598.000 €/έτος

Στον πίνακα 3.18 παρουσιάζεται η αναγκαία μεταβολή στην τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας για διαφορετικές τιμές προμήθειας βιομάζας και για μηδενική καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (ΚΠΑ=0). Παρατηρείται ότι για τιμές προμήθειας βιομάζας μικρότερες της τιμής αναφοράς (90 €/tn) είναι εφικτό να επιτευχθεί ακόμα και μείωση της τιμής πώλησης σε σύγκριση με τα σημερινά επίπεδα. Επιπλέον, ακόμα και για τιμές προμήθειας βιομάζας που αγγίζουν αυτές της βιομηχανικής μπριγκέτας (150 €/tn), το κόστος της πωλούμενης θερμικής ενέργειας προς τον καταναλωτή παραμένει σημαντικά χαμηλότερο από το κόστος πετρελαίου και φτάνει σε ποσοστό περίπου 65% αυτού.

Πίνακας 3.18. Μεταβολή της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με την τιμή προμήθειας της βιομάζας για ΚΠΑ=0 για το Σενάριο 6 (προσέγγιση Α).

Κόστος προμήθειας βιομάζας (€/tn)	Μεταβολή τιμής πώλησης (€/MWh)
70	-2,84
80	-0,71
90	+1,42
100	+3,54
110	+5,67
120	+8,23
130	+11,14
140	+14,05
150	+16,96

Θεωρώντας σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας (90 €/tn) είναι δυνατόν να μελετηθούν τα οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης ως συνάρτηση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας. Στα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον πίνακα 3.19 φαίνεται ότι για μικρές αυξήσεις της τάξης του 20% στην τιμή της πωλούμενης θερμικής ενέργειας (ή λιγότερο από 8 €/MWh), επιτυγχάνονται πολύ αξιόλογες οικονομικές επιδόσεις με εσωτερικό βαθμό απόδοσης 14,5%, περίοδο αποπληρωμής περίπου 10 έτη και καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια κοντά στο 50% του αρχικού κόστους επένδυσης. Για αύξηση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας κατά 30 €/MWh το τελικό κόστος προς τον καταναλωτή παραμένει στα επίπεδα του 80% σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος θέρμανσης με πετρέλαιο, ενώ τα οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης είναι εξαιρετικά ελκυστικά, με εσωτερικό βαθμό απόδοσης της τάξης του 44% και περίοδο αποπληρωμής περίπου 5 έτη και καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια μεγαλύτερη από το 200% του αρχικού κόστους επένδυσης.

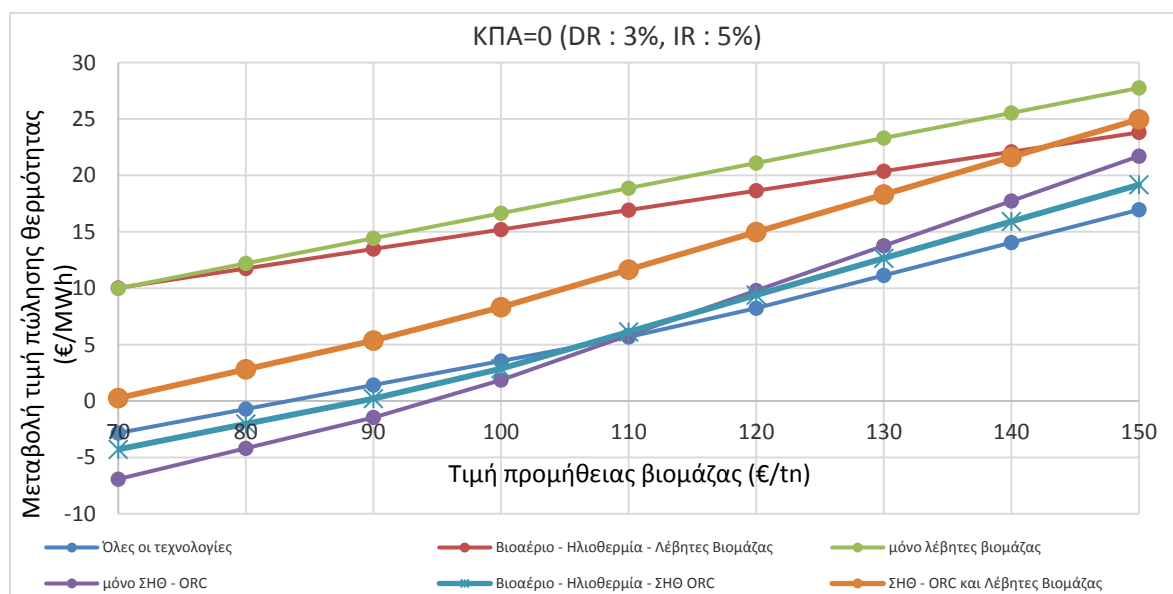
Πίνακας 3.19: Οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας (90 €/tn) και μεταβαλλόμενη τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας στο Σενάριο 6 (προσέγγιση Α).

Μεταβολή τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας (€/MWh)	NPV (€)	IRR (%)	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)
0	-7.277.715	0	-
+7,82	23.797.001,79	14,5	10,56
+9,00	27.032.512,90	16,0	10,04
+12,00	36.823.326,21	20,3	8,53
+15,00	47.355.813,80	25,2	7,37
+18,00	57.468.280,51	29,6	6,50
+21,00	66.182.765,07	33,4	5,85
+24,00	74.089.567,06	37,3	5,44
+27,00	81.682.850,09	40,9	5,11
+30,00	88.719.036,86	43,9	4,72

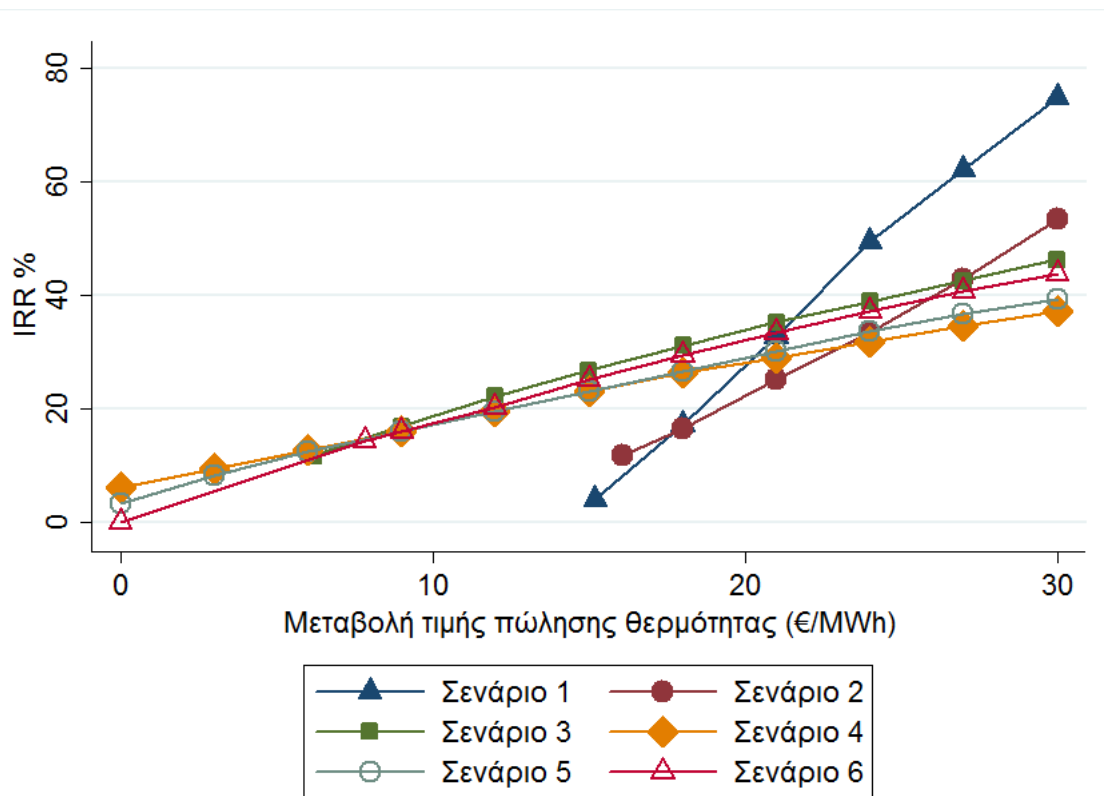
Η προσθήκη λέβητα βιομάζας σε αυτό το Σενάριο διατηρεί το κόστος επένδυσης και το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης στα ίδια επίπεδα με αυτά του Σεναρίου 5, αλλά μειώνει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και τελικά τα έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας παρά την αυξημένη εγγυημένη τιμή. Σαν αποτέλεσμα, οι οικονομικές επιδόσεις του Σεναρίου 6 είναι ελαφρώς χειρότερες από αυτές του Σεναρίου 5. Από την άλλη μεριά, η χρήση λεβήτων βιομάζας οδηγεί σε σημαντική μείωση των ετησίων αναγκών βιομάζας (κατά 12% σε σχέση με το Σενάριο 5 και κατά 32% σε σχέση με το Σενάριο 4).

3.7. Συγκριτική ανάλυση αποτελεσμάτων

Στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζεται συγκεντρωτικά για όλα τα σενάρια η μεταβολή της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σαν συνάρτηση του κόστους καυσίμου με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους για τον καταναλωτή, δηλαδή για μηδενική καθαρή παρούσα αξία μετά το πέρας της 20ετίας (προσέγγιση Α), ενώ στο Σχήματα 3.2., παρουσιάζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για όλα τα σενάρια ως συνάρτηση της μεταβολής της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας για σταθερή τιμή προμήθειας βιομάζας ίση με την τιμή αναφοράς (90 €/tn) (προσέγγιση Β).



Σχήμα 3.1: Μεταβολή τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με την τιμή προμήθειας της βιομάζας για ΚΠΑ=0, κόστος ευκαιρίας 3% και επιτόκιο δανεισμού 5% για τα Σενάρια 1-6.



Σχήμα 3.2: Εσωτερικός βαθμός απόδοσης για διαφορετικές τιμές πώλησης της θερμικής ενέργειας για τιμή προμήθειας βιομάζας 90 €/tn

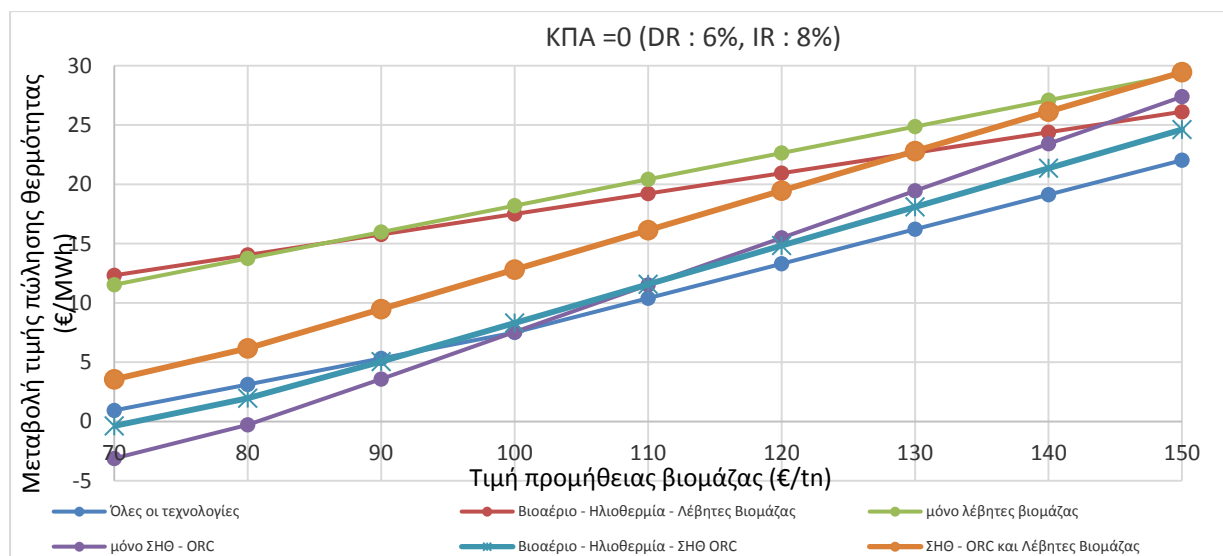
Είναι φανερό ότι τα Σενάρια 4,5 και 6 που περιλαμβάνουν τις μονάδες ΣΗΘ-ORC παρουσιάζουν τα καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα ως προς το τελικό κόστος στον καταναλωτή (Σχήμα 3.1) λόγω της σημαντικής συνεισφοράς στα έσοδα από την παραγωγή ηλεκτρισμού.

Τα σενάρια που στηρίζονται κυρίως στους λέβητες βιομάζας (Σενάρια 1-3) παρουσιάζουν υψηλότερο εσωτερικό βαθμό απόδοσης μόνο για αυξήσεις της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας άνω των 20 €/MWh (Σχήμα 3.2). Έτσι, ενώ το αρχικό κόστος επένδυσης των Σεναρίων 1-3 είναι σημαντικά χαμηλότερο, εντούτοις οι οικονομικές επιδόσεις τους είναι σαφώς χειρότερες συγκριτικά με αυτές των Σεναρίων που βασίζονται στις μονάδες ΣΗΘ-ORC.

Το σενάριο με την καλύτερη, συνολικά, οικονομική επίδοση είναι αυτό όπου οι ανάγκες τηλεθέρμανσης καλύπτονται εξ' ολοκλήρου από μονάδες ΣΗΘ-ORC (Σενάριο 4). Για μηδενικό επενδυτικό κέρδος (μηδενική καθαρή παρούσα αξία μετά από 20 χρόνια) επιτυγχάνεται μείωση της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας ως και κατά σχεδόν 7€/MWh (Σχήμα 3.1), ενώ στο σενάριο μηδενικής αύξησης της τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας στους καταναλωτές επιτυγχάνεται ο μεγαλύτερος εσωτερικός βαθμός απόδοσης, IRR=6,2%- για κόστος προμήθειας βιομάζας 90 €/tn (Σχήμα 3.2). Βεβαίως, η λύση αυτή έχει τις μεγαλύτερες ετήσιες ανάγκες καυσίμου. Καθώς τα Σενάρια 5 και 6, που συμπεριλαμβάνουν και άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο μίγμα τηλεθέρμανσης, έχουν παραπλήσιες οικονομικές επιδόσεις και πολύ παρόμοιο αρχικό κόστος επένδυσης, ενώ παράλληλα απαιτούν πολύ μικρότερες ποσότητες βιομάζας, εκτιμάται ότι αντιπροσωπεύουν τις βέλτιστες λύσεις.

Οι βασικές επιλογές τιμών για κόστος ευκαιρίας και επιτόκιο δανεισμού (DR=3% και IR=5%, αντίστοιχα) είναι χαρακτηριστικές μίας ομαλής αγοράς που δεν αντικατοπτρίζει τις σημερινές συνθήκες στην Ελλάδα. Για να εξεταστεί η ευαισθησία των λύσεων σε αυτές τις

συνθήκες, πραγματοποιήθηκε οικονομική ανάλυση των 6 σεναρίων για κόστος ευκαιρίας DR=6% και επιτόκιο δανεισμού IR=8% που χαρακτηρίζουν περισσότερο επιθετικές επενδύσεις σε πιο ασταθείς συνθήκες αγοράς. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.3 και εμφανίζουν μικρές ποσοτικές διαφοροποιήσεις σε σχέση με τους βασικούς υπολογισμούς.



Σχήμα 3.3: Μεταβολή τιμής πώλησης της θερμικής ενέργειας σε σχέση με την τιμή προμήθειας της βιομάζας για ΚΠΑ=0, κόστος ευκαιρίας 6% και επιτόκιο δανεισμού 8% για τα Σενάρια 1-6.

Σε κάθε περίπτωση οι οικονομικές αναλύσεις των τριών καλύτερων σεναρίων (4, 5 και 6) παρουσιάζουν παραπλήσια αποτελέσματα. Οι τελικές επιλογές τεχνολογιών θα πρέπει να βασιστούν σε πληθώρα παραμέτρων, πέραν των οικονομικών, όπως η διαθεσιμότητα και το κόστος καυσίμων, η ακριβής διαστασιολόγηση των εγκαταστάσεων με βάση τις δυνατότητες μέγιστης αξιοποίησης της παραγόμενης ενέργειας (δυνατότητες επέκτασης σε εφαρμογές τηλεψύξης και διάθεσης θερμικής ενέργειας για βιομηχανικές και βιοτεχνικές χρήσεις, κλπ), τιμολογιακή πολιτική (κοινωνική ή επιχειρηματική), περιβαλλοντικό αποτύπωμα, κλπ.

4. Συμπεράσματα

Συμπερασματικά, οι εναλλακτικές λύσεις που βασίζονται στην συμπαραγωγή ηλεκτρισμού θερμότητας με μονάδες ORC προσφέρουν οικονομικά ανταγωνιστικές τιμές πώλησης θερμικής ενέργειας για τους καταναλωτές, εφόσον η τιμή προμήθειας βιομάζας δεν ξεπερνά τα 90-100 €/tn. Αυτά τα επίπεδα τιμών κρίνονται εφικτά δεδομένου ότι τα θρύμματα ξύλου και η βιομάζα από ενεργειακές καλλιέργειες (αγριαγκινάρα) κυμαίνονται στα 70 €/τόνο με παράδοση στη μονάδα καύσης. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η τιμή προμήθειας βιομηχανικής μπριγκέτας δεν ξεπερνά τα 150 €/τόνο, για να επιτευχθεί μέση τιμή προμήθειας βιομάζας 90 €/τόνο θα πρέπει να υπάρχει μία αναλογία καυσίμων της τάξης του 75% από θρύμματα ξύλου και 25% από μπριγκέτες, η οποία κρίνεται εύλογη για τις ποσότητες βιομάζας (40.000 - 70.000 τόνους ανά έτος) που απαιτούνται για την λειτουργία των προτεινόμενων συστημάτων.

Σε κάθε περίπτωση, όλα τα προτεινόμενα σενάρια επιτυγχάνουν πολύ καλύτερες τιμές προμήθειας θερμικής ενέργειας έναντι του πετρελαίου, ενώ παράλληλα αξιοποιούν το διαθέσιμο δυναμικό ΑΠΕ μειώνοντας την περιβαλλοντική επιβάρυνση, όπως για παράδειγμα αυτή από την έκλυση μεθανίου από τα οργανικά απόβλητα. Εφόσον υπάρξει δυνατότητα αξιοποίησης της παραγόμενης θερμικής ενέργειας στο σύνολο του έτους, τότε

τα οικονομικά αποτελέσματα από τη λειτουργία των προτεινόμενων συστημάτων θα είναι βελτιωμένα.

Επίσης, αξίζει να σημειωθεί ότι με την εφαρμογή των προτεινόμενων λύσεων μπορούν να αναπτυχθούν παράλληλες δραστηριότητες όπως η εγκατάσταση υδροπονικών θερμοκηπιακών μονάδων για την ανάπτυξη και εκμετάλλευση ποικίλων αγροτικών προϊόντων όπως άγλη, κηπευτικά (τομάτες, μαρούλια, κλπ.) και άλλα. Με τον τρόπο αυτό δημιουργούνται πρόσθετα έσοδα με την αξιοποίηση των οποίων μπορεί να επιδοτηθεί η τιμή της πωλούμενης θερμικής ενέργειας. Επιπλέον από την εφαρμογή συστημάτων όπως τα προτεινόμενα, μπορούν να αναπτυχθούν νέες επαγγελματικές δραστηριότητες και θέσεις εργασίας, με σημαντικά κοινωνικά, περιβαλλοντικά δευτερογενή οικονομικά οφέλη, μια διερεύνηση που όμως δεν αποτέλεσε αντικείμενο της παρούσας μελέτης.

Γίνεται λοιπόν σαφές ότι το δίλημμα «λιγνίτης ή πετρέλαιο» για την κάλυψη των θερμικών αναγκών του δικτύου τηλεθέρμανσης παύει να υφίσταται καθώς υπάρχουν οικονομικά ανταγωνιστικές εναλλακτικές λύσεις που βασίζονται στις ΑΠΕ και οι οποίες πρέπει να συνεξετάζονται στους μελλοντικούς σχεδιασμούς συστημάτων τηλεθέρμανσης στη Δ. Μακεδονία.

Παράρτημα: Τοπική συνεργατικότητα

Πολλές από τις θέσεις εργασίας που σχετίζονται με την ανάπτυξη ΑΠΕ για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών σε διάφορες ευρωπαϊκές χώρες (βλ. ενότητα 1.5) δημιουργούνται μέσω ενεργειακών κοινωνικών συνεταιρισμών (energy community cooperatives) με άξονα και κεντρικό στόχο την ανάπτυξη οικονομικών δραστηριοτήτων που αξιοποιούν τις ΑΠΕ προς οικονομικό και περιβαλλοντικό όφελος των τοπικών κοινωνιών.

Τα συνηθέστερα σχήματα αφορούν γεωργικούς ή δασικούς συνεταιρισμούς οι οποίοι διαχειρίζονται ή αναπτύσσουν δασικές ή ενεργειακές καλλιέργειες με βέλτιστες, περιβαλλοντικά φιλικές πρακτικές με σκοπό να τις αξιοποιήσουν πρωτίστως για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των τοπικών κοινωνιών. Με αυτόν τον τρόπο προκύπτουν άμεσα ή έμμεσα οικονομικά οφέλη είτε με την πώληση ενεργειακών προϊόντων ΑΠΕ είτε με την αξιοποίηση τους για τη μείωση του ενεργειακού κόστους. Σε πολλές περιπτώσεις, λόγω της δραστηριοποίησης ενεργειακών κοινωνικών συνεταιρισμών, κοινότητες οι οποίες συρρικνωνόταν λόγω έλλειψης επαγγελματικών ευκαιριών άρχισαν να αναπτύσσονται και πάλι και να δημιουργούνται νέες υψηλού επιπέδου θέσεις εργασίας, ενώ συχνά τα αποτελέσματα των δραστηριοτήτων αυτών αποτελούν και αντικείμενο ακαδημαϊκών και ερευνητικών δραστηριοτήτων.

Σήμερα, έχουν αναπτυχθεί διάφορα δίκτυα τέτοιου είδους κοινοτήτων τα οποία έχουν ως σκοπό την ανταλλαγή εμπειριών, τον συντονισμό δράσεων και την αλληλοϋποστήριξή τους. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η Ευρωπαϊκή Ομοσπονδία συνεταιρισμών ΑΠΕ (European Federation of Renewable Energy Cooperatives). Οι ενεργειακοί συνεταιρισμοί δεν έχουν κατ' ανάγκη το νομικό καθεστώς του συνεταιρισμού, αλλά διακρίνονται από τον τρόπο που επιχειρούν. Τηρούν 7 χαρακτηριστικές αρχές που έχουν σκιαγραφηθεί από τη Διεθνή Συνεταιριστική Συμμαχία (International Cooperative Alliance)⁴⁸:

- Εθελοντική και ανοικτή συμμετοχή
- Δημοκρατικός έλεγχος των μελών
- Οικονομική συμμετοχή και άμεση κυριότητα
- Αυτονομία και ανεξαρτησία
- Εκπαίδευση, κατάρτιση και ενημέρωση
- Συνεργασία μεταξύ των συνεταιρισμών
- Ενδιαφέρον για τις κοινοτικές δράσεις

Στην περιοχή της Δ. Μακεδονίας μία ενδιαφέρουσα πρωτοβουλία προς αυτή την κατεύθυνση είναι το Cluster Βιοενέργειας και Περιβάλλοντος Δυτικής Μακεδονίας⁴⁹ (Clu.BE). Το CluBe στοχεύει στην προώθηση της Έρευνας και της Ανάπτυξης, καθώς και των επιχειρηματικών δραστηριοτήτων στους τομείς της βιοενέργειας και του περιβάλλοντος, με σκοπό την ενίσχυση της «πράσινης» οικονομίας στη Δυτική Μακεδονία και τη γειτονική περιοχή.

Συνεταιριστικά σχήματα κατά τα πρότυπα των ευρωπαϊκών θα μπορούσαν να δημιουργηθούν και στην πόλη της Πτολεμαΐδας προς όφελος των πολιτών της. Για παράδειγμα, οι γεωργικοί συνεταιρισμοί της περιοχής θα μπορούσαν να δραστηριοποιηθούν στον τομέα των ενεργειακών καλλιεργειών. Επιπροσθέτως, θα μπορούσαν να αναπτυχθούν και άλλες επενδυτικές δραστηριότητες στον τομέα της υδροπονίας για την παραγωγή αγροτικών προϊόντων υψηλής ποιότητας ή για την καλλιέργεια άλγης αξιοποιώντας τις διεργασίες και τα υποπροϊόντα της μονάδας του βιοαερίου αλλά και των σταθμών παραγωγής ενέργειας. Από τα υποπροϊόντα αυτά το διοξείδιο του άνθρακα και το υγρό λίπασμα το οποίο περιέχει αμμωνία μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως "τροφή" για την

⁴⁸ ResCoop.eu. «What is a Rescoop?» <https://goo.gl/ThOuB8>

⁴⁹ Cluster Βιοενέργειας και Περιβάλλοντος Δυτικής Μακεδονίας <http://goo.gl/zJc9dn>

ανάπτυξη των υδροπονικών καλλιεργειών είτε για την παραγωγή κηπευτικών προϊόντων ή άλγης.

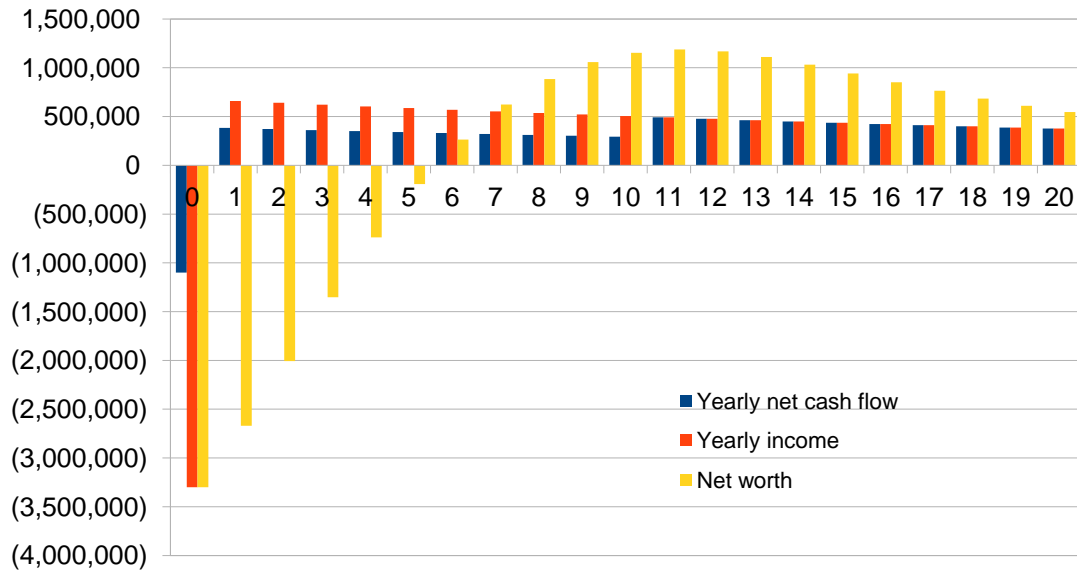
Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η διαχείριση 10.000 m³ κτηνοτροφικών αποβλήτων, μέσω της διαδικασίας της αναερόβιας χώνευσης, και την καύση του παραγόμενου βιοαερίου μπορούν να οδηγήσουν στην παραγωγή 160 τόνων άλγης σε ένα υδροπονικό θερμοκήπιο εκτάσεως 10 στρεμμάτων. Το κόστος μίας τέτοιας επένδυσης προσεγγίζει τα €2 εκατομμύρια, ενώ οι λειτουργικές δαπάνες μίας τέτοιας μονάδας φτάνουν στο 30% του κόστους επένδυσης. Αν επιλεγεί η καλλιέργεια σπιρουλίνας, (μέση τιμή πώλησης 10 €/kg), τα ετήσια έσοδα μπορούν να ανέρθουν στα €1,6 εκατομμύρια με το καθαρό όφελος προ φόρων και αποσβέσεων της τάξης του €1 εκατομμυρίου. Με βάση τα προαναφερόμενα η απλή περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης θα είναι στα 2 χρόνια περίπου ή στα 4 με 5 χρόνια αν συνυπολογισθούν οι φόροι, οι αποσβέσεις και το κόστος του χρήματος.

Εναλλακτικά της άλγης θα μπορούσαν να καλλιεργηθούν κηπευτικά προϊόντα όπως ντομάτες, μαρούλια κλπ. Σε αυτή την περίπτωση το κόστος επένδυσης ανέρχεται στο €1 εκατομμύριο για ένα υδροπονικό θερμοκήπιο 10 στρεμμάτων. Οι λειτουργικές δαπάνες μίας τέτοιας μονάδας είναι της τάξης του 28% του κόστους επένδυσης. Η στρεμματική απόδοση, για ντομάτες, αγγίζει τους 50 τόνων/έτος. Για μέση χονδρική τιμή πώλησης 1,2 €/kg, τα ετήσια έσοδα ανέρχονται σε €600.000, ενώ το καθαρό όφελος προ φόρων και αποσβέσεων θα είναι της τάξης των €320.000 ετησίως. Με τις παραπάνω παραδοχές η απλή περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης θα περίπου 3,5 με 4 χρόνια ή στα 5 με 6 χρόνια αν συνυπολογισθούν οι φόροι, οι αποσβέσεις και το κόστος του χρήματος.

Με βάση τις ποσότητες κτηνοτροφικών αποβλήτων και του βιολογικού καθαρισμού που λήφθηκαν υπόψη στην παρούσα μελέτη θα μπορούσε να κατασκευαστεί μία θερμοκηπιακή μονάδα της τάξης των 50 στρεμμάτων για την οποία θα απαιτούνταν επενδύσεις €5-20 εκατομμύρια με καθαρά κέρδη προ φόρων και αποσβέσεων €1,45-5 εκατομμύρια ετησίως. Παρακάτω παρουσιάζεται μια ενδεικτική οικονομική ανάλυση στον κύκλο ζωής της επένδυσης για μία θερμοκηπιακή υδροπονική μονάδα της τάξεως των 50 στρεμμάτων στην οποία θα καλλιεργούνται τομάτες, για την οποία έγιναν οι ακόλουθες παραδοχές:

Θερμοκήπιο	Επιφάνεια	50 στρέμματα
Παραγωγή	Τομάτες (τόνοι/έτος)	250
Δαπάνες	Κόστος εγκατάστασης (€)	5.500.000
	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/έτος)	1.540.000
Έσοδα	Έσοδα από πώληση ντομάτας (€/έτος)	3.000.000

Για την προκταρκτική ανάλυση της επένδυσης θεωρήθηκε ότι είναι δυνατή η επιδότηση κατά 40%, δανειοδότηση σε ποσοστό 40% και χρήση ιδίων κεφαλαίων για το υπόλοιπο 20%, ενώ τα επιτόκια ευκαιρίας (DR) και δανεισμού (IR) λήφθηκαν 3% και 5% (IR). Τα αποτελέσματα της ανάλυσης παρουσιάζονται στο παρακάτω γράφημα:



Σχήμα Π1: Οικονομική ανάλυση επένδυσης υδροπονικής θερμοκηπιακής μονάδας

Με βάση τις παραπάνω παραδοχές, η υλοποίηση της προτεινόμενης επένδυσης είναι συμφέρουσα καθώς επιτυγχάνονται:

- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης επί ιδίων κεφαλαίων 16,2%,
- Καθαρή παρούσα αξία σε χρονικό ορίζοντα 20ετίας 4.616.683 Ευρώ
- Λόγο οφέλους κόστους 1,16 και
- Περίοδος αποπληρωμής (Discounted Payback Period) 5,84 έτη.

Τα οικονομικά οφέλη από την λειτουργία της θερμοκηπιακής υδροπονικής μονάδας θα μπορούσαν να αξιοποιηθούν προς όφελος των μετόχων - κατοίκων της περιοχής είτε για την κάλυψη του κόστους των ενεργειακών επενδύσεων, εφόσον αυτές υλοποιηθούν τμηματικά, είτε μειώνοντας την τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας του δικτύου τηλεθέρμανσης ή ως καθαρή οικονομική απολαβή των μετόχων στον συνεταιρισμό.

Επίσης, με την ανάπτυξη αυτών των δραστηριοτήτων μπορούν να δημιουργηθούν πρόσθετες επιχειρηματικές δραστηριότητες, όπως κτηνοτροφικές και βιοτεχνικές (επεξεργασίας και τυποποίησης γεωργικών και κτηνοτροφικών προϊόντων), οι οποίες εκτός από τα προφανή οφέλη τους μπορούν να δημιουργήσουν θερμικά και ψυκτικά φορτία κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού και επομένως να βελτιώσουν την οικονομική αποδοτικότητα των ενεργειακών επενδύσεων λόγω της πώλησης θερμικής ενέργειας η οποία διαφορετικά θα απορριπτόταν κατά τη φάση της θερινής λειτουργίας των μονάδων ΣΗΘ.

Πέραν του οικονομικού οφέλους από αυτές τις επενδύσεις, υπάρχουν και άλλα σημαντικά περιβαλλοντικά και κοινωνικά οφέλη. Για την ακρίβεια, λόγω της αξιοποίησης του διοξειδίου του άνθρακα για την ανάπτυξη της άλγης ή των κηπευτικών προϊόντων, επιτυγχάνεται αντίστοιχη μείωση των εκπομπών CO₂ από τις μονάδες καύσης, ενώ δημιουργούνται 7 με 10 μόνιμες θέσεις εργασίας ανά 10 στρέμματα θερμοκηπιακής υδροπονικής μονάδας, πέραν των εποχικών θέσεων εργασίας και αυτών που θα δημιουργηθούν κατά τη φάση κατασκευής των έργων.

Υλοποιώντας όλα τα παραπάνω μπορεί να δημιουργηθεί ένα διαφορετικό αειφορικό μοντέλο τοπικής ανάπτυξης με το οποίο μπορούν να αντισταθμιστούν οι άμεσες και έμμεσες συνέπειες από την προβλεπόμενη σταδιακή απόσυρση των λιγνιτικών σταθμών της ΔΕΗ.

*«Δεν θα διασώσουμε όλα όσα θα θέλαμε, αλλά θα διασώσουμε
πολύ περισσότερα από όλα αυτά που θα είχαν χαθεί
εάν δεν προσπαθούσαμε ποτέ»*

Sir Peter Scott (1909-1989), Ιδρυτής του WWF



WWF Ελλάς

Λεμπέση 21
117 43 Αθήνα

Τηλ.: 210 3314893
Fax: 210 3247578

Περισσότερες πληροφορίες:

Νίκος Μάντζαρης

Υπεύθυνος ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής WWF Ελλάς

E-mail: n.mantzaris@wwf.gr



1961

Το WWF ιδρύθηκε το 1961 στην Ελβετία

>100

Το WWF αγωνίζεται για την προστασία του περιβάλλοντος σε 6 ηπείρους και σε περισσότερες από 100 χώρες.

1991

Το WWF ιδρύει γραφείο στην Αθήνα το 1991.

>300

Στην Ελλάδα έχουμε υλοποιήσει περισσότερες από 300 δράσεις.

360°

Προστατεύουμε το περιβάλλον λαμβάνοντας υπόψη τα κοινωνικά, οικονομικά και πολιτικά αίτια των απειλών και προτείνοντας λύσεις για την αρμονική συνύπαρξη ανθρώπου και φύσης.

5.000.000

Μας στηρίζουν περισσότεροι από 5 εκ. υποστηρικτές παγκοσμίως. Στην Ελλάδα οι υποστηρικτές μας ξεπερνούν τους 10.000.

1995

Η οικονομική διαχείριση του WWF Ελλάς ελέγχεται από ορκωτούς λογιστές ανελλιπώς από το 1995.



Η αποστολή του WWF Ελλάς

είναι να διατηρήσει την πλούσια βιοποικιλότητα της Ελλάδας ως αναπόσπαστο στοιχείο της Μεσογείου και να παρεμποδίσει – και μακροπρόθεσμα να αντιστρέψει – την υποβάθμιση του περιβάλλοντος, με στόχο την αρμονική συνύπαρξη ανθρώπου και φύσης.

www.wwf.gr