



---

**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**

Εργαστήριο Ατμοκινητήρων & Λεβήτων

*Τομέας Θερμότητας της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών*

---

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**«ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ  
ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗΣ  
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΙΟΛΙΚΕΣ  
ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ»**

**Του Φοιτητή**

Θεοφάνη – Χρήστου Χριστακόπουλου

**Επιβλέπων**

Καρέλλας Σωτήριος, Αναπληρωτής Καθηγητής,  
Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, ΕΜΠ

---

Αθήνα, Ιούλιος 2017



# ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

<b>ΠΕΡΙΛΗΨΗ .....</b>	<b>5</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>6</b>
<b>ΠΡΟΛΟΓΟΣ .....</b>	<b>7</b>
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....</b>	<b>8</b>
1.1 ΠΕΡΙΚΟΠΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	8
1.2 ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗ ΤΗΣ ΠΕΡΙΚΟΠΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	9
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....</b>	<b>11</b>
2.1 ΧΗΜΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	11
2.1.1. ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ( H <sub>2</sub> STORAGE).....	11
2.2 ΜΗΧΑΝΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	13
2.2.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟΥ ΑΕΡΑ (CAES , AA-CAES) .....	13
2.2.2 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ (PHS).....	15
2.3 ΗΛΕΚΤΡΟΧΗΜΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	17
2.3.1 ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ .....	17
2.3.1.1 Εισαγωγή .....	17
2.3.1.2 Μπαταρίες νατρίου-θείου (NaS) .....	18
2.3.2 ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ ΡΟΗΣ.....	22
2.3.2.1 Εισαγωγή .....	22
2.3.2.2 Οξειδοαναγωγικές μπαταρίες βαναδίου (VRB) .....	24
2.3.2.3 Μπαταρίες βρωμίου-ψευδαργύρου (ZnBr <sub>2</sub> ) .....	27
2.3.2.4 Μπαταρίες πολυσουλφιδίου-βρωμίου (PSB) .....	30
2.4 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ.....	33
2.4.1 ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗΣ ΩΣΜΩΣΗΣ (RO) .....	33
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ΚΡΗΤΗ : ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΛΕΤΗΣ .....</b>	<b>34</b>
3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΑ ΚΑ ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ .....	34
3.2 ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΤΟΥ ΣΗΕ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ .....	37
3.2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	37
3.2.2 ΑΡΧΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ .....	39
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΔΕ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ (PEM &amp; SOEC STORAGE).....</b>	<b>43</b>
4.1 ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ .....	43
4.1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	43
4.1.2 ΓΕΝΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ.....	44
4.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ .....	46
4.2.1 ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	46

4.2.2 ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ .....	48
4.2.3 ΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ.....	49
<b>4.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ .....</b>	<b>50</b>
<b>4.4 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>53</b>

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΑΕ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟΥ ΑΕΡΑ (CAES)..... 58**

<b>5.1 ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ .....</b>	<b>58</b>
5.1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	58
5.1.2 ΑΡΧΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ.....	61
5.1.3 ΓΕΝΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ.....	63
<b>5.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ .....</b>	<b>65</b>
5.2.1 ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	65
5.2.2 ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ .....	66
5.2.3 ΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ .....	67
<b>5.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ .....</b>	<b>68</b>
<b>5.4 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>70</b>

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΑΕ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΔΙΑΒΑΤΙΚΟΥ ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟΥ ΑΕΡΑ (AA-CAES) ..... 74**

<b>6.1 ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ .....</b>	<b>74</b>
6.1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	74
6.1.2 ΑΡΧΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ.....	77
6.1.3 ΓΕΝΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ.....	82
<b>6.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ .....</b>	<b>84</b>
6.2.1 ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	84
6.2.2 ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ .....	85
6.2.3 ΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ .....	85
<b>6.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ .....</b>	<b>86</b>
<b>6.4 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>88</b>

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΑΕ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΜΠΑΤΑΡΙΩΝ ΝΑΤΡΙΟΥ - ΘΕΙΟΥ (NAS).....91**

<b>7.1 ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ .....</b>	<b>91</b>
7.1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	91
7.1.2 ΓΕΝΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ.....	92
<b>7.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ .....</b>	<b>94</b>
7.2.1 ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	94
7.2.2 ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ .....	95
7.2.3 ΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ .....	96
<b>7.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ .....</b>	<b>96</b>
<b>7.4 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>98</b>

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΑΕ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ (PHS) ..... 101**

<b>8.1</b>	<b>ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ .....</b>	<b>101</b>
8.1.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	101
8.1.2	ΓΕΝΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ.....	102
<b>8.2</b>	<b>ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ .....</b>	<b>105</b>
8.2.1	ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ .....	105
8.2.2	ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ .....	106
8.2.3	ΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ .....	107
<b>8.3</b>	<b>ΔΕΔΟΜΕΝΑ .....</b>	<b>107</b>
<b>8.4</b>	<b>ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>110</b>

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΔΕ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗΣ ΩΣΜΩΣΗΣ (RO) .....** **114**

<b>9.1</b>	<b>ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ .....</b>	<b>114</b>
9.1.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	114
9.1.2	ΓΕΝΙΚΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ.....	115
<b>9.2</b>	<b>ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ .....</b>	<b>117</b>
<b>9.3</b>	<b>ΔΕΔΟΜΕΝΑ .....</b>	<b>119</b>
<b>9.4</b>	<b>ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>120</b>

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....** **122**

**ΣΥΝΤΜΗΣΕΙΣ.....** **125**

**ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....** **126**

## Περίληψη

Η απαίτηση μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου, η ανάγκη ελάττωσης της εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα και η αυξανόμενη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αλλάζουν την παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το νησί της Κρήτης διαθέτει πλούσιο δυναμικό όσον αφορά την αιολική και την ηλιακή ενέργεια. Επί του παρόντος, ένα μεγάλο ποσό της αιολικής ενέργειας στην Κρήτη περικόπτεται ανά περιόδους λόγω της μειωμένης ζήτησης και των τεχνικών ελαχίστων των υπαρχόντων θερμικών μονάδων. Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας αναγνωρίζεται ως η υποστηρικτική τεχνολογία που διαθέτει μεγάλες δυνατότητες για την αντιμετώπιση αυτών των προκλήσεων. Σε αυτήν, η ενέργεια αποθηκεύεται σε μια συγκεκριμένη κατάσταση, ανάλογα την εκάστοτε χρησιμοποιούμενη τεχνολογία και μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια όταν χρειάζεται.

Στόχος της εν λόγω εργασίας είναι να γίνει αντιληπτός ο σπουδαίος ρόλος που μπορεί να διαδραματίσει η αποθήκευση ενέργειας στην περαιτέρω ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και να μελετηθούν και αναλυθούν οι τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι τεχνολογίες που εξετάστηκαν εκτενέστερα στα πλαίσια αυτής της εργασίας είναι η αποθήκευση ενέργειας με χρήση υδρογόνου, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας συμπιεσμένου αέρα, η αντλησιοταμίευση, οι μπαταρίες νατρίου – θείου και η αφαλάτωση αντίστροφης ώσμωσης.

Στο πρώτο κεφάλαιο παρουσιάζεται το τοπίο σχετικά με την περικοπή ενέργειας στην εποχή μας και αναλύεται η χρησιμότητα της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ως μέσο εκμετάλλευσής της. Στο δεύτερο κεφάλαιο πραγματοποιείται μια σύντομη βιβλιογραφική ανασκόπηση των παραπάνω τεχνολογιών, αλλά και των μπαταριών ροής. Στο τρίτο κεφάλαιο παρουσιάζονται χαρακτηριστικά ενεργειακά στοιχεία της Κρήτης, που αποτελεί το παρόν σύστημα μελέτης. Από το τέταρτο μέχρι το ένατο κεφάλαιο λαμβάνουν χώρα προσεγγίσεις λειτουργίας των παραπάνω συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας στη Κρήτη. Σε κάθε κεφάλαιο από αυτά, εξετάζεται ανεξάρτητα κάθε τεχνολογία χρησιμοποιώντας πραγματικά στοιχεία, ενώ στο τέλος παρατίθενται τα αποτελέσματά της. Στο δέκατο κεφάλαιο, καταγράφονται τα συμπεράσματα που έχουν προκύψει από την εν λόγω εργασία και πραγματοποιείται μία σύγκριση για τις προσεγγίσεις των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας που πραγματοποιήθηκαν.

### Λέξεις κλειδιά

Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, απορριπτόμενη αιολική ενέργεια, Κρήτη, αποθήκευση υδρογόνου, αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα, αντλησιοταμίευση, μπαταρίες νατρίου-θείου, αφαλάτωση αντίστροφης ώσμωσης.

## Abstract

The demand for reduction of greenhouse gasses, the need for a decreased dependence on fossil fuels, and the increasing penetration of the renewable energy sources are changing the world's electrical energy production. The island of Crete possesses great potential when it comes to wind and solar energy. Currently, a large amount of wind energy is being often curtailed in Crete, due to the technical minimums of the existing thermal units and because of low demand. Electrical energy storage is recognized as underpinning technology to have great potential in meeting these challenges. This is accomplished by storing energy in a certain state, according to the technology used, and by converting it to electrical energy when needed.

The present thesis' aim is the understanding of the important role that energy storage can play in the further development of renewable energy sources and to study and analyze the energy storage technologies. The technologies, that are extensively examined are hydrogen energy storage, compressed air energy storage, pumped hydroelectric storage, sodium – sulfur batteries and reverse osmosis desalination.

The first chapter presents energy curtailment situation of the modern world and examines the utilities of electrical energy storage in curtailment exploitation. In the second chapter a brief literature review over the above energy storage technologies and over flow batteries is carried out. The third chapter presents main energy characteristics of the case study, Crete. From the fourth until the ninth chapter operation approaches of the above energy storage systems are taking place. In each of these chapters, each technology is examined independently using actual data, while the results are presented in the end. In the tenth chapter, the conclusions drawn from this work are recorded and a comparison for the approaches of the energy storage technologies, which took place, is made.

### **Keywords**

Energy storage systems, curtailed wind energy, Crete, hydrogen storage, compressed air storage, pumped storage, sodium-sulfur batteries, reverse osmosis desalination.

## Πρόλογος

Το αυξημένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα δίκτυα των ελληνικών νησιών, η ανισοκατανομή της ζήτησης στη διάρκεια ενός έτους, η στρατηγικής σημασίας μείωση της εξάρτησης εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων, τα φαινόμενα λειψυδρίας που αντιμετωπίζουν, καθώς και το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό αυτών των περιοχών αποτέλεσαν για τον συγγραφέα την αφορμή για την δημιουργία της διπλωματικής αυτής εργασίας. Η εξεταζόμενη λύση στις παραπάνω προκλήσεις είναι η χρήση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, τα οποία μπορούν να συνεισφέρουν επίσης στην ομαλή αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε τέτοια συστήματα. Το δε εξεταζόμενο σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει έντονο ενδιαφέρον, αφού αποτελεί μια από τις μεγαλύτερες προκλήσεις εφαρμογής τέτοιων ιδεών, μιας και είναι το μεγαλύτερο μη διασυνδεδεμένο σύστημα στην Χώρα. Όλοι οι απαραίτητοι υπολογισμοί στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας πραγματοποιήθηκαν σε υπολογιστικό εργαλείο, που κατασκευάστηκε από τον συγγραφέα, στο πρόγραμμα *Microsoft Excel*.

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε από τον Θεοφάνη – Χρήστο Χριστακόπουλο, φοιτητή της σχολής των Μηχανολόγων Μηχανικών του ΕΜΠ κατά το ακαδημαϊκό έτος 2016 – 2017, υπό την επίβλεψη του κου Καρέλλα Σωτηρίου, Δρ. Μηχανολόγο Μηχανικό TUM και Αναπληρωτή Καθηγητή ΕΜΠ (2015), τον οποίο ευχαριστώ θερμά, τόσο για την ανάθεση ενός πολύ ενδιαφέροντος θέματος, όσο και για την πολύτιμη καθοδήγησή του. Ακόμα ευχαριστώ θερμά τον κο Κάραλη Γεώργιο, Δρ. Μηχανολόγο Μηχανικό ΕΜΠ και ΕΔΙΠ του ΕΜΠ, για την σημαντική υποστήριξη που μου παρείχε κατά την διάρκεια της εκπόνησης της παρούσας εργασίας.

Σε αυτό το σημείο, θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τους στενούς μου φίλους για τα υπέροχα φοιτητικά χρόνια, την αδερφή μου Χριστίνα για όλα και για την θαυμάσια συγκατοίκηση, τον αδερφό μου Θάνο, ο οποίος αποτελούσε πάντα πρότυπο για μένα και την αγαπημένη μου Μίνα που ήταν στο πλευρό μου. Τέλος, οφείλω ένα τεράστιο ευχαριστώ στους γονείς μου Παναγιώτη και Κωνσταντίνα για την αμέριστη συναισθηματική και οικονομική υποστήριξη όλα αυτά τα χρόνια, χωρίς αυτούς τίποτα δεν θα ήταν εφικτό.

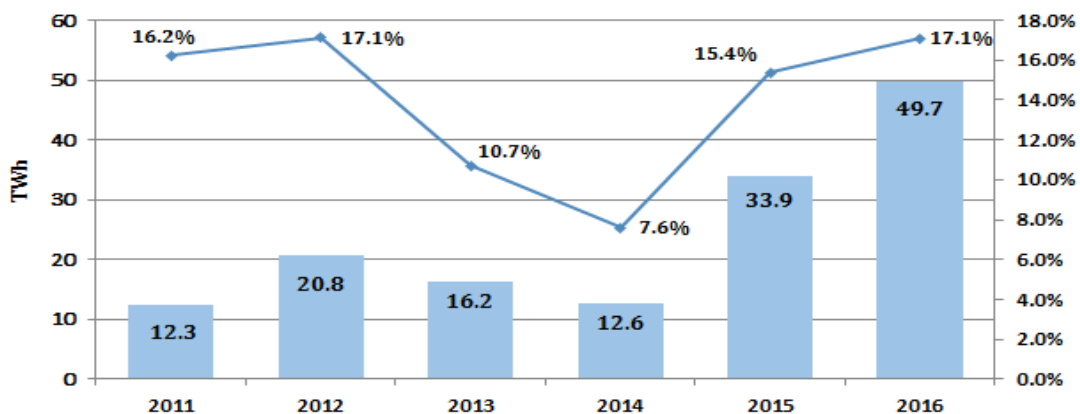


# 1) Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή

## 1.1 Περικοπή ενέργειας

Η περικοπή ενέργειας δεν είναι πλέον ένα γεγονός μεμονωμένο ή με χαμηλή πιθανότητα εμφάνισης σε συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η προοδευτική διεύδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) έχει δημιουργήσει σοβαρά προβλήματα στη διαχείριση του εκάστοτε συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ). Σύγχρονοι κανόνες δικτύου παρέχουν, όσο είναι δυνατόν, άμεση προτεραιότητα στην παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ. Ωστόσο, για να διατηρηθεί η λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου ασφαλής και αξιόπιστη, επιβάλλονται τοπικά όρια από τους φορείς διαχείρισης του δικτύου. Αυτό, συμβαίνει λόγω του κυμαινόμενου χαρακτήρα της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ. Σαν αποτέλεσμα, αυτά τα συστήματα καλούνται αρκετές φορές να περικόψουν μέρος της παραγόμενης ενέργειάς τους, έτσι ώστε να λειτουργούν εντός των ορίων ασφαλείας. Συγκεκριμένα, σημειώνεται ραγδαία αύξηση της διεύδυσης της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας τα τελευταία χρόνια σε αρκετά ΣΗΕ, οπότε τα ποσοστά περικοπής αναμένονται να αυξηθούν αναλογικά.

Στην Ισπανία, για παράδειγμα, περίπου 315,2 GWh αιολικής ενέργειας απορρίφθηκαν το 2010. Ομοίως, στην πολιτεία του Τέξας των ΗΠΑ, η ενέργεια που απορριπτόταν από τον διαχειριστή του δικτύου βρισκόταν γύρω στο 17,1% της ολικής παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε κάθε έτος από το 2007 έως το 2012. Από την άλλη πλευρά, μόνο σε λίγες εξαιρέσεις δεν κρίνεται απαραίτητο να χρησιμοποιούνται μέτρα περικοπής. Για παράδειγμα στη Δανία το 2012 υπήρξε ρεκόρ 30,1% της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, με ασήμαντες απώλειες παραγωγής αιολικής ενέργειας λόγω συμφωνιών διαμετακόμισης ηλεκτρικής ενέργειας με γειτονικές χώρες. Τέλος, άλλες χώρες όπως η Πορτογαλία δεν επιτρέπουν την περικοπή της αιολικής ενέργειας λόγω περιορισμών της νομοθεσίας, εκτός και εάν αυτές προέρχονται από τεχνικά προβλήματα [1].



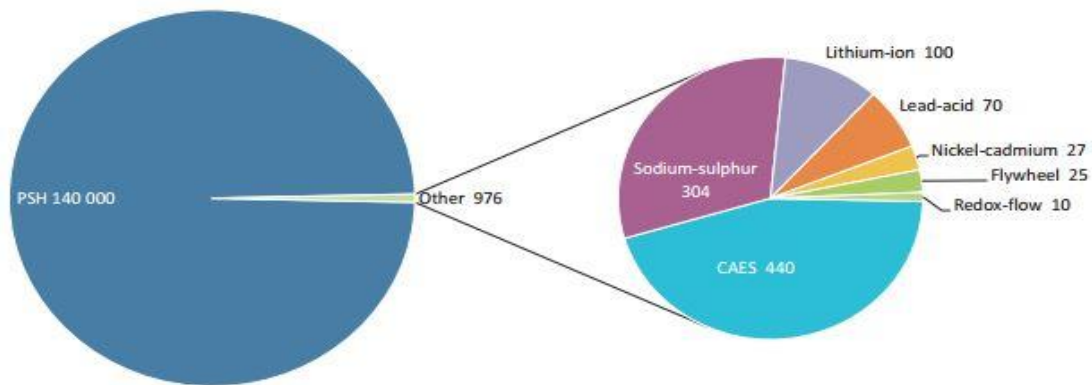
Διάγραμμα 1-1. Παραγόμενη αιολική ενέργεια και το ποσοστό περικοπής της παγκοσμίως [2].

## 1.2 Εκμετάλλευση της περικοπής ενέργειας

Το πρόβλημα αυτό μπορεί να αμβλυθεί με την συμπληρωματική λειτουργία των ΑΠΕ με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (ΣΑΕ). Τα τελευταία καλούνται, όταν είναι δυνατόν, να αναλάβουν την περίσσεια ενέργεια των πρώτων ή/και την ενέργεια σε χρονικές περιόδους χαμηλής ζήτησης και να την επιστρέψουν στο ΣΗΕ σε διαφορετική χρονική περίοδο υψηλής ζήτησης ή/και χαμηλής παραγόμενης ενέργεια από τις ΑΠΕ.

Η χρήση ενός ΣΑΕ είναι ικανή να αυξήσει την αποδοτικότητα της παραγωγής ενέργειας, ειδικά σε ένα μη διασυνδεδεμένο δίκτυο. Επιπλέον, το σύστημα αυτό επιτρέπει για πρώτη φορά τον διαχωρισμό του χρόνου παραγωγής ενέργειας από αυτόν της κατανάλωσής της. Με αυτόν τον τρόπο, θα ήταν δυνατή η επίτευξη της μετάβασης από την μαζική παραγωγή ενέργειας σε έναν τόπο σε μια παραγωγή ενέργειας κατά μήκος του δικτύου από μικρότερες εγκαταστάσεις. Αυτή η αλλαγή θα μπορούσε να επιφέρει αύξηση στην παγκόσμια απόδοση της συνολικά παραγόμενης ενέργειας, μειώνοντας τις απώλειες της μετάδοσης και της διανομής της. Αξιοσημείωτη είναι επίσης και η θετική επίδραση που μπορεί να έχουν τα ΣΑΕ στο περιβάλλον, μιας και αποτελούν μια πολύ πιο φιλική λύση για αυτό λόγω της χαμηλότερης κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων και της μείωσης των εκπεμπόμενων ρύπων. Επιπρόσθετα, η ευρεία χρήση ΣΑΕ είναι ικανή να δώσει ακόμα μεγαλύτερη ώθηση στην ανάπτυξη και την διείσδυση των ΑΠΕ, οδηγώντας σταδιακά στην ανεξάρτηση των ΣΗΕ από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας και από τα κόστη καθώς και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που αυτές επιφέρουν [3]. Τέλος, η Ελλάδα έχοντας πλούσιο δυναμικό για την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ, έχει μόνο να κερδίσει από την ανάπτυξη των ΣΑΕ (δεν υπάρχει πληθώρα, πέρα από κάποια ήδη υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά συστήματα). Τα ΣΑΕ είναι ικανά να υποστηρίξουν την λειτουργία των ΑΠΕ και να προσφέρουν την, στρατηγικής σημασίας για την χώρα μας, μεγαλύτερη αποδέσμευση από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα.

Σήμερα υπάρχει μια τεράστια ποικιλία ΣΑΕ, μικρής, μεσαίας και μεγάλης κλίμακας. Αυτά, μπορεί εξυπηρετούν ένα μεγάλο εύρος αναγκών από στιγμιαία βελτίωση της σταθερότητας και της ποιότητας του παραγόμενου φορτίου, μέχρι και την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας για ικανό χρονικό διάστημα.



Εικόνα 1-1. Σημερινή εικόνα της εγκατεστημένης ισχύος των ΣΑΕ παγκοσμίως (MW) [4].

Είναι δυνατόν να πραγματοποιηθεί μια ταξινόμηση με βάση την μέθοδο μετατροπής της ενέργειας, ως εκ τούτου, τα ΣΑΕ που θα αναλυθούν στην παρούσα διπλωματική μπορούν να χωριστούν ως εξής:

- Μηχανική μέθοδος, όπως η αντλησιοταμίευση (PHS) και τα συστήματα αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (CAES , AA-CAES).
- Ηλεκτροχημική μέθοδος, όπως οι μπαταρίες νατρίου – θείου (NaS) και οι μπαταρίες ροής.
- Χημική μέθοδος, όπως η αποθήκευση ενέργειας με χρήση υδρογόνου (H<sub>2</sub> storage)

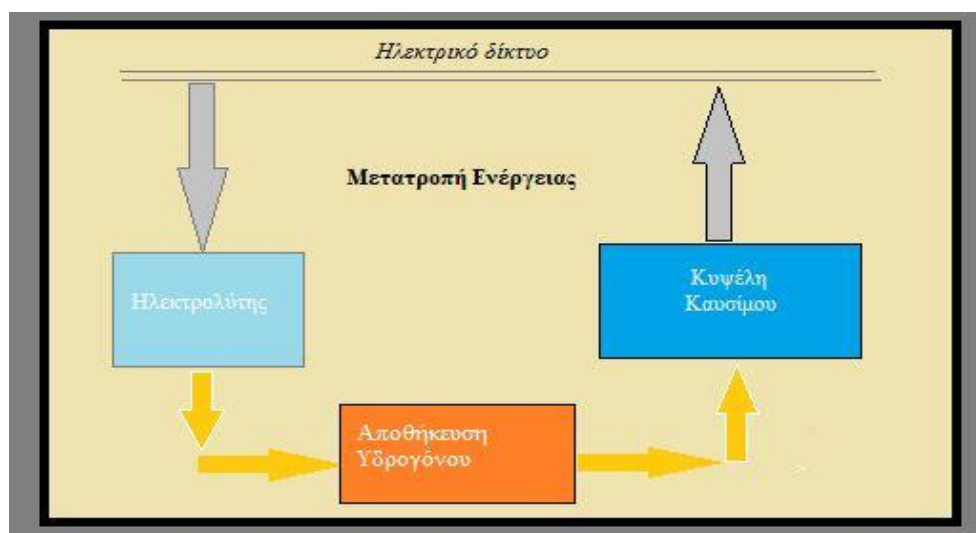
Ακόμα, η ενέργεια που περικόπτεται από τις ΑΠΕ θα μπορούσε να τροφοδοτεί μονάδες αφαλάτωσης με πολύ χαμηλότερο κόστος, μειώνοντας έτσι και αυτό του παραγόμενου καθαρού νερού. Η αιολική ενέργεια θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για την οδήγηση μονάδων αφαλάτωσης: αντίστροφης ώσμωσης (RO), ηλεκτροδιάλυσης και απόσταξης με συμπίεση ατμών. Οι περισσότερες διαθέσιμες εφαρμογές συνεργασίας μονάδων αφαλάτωσης και ΑΠΕ αφορούν την χρήση της τεχνολογία RO, η οποία εφαρμόζεται ως επί το πλείστον σε απομακρυσμένες περιοχές [5]. Ειδικά στις ξηρότερες περιοχές μια τέτοιου είδους συνεργασία φαίνεται να λύνει αρκετά προβλήματα. Αρκετές μελέτες και έχουν γίνει σχετικά με αυτήν την ιδέα, με την νησιωτική Ελλάδα λόγω της γεωγραφικής ιδιομορφίας που παρουσιάζει να αποτελεί ένα αρκετά ενδιαφέρον πεδίο μελέτης [6].

## 2) Κεφάλαιο 2 Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας

### 2.1 Χημικές μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας

#### 2.1.1. Αποθήκευση ενέργειας με χρήση υδρογόνου ( H<sub>2</sub> storage)

Το υδρογόνο μπορεί να ληφθεί με διάφορους τρόπους, όπως με την ηλεκτρόλυση νερού από ΑΠΕ, με την επεξεργασία βιομάζας, καθώς και με την χρήση και την επεξεργασία ορυκτών καυσίμων (το οποίο αποτελεί και την συχνότερα χρησιμοποιούμενη επιλογή) [7]. Όταν το υδρογόνο παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης με ενέργεια προερχόμενη από αιολικά πάρκα, μπορεί να αποθηκευτεί για να χρησιμοποιηθεί απευθείας σε κυψέλες καυσίμου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία παρέχεται στο δίκτυο, όταν απαιτείται [8].



Εικόνα 2-1. Αποθήκευση ενέργειας με την χρήση υδρογόνου.

Οι ηλεκτρολύτες αποτελούν βασικά τμήματα των συστημάτων αποθήκευσης υδρογόνου. Υπάρχουν πολλοί τύποι ηλεκτρολυτών, με τους ηλεκτρολύτες μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) και τους ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου (SOEC), να αποτελούν κάποιους από τους πιο ελπιδοφόρους τύπους σήμερα.

Οι ηλεκτρολύτες PEM εφευρέθηκαν το 1970, αλλά η παραγωγή υδρογόνου μέσω αυτού του τύπου της τεχνολογίας είναι επί του παρόντος σημαντική, σημειώνοντας παροχές όγκων της τάξης των 10 Nm<sup>3</sup>/h [9]. Τα βασικά πλεονεκτήματα των PEM είναι τα υψηλά ποσοστά παραγωγής υδρογόνου σε χαμηλή θερμοκρασία, ο συμπαγής σχεδιασμός, καθώς και ότι ο σταθερός ηλεκτρολύτης επιτρέπει τη λειτουργία σε υψηλή πίεση, ενώ το βασικό μειονέκτημα τους είναι το υψηλό κόστος του ηλεκτρολύτη και του καταλύτη.

Οι ηλεκτρολύτες SOEC αποτελούν νεότερες προσπάθειες αντιστροφής της διαδικασίας που χρησιμοποιείται στις κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFC), για αυτόν τον λόγο δεν είναι ακόμα ευρέως διαδεδομένοι. Αυτοί, σήμερα σημειώνουν παροχές όγκων της τάξης των 3 Nm<sup>3</sup>/h. Παρόλα αυτά παρουσιάζουν ιδιαίτερα πλεονεκτήματα, όπως η ικανότητα ενός υψηλού ρυθμού παραγωγής σε υψηλές αποδόσεις, το χαμηλό κόστος υλικών και η δυνατότητα συν-ηλεκτρόλυσης H<sub>2</sub>O και CO<sub>2</sub>. Βασικό μειονέκτημα των SOEC είναι οι υψηλές απαιτούμενες θερμοκρασίες λειτουργίας (700-900 °C) και η συνεπαγόμενη ζήτηση υλικών σταθερών σε τέτοιες συνθήκες, καθώς και ο σύντομος χρόνος ζωής τους [10].

Η χρήση στερεού ηλεκτρολύτη, των δύο προηγούμενων περιπτώσεων, τους επιτρέπει να παράγουν υδρογόνο σε κατάλληλες πιέσεις ώστε να αποθηκευτεί με την μερική ή και μηδενική χρήση συμπιεστή υδρογόνου. Στην πραγματικότητα, το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί σε πολλές μορφές: σε πιέσεις έως 360 bar (υποστηρίζεται ότι μπορεί να φτάσει και τα 700 bar) σε ειδικά διαμορφωμένα μεταλλικά δοχεία, σε μεταλλικά υδρίδια, υπογείως σε ειδικά διαμορφωμένες κοιλότητες, ως υγρό σε νανοϋλικά στους 20,3K, καθώς και σε νανοδομές άνθρακα και μετάλλων [11]. Η αποθήκευση υδρογόνου σε ειδικά διαμορφωμένα μεταλλικά δοχεία δείχνει να είναι κατάλληλη για εφαρμογές μεγάλου όγκου και μακροχρόνιας αποθήκευσης [12].

Ομοίως με τους ηλεκτρολύτες, υπάρχουν πολλοί τύποι κυψελών καυσίμου για σκοπούς στατικής και καταναμημένης παραγωγής. Αντίστοιχης τεχνολογίας με τους ηλεκτρολύτες που αναφέρθηκαν είναι η κυψέλη καυσίμου με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFC) και η κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFC). Η PEMFC είναι η πιο ευρέως χρησιμοποιούμενη τεχνολογία σήμερα. Στις PEMFC η χαμηλή θερμοκρασία λειτουργίας (μεταξύ 50 και 100 °C), καθώς και η σχετικά εύκολη συντήρηση τους αποτελεί βασικό πλεονέκτημα, ενώ το κόστος του καταλυτικού υλικού (πλατίνα) αποτελεί σοβαρό μειονέκτημα [12]. Οι SOFC είναι οι κυψέλες καυσίμου με τη μεγαλύτερη συνεχόμενη περίοδο ανάπτυξης, ξεκινώντας στα τέλη της δεκαετίας του 1950. Βασικό πλεονέκτημά τους αποτελεί, ότι λόγω της στερεής κεραμικής κατασκευής της κυψέλης τους, αποφεύγονται τυχόν προβλήματα διαβρώσεων, ενώ ακόμα παρουσιάζουν υψηλό βαθμό απόδοσης (>60%). Η υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας, όπως και στα SOEC, αποτελεί σημαντικό εμπόδιο στην χρήση τους [13]. Η ονομαστική ισχύς συστοιχίας τους κυμαίνεται για τις PEMFC στα 100 kW και για τις SOFC στα 2 MW [12].

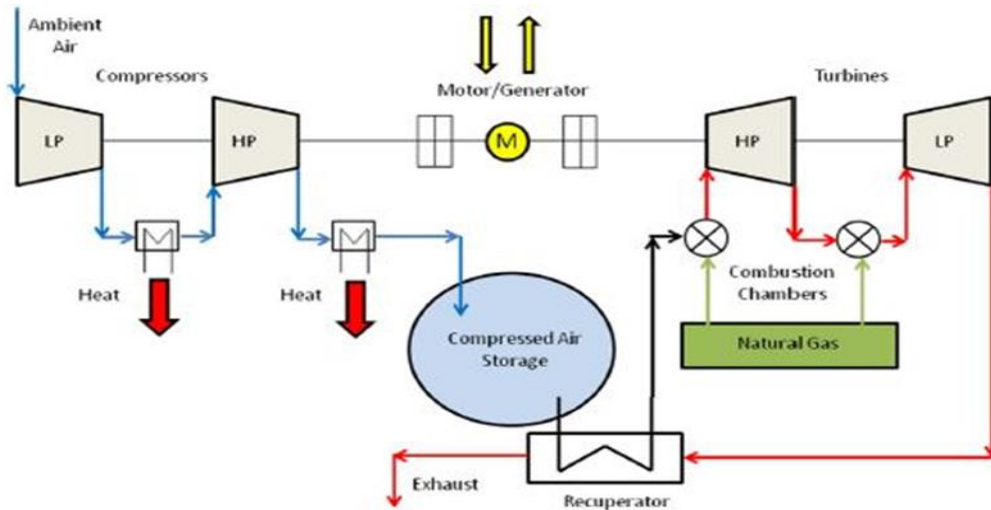
Στα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας υδρογόνου της παραπάνω μορφής, η αποδιδόμενη ισχύς και η αποθηκευτική ικανότητα είναι χαρακτηριστικά που δεν επικαλύπτει το ένα το άλλο, κάνοντας τα αρκετά ευέλικτα. Επιπλέον, λόγω του σχεδιασμού τους, συστήματα υψηλής ενέργειας (άνω των 100 MWh) και με υψηλή ισχύ αιχμής (άνω των 10 MW) μπορούν να επιτευχθούν. Ακόμα, η πρακτικά μηδενική αυτοεκφόρτιση (ανάλογα με τον τύπο της αποθήκευσης υδρογόνου) επιτρέπει στα συστήματα αυτά να αποθηκεύουν ενέργεια για μεγάλο χρονικό διάστημα. Όσον αφορά την ωφέλιμη ζωή τους, αυτή εκτιμάται σε περισσότερα από 15 χρόνια (20.000 κύκλοι) στο 100% του βάθους αποφόρτισής τους [14]. Τέλος, ένα από τα σημαντικότερα μειονεκτήματα ενός τέτοιου συστήματος είναι η χαμηλή ενεργειακή του απόδοση (~40%), λόγω της σχετικά χαμηλής ενεργειακής απόδοσης των κυψελών καυσίμου και του ηλεκτρολύτη, που κυμαίνεται περίπου στα 60% και στα 70% αντίστοιχα [15].

Επί του παρόντος, τέτοια ΣΑΕ βρίσκονται στο στάδιο της ανάπτυξης και της επίδειξης, ενώ στατικές εφαρμογές ισχύος τέτοιου είδους είναι σχετικά ώριμες. Το 2012 σχεδόν το 80% των συνολικών επενδύσεων στην παγκόσμια βιομηχανία κυψελών καυσίμων πραγματοποιήθηκε από τις αμερικανικές εταιρείες. Η μείωση του κόστους και η βελτίωση της αντοχής είναι απαραίτητη για την ανάπτυξη αυτής της τεχνολογίας σε εφαρμογές ευρείας κλίμακας ΣΑΕ. Ορισμένα έργα έρευνας ή επίδειξης είναι σε εξέλιξη σε όλο τον κόσμο. Η πρώτη δοκιμή χρησιμότητας σε παγκόσμιο επίπεδο αυτόνομου συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ενσωματωμένου με σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου με χρήση κυψελών καυσίμου εγκαταστάθηκε στη Νορβηγία, το οποίο παρείχε ισχύ με απαιτούμενη ποιότητα και υψηλή αξιοπιστία[16]. Από το 2013, η McPhy και η Enertrag AG στη Γερμανία εργάστηκαν από κοινού ώστε να αναπτύξουν οικονομικές λύσεις συστημάτων αποθήκευσης υδρογόνου με εκμετάλλευση αιολικής ενέργειας [17].

## 2.2 Μηχανικές μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας

### 2.2.1 Συστήματα αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (CAES , AA-CAES)

Το CAES είναι μια πλήρως εμπορική τεχνολογία ΣΑΕ, μεγάλης κλίμακας και μακράς περιόδου αποθήκευσης. Κατά τη διάρκεια των περιόδων χαμηλής κατανάλωσης ενέργειας, το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας οδηγεί τον κινητήρα, που με την σειρά του κινεί τους συμπιεστές του συστήματος για την έγχυση αέρα σε ένα δοχείο αποθήκευσης, το οποίο είναι συνήθως μια υπόγεια δεξαμενή ή κοιλότητα (σπήλαιο). Η ενέργεια αποθηκεύεται με τη μορφή αέρα υψηλής πίεσης. Όταν η παραγωγή ενέργειας δεν μπορεί να ικανοποιήσει τη ζήτηση φορτίου, ο αποθηκευμένος πεπιεσμένος αέρας απελευθερώνεται και θερμαίνεται από μια πηγή θερμότητας, συνήθως από την καύση κάποιου ορυκτού καυσίμου. Οι στρόβιλοι του συστήματος εκμεταλλεύονται την ενέργεια που πλέον φέρει ο πεπιεσμένος αέρας, οδηγώντας την γεννήτρια και παρέχοντας τελικά στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια. Η απορριπτόμενη θερμότητα από τα καυσαέρια μπορεί να ανακυκλωθεί από έναν ανακομιστή θερμότητας.

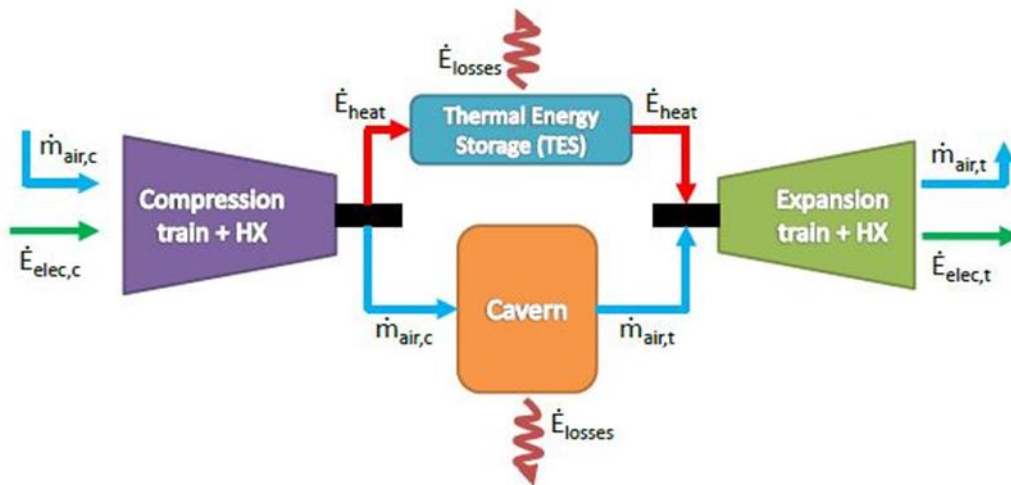


Εικόνα 2-2. Αναπαράσταση συστήματος CAES [18].

Η πρώτη εγκατάσταση συστήματος CAES μεγάλης κλίμακας στον κόσμο, το Huntorf που είναι ικανό να λειτουργεί στην ονομαστική ισχύ του (290 MW) για 2 ώρες καθημερινώς, εγκαταστάθηκε στη Γερμανία το 1978. Ακόμα μια εγκατάσταση CAES άρχισε να λειτουργεί στο McIntosh των ΗΠΑ, το 1991. Το σύστημα αυτό, των 110 MW μπορεί να λειτουργεί έως και 26 ώρες σε πλήρες φορτίο [19].

Το σύστημα CAES μπορεί να κατασκευαστεί για μικρές έως μεγάλες κλίμακες. Η τεχνολογία αυτή προσφέρει καλούς χρόνους απόκρισης (έως λίγα λεπτά) και καλή απόδοση σε καταστάσεις μερικού φορτίου [20]. Οι πρακτικές χρήσεις συστημάτων CAES μεγάλης κλίμακας περιλαμβάνουν εφαρμογές δικτύου: για μετατόπιση φορτίου, για συνεισφορά στα διαστήματα μέγιστης ζήτησης και για τον έλεγχο της συχνότητας και της τάσης. Το CAES μπορεί να εργαστεί σε συνδυασμό με ΑΠΕ, ιδιαίτερα με την αιολική ενέργεια, για να εξομαλύνει την ισχύ εξόδου των ανεμογεννητριών. Το κύριο εμπόδιο στην εφαρμογή, μεγάλης κλίμακας, συστημάτων CAES εντοπίζεται στην εύρεση κατάλληλων γεωγραφικών τοποθεσιών που θα καθορίσουν το κύριο επενδυτικό κόστος της εγκατάστασης. Ο σχετικά χαμηλός ολικός βαθμός απόδοσης κύκλου είναι ένα άλλο εμπόδιο για τα CAES σε σύγκριση με άλλες τεχνολογίες, όπως η αντλησιοταμίευση και οι μπαταρίες [16].

Επί του παρόντος, τα αναπτυσσόμενα αδιαβατικά συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (AA-CAES) προσελκύουν αρκετή προσοχή. Η τεχνολογία AA-CAES έχει κανονικά ενσωματωμένο ένα υποσύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας (TES) και λειτουργεί χωρίς να εμπλέκεται στη διαδικασία αποφόρτισης του συστήματος η καύση κάποιου ορυκτού καυσίμου. Η θερμική ενέργεια που εκμεταλλεύεται το TES προέρχεται από την θερμότητα που προσδίδεται στον αέρα κατά τη φάση της συμπίεσης και αποδίδεται ξανά στο αέρα στην φάση της εκτόνωσης [21]. Έτσι, τα AA-CAES λειτουργούν με μηδενικές εκπομπές ρυπογόνων καυσαερίων.



Εικόνα 2-3. Αναπαράσταση συστήματος AA-CAES [21].

Έχουν προταθεί πολλά συστήματα AA-CAES μεταβάλλοντας κατά κύριο λόγο την μεθοδολογία του TES [22]. Η πρώτη εγκατάσταση επίδειξης AA-CAES στον κόσμο, η ADELE, βρίσκεται στη φάση ανάπτυξης, στη Saxony-Anhalt της Γερμανίας. Το σύστημα θα έχει ικανότητα αποθήκευσης 360 MWh και ηλεκτρική ισχύ εξόδου 90 MW, με στόχο ο ολικός βαθμός απόδοσης κύκλου να φτάνει το 70%, [23]. Το 2007, η Luminant και η Shell-Wind πρότειναν την λειτουργία αιολικών πάρκων με συμμετοχή CAES στο Τέξας, έχοντας ως σκοπό την αξιολόγηση της δυνατότητας ενσωμάτωσης των εγκαταστάσεων CAES σε συνεργασία με το αιολικό πάρκο. Μετά από μια μακρά αναμονή, το 2013 το έργο ξεκίνησε και ως στόχος τέθηκε να φιλοξενηθεί εγκατάσταση CAES 317MW [16]. Τέλος τα υπέργεια CAES μικρής κλίμακας έχουν σημειώσει προσφάτως γρήγορη ανάπτυξη. Αυτά, μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως εναλλακτική λύση αντί των μπαταριών για βιομηχανικές εφαρμογές, όπως σε αδιάλειπτα συστήματα ισχύος (UPS) ή σε εφεδρικά συστήματα ισχύος.

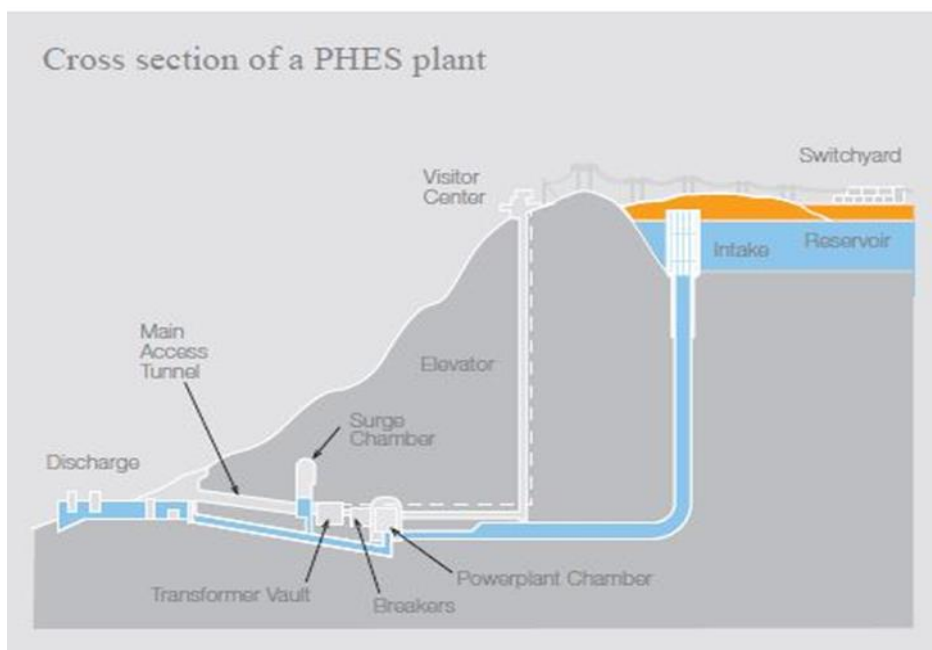
### 2.2.2 Αποθήκευση ενέργειας με αντλησιοταμίευση (PHS)

Η PHS είναι μια τεχνολογία ΣΑΕ με μακρά ιστορία, υψηλή τεχνική ωριμότητα και ικανότητα απόδοσης μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας και ισχύος. Με εγκατεστημένη ισχύ στα 127-129 GW το 2012, η PHS αντιπροσωπεύει περισσότερο από το 99% των ΣΑΕ μεγάλης κλίμακας παγκοσμίως, ενώ, επίσης συμβάλλει στο 3% περίπου της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [24].

Σε ένα αντλησιοταμιευτικό σύστημα, το πλεόνασμα ενέργειας που εμφανίζεται σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και αυξημένης παραγωγής (π.χ. από υπάρχοντα αιολικά πάρκα ή φωτοβολταϊκούς σταθμούς) χρησιμοποιείται ώστε να αντληθεί νερό σε ένα ανυψωμένο (άνω) δοχείο αποθήκευσης. Έπειτα, κατά τη διάρκεια των περιόδων αιχμής ζήτησης, το νερό απελευθερώνεται από την άνω δεξαμενή στην κάτω δεξαμενή,



θέτοντας σε κίνηση τους υδροστρόβιλους της εγκατάστασης, τροφοδοτώντας έτσι, μέσω των διασυνδεδεμένων γεννητριών, το δίκτυο με ηλεκτρική ενέργεια.



Εικόνα 2-4. Αναπαράσταση μονάδας αντλιοσταμείωσης [25].

Τα συστήματα PHS έχουν μικρό χρόνο απόκρισης (λίγα δευτερόλεπτα), τόσο κατά την φόρτιση, όσο και κατά την αποφόρτιση τους, ακόμα και όταν αναλαμβάνουν μεγάλα φορτία [26]. Σε παγκόσμια κλίμακα υπάρχουν ποικίλες μονάδες PHS με ονομαστική ισχύ που κυμαίνεται από 1 MW έως 3003 MW. Ο ολικός βαθμός απόδοσης κύκλου τους κυμαίνεται από 70% μέχρι 85% και ο χρόνος ζωής τους εκτιμάτε σε περισσότερα από 40 χρόνια ακόμα και όταν λειτουργούν με βάθος αποφόρτισης έως 95% [16].

Δεδομένου ότι η έλλειψη κατάλληλων περιοχών εγκατάστασης είναι γεγονός, το κύριο μειονέκτημα για τη δημιουργία ενός νέου συστήματος PHS είναι το υψηλό κόστος κεφαλαίου, που σχετίζεται άμεσα με την ανάγκη δημιουργίας δύο δεξαμενών με αξιόλογη διαφορά ύψους. Προς αυτή τη κατεύθυνση, η «ανοιχτή» θάλασσα μαζί με τα υπόγεια σπήλαια μπορούν επίσης να χρησιμεύσουν ως κατώτερες δεξαμενές [27]. Σε γενικές γραμμές τα μεγάλης κλίμακας συστήματα PHS φαίνονται πιο ελκυστικά από οικονομικής άποψης. Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις κατά τη διάρκεια των εργασιών κατασκευής και λειτουργίας των μονάδων αποτελεί ακόμα ένα θέμα ανησυχίας [26].

Τέλος, η παραγωγή αιολικής ή ηλιακής ενέργειας δύναται να συνδεθεί με την PHS, μιας και τέτοιου είδους ιδέες αναπτύσσονται αρκετά σήμερα. Για παράδειγμα, στην Ικαρία θα ενσωματωθεί υβριδικός σταθμός όπου θα λειτουργούν σε συνεργασία ένα αιολικό πάρκο (2,7 MW) , δυο μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί (4,15 MW) και ένα αντλιοστάσιο (3 MW) [28].

## 2.3 Ηλεκτροχημικές μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας

### 2.3.1 Συμβατικές μπαταρίες

#### 2.3.1.1 Εισαγωγή

Η επαναφορτιζόμενη μπαταρία είναι μία από τις πιο ευρέως χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες σε συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, στη βιομηχανία και την καθημερινή ζωή. Μια παραδοσιακή μπαταρία αποτελείται από ένα αριθμό ηλεκτροχημικών κυψελών συνδεδεμένων σε σειρά ή παράλληλα, οι οποίες παράγουν ηλεκτρική ενέργεια με την επιθυμητή τάση μέσω μιας ηλεκτροχημικής αντίδρασης. Κάθε κυψέλη περιέχει δύο ηλεκτρόδια (την άνοδο και την κάθοδο) και έναν ηλεκτρολύτη ο οποίος μπορεί να είναι στερεός ή υγρός. Μία κυψέλη μπορεί να μετατρέψει ηλεκτρική ενέργεια σε χημική καθώς φορτίζεται και αντιστρόφως όταν εκφορτίζεται.

Οι μπαταρίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν ευρέως σε διάφορες εφαρμογές, όπως στην διασφάλιση της ποιότητας του φορτίου, τη διαχείριση της ενέργειας και τη λειτουργία συστημάτων μεταφοράς. Η κατασκευή συστημάτων μπαταριών καταλαμβάνει μια σχετικά βραχεία χρονική περίοδο (περίπου εντός 12 μηνών). Η θέση για εγκατάσταση μπορεί να είναι αρκετά ευέλικτη, είτε να στεγάζεται μέσα σε ένα κτίριο είτε κοντά στις εγκαταστάσεις όπου χρειάζεται. Επί του παρόντος, οι σχετικά χαμηλοί χρόνοι επίτευξης των κύκλων τους και το υψηλό κόστος συντήρησης θεωρούνται ως τα κύρια εμπόδια στην εφαρμογή εγκαταστάσεων μεγάλης κλίμακας. Ακόμα, πρέπει να ληφθεί υπόψη η απόρριψη ή η ανακύκλωση των μπαταριών εάν χρησιμοποιούνται τοξικά χημικά υλικά. [12]

Παρακάτω παρατίθεται εικόνα με πέντε από τις κυριότερες τεχνολογίες συμβατικών μπαταριών, που χρησιμοποιούνται σε μορφές ΣΑΕ καθώς και των χημικών αντιδράσεων που λαμβάνουν χώρα σε αυτές.

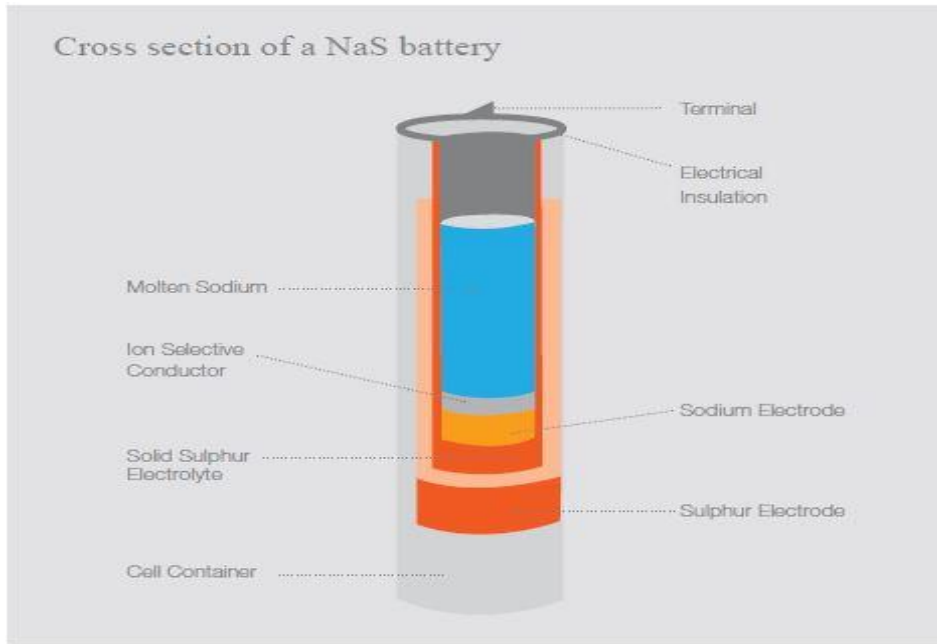
Τύπος Μπαταρίας	Χημικές αντιδράσεις στην άνοδο και στην κάθοδο	Τάση Μονάδας
Μολύβδου - Οξέος (Lead - Acid)	$Pb + SO_4^{2-} \rightleftharpoons PbSO_4 + 2e^-$ $PbO_2 + SO_4^{2-} + 4H^+ + 2e^- \rightleftharpoons PbSO_4 + 2H_2O$	2.0 V
Ιόντων Λιθίου (Lithium - Ion)	$C + nLi^+ + ne^- \rightleftharpoons Li_nC$ $LiXO_2 \rightleftharpoons Li_{1-n}XO_2 + nLi^+ + ne^-$	3.7 V
Νατρίου - Θείου (Sodium - Sulfur)	$2Na \rightleftharpoons 2Na^+ + 2e^-$ $\chi S + 2e^- \rightleftharpoons \chi S^{2-}$	~2.08 V
Νικελίου - Καδμίου (Nickel - Cadmium)	$Cd + 2OH^- \rightleftharpoons Cd(OH)_2 + 2e^-$ $2NiOOH + 2H_2O + 2e^- \rightleftharpoons 2Ni(OH)_2 + 2OH^-$	1.0- 1.3 V
Νικελίου - Υδριδίου μετάλλου (Nickel - Metal hydride)	$H_2O + e^- \rightleftharpoons 1/2H_2 + OH^-$ $Ni(OH)_2 + OH^- \rightleftharpoons NiOOH + H_2O + e^-$	1.0- 1.3 V
Χλωριούχου νικελίου - Νατρίου (Sodium-Nickel chloride)	$2Na \rightleftharpoons 2Na^+ + 2e^-$ $NiCl_2 + 2e^- \rightleftharpoons Ni + 2Cl^-$	~2.58 V

Εικόνα 2-5. Τύποι συμβατικών μπαταριών και οι χημικές αντιδράσεις τους [16].

Από όλες τις διαφορετικές διαθέσιμες τεχνολογίες μπαταριών επιλέχθηκαν να αναλυθούν μόνο οι μπαταρίες νατρίου – θείου (NaS) καθώς παρουσιάζουν πλεονεκτήματα που θεωρούνται ζωτικά στην αποθήκευση ενέργειας

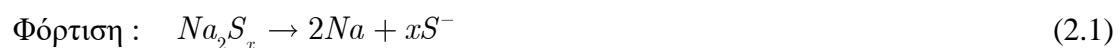
### 2.3.1.2 Μπαταρίες νατρίου-θείου (NaS)

Η ιδέα της αρχής λειτουργίας της μπαταρίας θεικού νατρίου συλλήφθηκε πρώτη φορά στις Ηνωμένες Πολιτείες και οδήγησε σε διάφορες δοκιμές στις ΗΠΑ, την Ευρώπη καθώς και στην Ιαπωνία για την ανάπτυξη μιας μπαταρίας που θα χρησιμοποιηθεί από ένα ηλεκτρικό αυτοκίνητο ή κάποιο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Η NGK ξεκίνησε την ανάπτυξη του ηλεκτρολύτη Beta Alumina χρησιμοποιώντας την τεχνογνωσία των κεραμικών τεχνολογιών το 1984 και την επέκτεινε στην ανάπτυξη της μπαταρίας NaS το 1989, από κοινού με την TEPCO. Αποτέλεσμα ήταν η επιτυχία της εμπορευματοποίησης το 2002, ενώ μέχρι σήμερα η NAS είναι η πιο χρησιμοποιημένη μπαταρία μεγάλης κλίμακας στον κόσμο [29].



Εικόνα 2-6. Σχηματική αναπαράσταση μια μπαταρίας NaS [30].

Μια μπαταρία νατρίου θείου (NaS) αποτελείται από τηγμένο θείο στο θετικό ηλεκτρόδιο και τηγμένο νάτριο στο αρνητικό ηλεκτρόδιο. Τα ηλεκτρόδια διαχωρίζονται με ένα κεραμικό ηλεκτρολύτη αγωγίμο σε ιόντα νατρίου, συνήθως αυτός αποτελείται από στερεά β-αλουμίνα. Κατά τη διάρκεια της αποφόρτισης θετικά ιόντα νατρίου ρέουν μέσω του ηλεκτρολύτη και συνδυάζονται με το θείο για την παραγωγή πολυσουλφιδίων νατρίου. Τα ηλεκτρόνια ρέουν στο εξωτερικό κύκλωμα της μπαταρίας δίνοντας τάση κυψέλης περίπου 2 V. Η μπαταρία διατηρείται σε θερμοκρασία λειτουργίας των 300-350 ° C για να διατηρηθούν τηγμένα τα συστατικά της [14]. Η συνολική αντίδραση που λαμβάνει χώρα στην κυψέλη είναι η εξής:



Όπου  $x=3\sim 5$

Τα συστήματα μπαταριών NaS παρουσιάζουν σημαντικά χαρακτηριστικά όταν συγκρίνονται με άλλες τεχνολογίες μπαταριών. Οι μπαταρίες νατρίου – θείου προσφέρουν μια καλή ισορροπία μεταξύ εγκατεστημένης ισχύος και ενεργειακής πυκνότητας. Όσον αφορά την ικανότητα ισχύος, μπορούν να αποφορτίζονται αδιάκοπα στην ονομαστική τους ισχύ για όλη την περίοδο αποφόρτισης, ενώ εάν χρειάζεται η ενέργεια της μπαταρίας μπορεί να απελευθερωθεί σε μικρότερη περίοδο αποφόρτισης. Συγκεκριμένα έχει την ικανότητα να απελευθερώνει πέντε φορές την ονομαστική ισχύ σε πολύ σύντομο χρονικό διάστημα. Ακόμα, η απόδοση του κύκλου λειτουργίας NaS βρίσκεται γύρω στο 80% και η αυτοεκφόρτιση της είναι ιδιαίτερα μικρή, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα μεγάλο χρονικό διάστημα αποθήκευσης.

Επιπλέον, εάν λειτουργεί σε βάθος αποφόρτισης (DoD) 100% η μπαταρία NaS μπορεί να διατηρήσει πλήρη χωρητικότητα μπαταρίας σε πάνω από 2500 κύκλους, ενώ στο 50% του DoD ο αριθμός κύκλου ζωής αυξάνεται περίπου στους 7000. Τέλος, αυτή η τεχνολογία δεν απαιτεί κατανάλωση ιδιαίτερων υλικών, δεδομένου ότι χρησιμοποιεί πρώτες ύλες χαμηλού κόστους. Για την μετακίνηση ιόντων νατρίου μέσω του ηλεκτρολύτη, η μπαταρία πρέπει να λειτουργεί σε επαρκώς υψηλή θερμοκρασία. Διαφορετικά, δεν είναι δυνατή η διατήρηση ενεργών υλικών ηλεκτροδίων σε τετηγμένη κατάσταση. Ως εκ τούτου, μια υποχρεωτική προϋπόθεση για την εξασφάλιση καλής ιοντικής αγωγιμότητας είναι να διατηρείται η θερμοκρασία τουλάχιστον στους 300 ° C . [1]

Η μπαταρία NaS θεωρείται μία από τις πιο ελπιδοφόρες υποψήφιες τεχνολογίες για εφαρμογές ΣΑΕ υψηλής ισχύος. Η έρευνα και οι αναπτυξιακοί άξονες επικεντρώνονται κυρίως στην ενίσχυση της απόδοσης των κυβελών και στη μείωση ή/και εξάλειψη των περιορισμών που εισάγει η υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας. Για παράδειγμα, η Sumitomo Electric Industries και το Πανεπιστήμιο του Κιότο ανέπτυξε μια μπαταρία που χρησιμοποιεί νάτριο χαμηλής θερμοκρασίας. Αυτό το νέο υλικό που περιέχει νάτριο μπορεί να λιώσει σε 330 K. Ο εφευρέτης υποστήριξε ότι η νέα μπαταρία μπορεί να επιτύχει πυκνότητα ενέργειας έως 290 Wh/L [16]. Ένα από τα μεγαλύτερα συστήματα μπαταριών NaS (40 MW) βρίσκεται στο Abu Dhabi και χρησιμοποιείται για την εξισορρόπηση του παραγόμενου φορτίου άλλων συστημάτων.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών NaS σήμερα παρουσιάζουν αποκλίσεις ανά συγγραφέα και ανά δημοσίευση. Παρακάτω παρουσιάζονται τιμές των τεχνικών χαρακτηριστικών που αναφέρονται σε σύγχρονες βιβλιογραφίες.

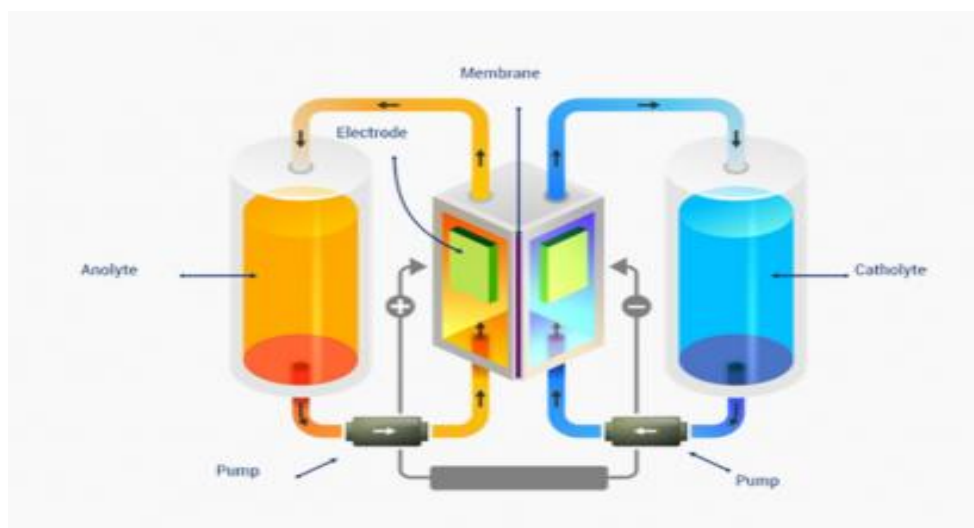
Βιβλιογραφίες	[14]	[15]	[31]	[32]	[33]	[34]	[16]	[35]	[12]
Ενεργειακή πυκνότητα (Wh/L)	150-240	80-120	150-250	-	-	-	150-300	-	-
Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	150-240	110-145	-	-	150-240	150-240	150-240	150-250	100-175
Επιτεύξιμη εγκατεστημένη ισχύς	0,05-34	-	5	1kW μέχρι εκατοντάδες MW	0,05-8 MW	0,5-8 MW	<34 MW	0,05-8 MW	0,4-34 MW
Αυτοεκφόρτιση (%)	0	0	-	-	-	-	Σχεδόν μηδενική	20 ημερησίως	0
Κύκλοι ζωής	2000-5000	-	4000-40000	210-4500	5-15 χρόνια	10-15 χρόνια	2500-4000	2500-4500	2500
Βαθμός απόδοσης κύκλου (%)	75-86	75-90	80-90	85-90	75-90	80-90	65-85	75-90	70-87
Χρόνος απόκρισης	-	-	Χιλιοστά του δευτερολέπτου	Γρήγορος	-	Γρήγορος	-	-	-
Χρόνος αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	-	-	Ώρες	1-10	-	-	Από λίγα s μέχρι λίγες h	Από λίγα s μέχρι λίγες h	-
Κόστος εξοπλισμού (€/kW)	~1900	-	950-1900	-	-	900-2800	325-2800	366	-
Κόστος αποθήκευσης (€/kWh)	340	-	125-250	270-900	270-460	275-460	280-460	298	200-425
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW/year)	-	-	-	-	-	-	80	3,6	-
Ωριμότητα τεχνολογίας	Αναπτυσσόμενη	-	-	Εμπορική	-	-	Πλήρως εμπορική	-	-

Πίνακας 2-1. Σύνοψη τεχνικών χαρακτηριστικών μπαταριών NaS.

## 2.3.2 Μπαταρίες ροής

### 2.3.2.1 Εισαγωγή

Οι μπαταρίες ροής παρουσιάζουν αρκετές διαφορές σε σχέση με άλλες συμβατικές μορφές αποθήκευσης ηλεκτροχημικής ενέργειας. Η βασικότερη είναι πως μια μπαταρία ροής αποθηκεύει ενέργεια σε δύο διαλυτά ζεύγη υγρού ηλεκτρολύτη που περιέχονται σε εξωτερικές δεξαμενές, ενώ στις περισσότερες περιπτώσεις συμβατικών μπαταριών η διαδικασία πραγματοποιείται σε ένα σώμα. Αυτοί οι ηλεκτρολύτες μπορούν να αντλούνται από τις δεξαμενές σε δυο διαφορετικές περιοχές της συστοιχίας κυψελών, οι οποίες διαχωρίζονται από επιλεκτική ιονική μεμβράνη. Η λειτουργία βασίζεται σε αντιδράσεις αναγωγής-οξειδωσης των διαλυμάτων ηλεκτρολύτη. Κατά τη διάρκεια της φάσης φόρτισης, ο ένας ηλεκτρολύτης οξειδώνεται στην άνοδο και ένας άλλος ηλεκτρολύτης ανάγεται στη κάθοδο και η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε χημική ενέργεια. Η παραπάνω διαδικασία αντιστρέφεται κατά τη διάρκεια της φάσης αποφόρτισης. [16]



Εικόνα 2-7. Αναπαράσταση λειτουργίας οξειδοαναγωγικών μπαταριών ροής [36].

Οι μπαταρίες ροής μπορούν να ταξινομηθούν σε δύο κατηγορίες, τις οξειδοαναγωγικές (redox) και τις υβριδικές (hybrid) μπαταρίες ροής. Στις μπαταρίες οξειδοαναγωγής δύο υγρά διατηρούνται σε διαφορετικές εξωτερικές δεξαμενές και αντλούνται στην συστοιχία των κυψελών όταν λειτουργεί η μπαταρία, ενώ στην περίπτωση της υβριδικής μπαταρίας, μόνο ένα διάλυμα αποθηκεύεται σε μια εξωτερική δεξαμενή, η άλλη διατηρείται πάντα στην ηλεκτροχημική μονάδα (κυψέλη). Η μπαταρία βρωμιούχου ψευδάργυρου ( $ZnBr_2$ ) είναι ένα ιδιαίτερο παράδειγμα υβριδικής μπαταρίας ροής ενώ η μπαταρία βαναδίου (V) είναι ένα παράδειγμα οξειδοαναγωγικής μπαταρίας ροής. [37]

Ένα σημαντικό πλεονέκτημα των μπαταριών ροής είναι ότι η αποδιδόμενη ισχύς ενός τέτοιου συστήματος είναι ανεξάρτητη από την ικανότητα αποθήκευσης του. Αυτό συμβαίνει διότι η ισχύς του καθορίζεται από το μέγεθος των ηλεκτροδίων και τον αριθμό των κυψελών στη συστοιχία του, ενώ η χωρητικότητα αποθήκευσης καθορίζεται από τη συγκέντρωση και την ποσότητα του ηλεκτρολύτη. Το γεγονός αυτό επιτρέπει την εύκολη αναβάθμιση των υπάρχοντων συστημάτων αλλά και την τροποποίηση της λειτουργίας τους αναλόγως των ειδικών απαιτήσεων που επιβάλλονται[3]. Επίσης, ένα ακόμα πλεονέκτημα είναι η πολύ μικρή αυτοεκφόρτιση που είναι σύμφυτο χαρακτηριστικό των μπαταριών ροής και οφείλεται στο ότι οι ηλεκτρολύτες είναι αποθηκευμένοι σε χωριστές σφραγισμένες δεξαμενές, δίνοντας τους την δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας ακόμα και για ολόκληρους μήνες. Αυτό συμβαίνει διότι οι καταστάσεις οξειδωσης (ή αναγωγής) των ηλεκτρολυτών είναι σταθερές στο διάλυμα τους στις δεξαμενές και δεν υπάρχει έτσι καταπόνηση (απώλεια) χημικής ενέργειας[38]. Επιπρόσθετα, το βάθος αποφόρτισης (DoD) μπορεί να αγγίζει αρκετά μεγάλες τιμές (~90%) χωρίς να επηρεάζεται ο βαθμός απόδοσης και ο χρόνος ζωής των μπαταριών ροής. Τέλος υπάρχει δυνατότητα αντικατάστασης ενός ηλεκτρολύτη με ένα άλλα ανεπεξέργαστο, φορτίζοντας έτσι άμεσα το σύστημα. [3]

Στα μειονεκτήματα των μπαταριών ροής περιλαμβάνονται οι χαμηλές αποδόσεις που προέρχονται από μη ομοιόμορφες πτώσεις πίεσης της μεταφερόμενης αντιδρώντος μάζας αλλά και από τους περιορισμούς της ποσότητας της που μεταφέρεται στις κυψέλες. Ακόμα το σχετικά υψηλό κόστος κατασκευής και οι πολύπλοκες απαιτήσεις συστήματος σε σύγκριση με τις παραδοσιακές μπαταρίες αποτελούν μειονέκτημα των μπαταριών ροής. Τέλος τα συστήματα αυτά χαρακτηρίζονται από χαμηλές ενεργειακές πυκνότητες, οπότε καταλαμβάνουν μεγάλο όγκο (και μάζα) ανά παραγόμενη ποσότητα ενέργειας, αν και τα τελευταία χρόνια οι τιμές της ενεργειακής πυκνότητας έχουν σχεδόν διπλασιαστεί.

Οι σημερινές εγκαταστάσεις μπαταριών ροής έχουν εγκατεστημένη ισχύ από μερικές εκατοντάδες kW μέχρι ακόμη και αρκετά MW, αν και δεν υπάρχει πληθώρα τέτοιων διαθέσιμων εγκαταστάσεων [16]. Ορισμένοι τύποι τεχνολογιών των μπαταριών ροής έχουν χρησιμοποιηθεί ή μπορούν ενδεχομένως να χρησιμοποιηθούν για εφαρμογές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Τέτοιοι είναι η μπαταρία οξειδοαναγωγής βαναδίου (VRB), η μπαταρία ψευδαργύρου βρωμίου ( $ZnBr_2$ ) και η μπαταρία βρωμίου πολυσουλφιδίου (PSB).

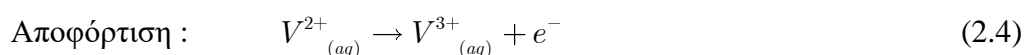
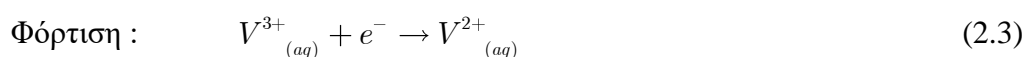


### 2.3.2.2 Οξειδοαναγωγικές μπαταρίες βαναδίου (VRB)

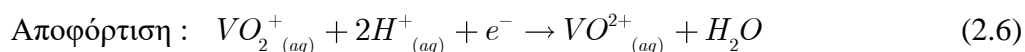
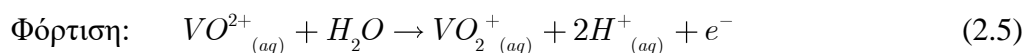
Η μπαταρία οξειδοαναγωγής ολικού βαναδίου προτάθηκε από τους Skyllas-Kazacos και τους συνεργάτες της στις αρχές της δεκαετίας του '80 ως μέσο εξάλειψης των προβλημάτων της διασταυρωμένης μόλυνσης ηλεκτρολύτη που ενυπήρχαν σε όλες τις μπαταρίες ροής που χρησιμοποιούσαν διαφορετικά στοιχεία στα δύο διαλύματα ηλεκτρολύτη. Στα επόμενα χρόνια προτάθηκαν δύο ακόμη τύποι VRB οι οποίοι είναι γνωστοί ως VRB γενιάς 2 (G2) και γενιάς 3 (G3). Ο πρώτος προτάθηκε πάλι από την Δρ. Maria Skyllas-Kazacos το 2003, σε αυτόν τα διαλύματα και στις δύο δεξαμενές είναι μίγμα διαλυμάτων βαναδίου, υδροχλωρικού και υδροβρομικού οξέος (V/HCl/HBR). Ο δεύτερος τύπος κατοχυρώθηκε από το Battele Memorial Institute με διεθνές δίπλωμα ευρεσιτεχνίας για όλες τις μπαταρίες ροής οξειδοαναγωγής (VRB) που χρησιμοποιούν βανάδιο σε συνδυασμό με διαλύματα που περιέχουν HCl είτε έναν μεικτό ηλεκτρολύτη θεικού και υδροχλωρικού οξέος H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> / HCl. Παρακάτω θα αναλυθεί ο πρώτος τύπος VRB ολικού βαναδίου γενιάς 1 (G1) διαλυμένο σε H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>. [14]

Το VRB είναι ένα από τα πιο ώριμα συστήματα μπαταρίας ροής. Το VRB αποθηκεύει ενέργεια χρησιμοποιώντας ζευγάρια οξειδοαναγωγής βαναδίου (V<sup>2+</sup> / V<sup>3+</sup> και V<sup>4+</sup> / V<sup>5+</sup>) σε δύο δεξαμενές ηλεκτρολύτη. Τα VRB εκμεταλλεύονται το βανάδιο σε αυτές τις τέσσερις καταστάσεις οξείδωσης που καθιστά την μπαταρία ροής να έχει μόνο ένα ενεργό στοιχείο τόσο στην άνοδο όσο και στον κάθοδο. Κατά τη διάρκεια των κύκλων φόρτισης / αποφόρτισης, ανταλλάσσονται ιόντα H<sup>+</sup> μέσω της ιοντοεκλεκτικής μεμβράνης [16]. Οι χημικές αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα είναι οι εξής :

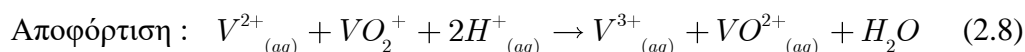
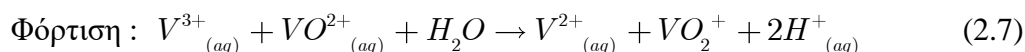
Κάθοδος :



Άνοδος :



Ολική αντίδραση :



Όπως συμβαίνει με όλες τις μπαταρίες ροής οξειδοαναγωγής, το VRB είναι ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας που προσφέρει μεγάλη ευελιξία για ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών. Η ένταση δυναμικού της συστοιχίας εξαρτάται από τον αριθμό των κυψελών σε αυτή, ενώ η ένταση ρεύματος συστοιχίας είναι συνάρτηση της περιοχής των ηλεκτροδίων. Αυτά, με τη σειρά τους, καθορίζουν την ισχύ εξόδου της μπαταρίας, ενώ η χωρητικότητά της ρυθμίζεται από τον όγκο του ηλεκτρολύτη στις εξωτερικές δεξαμενές και την συγκέντρωση του ιόντος βαναδίου στα διαλύματα. Στην περίπτωση του VRB, απαιτούνται περίπου 6,3 kg  $V_2O_5$  ανά kWh όσον αφορά την ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας, δηλαδή περίπου 30 l διαλύματος βαναδίου συνολικά, υποθέτοντας ότι η μπαταρία λειτουργεί σε εύρος κατάστασης φόρτισης (SOC) 95% και 5%. Στην πράξη, ωστόσο, οι τυπικοί όγκοι ηλεκτρολυτών κυμαίνονται από 40 έως 50 l/kWh, επειδή επικρατούν χαμηλότερες συγκεντρώσεις ιόντων βαναδίου και επειδή στενότερα όρια SOC χρησιμοποιούνται συνήθως. Υπό κανονικές συνθήκες, το συνολικό δυναμικό κυψέλης είναι 1,4 V στους 25 ° C.

Στην περίπτωση του VRB, ο κύκλος ζωής είναι θεωρητικά απεριόριστος λόγω του ότι οποιαδήποτε απώλεια ισχύος μπορεί εύκολα να αποκατασταθεί είτε με ανάμιξη των δύο διαλυμάτων χημικά είτε ηλεκτροχημική αναβάθμιση των διαλυμάτων του. Επομένως, ο χρόνος ζωής της κυψέλης του καθορίζεται από αυτόν των συστατικών της. Συνήθως η μεμβράνη είναι αυτή που υποβαθμίζεται αργά κατά τη διάρκεια παρατεταμένης έκθεσης στο διάλυμα V στο φορτισμένο θετικό ηλεκτρόδιο. Σήμερα μεμβράνες χαμηλού κόστους με 10 χρόνια ζωής έχουν αναπτυχθεί, έτσι αναμένεται καλή διάρκεια ζωής της μπαταρίας όσο αυτές χρησιμοποιούνται εντός ασφαλών ορίων λειτουργίας. [14]

Οι τεχνολογίες VRB έχουν εμπορευματοποιηθεί πρώτες το 2001 από την Sumitomo Electric Industries στο Τόκιο της Ιαπωνίας (1,5 MW , 1,5 MWh). Η μεγαλύτερη εγκατάσταση όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ βρίσκεται στην Κίνα στην πόλη Senyang (5 MW, 10 MWh), ενώ η μικρότερη βρίσκεται στην πόλη Evora της Πορτογαλίας. Στην συντριπτική πλειοψηφία των εγκατεστημένων συστημάτων VRB η χρήση τους προορίζεται στην εξισορρόπηση και εξομάλυνση του φορτίου, στις περισσότερες φορές σε συνεργασία με ΑΠΕ. [31]

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών ροής VRB σήμερα παρουσιάζουν αποκλίσεις ανά συγγραφέα και ανά δημοσίευση. Παρακάτω παρουσιάζονται τιμές των τεχνικών χαρακτηριστικών που αναφέρονται σε σύγχρονες βιβλιογραφίες.

Βιβλιογραφίες	[14]	[15]	[31]	[32]	[33]	[34]	[16]	[35]	[12]
Ενεργειακή πυκνότητα (Wh/L)	38-50	20-33	-	-	-	-	16-35	-	-
Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	27-36	15-25	-	-	10-50	10-30	10-30	10-35	20-35
Επιτεύξιμη εγκατεστημένα ισχύς	-	-	-	1kW μέχρι εκατοντάδες MW	0,1-10 MW	0,5-100 MW	0,03-10 MW πιθανώς έως 50 MW	0,03-3 MW	0,25-12 MW
Αυτοεκφόρτιση (%)	-	-	-	-	-	Μικρή	Μικρή	-	Πολύ μικρή
Κύκλοι ζωής	12000+	Θεωρητικά μέχρι 200000	20000	5000-14000 Θεωρητικά μέχρι 270000	12000	13000	12000+	10000-13000	1000-13000
Βαθμός απόδοσης κύκλου (%)	73-86	80	70-85	75-85	75-85	85	65-85	65-85	65-85
Χρόνος απόκρισης	-	-	-	Γρήγορος	-	-	Χιλιοστά του δευτερολέπτου	-	-
Χρόνος αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	-	-	-	1-20	-	-	0,1-24+	0,1-10+	-
Κόστος εξοπλισμού (€/kW)	-	-	-	-	3200	-	570-1440	490	-
Κόστος αποθήκευσης (€/kWh)	175-900	-	500-650	160-230	135-950	-	135-950	467	575
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW/year)	-	-	-	-	26	-	65	8,5	-
Ωριμότητα τεχνολογίας	-	-	Αναπτυσσόμενες	Σχεδόν εμπορική	Αναπτυσσόμενες	-	Σχεδόν εμπορική	-	-

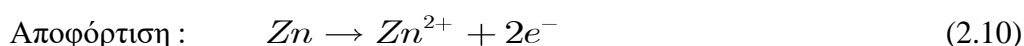
Πίνακας 2-2. Σύνοψη χαρακτηριστικών μπαταριών VRB

### 2.3.2.3 Μπαταρίες βρωμίου-ψευδαργύρου ( $ZnBr_2$ )

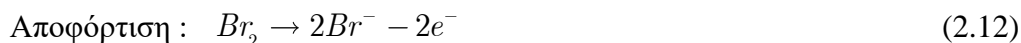
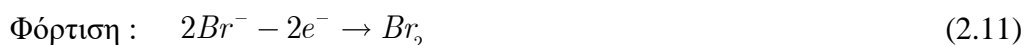
Η μπαταρία ψευδαργύρου-βρωμίου ( $ZnBr_2$ ) είναι μια ιδιαίτερη υβριδική μπαταρία οξειδοαναγωγικής ροής, επειδή μεγάλο μέρος της ενέργειας αποθηκεύεται στην επένδυση μεταλλικού ψευδαργύρου επί των πλακών ανόδου στην ηλεκτροχημική κυψέλη κατά τη διάρκεια της φόρτισης. Έτσι, η συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης ενέργειας του συστήματος εξαρτάται τόσο από το μέγεθος της περιοχής του ηλεκτροδίου όσο και από το μέγεθος των δεξαμενών αποθήκευσης ηλεκτρολυτών. Ως εκ τούτου, οι τιμές ισχύος και ενέργειας της μπαταρίας ροής ψευδαργύρου-βρωμίου δεν αποσυνδέονται πλήρως. Η μπαταρία ροής ψευδαργύρου-βρωμίου αναπτύχθηκε πρώτη από την Exxon ως σύστημα υβριδικών μπαταριών ροής στις αρχές της δεκαετίας του 1970. [39]

Σε μια μπαταρία  $ZnBr_2$ , τα δύο υδατικά διαλύματα ηλεκτρολύτη περιέχουν αντιδραστικά συστατικά, τα οποία βασίζονται σε στοιχεία ψευδαργύρου και βρωμίου και αποθηκεύονται σε δύο εξωτερικές δεξαμενές. Κατά τη διάρκεια της φόρτισης/αποφόρτισης αυτά τα δύο διαλύματα ηλεκτρολύτη ρέουν μέσω σωληνώσεων στην κυψέλη. Αυτή αποτελείται από διαμερίσματα σύνθετων ηλεκτροδίων άνθρακα-πλαστικού. Αναστρέψιμες ηλεκτροχημικές αντιδράσεις λαμβάνουν χώρα σε αυτές τις ηλεκτρολυτικές κυψέλες[16]. Οι αντίστοιχες χημικές αντιδράσεις είναι οι εξής:

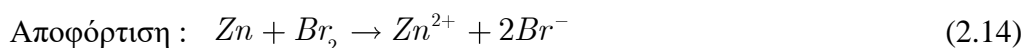
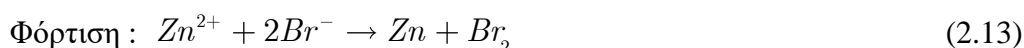
Κάθοδος :



Άνοδος :



Ολική αντίδραση :



Το βρώμιο που παράγεται στο θετικό ηλεκτρόδιο κατά τη διάρκεια του κύκλου φόρτισης βρίσκεται σε ισορροπία με τα ιόντα βρωμίου και σχηματίζει ιδιαίτερα υδατοδιαλυτά ανιόντα, όπως το  $Br_3^-$  και  $Br_5^-$ . Διάφορες στρατηγικές όπως η χρήση μιας οργανικής φάσης και η χρήση των παραγόντων συμπλοκοποίησης για το βρώμιο έχουν προταθεί για να περιορίσουν το στοιχειακό βρώμιο που παράγεται κατά τη διάρκεια της φόρτισης.

Η μπαταρία οξειδοαναγωγής Zn-Br<sub>2</sub> έχει λάβει μεγάλο ενδιαφέρον ως τεχνολογία επαναφορτιζόμενης ενέργειας λόγω της, σχετικά με άλλες μπαταρίες, υψηλής ειδικής ενέργειας (440 Wh/kg), της υψηλής τάσης κυψέλης (1,82 V) και της υψηλής ενεργειακής απόδοσης (80%) που παρουσιάζει. Άλλα πλεονεκτήματα είναι ο υψηλός βαθμός της αντιστρεψιμότητας του συστήματος Br-Br<sub>2</sub> και Zn-Zn<sup>2+</sup>, η αφθονία σε χαμηλό κόστος των αντιδρώντων, η θερμοκρασία λειτουργίας περιβάλλοντος, η μεγάλη διάρκεια ζωής, και ένα σχετικά χαμηλό κόστος ανά kWh.[31]

Το βρώμιο που παράγεται στο θετικό ηλεκτρόδιο κατά τη διάρκεια του κύκλου φόρτισης βρίσκεται σε ισορροπία με τα ιόντα βρωμίου και σχηματίζει ιδιαίτερα υδατοδιαλυτά ανιόντα, όπως το Br<sub>3</sub><sup>-</sup> και Br<sub>5</sub><sup>-</sup>. Διάφορες στρατηγικές όπως η χρήση μιας οργανικής φάσης και η χρήση των παραγόντων συμπλοκοποίησης για το βρώμιο έχουν προταθεί για να περιορίσουν το στοιχειακό βρώμιο που παράγεται κατά τη διάρκεια της φόρτισης. Συνεχιζόμενες προκλήσεις περιλαμβάνουν την κατασκευή ηλεκτροδίων, την αντιστρεψιμότητα κάθε ηλεκτροδίου λόγω των αλλαγών φάσης που σημειώνονται, τη διατήρηση του βρωμίου στην επιθυμητή φάση και την ανάπτυξη βελτιωμένων συστημάτων ελέγχου για τη διατήρηση της αποτελεσματικότητας και της ασφάλειας [14].

Η μπαταρία έχει ερευνηθεί καλά στο εργαστήριο και σε πιλοτική κλίμακα έτσι ώστε τα συστήματα να είναι διαθέσιμα εδώ και πάνω από μία δεκαετία και να αναπτύσσονται διαρκώς, ειδικά στις Ηνωμένες Πολιτείες και την Αυστραλία. [14] Οι εφαρμογές ΣΑΕ που χρησιμοποιούν μπαταρίες ZnBr<sub>2</sub> είναι στο πρώιμο στάδιο της εμπορευματοποίησης. Η ZBB Energy Corporation και η Premium Power Corporation έχουν αναπτύξει αυτήν την τεχνολογία για εμπορικούς σκοπούς. Η εταιρεία RedFlow στην Αυστραλία με επιτυχία εμπορεύτηκε μια πλήρως λειτουργική μπαταρία τεχνολογίας ZnBr<sub>2</sub>, το οποίο ονομάζεται ZBM και παράγει μέχρι 3 kW συνεχούς ισχύος (μέγιστο 5 kW) και έως 8 kWh ενέργειας. Το 2011, στις ΗΠΑ οι επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποίησαν πρώιμες δοκιμές μεταφερόμενων συστημάτων ZnBr<sub>2</sub> (0,5 MW / 2,8MWh) για την υποστήριξη και βελτίωση της αξιοπιστίας του δικτύου [16].

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών ροής ZnBr<sub>2</sub> σήμερα παρουσιάζουν αποκλίσεις ανά συγγραφέα και ανά δημοσίευση. Παρακάτω παρουσιάζονται τιμές των τεχνικών χαρακτηριστικών που αναφέρονται σε σύγχρονες βιβλιογραφίες.

Βιβλιογραφίες	[12]	[32]	[34]	[16]	[35]
Ενεργειακή πυκνότητα (Wh/L)	-	-	-	30-65	-
Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	60-90	-	20-50	<25	30-85
Επιτεύξιμη εγκατεστημένη ισχύς	0,1-15 MW	1kW μέχρι λίγα MW	0,5-2 MW	0,05-10 MW	0,05-2 MW
Αυτοεκφόρτιση	Μηδενική	-	Μικρή	Μικρή	Μικρή
Κύκλοι ζωής	2000-2500	5000-14000	2000-2500	1500-2000	5000-10000
Βαθμός απόδοσης κύκλου (%)	65-85	75-85	75	60-80	60-70
Χρόνος απόκρισης	-	Γρήγορος	-	Χιλιοστά του δευτερολέπτου	-
Χρόνος αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	-	1-20	-	0,1-10+	0,1-10+
Κόστος εξοπλισμού (€/kW)	-	-	-	670-2450	444
Κόστος αποθήκευσης (€/kWh)	480	160-230	-	135-950	195
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW/year)	-	-	-	-	4,3
Ωριμότητα τεχνολογίας	-	Σχεδόν εμπορική	-	Σε επίπεδο επίδειξης	-

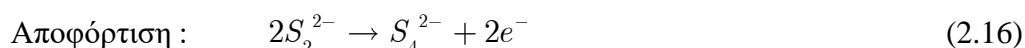
Πίνακας 2-3. Σύνοψη χαρακτηριστικών μπαταριών ZnBr<sub>2</sub>

#### 2.3.2.4 Μπαταρίες πολυσουλφιδίου-βρωμίου (PSB)

Το 1984, η PSB εφευρέθηκε από την εταιρεία Remick στις Η.Π.Α. Στις αρχές της δεκαετίας του 1990, μια βρετανική εταιρεία, η Inpogy, επένδυσε πολύ σε αυτή την τεχνολογία για την ανάπτυξη ενός μεγάλης κλίμακας συστήματος αποθήκευσης ενέργειας. Ωστόσο, όπως θα δούμε παρακάτω, υπάρχουν πολλά ζητήματα που περιορίζουν την πρακτική και την ευρεία διάδοση των PSB. [14]

Η μπαταρίες ροής PSB χρησιμοποιούν ένα ηλεκτρολύτη πολυσουλφιδίου του νατρίου στη κάθοδο της κυψέλης και ένα ηλεκτρολύτη βρωμιούχου νατρίου στην άνοδό της. Οι δύο ηλεκτρολύτες διαχωρίζονται με μεμβράνη ανταλλαγής κατιόντων, η οποία αποτρέπει ακόμα την άμεση αντίδραση μεταξύ θειούχων ανιόντων και των ιόντων βρωμίου. Τα ιόντα νατρίου διέρχονται μέσω της μεμβράνης κατά τη διάρκεια της φόρτισης ή της αποφόρτισης ώστε να ολοκληρώνεται το κύκλωμα. Η μπαταρία ροής PSB έχει ένα μέσο δυναμικό ανοικτού κυκλώματος 1,35 V υπό πρακτικές συνθήκες και υπό τυπικές συνθέσεις ηλεκτρολυτών, ενώ η θερμοκρασία λειτουργίας είναι μεταξύ των 20 και 40 °C [15]. Οι χημικές αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα είναι οι εξής :

Κάθοδος :



Άνοδος :



Το χαμηλό κόστος του ηλεκτρολύτη καθιστά τις PSB μια βιώσιμη τεχνολογία για αποθήκευση ενέργειας μεγάλης κλίμακας, αλλά μόνο αν δεν χρησιμοποιούνται ακριβοί παράγοντες σύμπλεξης για την πρόσδεση αερίου βρωμίου που μπορεί να σχηματιστεί κατά τη λειτουργία της μπαταρίας. Ωστόσο, μια PSB χρησιμοποιεί ηλεκτρολύτες που περιέχουν διαφορετικούς τύπους ενεργών συστατικών. Αυτό προκαλεί σοβαρή διασταυρούμενη μόλυνση των ηλεκτρολυτών και μειώνει την απόδοση και την ικανότητα για την ικανοποιητική αποθήκευση ενέργειας. Ακόμα, η ισορροπία φορτίου και η ολοκλήρωση κυκλώματος επιτυγχάνονται με τη μεταφορά κατιόντων νατρίου, τα οποία είναι μεγαλύτερα σε μέγεθος από τα πρωτόνια και επομένως βιώνουν μεγαλύτερη αντίσταση όταν ταξιδεύουν μέσω της διαχωριστικής μεμβράνης. Αυτό το γεγονός οδηγεί σε χαμηλή πυκνότητα ισχύος της μπαταρίας, ως εκ τούτου, χρειάζεται

να χρησιμοποιηθεί σχετικά περισσότερο υλικό για ένα σύστημα PSB μεγάλης κλίμακας, καθιστώντας αυτή την τεχνολογία μειονεκτική όσον αφορά το κόστος κατασκευής. Επιπρόσθετα, το παραγόμενο βρώμιο στην κάθοδο και το υδρόθειο στην άνοδο μπορεί να οδηγήσει σε ρύπανση του περιβάλλοντος. Για αυτούς τους λόγους, οι περισσότερες προσπάθειες σε αυτή την περιοχή έχουν σταματήσει και η προσοχή έχει στραφεί σε άλλες μπαταρίες ροής. Σήμερα, η πρακτική εφαρμογή και η εμπορευματοποίηση των PSB εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την εξέλιξη χαμηλού κόστους και ανθεκτικών μεμβρανών με υψηλή αγωγιμότητα και υψηλή επιλεκτικότητα σε ιόντα νατρίου. Τέλος, βασίζεται επίσης σε υλικά ηλεκτροδίων υψηλής ηλεκτροχημικής δραστηριότητας και χημικής σταθερότητας καθώς και στην ανάπτυξη κατάλληλου υλικού σφράγισης και βελτιστοποίησης της δομής των ηλεκτροδίων [14].

Η εταιρεία Innogy δημιούργησε το πρώτο σύστημα αποθήκευση ενέργειας με χρήση PSB στον κόσμο (12 MW / 120 MWh) τον Αύγουστο του 2000. Αυτό, συνδέθηκε με σταθμό παραγωγής αεριοστρόβιλου 680 MW και μπορεί να καλύψει την καθημερινή ζήτηση ενέργειας για 10.000 σπίτια [14].

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών ροής PSB σήμερα παρουσιάζουν αποκλίσεις ανά συγγραφέα και ανά δημοσίευση. Παρακάτω παρουσιάζονται τιμές των τεχνικών χαρακτηριστικών που αναφέρονται σε σύγχρονες βιβλιογραφίες.



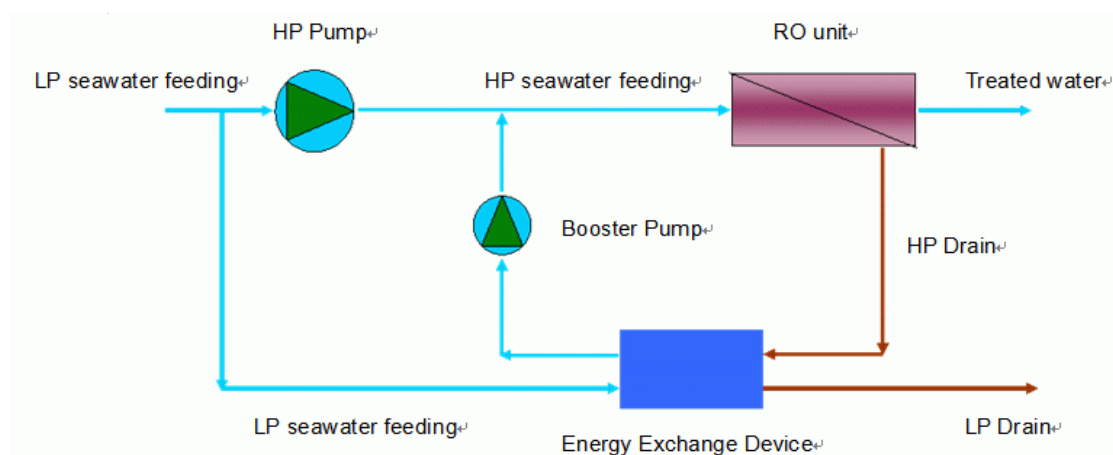
Βιβλιογραφίες	[31]	[32]	[34]	[16]	[35]	[12]
Ενεργειακή πυκνότητα (Wh/L)	-	-	-	~20-30	-	
Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	-	-	-	~15-30	-	-
Επιτεύξιμη εγκατεστημένη ισχύς	-	Εκατοντάδες kW μέχρι λίγα MW	1-15 MW	0,004-15 MW	15 MW	0,1-15 MW
Αυτοεκφόρτιση (%)	-	-	Μικρή	Μικρή, Σχεδόν μηδενική	Μικρή	Μηδενική
Κύκλοι ζωής	-	-	-	-	>10000	15 χρόνια
Βαθμός απόδοσης κύκλου (%)	75	75-85	75	60-75	65-85	60-75
Χρόνος απόκρισης	-	Γρήγορος	-	20 ms	-	-
Χρόνος αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	-	1-10	-	0,1-10+	0,1-10+	-
Κόστος εξοπλισμού (€/kW)	-	-	-	670-2450	-	-
Κόστος αποθήκευσης (€/kWh)	-	160-230	-	135-950	-	125-450
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW/year)	-	-	-	-	-	-
Ωριμότητα τεχνολογίας	Αναγκαία η επιπλέον μελέτη	Αναπτυσσόμενη	-	Αναπτυσσόμενη	-	-

Πίνακας 2-4. Σύνοψη χαρακτηριστικών μπαταριών PSB.

## 2.4 Αποθήκευση ενέργειας με αφαλάτωση

### 2.4.1 Αφαλάτωση αντίστροφης ώσμωσης (RO)

Η RO αποτελεί, σήμερα, μια από τις πιο ώριμες τεχνολογίες αφαλάτωσης, ενώ επίσης είναι η πιο συχνά χρησιμοποιούμενη τεχνική αφαλάτωσης παγκοσμίως [5]. Μια σύγχρονη μονάδα αφαλάτωσης RO διαθέτει πέντε υποσυστήματα: το στάδιο της προεπεξεργασίας, την αντλία υψηλής πίεσης, την συστοιχία ημιδιαπερατών μεμβρανών, το σύστημα ανάκτησης ενέργειας (στρόβιλοι, πιστόνια) και το στάδιο μετεπεξεργασίας. Το ρεύμα θαλασσινού νερού αφού επεξεργάζεται αντλείται σε υψηλή πίεση για να είναι σε θέση να διαπεράσει την συστοιχία των μεμβρανών. Έτσι, προκύπτουν δύο ρεύματα: το ρεύμα της άλμης, το οποίο χρησιμοποιείται στο σύστημα ανάκτησης ενέργειας, και το ρεύμα του πόσιμου νερού, το οποίο αφού επεξεργαστεί τελικώς, είναι διαθέσιμο για χρήση [40].



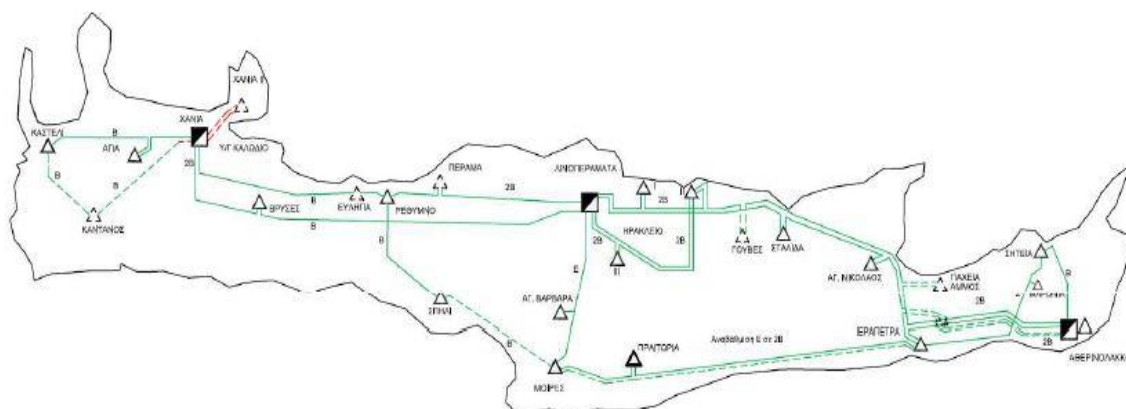
Εικόνα 2-8. Αναπαράσταση λειτουργίας σύγχρονης μονάδας RO [41].

Η τεχνολογία RO είναι συμβατή τόσο για θαλασσινό νερό όσο και για υφάλμυρο, με την πίεση λειτουργίας να κυμαίνεται μεταξύ των 55 και 82 bar στην πρώτη και μεταξύ των 17 και 27 bar στην δεύτερη περίπτωση αντίστοιχα [5]. Η επιτυχία της μεθόδου οφείλεται, στο χαμηλό σχετικά κόστος αλλά και στις χαμηλές ενεργειακές απαιτήσεις (2-4 kWh/m<sup>3</sup>) [42]. Σήμερα οι εγκατεστημένη παροχή των μονάδων της ποικίλει, ξεκινώντας από 0,1 m<sup>3</sup>/ημέρα σε θαλάσσιες και οικιακές εφαρμογές και φθάνοντας έως 395.000 m<sup>3</sup>/ημέρα σε εμπορικές εφαρμογές [42]. Στην Ελλάδα υπάρχουν πληθώρα εφαρμογών τεχνολογιών RO, ιδιαιτέρως στα νησιά του Αιγαίου όπου αντιμετωπίζουν το μεγαλύτερο πρόβλημα λειψυδρίας. Τέτοια παραδείγματα αποτελούν οι μονάδες αφαλάτωσης RO στην Σύρο (580 m<sup>3</sup>/ημέρα) και στην Ίο (500 m<sup>3</sup>/ημέρα) [6], καθώς και η πιο πρόσφατη μονάδα RO στον Αλμυρό της Κρήτης με ικανότητα παραγωγής 2400 m<sup>3</sup>/ημέρα φρέσκου νερού [43].

### 3) Κεφάλαιο 3 Κρήτη : Το σύστημα μελέτης

#### 3.1 Εισαγωγικά κα γενικά στοιχεία

Η Κρήτη διαθέτει το μεγαλύτερο αυτόνομο μη διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που παρουσιάζει το καθιστούν μοναδικό στην Χώρα [44]. Η υψηλές αιχμές ζήτησης καθώς και η ολοένα αυξανόμενη κατανάλωση ενέργειας στο νησί, ιδιαιτέρως τους καλοκαιρινούς μήνες, έχει στρέψει ακόμα περισσότερο την προσοχή στο νησί. Η εγκατάσταση ΣΑΕ θα μπορούσε να αμβλύνει τα προβλήματα, που προκύπτουν από τις παραπάνω προκλήσεις.



ΥΠΟΜΝΗΜΑ		ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
SE ΣΕ ΤΟΥΡΓΙΑ	ΜΕΛΕΤΗΤΙΚΟΙ	
■	■	ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
Δ	Δ	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΙ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ή 60KV
—	- - - -	ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΑΓΙΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ
—	- - - -	ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΔΙΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ
—	- - - -	ΥΠΟΓΕΙΟ ΚΑΛΩΔΙΟ 150 kv
Ε : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΑΓΙΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΕΛΛΑΦΟΥ ΤΥΠΟΥ Β : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΑΓΙΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΒΑΡΕΣ ΤΥΠΟΥ ΣΒ : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΔΕΙΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΒΑΡΕΣ ΤΥΠΟΥ Ζ : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΑΓΙΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΜΕ ΑΓΣΕ ΟΥΣ ΤΥΠΟΥ ACSE		
ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ - ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ		
<b>ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΝΗΣΩΝ</b>		

Εικόνα 3-1. Γεωγραφική απεικόνιση του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης [45].

Στο τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το μεγαλύτερο μερίδιο αναλαμβάνουν οι συμβατικές μονάδες. Αυτές, χρησιμοποιούν καύσιμα (ντίζελ, μαζούτ) με σημαντικά υψηλή τιμή εισαγωγής που έχει ως άμεσο αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος λειτουργίας τους.

Το ΣΗΕ της Κρήτης διαθέτει συνολικά τρεις σταθμούς παραγωγής συμβατικών μονάδων, τους οποίους και εκμεταλλεύεται κατάλληλα σύμφωνα με τις ανάγκες ζήτησης φορτίου του συστήματος σε τρεις περιοχές της :

- Αθερινόλακκος ,
- Λινοπεράματα
- Χανιά

Οι ανάγκες ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια, δεν αναλογούν μόνο από ώρα σε ώρα κατά διάρκεια της ημέρας αλλά και από εποχή σε εποχή κατά τη διάρκεια του έτους. Επομένως, από τις υπάρχουσες εγκατεστημένες θερμικές μονάδες των τριών σταθμών παραγωγής του νησιού, κάποιες από αυτές λειτουργούν, ως μονάδες βάσης του συστήματος και κάποιες ως μονάδες αιχμής. Επίσης, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Σταθμών Παραγωγής, πρέπει να είναι σε θέση να καλύπτει κάθε χρονική στιγμή, τις ανάγκες ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι τρεις Σταθμοί Παραγωγής του νησιού διαθέτουν σχεδόν όλα τα είδη συμβατικών μονάδων που υπάρχουν. Μια βασική διαφορά ως προς τον τρόπο λειτουργίας τους, είναι ο τύπος της καύσιμης ύλης που χρησιμοποιούν. Επομένως, υπάρχει μια ποικιλομορφία συμβατικών μονάδων παραγωγής, η οποία αποτελείται συγκεκριμένα από τις εξής μονάδες:

- Ατμοστροβλικές Μονάδες (ΑΗΣ).
- Μηχανές Εσωτερικής Καύσης ή Μ.Ε.Κ. -Ντίζελ (D).
- Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου (Σ.Κ.).
- Αεριοστροβλικές Μονάδες (Α/Σ).

Οι παραπάνω συμβατικές μονάδες αν συγκριθούν μεταξύ τους, εκτός από τον τύπο της καύσιμης ύλης, διαφέρουν και σε αλλά χαρακτηριστικά. Οι διαφοροποιήσεις των μονάδων παραγωγής σημειώνονται καταρχήν σε τεχνικά χαρακτηριστικά της παραγόμενης ισχύος και έχουν να κάνουν με τη ονομαστική τους ισχύ και την ελάχιστη δυνατή ισχύ (τεχνικό ελάχιστο). Αξίζει να σημειωθεί ότι κάθε μονάδα έχει τη δική της χρήση και το δικό της χρόνο και τρόπο λειτουργίας ανάλογα με τις απαιτήσεις του δικτύου. Έτσι, ένα άλλο σημαντικό στοιχείο είναι το κόστος των μονάδων αυτών, όπως προκύπτει από την μέση ειδική κατανάλωση καυσίμου κάθε μονάδας σε συνδυασμό με ένα μέσο κόστος καυσίμου που χρησιμοποιεί (για κόστος βαρελιού Brent 80\$/βαρέλι). Επίσης, κάθε μονάδα μπορεί να λειτουργήσει είτε αυτόνομα (ανοιχτού κύκλου) είτε σε συνδυασμό με κάποια άλλη (συνδυασμένου κύκλου).

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτης. Αξίζει να σημειωθεί ότι στους παρακάτω πίνακες εμφανίζεται επιπροσθέτως και η σειρά ένταξης των μονάδων, δηλαδή η σειρά με την οποία ο διαχειριστής αποφασίζει και θέτει σε λειτουργία τις μονάδες ανάλογα με τη ζήτηση [46]. Στην πρώτη στήλη διευκρινίζεται ο τύπος της συμβατικής μονάδας, ο αριθμός της και η περιοχή όπου επιχειρεί αντίστοιχα η μονάδα.

Σ.Μ.	Σειρά ένταξης	Αθροιστική ονομαστική ισχύς Σ.Μ. (MW)	Αθροιστική ισχύς Σ.Μ. στο τεχνικό ελάχιστο (MW)	Συνολική ισχύς μονάδας (MW)	Τύπος καυσίμου	Ποσοστό που αντιστοιχεί στο τεχνικό ελάχιστο	Ισχύς μονάδας στο τεχνικό ελάχιστο (MW)	Μέση ειδική κατανάλωση καυσίμου μονάδας (kg/kWh)	Μέσο κόστος καυσίμου (€/kg)
ΑΗΣ1 Α	1	46,5	18,6	46,5	Β.Κ.	40%	18,6	0,25	0,38
ΑΗΣ2 Α	2	93	37,2	46,5	Β.Κ.	40%	18,6	0,25	0,38
ΑΗΣ6 Λ	3	118	47,2	25	Β.Κ.	40%	10	0,29	0,38
ΑΗΣ5 Λ	4	143	57,2	25	Β.Κ.	40%	10	0,29	0,38
ΑΗΣ4 Λ	5	168	67,2	25	Β.Κ.	40%	10	0,31	0,38
ΑΗΣ3 Λ	6	183	73,2	15	Β.Κ.	40%	6	0,31	0,38
ΑΗΣ2 Λ	7	198	79,2	15	Β.Κ.	40%	6	0,31	0,38
Σ.Κ. Α/Σ 6 Χ	8	242,9	97,16	44,9	Ε.Κ.	40%	17,96	0,22	1,13
Σ.Κ. Α/Σ 7 Χ	9	287,8	115,12	44,9	Ε.Κ.	40%	17,96	0,19	1,13
Σ.Κ. ΑΗΣ 8 Χ	10	330,3	132,12	42,5	Ε.Κ.	40%	17	0,19	0,38
D1 Α	11	381,42	152,56	51,12	Β.Κ.	40%	20,44	0,21	0,38
D2 Α	12	432,54	173,01	51,12	Β.Κ.	40%	20,44	0,21	0,38
D1 Λ	13	444,82	177,92	12,28	Β.Κ.	40%	4,91	0,21	0,38
D2 Λ	14	457,1	182,84	12,28	Β.Κ.	40%	4,91	0,21	0,38
D3 Λ	15	469,38	187,75	12,28	Β.Κ.	40%	4,91	0,23	0,38
D4 Λ	16	481,66	192,66	12,28	Β.Κ.	40%	4,91	0,26	0,38
Α/Σ 13 Χ (x2)	17	509,61	203,84	27,95	Ε.Κ.	40%	11,18	0,26	1,13
Α/Σ 11 Χ	18	568,97	227,59	59,36	Ε.Κ.	40%	23,74	0,22	1,13
Α/Σ 12 Χ	19	628,34	251,33	59,36	Ε.Κ.	40%	23,74	0,25	1,13
Α/Σ 3 Λ	20	671,64	268,65	43,3	Ε.Κ.	40%	17,32	0,31	1,13
Α/Σ 5 Λ	21	699,59	279,83	27,95	Ε.Κ.	40%	11,18	0,35	1,13
Α/Σ 4 Λ	22	714,31	285,72	14,72	Ε.Κ.	40%	5,88	0,49	1,13
Α/Σ 5 Χ	23	750,31	300,12	36	Ε.Κ.	40%	14,4	0,53	1,13
Α/Σ 2 Λ	24	766,56	306,62	16,25	Ε.Κ.	40%	6,5	0,5	1,13
Α/Σ 1 Χ	25	782,76	313,11	16,2	Ε.Κ.	40%	6,48	0,5	1,13

Πίνακας 3-1. Συγκεντρωτικά στοιχεία συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη [46-48]

Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ (Απρίλιος, 2016) η εγκατεστημένη ονομαστική αιολική ισχύς στην Κρήτη αγγίζει τα 200,31 MW στις περιοχές :

- Κίσσαμος
- Σφακιά
- Ψηλορείτης
- Ελούντα
- Τοπλού
- Ζίρος
- Μάλια
- Ηράκλειο (νότια)
- Μοχλός

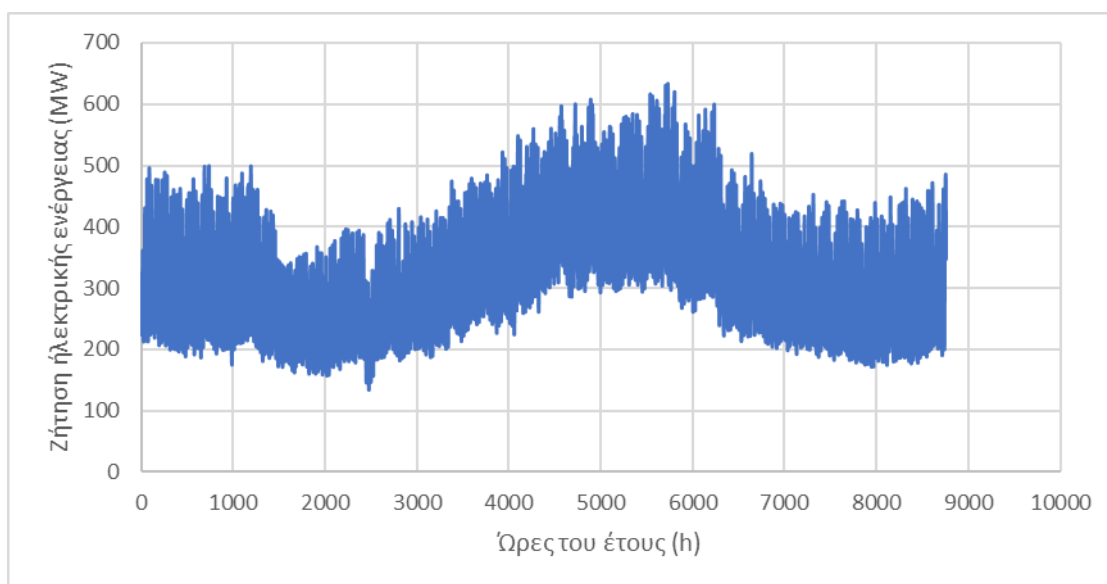
ενώ αυτή των φωτοβολταϊκών μονάδων τα 78,29 MW, ακόμα δεν λαμβάνονται υπόψιν η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών στέγης (~17 MW). Στο νησί λειτουργεί και ένας μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός του οποίου, στην παρούσα εργασία, η συνεισφορά θα θεωρηθεί αμελητέα [46].

Τέλος, η κατανάλωση φρέσκου νερού μόνο στον νομό των Χανίων το 2007 υπολογίστηκε για οικιακή χρήση στα 15.898 Mm<sup>3</sup>, ενώ σημειώνεται ότι η τάση για τα επόμενα χρόνια ήταν αυξητική [49]. Η κατανάλωση αυτή είναι ικανή να αντιμετωπιστεί και από πιθανά έργα αφαλάτωσης, τα οποία θα μπορούσαν να δώσουν μια ανάσα στις πηγές υδροληψίας του νησιού. Σήμερα στην Κρήτη, έχουν πραγματοποιηθεί ήδη προκαταρκτικές μελέτες αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης, όπως είναι αυτή της υδρομαστευτικής στοάς της Κέρης, προκειμένου να αξιοποιηθεί με τον καλύτερο, το υφάλμυρο νερό του ποταμού Αλμυρού (Δ.Ε.Υ.Α.Η., 2017).

## 3.2 Προσέγγιση παρούσας κατάστασης του ΣΗΕ της Κρήτης

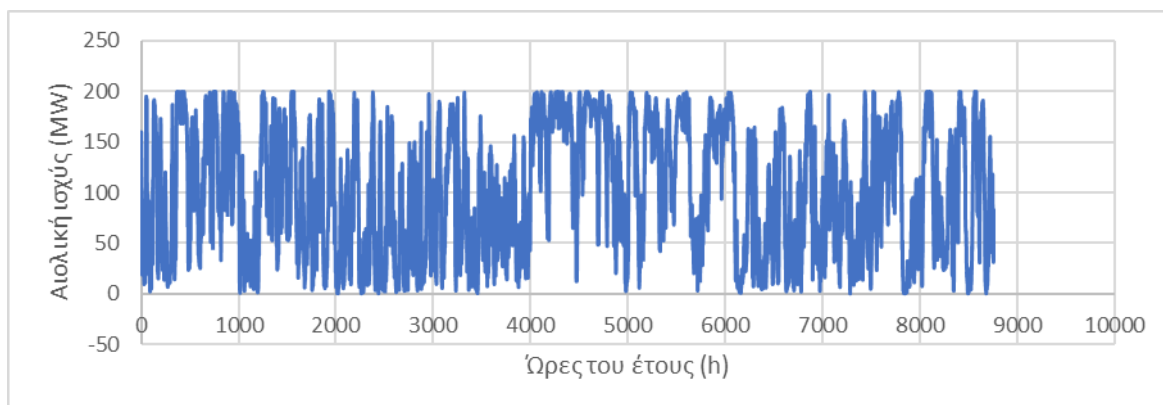
### 3.2.1 Εισαγωγή

Οι αναλύσεις λειτουργίας διαφόρων τεχνολογιών ΣΑΕ που θα παρουσιαστούν σε επόμενα κεφάλαια στη συνέχεια χρησιμοποίησαν σαν εισόδους την ωριαία προβλεπόμενη ζήτηση του έτους 2009 (στοιχεία ΔΕΗ) καθώς και την ωριαία παραγωγή των αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων (Α. Κόντζηλας - εργαλείο υπολογισμού) σύμφωνα με την εγκατεστημένη ισχύ τους εν έτει 2016, λαμβάνοντας υπόψιν το αντίστοιχο αιολικό και ηλιακό δυναμικό του έτους 2009.



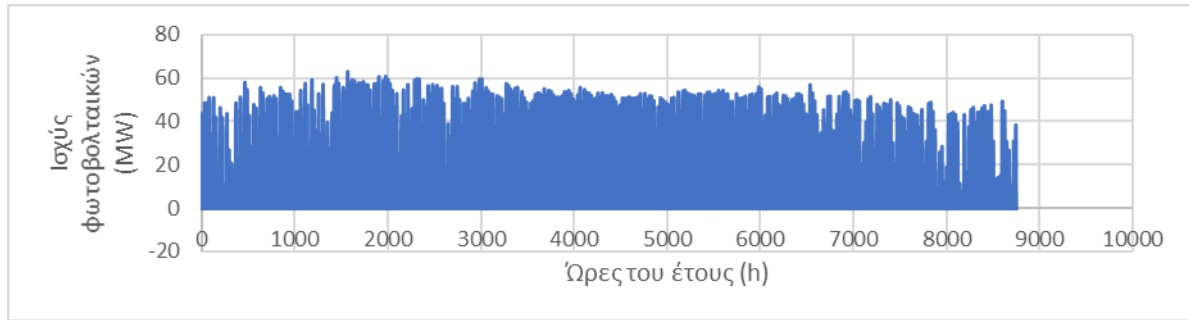
Διάγραμμα 3-1. Ωριαία χρονοσειρά ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη (2009, ΔΕΗ).

- Ολική ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για το σύστημα της Κρήτης : 3002,11 GWh
- Μέγιστη απαίτηση ισχύος (peak) : 632,5 MW
- Ελάχιστη απαίτηση ισχύος: 134,76 MW



Διάγραμμα 3-2. Ωριαία χρονοσειρά παραγόμενης αιολικής ισχύος στην Κρήτη (2016, Υπολογιστικό εργαλείο Α. Κόντζηλα).

- Συνολική ετήσια παραγόμενη αιολική ενέργεια : 880,45 GWh
- Το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας των αιολικών μονάδων θεωρείται σταθερό στα 98 €/MWh.



Διάγραμμα 3-3. Ωριαία χρονοσειρά παραγόμενης φωτοβολταϊκής ισχύος στην Κρήτη (2016, Υπολογιστικό εργαλείο Α. Κόντζηλα).

- Συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια από φωτοβολταϊκά: 117,43 GWh, η οποία θεωρείται πως απορροφάται πλήρως από το ΣΗΕ της Κρήτης.

Αξίζει να σημειωθεί ότι λόγω της τρέχουσας οικονομικής κρίσης, η οποία ξεκίνησε το 2009 και οδήγησε στην πτώση της ζήτησης, η σημερινή ωριαία προβλεπόμενη ζήτηση έχει επανέλθει σχεδόν στα επίπεδα του 2009 και έτσι κρίνεται ρεαλιστικό να θεωρηθεί ότι η ωριαία προβλεπόμενη ζήτηση του έτους 2009 αντικατοπτρίζει τη σημερινή. Επιπροσθέτως το αιολικό καθώς και το ηλιακό δυναμικό, στο οποίο βασίστηκαν τα αποτελέσματα της ωριαίας παραγωγής των αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων μπορεί να αναφέρεται στο 2009, όμως κρίνεται ρεαλιστικό να θεωρηθεί ότι οι μέσες τιμές και οι αποκλίσεις ενός χρόνου όπως π.χ. της ταχύτητας του ανέμου διατηρούνται περίπου σταθερά για όλα τα χρόνια.

Ο διαχειριστής θέτει σε λειτουργία, σύμφωνα με την σειρά ένταξης, τόσες συμβατικές μονάδες όσες επαρκούν έτσι ώστε το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος τους να υπερκαλύπτει κάθε ώρα την ζήτηση.

### 3.2.2 Αρχικοί υπολογισμοί

Για την εύρεση της ωριαίας αιολικής ισχύος που αποκόπτεται από το δίκτυο υπολογίζεται πρώτα η ικανότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος από το δίκτυο κάθε ώρα, έτσι ισχύει :

$$WAC = \min(\delta \cdot D^*, (D^* - TMCUO)) \quad (3.1)$$

Όπου,

WAC: Η ικανότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος από το δίκτυο κάθε ώρα

$\delta$ : Ο μέγιστος επιτρεπόμενος στιγμιαίος συντελεστής διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο σύστημα. **Στην παρούσα εργασία θεωρείται ότι:  $\delta = 40\%$**

$D^*$ : Η ωριαία προβλεπόμενη ζήτηση ελαττωμένη από την ισχύ των φωτοβολταϊκών μονάδων εκείνη την ώρα. ( $D^* = D - PV$ )



TMCUO: Το άθροισμα της ισχύος, κάθε ώρα, των συμβατικών μονάδων, που βρίσκονται εν ενεργεία, στο τεχνικό ελάχιστό τους.

Η ωριαία απορριπτόμενη αιολική ισχύς βρίσκεται για κάθε ώρα τώρα από τον τύπο :

$$\begin{aligned} RWP &= 0, WP \leq WAC \\ RWP &= WP - WAC, WAC < WP \end{aligned} \quad (3.2)$$

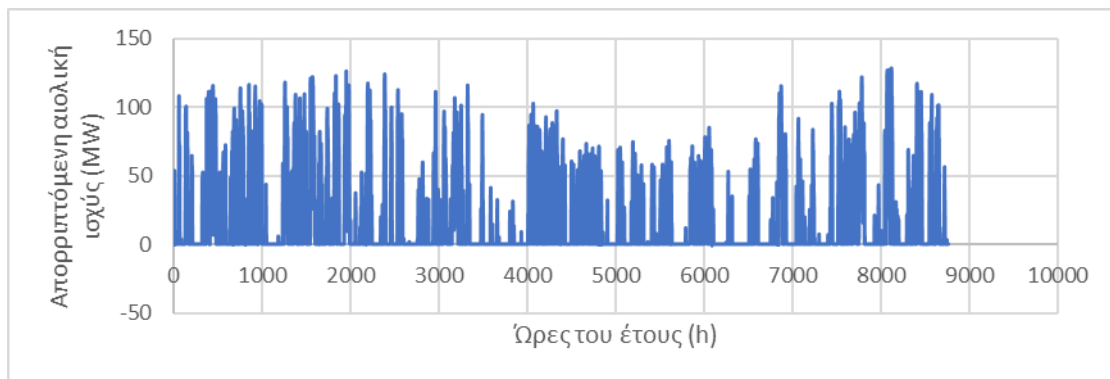
Όπου :

RWP: Η ωριαία απορριπτόμενη αιολική ισχύς

WP: Η ωριαία αποδιδόμενη αιολική ισχύς

Έτσι υπολογίζεται:

- η συνολική ετήσια απορριπτόμενη από το σύστημα ενέργεια: 149,94 GWh και η μέση απορριπτόμενη ισχύς 17,12 MW, ενώ η ολική συνεισφορά ΑΠΕ στο δίκτυο της Κρήτης αγγίζει το 24,34 %



Διάγραμμα 3-4. Ωριαία χρονοσειρά απορριπτόμενης αιολικής ισχύος στην Κρήτη.

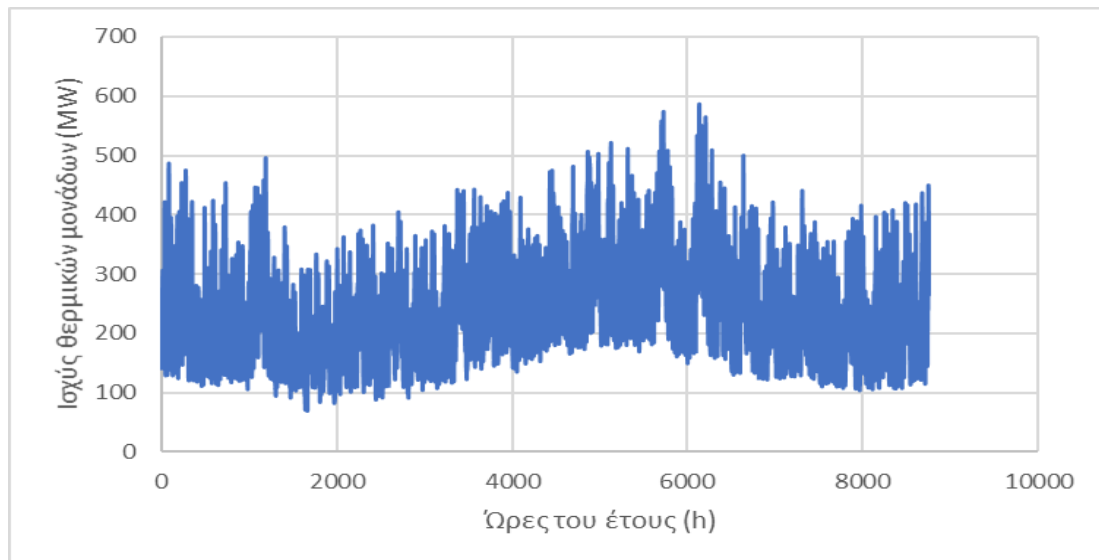
Για αυτή την κατάσταση, χωρίς δηλαδή την ένταξη κάποιου ΣΑΕ υπολογίζεται η ωριαία συνεισφορά των θερμικών μονάδων και γίνεται μια εκτίμηση του κόστους λειτουργίας τους σε €/kWh.

$$CU = D^* - AWP \quad (3.3)$$

Όπου :

CU: Η ωριαία ισχύς των θερμικών μονάδων.

AWP= WP - RWP : Η απορροφώμενη από το δίκτυο κάθε ώρα αιολική ισχύς.



Διάγραμμα 3-5. Ωριαία χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος συμβατικών θερμικών μονάδων στην Κρήτη.

- Η ενέργεια, τότε, που καλούνται να αποδώσουν στο δίκτυο, ετησίως, οι συμβατικές μονάδες, είναι ίση με 2004,22 GWh.

Γνωρίζοντας την ισχύ άρα και την ενέργεια που αποδίδουν στο σύστημα οι θερμικές μονάδες καθώς και το πόσες είναι σε λειτουργία κάθε ώρα, μπορεί να βρεθεί μια εκτίμηση της μάζας του καυσίμου που καταναλώνεται ωριαία, αν θεωρηθεί ότι η ειδική κατανάλωση καυσίμου των μονάδων σε λειτουργία είναι η μέση τιμή των αντίστοιχων καταναλώσεων κάθε μονάδας:

$$m_{fuel} = E_{CU} \cdot \bar{\epsilon}_{fuel} \quad (3.4)$$

Όπου :

$m_{fuel}$  : Η μάζα καυσίμου που καταναλώνεται ωριαία

$E_{CU} = CU \cdot (1 - 0)$  : Η ενέργεια που παράγουν κάθε ώρα οι συμβατικές μονάδες

$\epsilon_{fuel}$  : η ειδική κατανάλωση καυσίμου μιας συμβατικής μονάδας

- Η μάζα καυσίμου, τότε, που καταναλώνεται ετησίως από τις συμβατικές μονάδες είναι ίση με 534.990.317,7 kg.

Και έτσι να εκτιμηθεί το κόστος της κατανάλωσης καυσίμου ( $C_{fuel}$ ) ωριαία σε €, αν θεωρηθεί ότι το κόστος καυσίμου των μονάδων σε λειτουργία είναι η μέση τιμή του αντίστοιχου κόστους κάθε μονάδας :

$$C_{fuel} = m_{fuel} \cdot \bar{c}_{fuel} \quad (3.5)$$

όπου :

$c_{fuel}$  : Η μέση τιμή κόστους καυσίμου που χρησιμοποιεί κάθε μονάδα.

- Το κόστος καυσίμου, τότε, υπολογίζεται ετησίως ότι είναι ίσο με 294.913.415,8 €.

Με την θεώρηση ότι γενικά ισχύει ανεξαρτήτως τύπου καυσίμου :  $1kg_{CO_2} = 3,109 \cdot 1kg_{fuel}$  [50] τότε μπορεί να βρεθεί και μια εκτίμηση της μάζας εκπεμπόμενου διοξειδίου του άνθρακα ( $m_{CO_2}$ ) κάθε ώρα .

- Η μάζα διοξειδίου του άνθρακα, τότε, που εκπέμπεται ετησίως από τις συμβατικές μονάδες είναι ίση με 1.663.284.898 kg.

Ακόμα, λαμβάνοντας υπόψιν μια μέση τιμή για τα Ελληνικά δεδομένα για το κόστος εκπεμπόμενου CO<sub>2</sub> τα  $0,005 \frac{\text{€}}{kg_{CO_2}}$  [50] και γνωρίζοντας τη μάζα του CO<sub>2</sub> μπορεί να

βρεθεί μια εκτίμηση για το ωριαίο κόστος εκπεμπόμενου CO<sub>2</sub> ( $C_{CO_2}$ ) σε €.

- Το κόστος εκπεμπόμενου διοξειδίου του άνθρακα, τότε, υπολογίζεται ετησίως ότι είναι ίσο με 8.316.424,48 €.

Έτσι τελικά υπολογίζεται μια ρεαλιστική εκτίμηση του κόστους λειτουργίας:

$$C_{oper} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} C_{fuel} \cdot \sum_{i=1}^{8760} C_{CO_2}}{\sum_{i=1}^{8760} E_{CU}} + C_{O\&M\ var} = 0,15 \frac{\text{€}}{kWh} \quad (3.6)$$

Όπου :

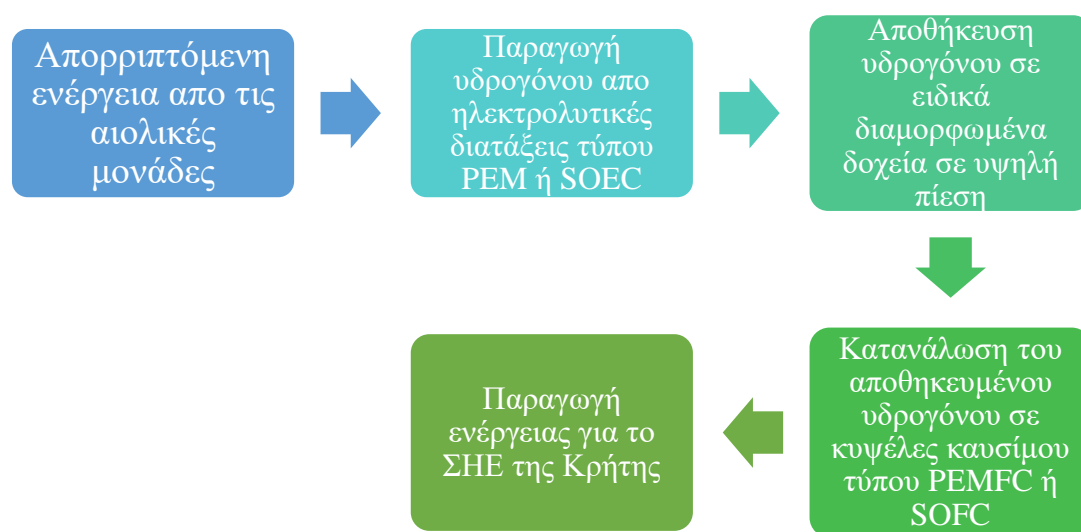
$C_{O\&M\ var} = 0,003 \text{ €/kWh}$  : μια μέση τιμή του μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων.

## 4) Κεφάλαιο 4 Ανάλυση λειτουργίας ΣΑΕ με χρήση υδρογόνου (PEM & SOEC storage)

### 4.1 Αρχές λειτουργίας

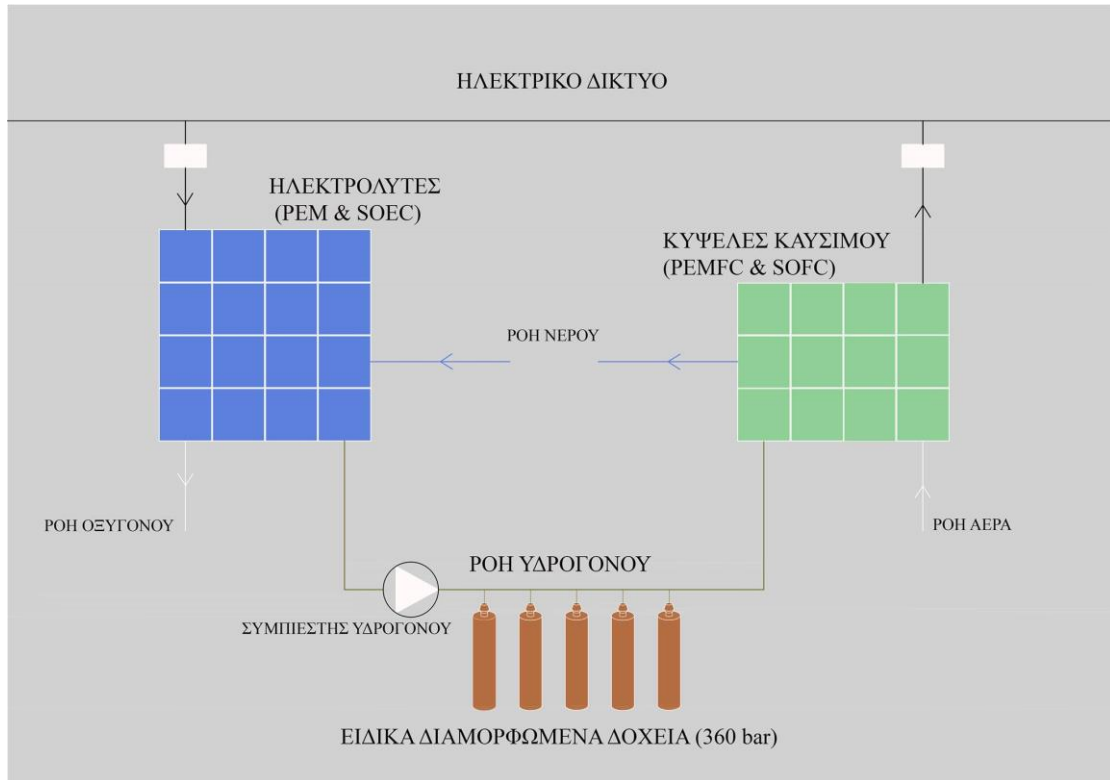
#### 4.1.1 Εισαγωγή

Τα δύο ΣΑΕ βασισμένα στις τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης PEM και SOEC και μετατροπής του, παραγόμενου από αυτά, καυσίμου υδρογόνου σε ηλεκτρική ενέργεια βασισμένα αντίστοιχα στις τεχνολογίες κυψέλης καυσίμου PEMFC και SOFC λειτουργούν σύμφωνα με την ίδια μεθοδολογία και για αυτό αναλύονται μαζί σε μια ενότητα. Οι διαφορές τους εντοπίζονται στις διαδικασίες μετατροπής της ενέργειας και στην παρούσα εργασία θα παρασταθούν απλώς ως διαφορετικά τεχνικά χαρακτηριστικά μιας κατά τα άλλα ίδιας λογικής ΣΑΕ με χρήση το υδρογόνου.



Εικόνα 4-1. Διάγραμμα ροής της προσομοίωσης PEM & SOEC.

Σε αυτά τα συστήματα οι συστοιχίες ηλεκτρολυτικών διατάξεων αναλαμβάνουν να μετατρέψουν την εισερχόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε αέριο υδρογόνο. Το υδρογόνο συμπιέζεται περαιτέρω έπειτα από την παραγωγή του και αποθηκεύεται σε ειδικά διαμορφωμένα δοχεία υψηλής πίεσης. Όταν οι περιορισμοί του συστήματος το επιτρέπουν οι κυψέλες καυσίμου χρησιμοποιώντας το υδρογόνο παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, η οποία αποδίδεται πίσω στο ΣΗΕ της Κρήτης. Για την καλύτερη κατανόηση της εγκατάστασης παρατίθεται μονογραμμικό σχέδιό της :



Εικόνα 4-2. Μονογραμμικό σχέδιο της εγκατάστασης PEM & SOEC.

#### 4.1.2 Γενικοί υπολογισμοί

Η αρχική είσοδος της ανάλυσης είναι η χρονοσειρά της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, αφού αυτή καλούνται να αποθηκεύσουν και μέρος της αποδώσουν πάλι πίσω στο δίκτυο όταν κρίνεται απαραίτητο. Από αυτήν την κάθε ώρα χρησιμοποιείται ισχύς μέχρι ένα άνω όριο της ώστε να αποφεύγεται η υπερδιαστασιολόγηση των μονάδων μετατροπής ενέργειας και της αποθηκευτικής διάταξης του συστήματος, ενώ η χρήση κάτω ορίου δεν κρίνεται απαραίτητη, αφού το σύστημα των ηλεκτρολυτών αποτελείται από μικρές μονάδες που επιχειρούν ανεξάρτητα.

Έτσι η χρησιμοποιούμενη ισχύς κάθε ώρα είναι :

$$\begin{aligned} P_{\text{lim}} &= P_{\text{cur}}, P_{\text{cur}} \leq P_{\text{cur}_{U.L.}} \\ P_{\text{lim}} &= P_{\text{cur}_{U.L.}}, P_{\text{cur}} > P_{\text{cur}_{U.L.}} \end{aligned} \quad (4.1)$$

Είναι προφανές πως όσο είναι το  $P_{U.L.}$  τόσο θα είναι και το άθροισμα της εγκατεστημένης ισχύος των ηλεκτρολυτών.

$$P_{R_{\text{lim}}} = P_{\text{cur}_{U.L.}} \quad (4.2)$$

Γνωρίζοντας κάθε ώρα την κατανάλωση ενέργειας ( $\text{kWh}/\text{Nm}^3$ ) που απαιτείται από τις συσκευές ηλεκτρόλυσης κάθε τεχνολογίας ώστε να μετατρέψουν την εισερχόμενη

ενέργεια σε υδρογόνο και προσθέτοντας σε αυτή την ενέργεια που καταναλώνεται (kWh/Nm<sup>3</sup>) κατά την συμπίεση και αποθήκευση του υδρογόνου σε ειδικά διαμορφωμένα δοχεία σε πίεση 360 bar, βρίσκεται κάθε ώρα για την δεδομένη  $P_{lim}$  (MW) η παροχή υδρογόνου (Nm<sup>3</sup>/s) που δύναται να παραχθεί και να αποθηκευτεί.

$$Q_1 = \frac{P_{lim}}{(\eta_{electrolysis} + \eta_{comp}) \cdot 3600} \quad (4.3)$$

Και γνωρίζοντας μια τυπική παροχή παραγόμενου υδρογόνου  $Q_R$  για κάθε ηλεκτρολυτική τεχνολογία βρίσκεται το πλήθος των απαραίτητων ηλεκτρολυτικών διατάξεων κάθε τεχνολογίας.

$$N_{electrolysis} = \frac{Q_1}{Q_{R,electrolysis}} \quad (4.4)$$

Σε αυτό το σημείο μπορεί να υπολογιστεί η δυνητική ισχύς (MW) του αποθηκευμένου υδρογόνου λαμβάνοντας υπόψιν την ανώτερη θερμογόνο ικανότητα του υδρογόνου HHV (MJ/m<sup>3</sup>).

$$P_{H_2} = HHV_{H_2} \cdot Q_1 \quad (4.5)$$

Τα δοχεία θεωρείται ότι περιέχουν ποσότητα υδρογόνου στην αρχή του χρόνου  $V_0$  ώστε να είναι πιο ρεαλιστική η ανάλυση ενός χρόνου. Η περιεκτικότητά τους σε υδρογόνο (Nm<sup>3</sup>) κάθε ώρα βρίσκεται από τον τύπο :

$$V_n = V_{n-1} + (Q_{1_{n-1}} - Q_{2_{n-1}}) \cdot 3600 \quad (4.6)$$

Η παροχή από την αποθηκευτική διάταξη στις κυψέλες καυσίμου  $Q_2$  (Nm<sup>3</sup>/s) βρίσκεται κάθε ώρα δεδομένης της απόδοσης των κυψελών καυσίμου κάθε τεχνολογίας  $\eta_{f.c}$  και της κατώτερου θερμογόνου ικανότητας του υδρογόνου  $LHV_{H_2}$  σύμφωνα με τον τύπο:

$$Q_2 = \frac{P_{el}}{LHV_{H_2} \cdot \eta_{f.c}} \quad (4.7)$$

Το πλήθος των δοχείων  $N_{vess}$  που χρησιμοποιούνται μπορεί να βρεθεί διαιρώντας την μέγιστο αποθηκευμένο όγκο που καταλαμβάνει το υδρογόνο  $V_{max}$  με τη ονομαστική χωρητικότητα του κάθε ειδικά διαμορφωμένου δοχείου  $V_{R,vess}$ :

$$N_{vess} = \frac{V_{max}}{V_{R,vess}} \quad (4.8)$$

Οι προϋποθέσεις που πρέπει να πληρούνται για να αποδοθεί ισχύς από το ΣΑΕ στο δίκτυο είναι :

- Να μην φορτίζεται το σύστημα ( $P_{lim} = 0$ ).

- Να υπάρχει επαρκές υδρογόνο στην αποθηκευτική διάταξη για να οδηγηθεί στις κυψέλες καυσίμου, όσο υπαγορεύεται από την αντίστοιχη ισχύ εκείνης της ώρας ( $V_n > V_{L.L.}$ ).

Η τιμή της ισχύος τότε θα είναι τόση ώστε να καλύπτει το κενό που αφήνουν στη ζήτηση οι ΑΠΕ και οι θερμικές μονάδες στο τεχνικό ελάχιστο τους περιορισμένη βέβαια από ένα άνω όριο αποδιδόμενη ισχύος ώστε να μην υπερδιαστασιολογούνται πάλι η αποθηκευτική διάταξη και οι μονάδες μετατροπής ενέργειας αλλά και να συνεισφέρει το ΣΑΕ περισσότερο στο δίκτυο. Έτσι κάθε ώρα ισχύει:

$$\begin{aligned} P_{el} &= D^* - AWP - TMCUO, P_{el_{U.L.}} > D^* - AWP - TMCUO \\ P_{el} &= P_{el_{U.L.}}, P_{el_{U.L.}} \leq D^* - AWP - TMCUO \end{aligned} \quad (4.9)$$

Και

$$P_{el} = 0, V_n \leq V_{L.L.} \text{ ή } P_{lim} > 0 \quad (4.10)$$

Η ενέργεια που παράγει κάθε ώρα το ΣΑΕ βρίσκεται ως :

$$E_{\Sigma AE} = P_{el} \cdot (1 - 0) \quad (4.11)$$

Το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος όλων των μονάδων αποφόρτισης είναι ίσο με τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς του ΣΑΕ:

$$P_{R_{el}} = P_{el_{U.L.}} \quad (4.12)$$

Το πλήθος τώρα των μονάδων κυψέλης καυσίμου  $N_{F.C.}$  που χρησιμοποιείται βρίσκεται διαιρώντας την ισχύ που αποδίδει το σύστημα με την ονομαστική ισχύ μιας μονάδας κυψέλης καυσίμου ( $P_{R_{F.C.}}$ ) κάθε ώρα ως:

$$N_{F.C.} = \frac{P_{el}}{P_{R_{F.C.}}} \quad (4.13)$$

## 4.2 Ανάλυση κόστους

### 4.2.1 Κόστος κεφαλαίου

- Το κόστος των μονάδων ηλεκτρόλυσης  $c_{electrolysis}$  παρέχεται για κάθε τεχνολογία σε (€/Nm<sup>3</sup>/h) και προκύπτει το κόστος  $C_{electrolysis}$  (€) αν πολλαπλασιαστεί με την μέγιστη παραγόμενη παροχή υδρογόνου  $Q_{1,max}$  που αντιστοιχεί και στο άθροισμα της ονομαστικής ισχύς των ηλεκτρολυτών :

$$C_{electrolysis} = Q_{1_{max}} \cdot c_{electrolysis} \quad (4.14)$$

Και έπειτα ανάγεται σε (€/kW αποφόρτισης) διαιρώντας με το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος των εγκατεστημένων κυψελών καυσίμου  $P_{Rel}$  :

$$\hat{C}_{electrolysis} = \frac{C_{electrolysis}}{P_{Rel}} \quad (4.15)$$

- Το κόστος κυψελών καυσίμου κάθε τεχνολογίας  $\hat{C}_{F.C.}$  παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το κόστος ισοζυγίου του ΣΑΕ  $\hat{C}_{BOP}$  παρέχεται και αυτό σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το κόστος των υπόλοιπων εξαρτημάτων μετατροπής ενέργειας του ΣΑΕ  $\hat{C}_{restPCS}$  παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το κόστος της αποθηκευτικής διάταξης  $c_{stor}$  για τα ειδικά διαμορφωμένα δοχεία παρέχεται σε (€/Nm<sup>3</sup>) και προκύπτει το κόστος  $C_{stor}$  (€)

$$C_{stor} = V_{max} \cdot c_{stor} \quad (4.16)$$

Και έπειτα ανάγεται σε (€/kWh αποφόρτισης) διαιρώντας το με το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος των εγκατεστημένων κυψελών καυσίμου και με τον χρόνο αποφόρτισης  $dt$  (h) ο οποίος ορίζεται ως ο χρόνος που αντιστοιχεί στο σύστημα, ενώ βρίσκεται στο πλήρες φορτίο αποφόρτισης ώστε να φτάσει από το μέγιστο της αποθηκευτικής του διάταξης στο ελάχιστο αυτής, δηλαδή:

$$dt = \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_{2_{max}} \cdot 3600} \quad (4.17)$$

Ο παρονομαστής του παρακάτω κόστους αφορά την ενέργεια που προσδίδεται από το ΣΑΕ κατά μια πλήρη αποφόρτιση, έτσι τελικά:

$$\hat{C}_{stor} = \frac{C_{stor}}{P_{Rel} \cdot dt} \quad (4.18)$$

Οπότε το ολικό κόστος κεφαλαίου  $T\hat{C}C$  (€/kW αποφόρτισης) βρίσκεται:

$$T\hat{C}C = \hat{C}_{electrolysis} + \hat{C}_{F.C.} + \hat{C}_{BOP} + \hat{C}_{restPCS} + \hat{C}_{stor} \cdot dt \quad (4.19)$$

Και κατά συνέπεια σε (€):

$$TCC = T\hat{C}C \cdot P_{Rel} \quad (4.20)$$



#### 4.2.2 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

- Το ετήσιο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{const,O\&M}$  για κάθε τεχνολογία παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το αντίστοιχο μεταβλητό κόστος  $\hat{C}_{var,O\&M}$  παρέχεται σε (€/kWh ολ. αποφόρτισης), όπου ο παρονομαστής αυτού του κόστους αφορά την ετήσια παραγόμενη από τα ΣΑΕ ενέργεια. Για να μελετηθούν υπό την ίδια βάση όμως βρίσκεται ότι η ετήσια παραγόμενη ενέργεια είναι :

$$\sum_{i=1}^{8760} E_{\Sigma AE} = P_{R_{el}} \cdot n \cdot dt \quad (4.21)$$

όπου το dt ο χρόνος αποφόρτισης όπως ορίστηκε παραπάνω ενώ **το n αφορά τους κύκλους αποφόρτισης που εκτελεί το ΣΑΕ αν λειτουργεί στο πλήρες φορτίο, δηλαδή :**

$$n = \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{\Sigma AE}}{P_{R_{el}} \cdot dt} \quad (4.22)$$

- Ακόμα γνωρίζοντας ότι οι ηλεκτρολυτικές διατάξεις έχουν περιορισμένο χρόνο ζωής  $t_{life,el}$  (h) υπολογίζεται το κόστος επαναγοράς τους  $C_{repurchase}$  (€/kW αποφόρτισης) το οποίο ανάγεται σε ετήσια βάση γνωρίζοντας τις ώρες φόρτισης άρα και λειτουργίας των ηλεκτρολυτικών διατάξεων  $t_{char}$  ως εξής :

$$\hat{C}_{repurchase} = \frac{\hat{C}_{electrolysis}}{\left( \frac{t_{life,el}}{t_{char}} \right)} \quad (4.23)$$

- Τέλος υπολογίζεται το κόστος αγοράς ηλεκτρισμού  $C_{purch}$  (€/kWh ολ. αποφόρτισης) το οποίο είναι άμεση συνάρτηση της τιμής πώλησης της απορριπτόμενης ενέργειας από τα αιολικά συστήματα  $c_{sold}$  (€/kWh απορριπτόμενης) και βρίσκεται ως :

$$\hat{C}_{purch} = \frac{c_{sold}}{\left( \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{\Sigma AE}}{\sum_{i=1}^{8760} E_{lim}} \right)} \quad (4.24)$$

Η τιμή αγοράς της αιολικής ενέργειας από τα ΣΑΕ θεωρείται σταθερά ως το μισό της τιμής κόστους της δηλαδή  $c_{sold} = \frac{0,098}{2} = 0,049$  (€/kWh) , μιας και πρόκειται για απορριπτόμενη ενέργεια η οποία δεν θα πωλούταν διαφορετικά.

Οπότε το ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{O\&M}$  (€/kW αποφόρτισης) βρίσκεται ως :

$$\hat{C}_{O\&M} = \hat{C}_{const,O\&M} + \hat{C}_{repurchase} + (\hat{C}_{var,O\&M} + \hat{C}_{purch}) \cdot n \cdot dt \quad (4.25)$$

Και κατά συνέπεια σε (€) ετησίως:

$$C_{O\&M} = P_{Ret} \cdot \hat{C}_{O\&M} \quad (4.26)$$

#### 4.2.3 Ολικό κόστος

Στη συνέχεια υπολογίζεται ο συντελεστής CRF ο οποίος πολλαπλασιασμένος με το TCC επιμερίζει το τελευταίο σε ίσα διαστήματα όσα είναι η εξεταζόμενη διάρκεια ζωής του ΣΑΕ σε χρόνια ( $N_{life}$ ) και αναλόγως του επιτοκίου δανεισμού ( $i$ ) που έχει τεθεί. **Στην παρούσα εργασία θεωρείται  $N_{life}=20$ years και  $i=6\%$  για όλες τις αναλύσεις, έτσι:**

$$CRF = \frac{i(1+i)^{N_{life}}}{(1+i)^{N_{life}} - 1} = 0,087 \quad (4.27)$$

Άρα μπορεί να ευρεθεί το συνολικό κόστος ανηγμένο σε κάθε έτος  $LCC$  (€/kW αποφόρτισης) ως εξής:

$$LCC = CRF \cdot TCC + \hat{C}_{O\&M} \quad (4.28)$$

Εύκολα βρίσκεται, επίσης, τώρα το συνολικό κόστος ανηγμένο σε κάθε έτος TAC (€) που δαπανάται ως :

$$TAC = LCC \cdot P_{Ret} \quad (4.29)$$

Και από αυτό μπορεί να βρεθεί το σταθμισμένο κόστος (LCOE) του ΣΑΕ σε (€/kWh ολ. αποφόρτισης):

$$LCOE = \frac{LCC}{n \cdot dt} \quad (4.30)$$

Καθώς και το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης (LCOS) σε (€/kWh αποφόρτισης), που είναι ένας δείκτης του πόσο κοστίζει για το ΣΗΕ της Κρήτης η ένταξη των ΣΑΕ ως :

$$LCOS = LCOE - \frac{c_{sold}}{\left( \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{\Sigma A E}}{\sum_{i=1}^{8760} E_{lim}} \right)} \quad (4.31)$$

Τέλος το ολικό κόστος του ΣΑΕ για τα 20 χρόνια λειτουργίας σε (€), συμπεριλαμβανομένου ενός σταθερού επιτοκίου προεξόφλησης ( $dr = 8\%$ ) μπορεί να βρεθεί ως:

$$Total Cost = TCC + NPV(C_{O\&M}, dr) \quad (4.32)$$

### 4.3 Δεδομένα

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τα κόστη, που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδοι στην παραπάνω ανάλυση βασίστηκαν στην διεθνή σύγχρονη βιβλιογραφία και αποτελούν ρεαλιστικές τιμές για το σύστημα που βρίσκεται υπό μελέτη.

HHV <sub>H2</sub> (MJ/Nm <sup>3</sup> )	Q <sub>R,electrolysis</sub> (Nm <sup>3</sup> /h)	C <sub>electrolysis</sub> (10 <sup>3</sup> · €/Nm <sup>3</sup> /h)	η <sub>electrolysis</sub> (kWh/Nm <sup>3</sup> )	η <sub>comp</sub> (kWh/Nm <sup>3</sup> )	P <sub>R,F.C.</sub> (MW)	C <sub>restPCS</sub> (€/kWe)	C <sub>varO&amp;M</sub> (10 <sup>-3</sup> · €/kWh)
12,7	30	15	6	2,4	0,1	350	0,5
T <sub>life,el</sub> (ώρες)	C <sub>stor</sub> (€/Nm <sup>3</sup> )	LHV <sub>H2</sub> (MJ/Nm <sup>3</sup> )	C <sub>F.C.</sub> (€/kWe)	η <sub>F.C.</sub> (%)	T <sub>life,vess</sub> (&T <sub>life,F.C.</sub> ) (χρόνια)	C <sub>BOP</sub> (€/kWe)	
40000	45	10,74	530	50	20	25	
P <sub>el,U.L.</sub> (MW)	V <sub>L.L.</sub> (10 <sup>3</sup> · Nm <sup>3</sup> )	V <sub>0</sub> (10 <sup>3</sup> · Nm <sup>3</sup> )	P <sub>curU.L.</sub> (MW)	P <sub>curL.L.</sub> (MW)	V <sub>R,vess</sub> (Nm <sup>3</sup> )	C <sub>constO&amp;M</sub> (€/kW)	
75	120	200	35	0	14	25	

Πίνακας 4-1. Τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλυσης PEM [10, 51-55]

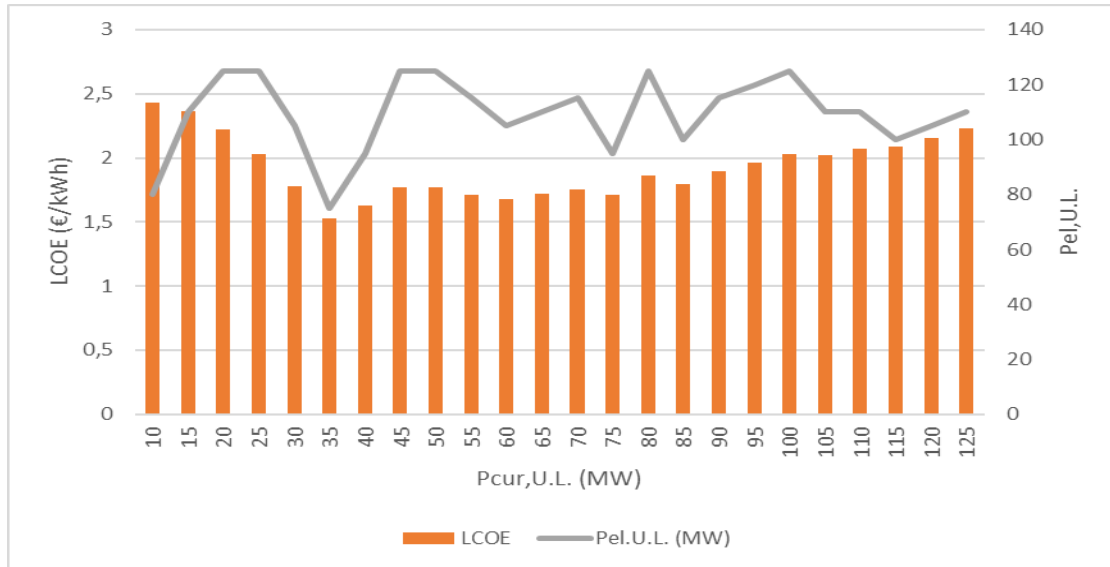
$HHV_{H_2}$ (MJ/Nm <sup>3</sup> )	$Q_{R,electrolysis}$ (Nm <sup>3</sup> /h)	$C_{electrolysis}$ (10 <sup>3</sup> · €/Nm <sup>3</sup> /h)	$\eta_{electrolysis}$ (kWh/Nm <sup>3</sup> )	$\eta_{comp}$ (kWh/Nm <sup>3</sup> )	$P_{R,F.C.}$ (MW)	$C_{restPCS}$ (€/kWe)	$C_{varO\&M}$ (10 <sup>-3</sup> · €/kWh)
12,7	3	4	3.7	2,5	2	350	0,5
$T_{life,el}$ (ώρες)	$C_{stor}$ (€/Nm <sup>3</sup> )	$LHV_{H_2}$ (MJ/Nm <sup>3</sup> )	$C_{F.C.}$ (€/kWe)	$\eta_{F.C.}$ (%)	$T_{life,vess}$ (& $T_{life,F.C.}$ ) (χρόνια)	$C_{BOP}$ (€/kWe)	
40000	45	10,74	680	60	20	25	
$P_{el,U.L.}$ (MW)	$V_{L.L.}$ (10 <sup>3</sup> · Nm <sup>3</sup> )	$V_0$ (10 <sup>3</sup> · Nm <sup>3</sup> )	$P_{cur,U.L.}$ (MW)	$P_{cur,L.L.}$ (MW)	$V_{R,vess}$ (Nm <sup>3</sup> )	$C_{constO\&M}$ (€/kW)	
85	120	200	60	0	14	25	

Πίνακας 4-2. Τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλυσης SOEC [10, 51-55]

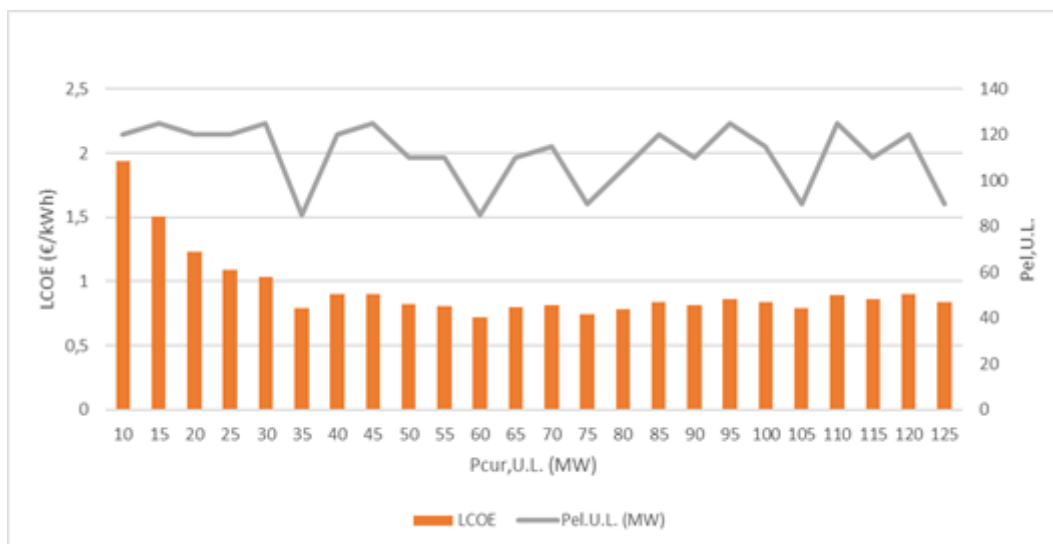
Θεωρήθηκε ότι στους βαθμούς απόδοσης της ηλεκτρολυτικής διάταξης SOEC και της κυψέλης καυσίμου SOFC συμπεριλαμβάνεται η ενέργεια που καταναλώνεται για την επίτευξη της απαιτούμενης υψηλής θερμοκρασίας λειτουργίας.

Είναι σημαντικό στο σημείο αυτό να σημειωθεί ότι, ενώ οι υπόλοιπες τιμές των δεδομένων παρέχονται από ρεαλιστικές τιμές της βιβλιογραφίας ή απορρέουν από απαραίτητες οριοθετήσεις του συστήματος, η τιμή του άνω ορίου της ισχύος αποφόρτισης  $P_{el,U.L.}$  καθώς και αυτή του άνω ορίου της ισχύος φόρτισης  $P_{cur,U.L.}$  του ΣΑΕ λήφθηκαν έπειτα από εκτέλεση αλγορίθμου. Στον αλγόριθμο αυτό, εκτελούνται οι υπολογισμοί της μεθοδολογίας για τιμές τόσο της  $P_{cur,U.L.}$  όσο και της  $P_{el,U.L.}$  από 10 MW έως 125 MW με βήμα 5 MW και υπολογίζεται κάθε φορά το LCOE του συστήματος.

Η επιλογή λοιπόν του κατάλληλου σεντ ισχύος γίνεται, όχι για αυτό του μικρότερου γενικά LCOE διότι οδηγεί συνήθως σε πολύ μικρές τιμές αποδιδόμενης στο δίκτυο ενέργειας, αλλά για αυτό το σεντ που εξασφαλίζεται το μικρότερο LCOE μιας υποενοότητας. Η υποενοότητα αυτή, αποτελείται από όλες τις δυνατές τιμές του  $P_{cur,U.L.}$  καθώς και από τιμές του  $P_{el,U.L.}$  για τις οποίες επιτυγχάνεται μέγιστη αποδιδόμενη ενέργεια για την αντίστοιχη  $P_{cur,U.L.}$ . Έτσι επιλέγονται οι εν λόγω τιμές των παραπάνω πινάκων, σύμφωνα και με τα παρακάτω διαγράμματα.



Διάγραμμα 4-1. Διάγραμμα επιλογής ορίων φόρτισης – αποφόρτισης PEM.



Διάγραμμα 4-2. Διάγραμμα επιλογής ορίων φόρτισης – αποφόρτισης SOEC.

#### 4.4 Αποτελέσματα

Τα αποτελέσματα των παραπάνω προσεγγίσεων παρουσιάζονται στο συγκεντρωτικό πίνακα που ακολουθεί.

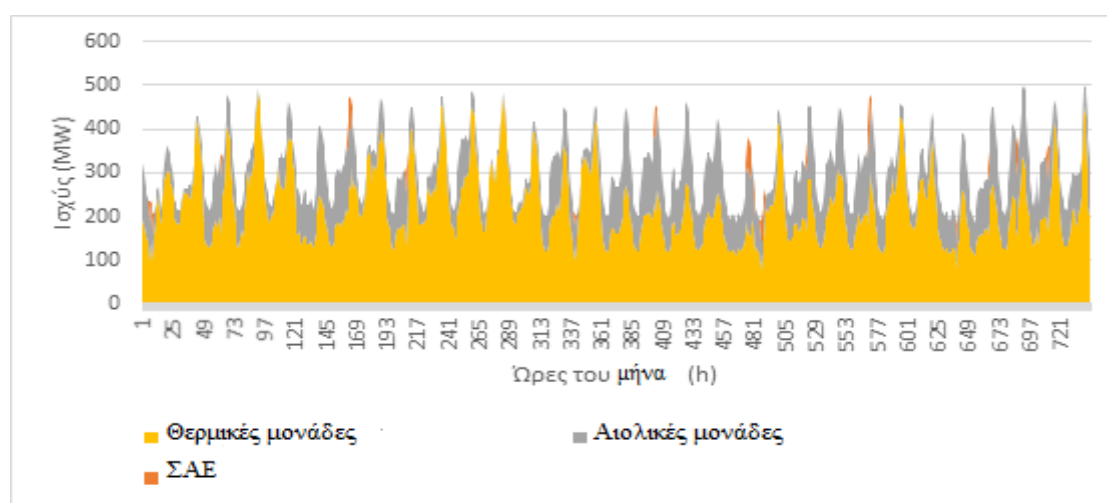
	PEM	SOEC
Μέγιστη ισχύς φόρτισης ΣΑΕ (MW)	35	60
Μέση ισχύς αποφόρτισης ΣΑΕ (MW)	66,93	75,77
Μέγιστη ισχύς αποφόρτισης ΣΑΕ (MW)	75	85
Πλήθος απαιτούμενων μονάδων ηλεκτρόλυσης (#)	139	3226
Πλήθος μονάδων κυψέλης καυσίμου (#)	750	43
Ολικός βαθμός απόδοσης (%)	10,66	24,31
Μέση δυναμική ισχύς αποθηκευμένου υδρογόνου (MW)	4,26	8,14
Πλήθος ειδικά διαμορφωμένων αποθηκευτικών δοχείων (#)	34283	68400
<b>Ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ (GWh)</b>	<b>15,99</b>	<b>36,45</b>
Ώρες που το ΣΑΕ καλύπτει την προβλεπόμενη ζήτηση (h)	102	201
Ώρες φόρτισης του συστήματος ανά έτος (h)	3239	3239
Ώρες αποφόρτισης του συστήματος ανά έτος(h)	239	481
Άθροισμα της εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρολυτών (MWe)	35	60
Άθροισμα της εγκατεστημένη ισχύς κυψελών καυσίμου (MWe)	75	85
Ετήσια χρησιμοποιούμενη απορριπτόμενη ενέργεια (GWh)	88,98	125,42
Μέγιστος όγκος που καταλαμβάνει το υδρογόνο στην αποθηκευτική διάταξη ( $10^3 \cdot \text{Nm}^3$ )	479,95	957,59
Ελάχιστος όγκος που καταλαμβάνει το υδρογόνο στην αποθηκευτική διάταξη ( $10^3 \cdot \text{Nm}^3$ )	69,82	72,82
Χρόνος πλήρους αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	9	19
Κύκλοι πλήρους αποφόρτισης ανά έτος στην μέγιστη ισχύ	23	22
Κόστος Κεφαλαίου (€/kW)	2026,97	2017,39
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)	149,05	132,57
<b>Ολικό ετήσιο κόστος (Μ€)</b>	<b>24,43</b>	<b>26,22</b>
LCOE (€/kWh) του ΣΑΕ	1,57	0,74
LCOS (€/kWh) της ένταξης του ΣΑΕ για το ΣΗΕ της Κρήτης	1,30	0,57
Καθαρό παρόν κόστος του ΣΑΕ για 20 χρόνια λειτουργίας	261.782.908 €	282.114.573 €

Πίνακας 4-3. Συγκεντρωτικός πίνακας ανάλυσης PEM & SOEC

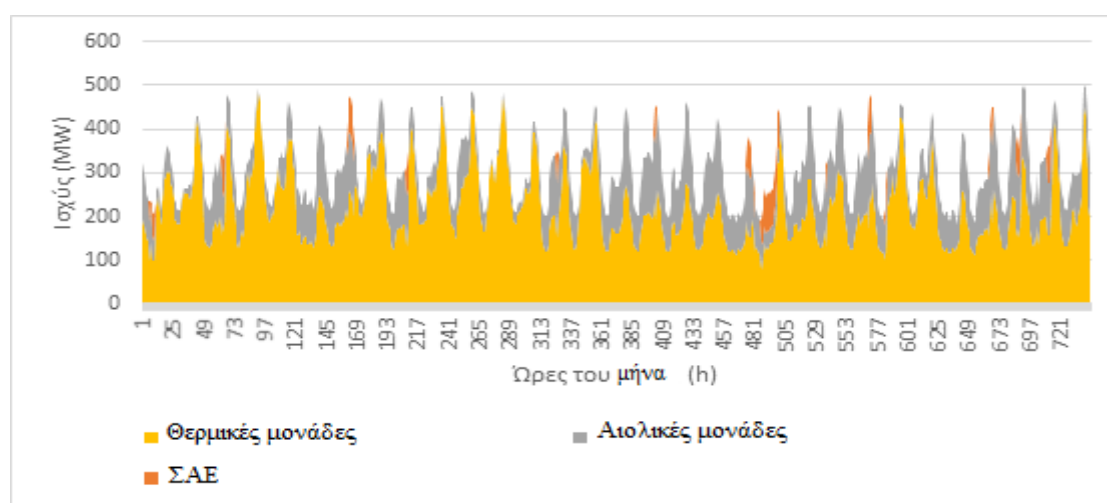
Παρατηρεί εύκολα κανείς πως η τεχνολογία SOEC για την αποθήκευση υδρογόνου είναι περισσότερο συμφέρουσα σε σχέση με αυτήν του PEM. Ακόμα παρατηρείται υπερβολικά υψηλό κόστος και ιδιαίτερα υψηλό πλήθος χρησιμοποιούμενων μονάδων και στις δύο τεχνολογίες για μια εμφανώς μικρή αποδιδόμενη ενέργεια στο δίκτυο. Το LCOE, ειδικά στην περίπτωση του PEM, είναι τόσο μεγάλο που πρακτικά δεν μπορεί να συγκριθεί με το κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων.

Στην συνέχεια παρατίθενται διαγράμματα αντιπροσωπευτικά της διαδικασίας, τα οποία βοηθούν και στην οπτικοποίηση και κατανόηση της συνεισφοράς των ΣΑΕ στο δίκτυο.

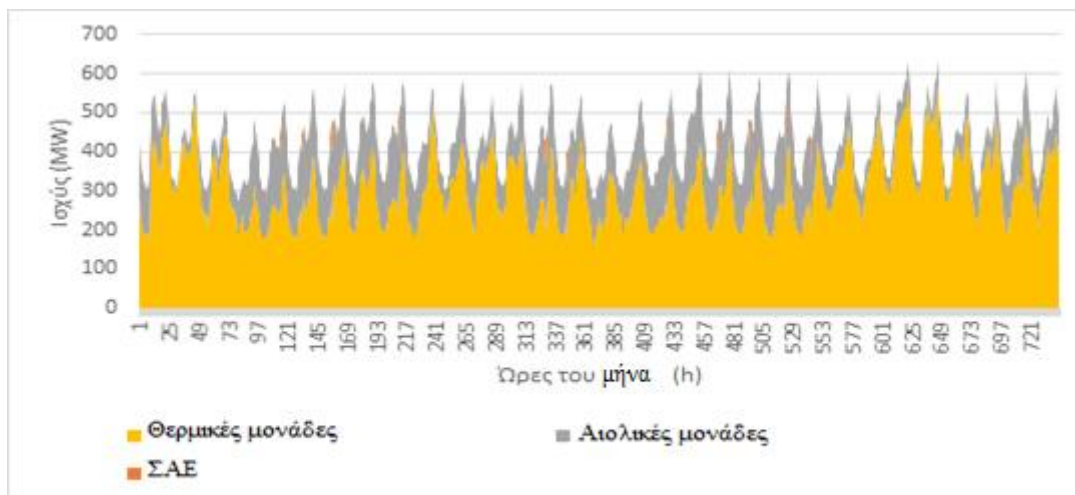
- Όσον αφορά την συνεισφορά της ενέργειας στους δύο ακραίους μήνες του υπό ανάλυση έτους:



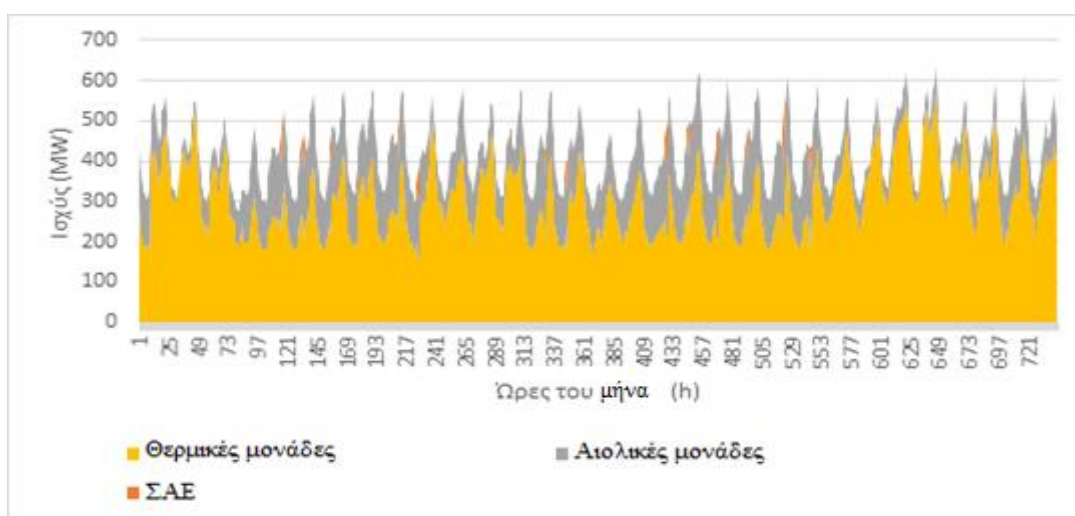
Διάγραμμα 4-3. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Ιανουάριο (PEM).



Διάγραμμα 4-4. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Ιανουάριο (SOEC).



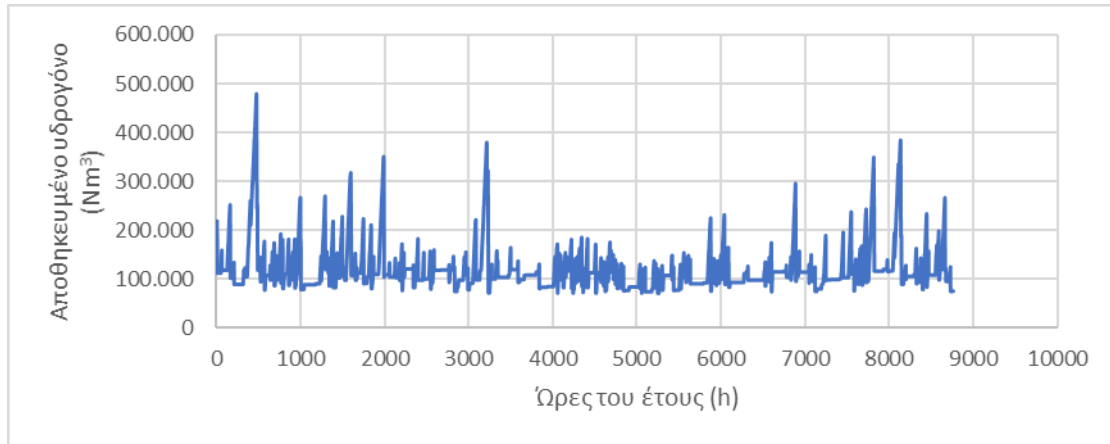
Διάγραμμα 4-5. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Αύγουστο (PEM).



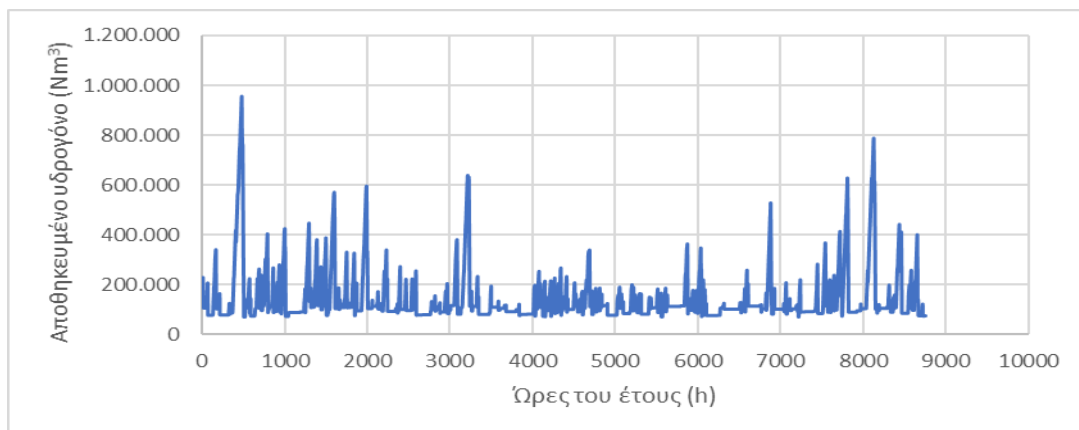
Διάγραμμα 4-6. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Αύγουστο (SOEC).



- Όσον αφορά την μεταβολή του περιεχόμενου υδρογόνου στην αποθηκευτική διάταξη ετησίως:

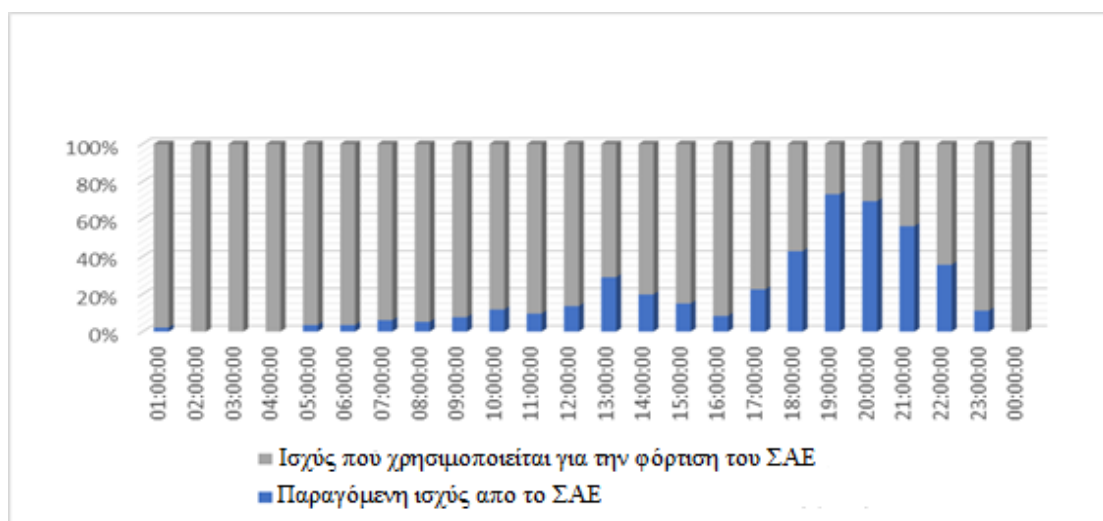


Διάγραμμα 4-7. Ωριαία χρονοσειρά περιεχόμενου υδρογόνου στην αποθηκευτική διάταξη σε ένα έτος (PEM).

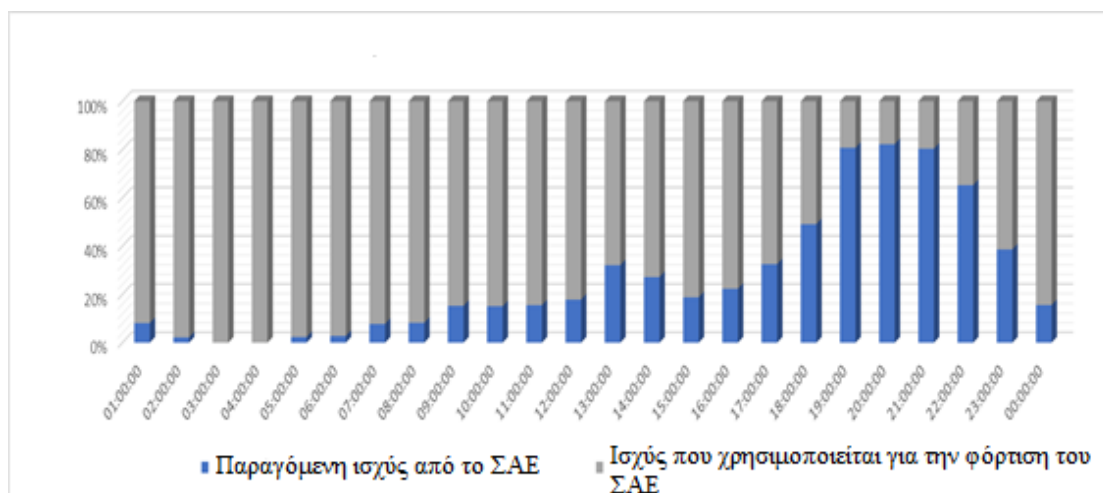


Διάγραμμα 4-8. Ωριαία χρονοσειρά περιεχόμενου υδρογόνου στην αποθηκευτική διάταξη σε ένα έτος (SOEC).

- Όσον αφορά τα συγκριτικά ποσοστά φόρτισης/αποφόρτισης 24-ώρου του έτους:



Διάγραμμα 4-9. Μέση κατάσταση φόρτισης / αποφόρτισης 24-ώρου σε ένα έτος (PEM).



Διάγραμμα 4-10. Μέση κατάσταση φόρτισης / αποφόρτισης 24-ώρου σε ένα έτος (SOEC).

## 5) Κεφάλαιο 5 Ανάλυση λειτουργίας ΣΑΕ με χρήση συμπιεσμένου αέρα (CAES)

### 5.1 Αρχές λειτουργίας

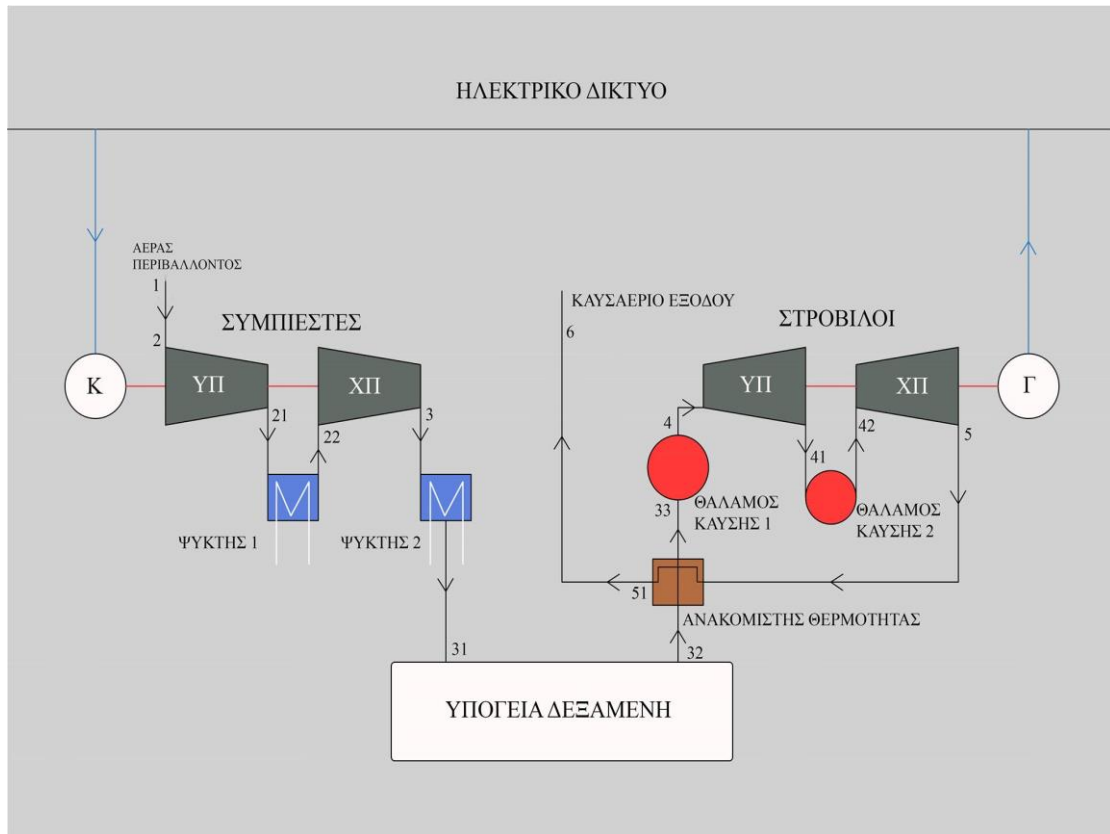
#### 5.1.1 Εισαγωγή

Το σύστημα CAES που θα μελετηθεί τροφοδοτείται με την απορριπτόμενη ενέργεια των αιολικών μονάδων δια μέσω των δύο όμοιων ειδικά διαμορφωμένων αξονικών συμπιεστών (ο πρώτος χαμηλής και ο δεύτερος υψηλής πίεσης) με ενδιάμεση ψύξη, οι οποίοι μπορούν να διακινήσουν μεγαλύτερα από τα συνηθισμένα εύρη παροχών. Μετά την έξοδο του δεύτερου συμπιεστή ο αέρας ψύχεται περαιτέρω ώστε να μειώσει την πυκνότητα του και αποθηκεύεται σε υπόγεια ειδικά διαμορφωμένη δεξαμενή. Όταν απαιτείται, αέρας υψηλής πίεσης φεύγει από την δεξαμενή θερμαίνεται από τα θερμά καυσαέρια εξόδου του δεύτερου στρόβιλου, μέσω ανακομιστή θερμότητας, και από την καύση φυσικού αερίου σε θάλαμο καύσης. Το θερμό καυσαέριο πλέον εκτονώνεται στο στρόβιλο υψηλής πίεσης και αναθερμαίνεται σε δεύτερο θάλαμο καύσης για να εκτονωθεί ξανά στον στρόβιλο χαμηλής πίεσης. Το καυσαέριο απελευθερώνεται στο περιβάλλον αφού πρώτα περάσει από τον ανακομιστή (εναλλάκτη) θερμότητας και προσδώσει μέρος της θερμότητας του στον αέρα που ξεκινά τον κύκλο της εκτόνωσης. Κατά την εκτόνωση του καυσαερίου βεβαίως στους δύο όμοιους ειδικά διαμορφωμένους αξονικούς στρόβιλους παράγεται ενέργεια που προσδίδεται στο δίκτυο μέσω γεννήτριας, το οποίο είναι και ο σκοπός όλης της εγκατάστασης. Η υπόγεια ειδικά διαμορφωμένη δεξαμενή θεωρείται κατασκευάσιμη και ανεξάρτητη της υπεδάφιας γεωγραφίας της Κρήτης.



Εικόνα 5-1. Διάγραμμα ροής προσομοίωσης CAES

Κρίθηκε απαραίτητος σε αυτό το ΣΑΕ, ένας περισσότερο λεπτομερής υπολογισμός των παραμέτρων του. Έτσι καταρχάς υπολογίζονται η θερμοκρασία αλλά και η πίεση σε κάθε θέση της εγκατάστασης για κάθε ώρα του έτους, ώστε η παροχή αλλά και η ισχύ που υπολογίζεται κάθε ώρα να ανταποκρίνεται περισσότερο στην πραγματικότητα. Για την καλύτερη κατανόηση της ονοματολογίας και της εγκατάστασης παρατίθεται μονογραμμικό σχέδιό της :



Εικόνα 5-2. Μονογραμμικό σχέδιο της εγκατάστασης CAES.

Ακολουθεί πίνακας με τα δεδομένα που θεωρούνται σταθερά για τον υπολογισμό των θερμοκρασιών και των πιέσεων του συστήματος:

Ειδική θερμοχωρητικότητα αέρα $c_{p_a}$ (kJ/kgK)	Αέρας γα	Ειδική θερμοχωρητικότητα καυσαερίου $c_{p_g}$ (kJ/kgK)	Καυσ αέριο γg	Κατώτερη θερμογόνος ικανότητα φυσικός αερίου $q_f$ (MJ/kg)	Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης $\eta_{el}$	Πολυτροπικός βαθμός απόδοσης συμπίεστών $\eta_{pC}$	Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης στροβίλων $\eta_{isT}$	Μηχανικός βαθμός απόδοσης $\eta_m$
1,004	1,4	1,156	1,33	48	0,98	0,8	0,8	0,98
Βαθμός απόδοσης θαλάμων καύσης $\eta_b$	Συντελεστής απωλειών πίεσης εναλλακτών $K_{exchanger}$	Συντελεστής απωλειών πίεσης αγωγού εισόδου $K_{in}$	Συντελεστής απωλειών πίεσης θαλάμων καύσης $K_b$	Συντελεστής απωλειών πίεσης αγωγού εξόδου $K_{ex}$	Ποσοστό ισχύος που χρησιμοποιείται για τον πρώτο συμπιεστή $x$	Ποσοστό ισχύος που χρησιμοποιείται για τον δεύτερο συμπιεστή	Ποσοστό ισχύος που χρησιμοποιείται για τις αντλίες	Βαθμός απόδοσης εναλλακτών θερμότητας $\eta_{exchanger}$
0,995	0,02	0,02	0,02	0,02	43,26%	54,74%	2%	0,8
Αρχική θερμοκρασία ψυκτικού νερού $T_{w,in}$ (K)	Θερμοκρασία περιβάλλοντος $T_{amb}$ (K)	Σταθερά του αέρα $R$ (J/kgK)	Σταθερή θερμοκρασία υπόγειας δεξαμενής $T_{tank}$ (K)	Ειδική θερμοχωρητικότητα νερού $c_{p_w}$ (kJ/kgK)	Λόγος καυσίμου αέρα πρώτου θαλάμου καύσης $f_1$	Λόγος καυσίμου αέρα δεύτερου θαλάμου καύσης $f_2$	Ατμοσφαιρική πίεση $P_{amb}$ (bar)	Διαφορά πίεσης μεταξύ εισερχόμενου αέρα και δεξαμενής $P_{plus}$ (bar)
288,15	288,15	287,05	350	4,18	0,008	0,006	1,013	1

Πίνακας 5-1. Χαρακτηριστικά αρχικών υπολογισμών ανάλυσης CAES [56].

Σημειώνεται πως ο ισεντροπικός και ο πολυτροπικός βαθμός απόδοσης δεν έχουν την καλύτερη δυνατή τιμή λόγω της ειδικής διαμόρφωσης των στροβίλων και των συμπιεστών αντίστοιχα. Ενναλάκτες, θεωρούνται εκτός του ανακομιστή θερμότητας αέρα-καυσαερίου και οι δύο ψύκτες. Ο λόγος καυσίμου και στους δύο θαλάμους καύσης θεωρήθηκε τόσος ώστε να επιτυγχάνεται οικονομία καυσίμου και θέρμανση του αέρα σε ικανοποιητικά, ίδια περίπου και στις δύο περιπτώσεις, επίπεδα. Το ποσοστό ισχύος που αντιστοιχεί στον πρώτο συμπιεστή είναι μια σχετικά ακριβής εκτίμηση, έτσι ώστε να διακινούν και οι δύο συμπιεστές ίδια ποσότητα αέρα και είναι μικρότερο μιας και συμπιέζει αέρα που βρίσκεται ενεργειακά χαμηλότερα από αυτόν που συμπιέζει ο δεύτερος συμπιεστής. Συμπεριλαμβάνεται, ακόμα, στο συνολικό ποσοστό ισχύος μια εκτίμηση του ποσοστού που αντιστοιχεί στην μετάδοση κίνησης των αντλιών. Η θερμοκρασία της υπόγειας δεξαμενής στην πραγματικότητα μεταβάλλεται, αλλά λόγω της μικρής αυτής αυξομείωσης, θεωρήθηκε για πρακτικούς λόγους σταθερή σε μια μέση και ρεαλιστική τιμή. Ακόμα, πρέπει να σημειωθεί ότι δεν υπάρχει αυτήν την στιγμή διαθέσιμο φυσικό αέριο στην Κρήτη, έτσι αποτελεί παραδοχή η χρήση του. Τέλος, η πίεση εισερχόμενου αέρα απαιτείται πάντα να είναι 1 bar μεγαλύτερη από αυτήν που επικρατεί στην δεξαμενή, για λόγους ασφαλείας.

### 5.1.2 Αρχικοί υπολογισμοί

Οι μεταβλητές της θερμοκρασίας  $T_\chi$  (K) και της πίεσης  $p_\chi$  (Pa) αντιπροσωπεύουν κάθε θέση της εγκατάστασης, όπου ο δείκτης  $\chi$  παίρνει τιμές αντίστοιχες με αυτές που φαίνονται στο παραπάνω μονογραμμικό σχέδιο, αναλόγως της θέσης που εξετάζεται.

- Οι πιέσεις αέρα/καυσαερίου κάθε ώρα υπολογίζονται ως εξής :

$$\begin{aligned}
 p_1 &= p_{amb} \\
 p_2 &= p_1 \cdot (1 - K_{in}) \\
 p_{21} &= p_2 \cdot \pi_c \\
 p_{22} &= p_{21} \cdot (1 - K_{exchanger}) \\
 p_3 &= p_{22} \cdot \pi_c \\
 p_{31} &= p_3 \cdot (1 - K_{exchanger}) \\
 p_{32} &= p_{tank} = \rho_{air} \cdot R_{air} \cdot T_{32}, \rho_{air} = \frac{m_{air,tank}}{V_{tank}} \\
 p_{33} &= p_{32} \cdot (1 - K_{exchanger}) \\
 p_4 &= p_{33} \cdot (1 - K_b) \\
 p_{41} &= \frac{p_4}{\pi_T} \\
 p_{42} &= p_{41} \cdot (1 - K_b) \\
 p_5 &= \frac{p_{42}}{\pi_T} \\
 p_{51} &= p_5 \cdot (1 - K_{exchanger}) \\
 p_6 &= p_{51} \cdot (1 - K_{ex})
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Όπου ο λόγος πίεσης κάθε συμπιεστή βρίσκεται ως:

$$\pi_C = \sqrt{\left( \frac{p_{tank} + p_{plus}}{p_{amb} \cdot (1 - K_{in}) \cdot (1 - K_{exchanger})^2} \right)} \tag{5.2}$$

ώστε ο εισερχόμενος αέρας στην δεξαμενή να έχει κατά  $P_{plus}$  μεγαλύτερη πίεση από αυτήν που έχει ο αέρας εντός της δεξαμενής

και ο λόγος πίεσης κάθε στροβίλου βρίσκεται ως:

$$\pi_T = \sqrt{\left( \frac{p_{tank}}{p_{amb} \cdot (1 - K_{ex}) \cdot (1 - K_{exchanger})^2 \cdot (1 - K_b)^2} \right)} \tag{5.3}$$

ώστε ο αέρας εξόδου να έχει την ατμοσφαιρική πίεση.

- Οι θερμοκρασίες αέρα/καυσαερίου κάθε ώρα υπολογίζονται ως εξής :

$$\begin{aligned}
T_{amb} &= T_1 = T_2 \\
T_{21} &= T_2 \cdot \pi_c \left( \frac{\gamma_\alpha - 1}{\gamma_\alpha \cdot \eta_{pC}} \right) \\
T_{22} &= T_{21} - \eta_{exchanger} \cdot (T_{21} - T_{w,in}) \\
T_3 &= T_{22} \cdot \pi_c \left( \frac{\gamma_\alpha - 1}{\gamma_\alpha \cdot \eta_{pC}} \right) \\
T_{31} &= T_3 - \eta_{exchanger} \cdot (T_3 - T_{w,in}) \\
T_{32} &= T_{tank} = const. \\
T_{33} &= T_{32} + \eta_{exchanger} \cdot (T_5 - T_{32}) \\
T_4 &= \frac{c_{p,a} \cdot T_3 + f_1 \cdot \eta_b \cdot q_f}{(1 + f_1) \cdot c_{p,g}} \\
T_{41} &= T_4 \cdot \left( 1 - \eta_{is,T} \left( 1 - \pi_T \left( \frac{\gamma_g - 1}{\gamma_g} \right) \right) \right) \\
T_{42} &= \frac{c_{p,g} \cdot T_{41} + f_2 \cdot \eta_b \cdot q_f}{(1 + f_2) \cdot c_{p,g}} \\
T_5 &= T_{42} \cdot \left( 1 - \eta_{is,T} \left( 1 - \pi_T \left( \frac{\gamma_g - 1}{\gamma_g} \right) \right) \right) \\
T_{51} &= T_5 - \frac{c_{p,\alpha}}{c_{p,g}} \cdot (T_{33} - T_{32}) \\
T_6 &= T_{51}
\end{aligned} \tag{5.4}$$

Για τις θερμοκρασίες του ψυκτικού νερού έχουμε κάθε ώρα :

$$\begin{aligned}
T_{w,in1} &= T_{w,in2} = T_{w,in} = const. \\
T_{w,out1} &= T_{w,in1} + \eta_{exchanger} \cdot (T_{21} - T_{w,in1}) \\
T_{w,out2} &= T_{w,in2} + \eta_{exchanger} \cdot (T_3 - T_{w,in2})
\end{aligned} \tag{5.5}$$

Όπου ο δείκτης ( 1 ) αναφέρεται στον ενδιάμεσο ψύκτη (IC) ενώ το ( 2 ) στον εναπομείναντα (AC). Θεωρείται επίσης πως η θερμοκρασία εισόδου είναι σταθερή κάθε ώρα, δηλαδή ότι κάθε ώρα αποβάλλεται όλη η ενέργεια που προσλαμβάνεται από το ψυκτικό νερό στο περιβάλλον.

Σημειώνεται ότι, επαναληπτική διαδικασία εκτελείται από την εξίσωση εύρεσης  $T_{33}$  μέχρι αυτή της  $T_5$ .

### 5.1.3 Γενικοί υπολογισμοί

Αρχή της ανάλυσης αποτελεί η χρονοσειρά της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας από το δίκτυο, αφού αυτή καλούνται να αποθηκεύσουν και μέρος της να αποδώσουν πίσω στο δίκτυο όταν κρίνεται απαραίτητο. Από αυτήν, κάθε ώρα, χρησιμοποιείται ισχύς μέχρι ένα άνω όριο της ώστε να αποφεύγεται η υπερδιαστασιολόγηση των μονάδων μετατροπής ενέργειας και της αποθηκευτικής διάταξης του συστήματος. Η χρήση κάτω ορίου στο συγκεκριμένο ΣΑΕ κρίνεται απαραίτητη, διότι ακόμα και οι ειδικά διαμορφωμένοι αξονικοί συμπιεστές, που χρησιμοποιούνται, δεν μπορούν να διακινήσουν ένα πολύ μεγάλο εύρος παροχών που απορρέει από ένα μεγάλο εύρος διατιθέμενης ισχύος. Ακόμα δίνεται η εντολή αν η πίεση στη δεξαμενή υπερβαίνει μια μέγιστη τιμή τότε το σύστημα να μην φορτίζεται.

Έτσι θεωρήθηκε ότι η αξιοποιήσιμη ισχύς από το ΣΑΕ είναι κάθε ώρα:

$$\begin{aligned} P_{\lim} &= P_{cur}, P_{cur} \leq P_{cur,U.L.} \\ P_{\lim} &= P_{cur,U.L.}, P_{cur} > P_{cur,U.L.} \end{aligned} \quad (5.6)$$

Ενώ επιπροσθέτως ισχύει :

$$P_{\lim} = 0, P_{cur} \leq P_{cur,L.L.} \quad \text{ή} \quad p_{\text{tank}} \geq p_{U.L.} \quad (5.7)$$

Και τέλος θεωρήθηκε ότι:

$$P_{cur,U.L.} - P_{cur,L.L.} = 35MW \quad (5.8)$$

Είναι προφανές πως όσο είναι το  $P_{U.L.}$  τόσο θα είναι και το άθροισμα της εγκατεστημένης ονομαστικής ισχύος των συμπιεστών.

$$P_{R_{\lim}} = P_{cur,U.L.} \quad (5.9)$$

Η παροχή του αέρα (kg/s) που διακινούν οι δύο συμπιεστές και θα αποθηκεύεται λοιπόν κάθε ώρα στην υπόγεια δεξαμενή υπολογίζεται, γνωρίζοντας την ισχύ φόρτισης του συστήματος, το ποσοστό αυτής, τα χαρακτηριστικά συμπίεσης καθώς και παραμέτρους του αέρα, ως:

$$\dot{m}_{a,C} = \frac{P_{\lim} \cdot x}{c_{p,a} \cdot T_{amb} \cdot \left( \pi_C^{\left( \frac{\gamma_a - 1}{\gamma_a \cdot \eta_{p,C}} \right)} - 1 \right)} \quad (5.10)$$

Η δεξαμενή θεωρείται ότι περιέχει ποσότητα αέρα (kg) στην αρχή του χρόνου  $m_0$  ώστε να είναι πιο ρεαλιστική η ανάλυση ενός χρόνου. Η δεξαμενή έχει δεδομένο όγκο  $V_{\text{tank}}$ , τον οποίο θεωρείται ότι καταλαμβάνει όλο ο εισερχόμενος αέρας οπότε όσο αυξάνει η μάζα του αέρα στην δεξαμενή τόσο θα αυξάνει η πυκνότητα του και επομένως η



επικρατούσα πίεση στη δεξαμενή. Ο ισολογισμός μάζας αέρα στην δεξαμενή κάθε ώρα έχει ως εξής :

$$m_{air,tank(n)} = (m_{a,C(n-1)} - m_{a,T(n-1)}) \cdot 3600 + m_{air,tank(n-1)} \quad (5.11)$$

Η παροχή αέρα (kg/s), που αποτελεί τον μοναδικό άγνωστο της παραπάνω εξίσωσης και εκτονώνεται στους στροβίλους προς παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος, υπολογίζεται γνωρίζοντας χαρακτηριστικά της εκτόνωσης του καυσαερίου και του συστήματος καθώς και της απαιτούμενης ισχύος που αποδίδει το ΣΑΕ στο δίκτυο κάθε ώρα, ως:

$$\dot{m}_{a,T} = \frac{P_{el}}{((1 + f_1) \cdot c_{p,a} \cdot (T_4 - T_{41}) + (1 + f_1) \cdot (1 + f_2) \cdot c_{p,g} \cdot (T_{42} - T_5)) \cdot \eta_m \cdot \eta_{el}} \quad (5.12)$$

Οι προϋποθέσεις που πρέπει να πληρούνται για να αποδοθεί ισχύς από το ΣΑΕ στο δίκτυο είναι :

- Να μην φορτίζεται το σύστημα ( $P_{lim} = 0$ ).
- Να υπάρχει επαρκής πίεση στη δεξαμενή, δηλαδή επαρκής μάζα στην δεξαμενή η οποία θα εκτονωθεί στους στροβίλους όπως υπογορεύεται από την αντίστοιχη ισχύ ( $p_{tank(n)} > p_{L.L.}$ ).

Η τιμή της ισχύος, τότε, θα είναι τόση ώστε να καλύπτει το κενό που αφήνουν στη ζήτηση οι ΑΠΕ και οι θερμικές μονάδες στο τεχνικό ελάχιστο τους. Αυτή, είναι κάθε ώρα περιορισμένη από ένα άνω όριο αποδιδόμενης ισχύος ώστε να μην υπερδιαστασιολογούνται πάλι η αποθηκευτική διάταξη και οι μονάδες μετατροπής ενέργειας, αλλά και να συνεισφέρει το ΣΑΕ περισσότερο στο ΣΗΕ της Κρήτης. Ακόμα τίθεται για τους ίδιους λόγους όπως και στους συμπίεστρες περιορισμός του εύρους της ισχύος στο οποίο θα επιχειρούν. Έτσι ισχύει:

$$\begin{aligned} P_{el} &= D^* - AWP - TMCUO, P_{el_{U.L.}} > D^* - AWP - TMCUO \\ P_{el} &= P_{el_{U.L.}}, P_{el_{U.L.}} \leq D^* - AWP - TMCUO \end{aligned} \quad (5.13)$$

και

$$P_{el} = 0, p_{tank(n)} < p_{L.L.} \quad \text{ή} \quad D^* - AWP - TMCUO < P_{el_{L.L.}} \quad \text{ή} \quad P_{lim} > 0 \quad (5.14)$$

Ενώ θεωρείται ότι :

$$P_{el_{U.L.}} - P_{el_{L.L.}} = 50MW \quad (5.15)$$

Η ενέργεια που παράγει κάθε ώρα το ΣΑΕ βρίσκεται ως :

$$E_{\Sigma AE} = P_{el} \cdot (1 - 0) \quad (5.16)$$

Το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος όλων των μονάδων αποφόρτισης είναι ίσο με τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς του ΣΑΕ:

$$P_{R_{el}} = P_{el_{U.L.}} \quad (5.17)$$

Μπορεί επίσης τώρα να υπολογιστεί κάθε ώρα η παροχή καυσίμου που χρησιμοποιείται, ως:

$$\dot{m}_f = \dot{m}_{a,T} \cdot f_1 + \dot{m}_{a,T} \cdot (1 + f_1) \cdot f_2 \quad (5.18)$$

Και η παροχή ψυκτικού νερού (kg/s) των δύο ψυκτών, ως:

$$\dot{m}_{w,1} = \frac{c_{p,a} \cdot (T_{21} - T_{22}) \cdot \dot{m}_{a,C}}{c_{p,w} \cdot (T_{w,out1} - T_{w,in1})} \quad (5.19)$$

και

$$\dot{m}_{w,2} = \frac{c_{p,a} \cdot (T_3 - T_{31}) \cdot \dot{m}_{a,C}}{c_{p,w} \cdot (T_{w,out2} - T_{w,in2})} \quad (5.20)$$

## 5.2 Ανάλυση κόστους

### 5.2.1 Κόστος κεφαλαίου

- Το κόστος συμπιεστών  $c_{comp}$  παρέχεται σε (€/kW φόρτισης) και προκύπτει το κόστος  $C_{comp}$  (€) αν πολλαπλασιαστεί με το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος των συμπιεστών  $P_{R,lim}$  (kW φόρτισης):

$$C_{comp} = P_{R,lim} \cdot c_{comp} \quad (5.21)$$

Και έπειτα ανάγεται σε (€/kW αποφόρτισης) διαιρώντας με το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος των εγκατεστημένων στροβίλων  $P_{R_{el}}$  (kW αποφόρτισης) :

$$\hat{C}_{comp} = \frac{C_{comp}}{P_{R_{el}}} \quad (5.22)$$

- Το κόστος στροβίλων  $\hat{C}_T$  παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το κόστος ισοζυγίου του ΣΑΕ  $\hat{C}_{BOP}$  παρέχεται και αυτό σε (€/kW αποφόρτισης)

- Το κόστος των υπόλοιπων εξαρτημάτων μετατροπής ενέργειας του ΣΑΕ  $\hat{C}_{restPCS}$  παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το κόστος της αποθηκευτικής διάταξης  $\hat{C}_{stor}$  για τη δεξαμενή παρέχεται σε (€/kWh), ανηγμένο δηλαδή στην ενέργεια που αποδίδει το σύστημα μετά από μια πλήρη αποφόρτιση.

Οπότε το ολικό κόστος κεφαλαίου  $T\hat{C}C$  (€/kW αποφόρτισης), βρίσκεται ως:

$$T\hat{C}C = \hat{C}_{comp} + \hat{C}_T + \hat{C}_{BOP} + \hat{C}_{restPCS} + \hat{C}_{stor} \cdot dt \quad (5.23)$$

Όπου, βάσει όσων έχουν αναφερθεί στο προηγούμενο κεφάλαιο, ισχύει για το dt (h) και το n, ότι :

$$dt = \frac{m_{air, \tan k(\max)} - m_{air, \tan k(\min)}}{\dot{m}_{a, T(\max)}} \quad (5.24)$$

και

$$n = \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{i, \Sigma A E}}{P_{R_{el}} \cdot dt} \quad (5.25)$$

Και κατά συνέπεια, υπολογίζεται σε (€) το ολικό κόστος κεφαλαίου:

$$TCC = T\hat{C}C \cdot P_{R_{el}} \quad (5.26)$$

### 5.2.2 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

- Το *ετήσιο* σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{const, O\&M}$  για κάθε ΣΑΕ παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το αντίστοιχο μεταβλητό κόστος  $\hat{C}_{var, O\&M}$  παρέχεται σε (€/kWh ολ. αποφόρτισης), αυτό το κόστος είναι ανηγμένο στην ολική ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ.
- Ακόμα λαμβάνεται υπόψη το κόστος καυσίμου και το κόστος εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα. Το κόστος καυσίμου  $c_{fuel}$  παρέχεται σε (€/kWh θερμικά), το οποίο μετατρέπεται σε (€/kWh ολ. αποφόρτισης) ως εξής :

$$\hat{C}_{fuel} = c_{fuel} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{thermal}}{\sum_{i=1}^{8760} E_{\Sigma A E}} = c_{fuel} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{8760} \dot{m}_f \cdot 3600 \cdot s \cdot q_f \cdot 0.000278 \cdot \frac{MJ}{MWh}}{\sum_{i=1}^{8760} E_{\Sigma A E}} \quad (5.27)$$

Το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα  $c_{CO_2}$  παρέχεται σε (€/kg CO<sub>2</sub>) και ανάγεται σε (€/kWh ολ. αποφόρτισης), ως εξής :

$$\hat{C}_{CO_2} = \frac{c_{CO_2}}{P_{R_{el}} \cdot n \cdot dt} \cdot \sum_{i=1}^{8760} m_f \cdot \mu_{CO_2} \quad (5.28)$$

Όπου θεωρήθηκε:  $\mu_{CO_2} = \frac{m_{CO_2}}{m_f} = 3.109 = const.$  (5.29)

- Τέλος υπολογίζεται το κόστος αγοράς ηλεκτρισμού  $\hat{C}_{purch}$  (€/kWh ολ. αποφόρτισης) ακριβώς όπως στο κεφάλαιο 4, χρησιμοποιώντας τα αντίστοιχα μεγέθη.

Οπότε το ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{O\&M}$  (€/kW αποφόρτισης) βρίσκεται ως :

$$\hat{C}_{O\&M} = \hat{C}_{const,O\&M} + (\hat{C}_{fuel} + \hat{C}_{CO_2} + \hat{C}_{var,O\&M} + \hat{C}_{purch}) \cdot n \cdot dt \quad (5.30)$$

Και κατά συνέπεια σε (€) ετησίως:

$$C_{O\&M} = P_{R_{el}} \cdot \hat{C}_{O\&M} \quad (5.31)$$

### 5.2.3 Ολικό κόστος

Η μεθοδολογία αυτής της υποεπένδυσης είναι πανομοιότυπη με αυτήν της υποεπένδυσης (4.2.3) και επομένως δεν θα αναλυθεί περαιτέρω. Το ίδιο συμβαίνει και για τις εξισώσεις εύρεσης των αντίστοιχων μεγεθών.

### 5.3 Δεδομένα

Τα κόστη, που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδοι στην παραπάνω ανάλυση βασίστηκαν στην διεθνή σύγχρονη βιβλιογραφία και αποτελούν ρεαλιστικές τιμές για το σύστημα που βρίσκεται υπό μελέτη.

$C_{comp}$ (€/kW)	$C_T$ (€/kW)	$C_{BOP}$ (€/kW)	$C_{restPCS}$ (€/kW)	$C_{stor}$ (€/kWh)	$C_{fuel}$ (€/kWh) {Eurostat: Βιομηχανική χρήση}	$C_{CO2}$ ( $10^{-3}$ €/kg)	$C_{const,O\&M}$ (€/kW)	$C_{var,O\&M}$ ( $10^{-3}$ €/kWh)
220	270	140	210	40	0,03	5	3,9	0,1
$P_{el,U.L.}$ (MW)	$P_{el,L.L.}$ (MW)	$P_{cur,U.L.}$ (MW)	$P_{cur,L.L.}$ (MW)	$M_0$ ( $10^6 \cdot kg$ )	$V_{tank}$ ( $10^3 \cdot m^3$ )	$p_{tank,L.L.}$ (bar)	$p_{tank,U.L.}$ (bar)	$T_{life,CAES}$ (years)
100	50	55	20	16,72	400	42	73	20

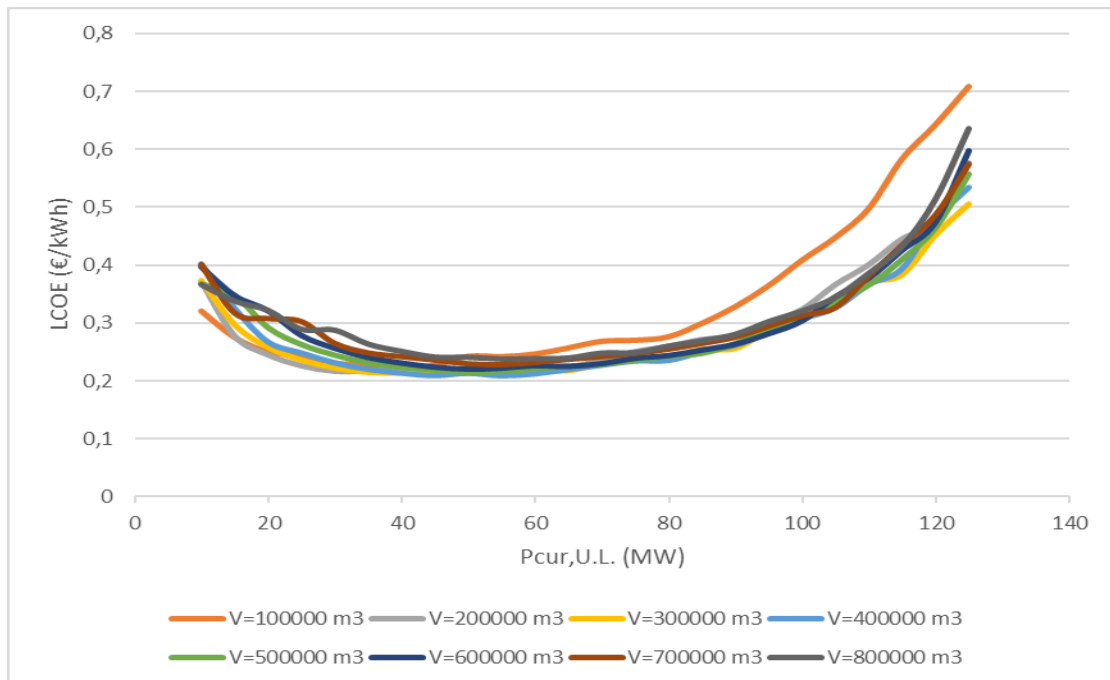
Πίνακας 5-2. Τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλυσης CAES [18, 35, 52, 54]

Σημειώνεται ότι η μέγιστη και η ελάχιστη πίεση, που χρησιμοποιούνται, έχουν τέτοιες τιμές ώστε το σύστημα να λειτουργεί το πολύ σε εύρος (40,75) bar, το οποίο είναι το πιο συχνά χρησιμοποιούμενο εύρος σε συστήματα CAES. Η μάζα στην αρχή του χρόνου λαμβάνεται τόση ώστε να επικρατούν 40 bar στη δεξαμενή ανεξαρτήτως του όγκου της.

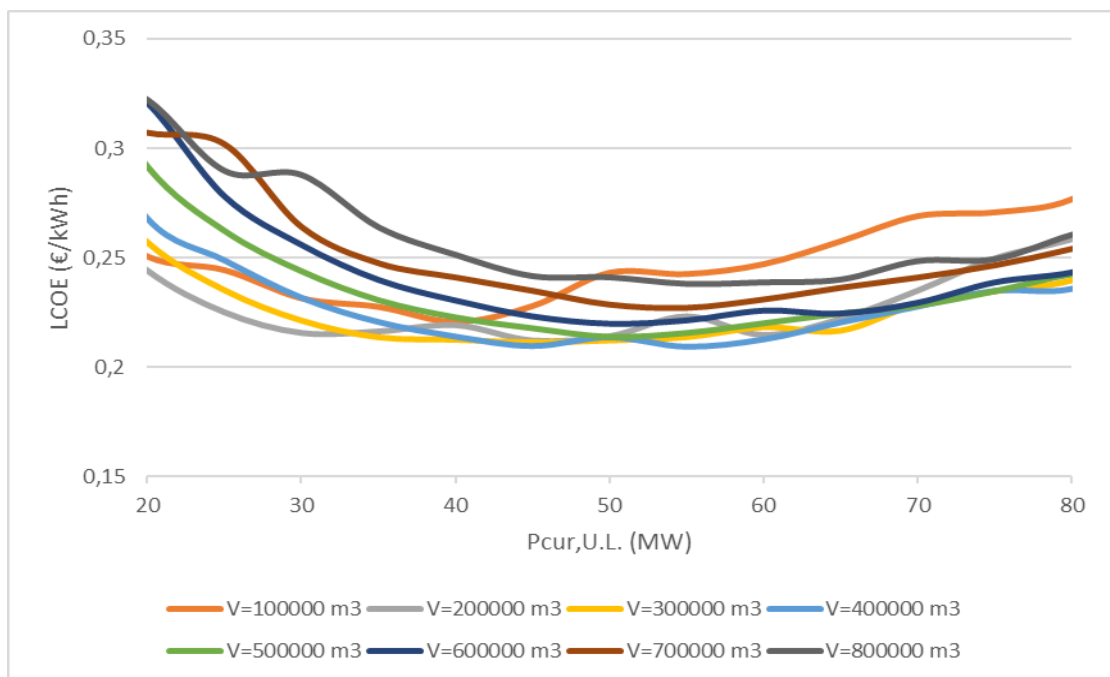
Ο όγκος της δεξαμενής, το εύρος της αποδιδόμενης ισχύος από το σύστημα και το εύρος της προσδιδόμενης ισχύος στο σύστημα επιλέχθηκαν βάσει αλγορίθμου. Στον αλγόριθμο αυτό, εκτελούνται οι υπολογισμοί της μεθοδολογίας για τιμές τόσο της  $P_{cur,U.L.}$  όσο και της  $P_{el,U.L.}$  από 10 MW έως 125 MW με βήμα 5 MW και υπολογίζεται κάθε φορά το LCOE του συστήματος. Τα κάτω όρια της κάθε ισχύος ακολουθούν αυτά των άνω βάσει των σχέσεων εξάρτησής τους. Έπειτα ο όγκος της δεξαμενής αλλάζει και επαναλαμβάνεται η διαδικασία. Αυτός, μεταβάλλεται με βήμα  $100.000 m^3$  από  $100.000 m^3$  μέχρι τα  $800.000 m^3$ .

Η επιλογή λοιπόν του κατάλληλου σετ ισχύος και δεξαμενής λαμβάνεται όχι με βάσει το μικρότερο LCOE διότι οδηγεί συνήθως σε πολύ μικρές τιμές αποδιδόμενης στο δίκτυο ενέργειας, αλλά αυτού του σετ που εξασφαλίζει το μικρότερο LCOE μιας υποενοότητας. Η υποενοότητα αυτή, αποτελείται από όλες τις δυνατές τιμές του  $P_{cur,U.L.}$  καθώς και από τιμές του  $P_{el,U.L.}$  για τις οποίες επιτυγχάνεται μέγιστη αποδιδόμενη ενέργεια για τις αντίστοιχες  $P_{cur,U.L.}$ . Ενώ, είναι φανερό, ότι υπάρχουν τόσες υποενοότητες, όσες είναι οι εξεταζόμενες τιμές του όγκου δεξαμενής. Έτσι επιλέγονται

οι τιμές του παραπάνω πίνακα που πληρούν αυτές τις προϋποθέσεις όπως φαίνεται και από τα παρακάτω διαγράμματα.

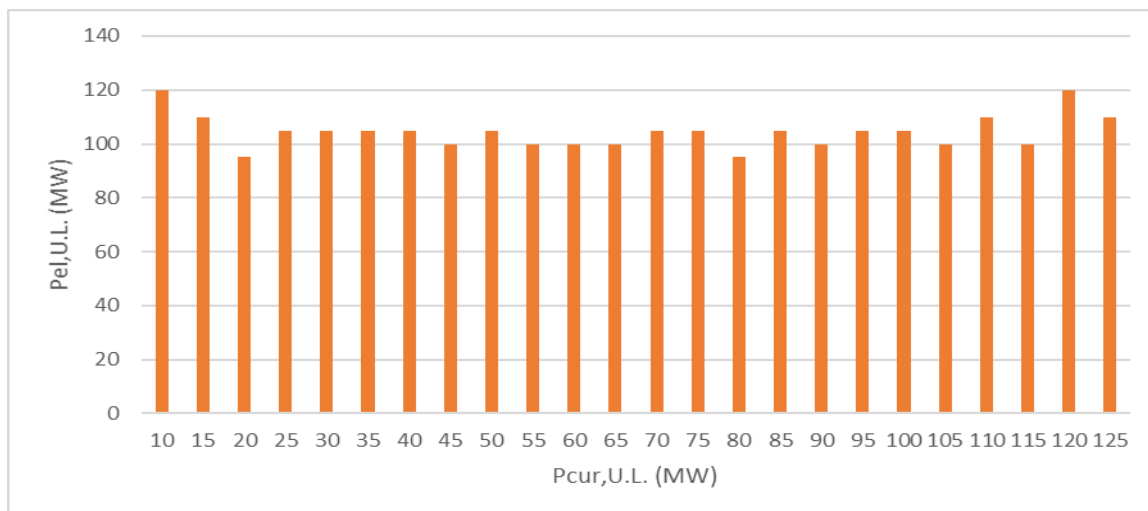


Διάγραμμα 5-1. Διάγραμμα επιλογής ορίου φόρτισης και όγκου δεξαμενής (CAES).



Διάγραμμα 5-2. Μεγέθυνση διαγράμματος επιλογής ορίου φόρτισης και όγκου δεξαμενής (CAES).

Μεγεθυνόντας, παρατηρείται το ελάχιστο σταθμισμένο κόστος για δεξαμενή χωρητικότητας 400.000 m<sup>3</sup> και μέγιστης ισχύος φόρτισης συστήματος τα 55 MW, η οποία αντιστοιχεί σε 100 MW μέγιστης ισχύος αποφόρτισης για μέγιστη παραγωγή ενέργειας, όπως φαίνεται και από το παρακάτω διάγραμμα για V<sub>tank</sub>=400.000 m<sup>3</sup>.



Διάγραμμα 5-3. Διάγραμμα επιλογής ορίου αποφόρτισης (CAES).

## 5.4 Αποτελέσματα

Τα αποτελέσματα της παραπάνω ανάλυσης παρουσιάζονται στο παρακάτω συγκεντρωτικό πίνακα.

Μέση ετήσια μέγιστη θερμοκρασία αέρα (°C)	443,06
Μέση ετήσια μέγιστη θερμοκρασία καυσαερίου (°C)	439,54
Μέση ετήσια θερμοκρασία εξόδου καυσαερίων (°C)	113,81
Μέγιστη παροχή συμπιεστών (kg/s)	146,54
Ελάχιστη παροχή συμπιεστών (kg/s)	46,32
Μέγιστη παροχή στροβίλων (kg/s)	215,37
Ελάχιστη παροχή στροβίλων (kg/s)	104,86
Μέγιστη ποσότητα αέρα στην δεξαμενή (10 <sup>6</sup> · kg)	29,50
Ελάχιστη ποσότητα αέρα στην δεξαμενή (10 <sup>6</sup> · kg)	15,95
Ελάχιστη πίεση αέρα δεξαμενής (bar)	40,05

Μέγιστη πίεση αέρα δεξαμενής (bar)	74,10
Μέση πίεση αέρα δεξαμενής (bar)	48,30
Ολικός βαθμός απόδοσης (%)	35,13
Μέση ισχύς αποφόρτισης (MW)	89,25
<b>Ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ (GWh)</b>	<b>105,58</b>
Ετήσια καταναλισκόμενη χημική ενέργεια (GWh)	150,57
Μέση παροχή καυσίμου (kg/s)	2,65
Ετήσια χρησιμοποιούμενη απορριπτόμενη ενέργεια (GWh)	90,28
Ώρες που το ΣΑΕ καλύπτει την προβλεπόμενη ζήτηση (h)	570
Άθροισμα της εγκατεστημένη ισχύς συμπιεστών (MWe)	55
Άθροισμα της εγκατεστημένη ισχύς στροβίλων (MWe)	100
Ώρες φόρτισης του συστήματος ανά έτος (h)	2014
Ώρες αποφόρτισης του συστήματος ανά έτος(h)	1183
Χρόνος πλήρους αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	18
Κύκλοι πλήρους αποφόρτισης ανά έτος στην μέγιστη ισχύ	58
Κόστος Κεφαλαίου (€/kW)	1461,00
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)	94,16
<b>Ολικό ετήσιο κόστος (M€)</b>	<b>22,15</b>
LCOE (€/kWh) του ΣΑΕ	0,21
LCOS (€/kWh) της ένταξης του ΣΑΕ για το ΣΗΕ της Κρήτης	0,17
Καθαρό παρόν κόστος του ΣΑΕ για 20 χρόνια λειτουργίας	238.549.353 €

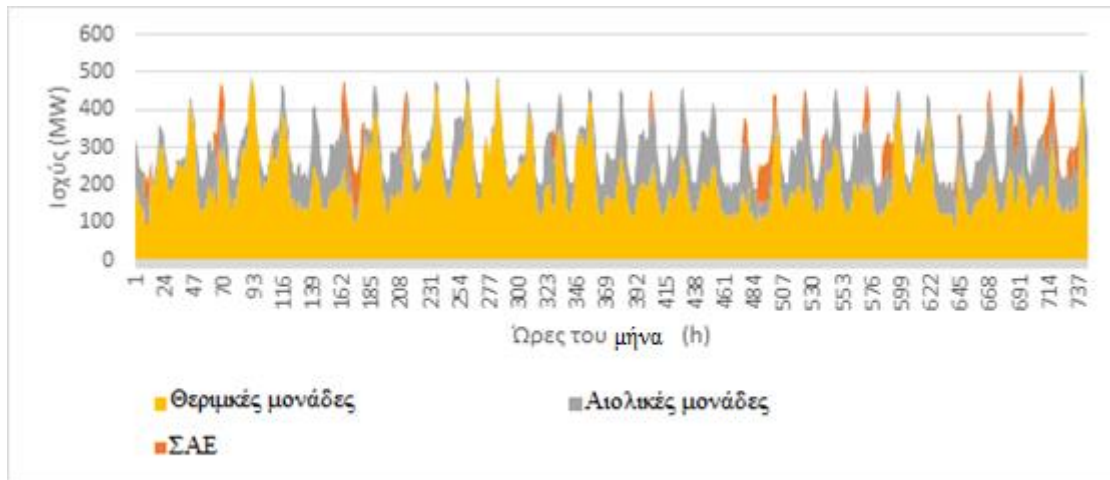
Πίνακας 5-3. Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων ανάλυσης CAES

Παρατηρείται ότι επιτυγχάνεται μεγάλη απόδοση ενέργειας στο σύστημα με σχετικά μικρό συνολικό κόστος ΣΑΕ. Συγκεκριμένα το σταθμισμένο κόστος που αφορά το ΣΗΕ της Κρήτης βρίσκεται πολύ κοντά στο κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων του νησιού. Αξίζει να σημειωθεί ότι το κόστος θα αυξανόταν αρκετά αν αντί του φυσικού αερίου χρησιμοποιούταν πετρέλαιο, που είναι διαθέσιμο στην Κρήτη.

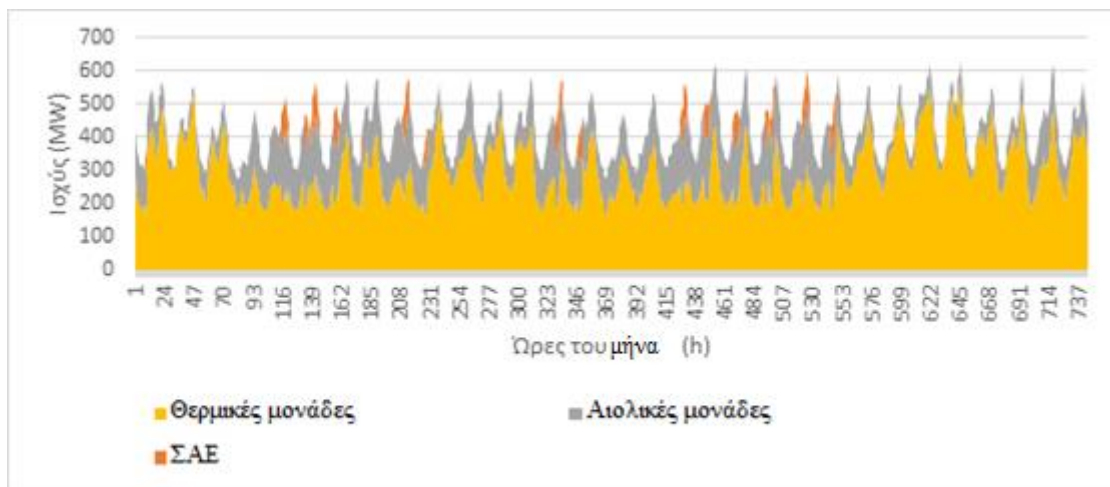
Στην συνέχεια παρατίθενται διαγράμματα αντιπροσωπευτικά της διαδικασίας, τα οποία βοηθούν και στην οπτικοποίηση και κατανόηση της συνεισφοράς των ΣΑΕ στο δίκτυο.



- Όσον αφορά την συνεισφορά της ενέργειας στους δύο ακραίους μήνες του υπό ανάλυση έτους:

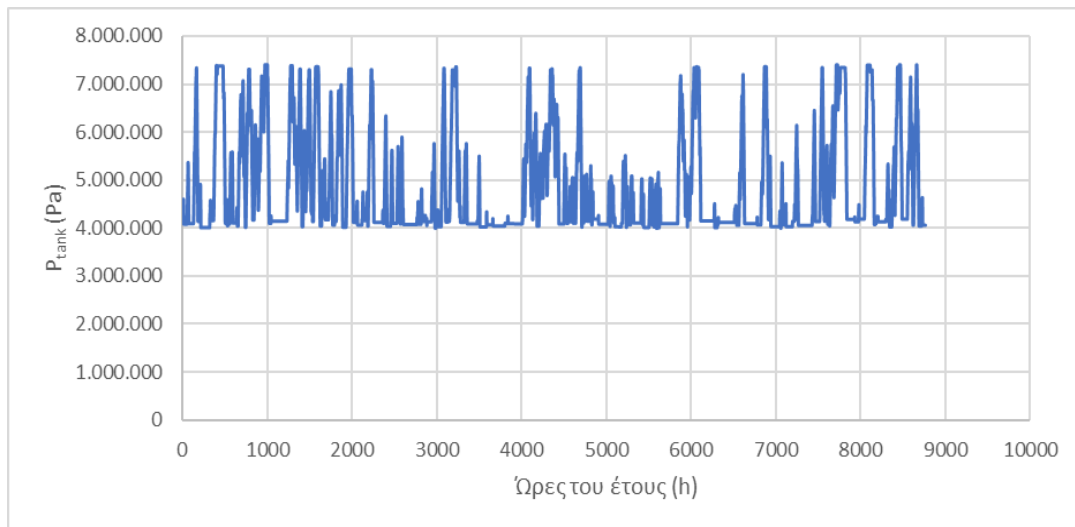


Διάγραμμα 5-4. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Ιανουάριο (CAES)



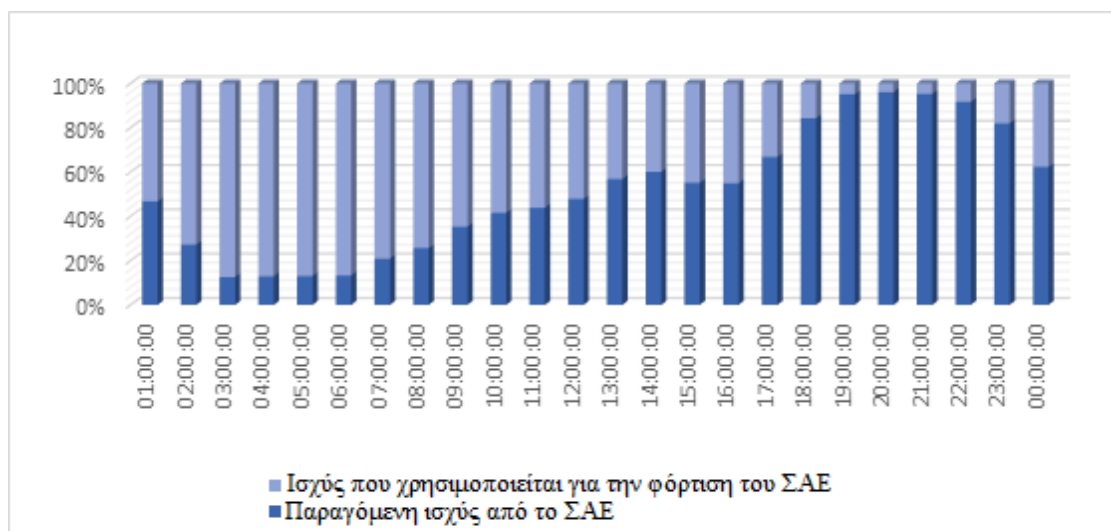
Διάγραμμα 5-5. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Αύγουστο (CAES)

- Όσον αφορά την μεταβολή της πίεσης του αέρα στην αποθηκευτική διάταξη:



Διάγραμμα 5-6. Ωριαία χρονοσειρά μεταβολής πίεσεως περιεχόμενου στην δεξαμενή αέρα ανά έτος (CAES).

- Όσον αφορά τα συγκριτικά ποσοστά φόρτισης/αποφόρτισης 24-ώρου του έτους:



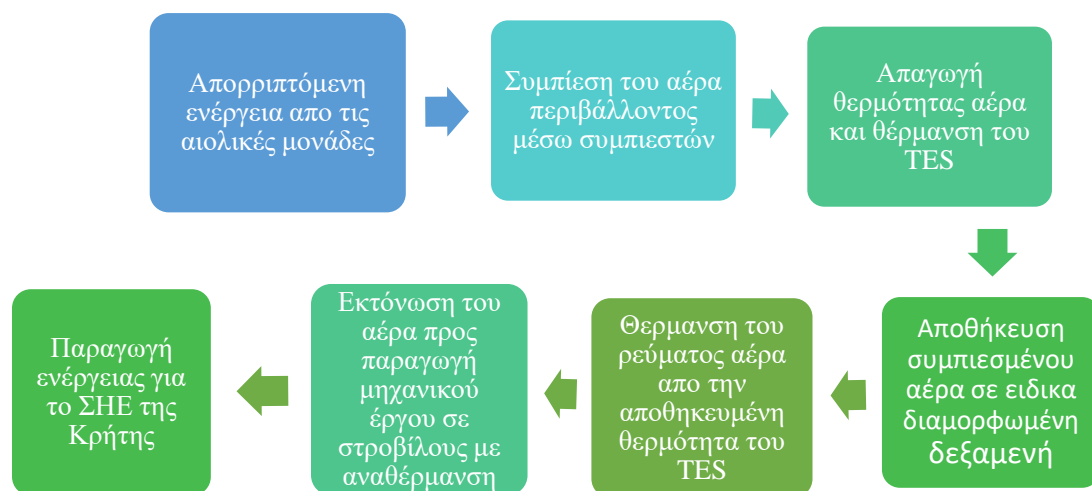
Διάγραμμα 5-7. Μέση κατάσταση φόρτισης / αποφόρτισης 24-ώρου σε ένα έτος (CAES).

## 6) Κεφάλαιο 6 Ανάλυση λειτουργίας ΣΑΕ με χρήση αδιαβατικού συμπιεσμένου αέρα (AA-CAES)

### 6.1 Αρχές λειτουργίας

#### 6.1.1 Εισαγωγή

Το σύστημα AA-CAES, που θα μελετηθεί έχει πολλές ομοιότητες με το σύστημα CAES. Τέτοιες αποτελούν οι συμπιεστές και οι στρόβιλοι που χρησιμοποιούνται καθώς και η υπόγεια ειδικά διαμορφωμένη δεξαμενή και έτσι κατά συνέπεια η μεθοδολογία σε αυτές τις συνιστώσες είναι όμοια. Η διαφορά των δύο συστημάτων εντοπίζεται στην απαγωγή και την πρόσδοση θερμότητας στον αέρα, δεδομένου ότι στην περίπτωση του CAES γίνεται με ενδιάμεσες ψύξεις, με θερμά καυσαέρια και βασικότερα με την καύση φυσικού αερίου αντίστοιχα. Εν αντιθέσει, στο σύστημα AA-CAES χρησιμοποιείται μέρος της θερμότητας που έχει αποκτήσει ο αέρας κατά την συμπίεση του και προσδίδεται σε αυτόν κατά την εκτόνωσή του, προς αύξηση της ενθαλπίας του, έσω ειδικής διάταξης αποθήκευσης θερμότητας.

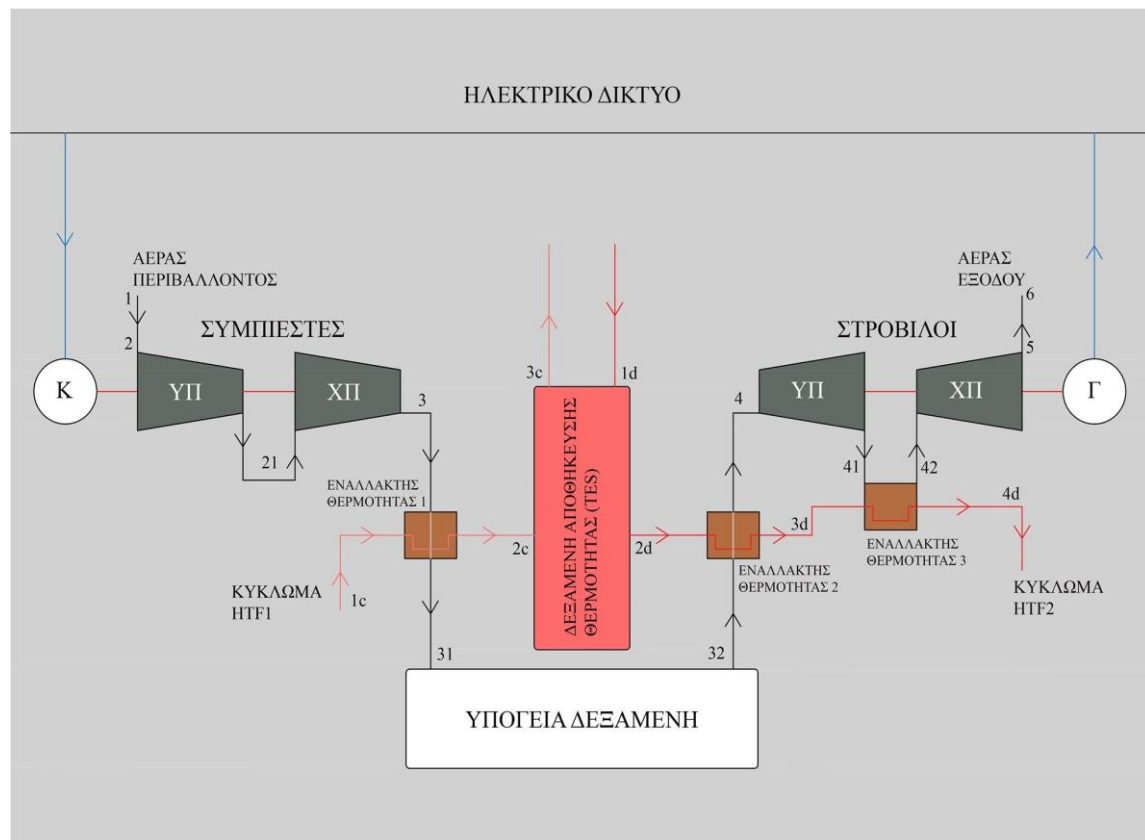


Εικόνα 6-1. Διάγραμμα ροής προσομοίωσης AA-CAES.

Καταρχήν, το σύστημα AA-CAES τροφοδοτείται με την απορριπτόμενη ενέργεια των αιολικών μονάδων δια μέσω των δύο όμοιων ειδικά διαμορφωμένων αξονικών συμπιεστών (ο πρώτος χαμηλής και ο δεύτερος υψηλής πίεσης) χωρίς ενδιάμεση ψύξη που μπορούν να διακινήσουν μεγαλύτερα από τα συνηθισμένα εύρη παροχών. Μετά την έξοδο του δεύτερου συμπιεστή ο αέρας αφού δεν έχει ψυχθεί ενδιάμεσα έχει υψηλή θερμοκρασία. Μέρος αυτής, απάγει κύκλωμα ειδικού υγρού μεταφοράς θερμότητας

(HTF), μέσω ενναλάκτη θερμότητας. Το υγρό, έπειτα, προσδίδει θερμότητα σε ειδική κυλινδρική δεξαμενή αποθήκευσης θερμότητας, από μονωμένο τσιμέντο υψηλής θερμοκρασίας (TES) και στην συνέχεια αποβάλλει την περίσσεια θερμότητα στο περιβάλλον. Ο αέρας πλέον έχοντας μειώσει την πυκνότητά του, αποθηκεύεται σε υπόγεια ειδικά διαμορφωμένη δεξαμενή. Όταν απαιτείται, αέρας υψηλής πίεσης φεύγει από την δεξαμενή και θερμαίνεται σε δεύτερο ενναλάκτη θερμότητας από δεύτερο κύκλωμα του ίδιου υγρού, το οποίο πρώτα έχει προσλάβει θερμότητα από το TES. Ο θερμός αέρας πλέον, εκτονώνεται στο στρόβιλο υψηλής πίεσης και αναθερμαίνεται εκ νέου, από το υγρό που εξέρχεται από τον δεύτερο ενναλάκτη σε τρίτο ενναλάκτη θερμότητας, για να εκτονωθεί αυτή τη φορά στον στρόβιλο χαμηλής πίεσης. Ο αέρας έπειτα απελευθερώνεται στο περιβάλλον. Το HTF εξέρχεται από τον τρίτο ενναλάκτη και αποδίδει την περίσσεια θερμότητά του στο περιβάλλον. Κατά την εκτόνωση του αέρα βεβαίως στους δύο όμοιους ειδικά διαμορφωμένους αξονικούς στρόβιλους παράγεται και ενέργεια που προσδίδεται στο δίκτυο μέσω γεννήτριας, το οποίο είναι και ο σκοπός όλης της εγκατάστασης.

Κρίθηκε απαραίτητος σε αυτό το ΣΑΕ ένας περισσότερο λεπτομερής υπολογισμός των παραμέτρων του. Έτσι καταρχάς υπολογίζονται η θερμοκρασία αλλά και η πίεση σε κάθε θέση της εγκατάστασης για κάθε ώρα του έτους, ώστε τα χαρακτηριστικά του που υπολογίζονται κάθε ώρα να ανταποκρίνονται περισσότερο στην πραγματικότητα. Για την καλύτερη κατανόηση της ονοματολογίας και της εγκατάστασης παρατίθεται μονογραμμικό σχέδιό της:



Εικόνα 6-2. Μονογραμμικό σχέδιο της εγκατάστασης AA-CAES.

Ακολουθεί πίνακας με τα δεδομένα που θεωρούνται σταθερά, κατά την διάρκεια του έτους, για τον υπολογισμό των θερμοκρασιών και των πιέσεων του συστήματος:

Ειδική θερμοχωρητικότητα αέρα - $C_{p,a}$ - (kJ/kgK)	Αέρας - $\gamma_a$ -	Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης - $\eta_{el}$ -	Πολυτροπικός βαθμός απόδοσης συμπιεστών - $\eta_{p,c}$ -	Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης στροβίλων - $\eta_{is,T}$ -	Μηχανικός βαθμός απόδοσης - $\eta_m$ -
1,0045	1,4	0,98	0,8	0,8	0,99
Βαθμός απόδοσης εναλλακτών θερμότητας - $\eta_{exchanger}$ -	Ποσοστό ισχύος που χρησιμοποιείται για τον πρώτο συμπιεστή - $x$ -	Ποσοστό ισχύος που χρησιμοποιείται για τον δεύτερο συμπιεστή	Ποσοστό ισχύος που χρησιμοποιείται για τις αντλίες	Σταθερά του αέρα R (J/kgK)	Σταθερή θερμοκρασία υπόγειας δεξαμενής $T_{tank}$ (K)
0,02	33,26 %	64,74 %	2 %	287,05	400
Θερμοκρασία αέρα περιβάλλοντος - $T_{amb}$ - (K)	Συντελεστής απωλειών πίεσης αγωγού εξόδου - $K_{ex}$ -	Συντελεστής απωλειών πίεσης εναλλακτών - $K_{exchanger}$ -	Συντελεστής απωλειών πίεσης αγωγού εισόδου - $K_{in}$ -	Ειδική θερμοχωρητικότητα HTF - $c_{p,hft}$ - (kJ/kgK)	Ύψος TES - $h_{TES}$ - (m)
288,15	0,8	0,02	0,02	1,26	40
Θερμοκρασία προσαγωγής HTF $T_{in,hft}$ (K)	Πυκνότητα HTF - $\rho_{hft}$ - (kg/m <sup>3</sup> )	Πίεση αέρα περιβάλλοντος - $p_{amb}$ - (bar)	Διαφορά πίεσης μεταξύ εισερχόμενου αέρα και δεξαμενής - $p_{plus}$ - (bar)	Ακτίνα της κυλινδρικής διατομής της TES - $r_{TES}$ - (m)	Πυκνότητα τσιμέντου υψηλής θερμοκρασίας της TES - $\rho_{TES}$ - (kg/m <sup>3</sup> )
288,15	570	1,013	1	11	2750
Ειδική θερμοχωρητικότητα τσιμέντου υψηλής θερμοκρασίας της TES - $c_{p, TES}$ - (kJ/kgK)	Θερμική αγωγιμότητα τσιμέντου υψηλής θερμοκρασίας της TES - $k_{TES}$ - (W/mK)	Πάχος διαχωριστικού τοιχώματος μεταξύ του υγρού που το διαπερνά και της TES - $d_{inner}$ - (m)	Πάχος τοιχώματος της TES - $d_{TES}$ - (m)	Πάχος μόνωσης - $d_{ins}$ - (m)	Θερμική αγωγιμότητα της μόνωσης - $k_{ins}$ - (W/mK)
0,916	1	0,002	1	0,1	0,055

Πίνακας 6-1. Βασικά χαρακτηριστικά αρχικών υπολογισμών ανάλυση AA-CAES [21, 56]

Σημειώνεται, πως και εδώ, ο ισεντροπικός και ο πολυτροπικός βαθμός απόδοσης δεν έχουν την καλύτερη δυνατή τιμή λόγω της ειδικής διαμόρφωσης των στροβίλων και των συμπιεστών αντίστοιχα. Ακόμα, εναλλάκτες θερμότητας θεωρούνται όλοι οι εναλλάκτες αέρα-HTF. Το ποσοστό ισχύος, που αντιστοιχεί στον πρώτο συμπιεστή είναι μια σχετικά ακριβής εκτίμηση έτσι ώστε να διακινούν και οι δύο συμπιεστές ίδια ποσότητα αέρα και είναι μικρότερο μιας και συμπιέζει αέρα που βρίσκεται ενεργειακά χαμηλότερα από αυτόν που συμπιέζει ο δεύτερος συμπιεστής. Συμπεριλαμβάνεται, ακόμα, στο συνολικό ποσοστό ισχύος μια εκτίμηση του ποσοστού που αντιστοιχεί στην

μετάδοση κίνησης των αντλιών. Επιπρόσθετα, η θερμοκρασία της υπόγειας δεξαμενής στην πραγματικότητα μεταβάλλεται, αλλά λόγω της μικρής αυτής αυξομείωσης θεωρήθηκε για πρακτικούς λόγους σταθερή σε μια μέση και ρεαλιστική τιμή. Τέλος, η πίεση εισερχόμενου αέρα απαιτείται πάντα να είναι 1 bar μεγαλύτερη από αυτήν που επικρατεί στην δεξαμενή, για λόγους ασφαλείας.

### 6.1.2 Αρχικοί υπολογισμοί

Η σημαντικότερη μεταβλητή του συστήματος κάθε ώρα είναι αυτή της θερμοκρασίας της TES ( $T_{TES}$ ), διότι αυτή εμπλέκεται και στη φάση της αποφόρτισης και σε αυτή της φόρτισης. Είναι σημαντικό, λοιπόν, να διατηρεί υψηλές τιμές κατά την διάρκεια του έτους, έτσι ώστε να είναι ικανό το TES προσδίδει ικανή θερμότητα στον προς εκτόνωση αέρα.

Οι μεταβλητές της θερμοκρασίας  $T_\chi$  (K) και της πίεσης  $p_\chi$  (Pa) αντιπροσωπεύουν κάθε θέση, όπου ο δείκτης  $\chi$  παίρνει τιμές αντίστοιχες με αυτές που φαίνονται στο παραπάνω μονογραμμικό σχέδιο, αναλόγως της θέσης που εξετάζεται.

Οι πιέσεις αέρα κάθε ώρα και σε κάθε θέση υπολογίζονται ως εξής :

$$\begin{aligned}
 p_1 &= p_{amb} \\
 p_2 &= p_1 \cdot (1 - K_{in}) \\
 p_{21} &= p_2 \cdot \pi_c \\
 p_3 &= p_{21} \cdot \pi_c \\
 p_{31} &= p_3 \cdot (1 - K_{exchanger}) \\
 p_{32} &= p_{tank} = \rho_{air} \cdot R_{air} \cdot T_{32}, \rho_{air} = \frac{m_{air,tank}}{V_{tank}} \\
 p_4 &= p_{32} \cdot (1 - K_{exchanger}) \\
 p_{41} &= \frac{p_4}{\pi_T} \\
 p_{42} &= p_{41} \cdot (1 - K_{exchanger}) \\
 p_5 &= \frac{p_{42}}{\pi_T} \\
 p_6 &= p_5 \cdot (1 - K_{ex})
 \end{aligned} \tag{6.1}$$

Όπου ο λόγος πίεσης κάθε συμπιεστή βρίσκεται, ως:

$$\pi_C = \sqrt{\left( \frac{p_{\text{tank}} + p_{\text{plus}}}{p_{\text{amb}} \cdot (1 - K_{in}) \cdot (1 - K_{\text{exchanger}})} \right)} \quad (6.2)$$

ώστε ο εισερχόμενος αέρας στην δεξαμενή να έχει κατά  $P_{\text{plus}}$  μεγαλύτερη πίεση από αυτήν που έχει ο αέρας εντός της δεξαμενής.

Και ο λόγος πίεσης κάθε στροβίλου βρίσκεται, ως:

$$\pi_T = \sqrt{\left( \frac{p_{\text{tank}}}{p_{\text{amb}} \cdot (1 - K_{ex}) \cdot (1 - K_{\text{exchanger}})^2} \right)} \quad (6.3)$$

ώστε ο αέρας εξόδου να έχει την ατμοσφαιρική πίεση.

Οι θερμοκρασίες αέρα κάθε ώρα και σε κάθε θέση, υπολογίζονται ως εξής :

$$\begin{aligned} T_{\text{amb}} &= T_1 = T_2 \\ T_{21} &= T_2 \cdot \pi_c^{\left( \frac{\gamma_\alpha - 1}{\gamma_\alpha \cdot \eta_{pC}} \right)} \\ T_3 &= T_{21} \cdot \pi_c^{\left( \frac{\gamma_\alpha - 1}{\gamma_\alpha \cdot \eta_{pC}} \right)} \\ T_{31} &= T_3 - \eta_{\text{exchanger}} \cdot (T_3 - T_{1c}) \\ T_{32} &= T_{\text{tank}} = \text{const.} \\ T_4 &= T_{32} + \eta_{\text{exchanger}} \cdot (T_{2d} - T_{32}) \\ T_{41} &= T_4 \cdot \left( 1 - \eta_{is,T} \left( 1 - \pi_T^{\left( \frac{\gamma_g - 1}{\gamma_g} \right)} \right) \right) \\ T_{42} &= T_{41} + \eta_{\text{exchanger}} \cdot (T_{3d} - T_{41}) \\ T_5 &= T_{42} \cdot \left( 1 - \eta_{is,T} \left( 1 - \pi_T^{\left( \frac{\gamma_g - 1}{\gamma_g} \right)} \right) \right) \\ T_6 &= T_5 \end{aligned} \quad (6.4)$$

Η διαδικασία υπολογισμού των δύο κυκλωμάτων HTF, όπου οι μεταβλητές του πρώτου κυκλώματος θα λαμβάνουν τον δείκτη ( c ) ενώ του δεύτερου τον δείκτη ( d ) όπως φαίνεται και στο παραπάνω μονογραμμικό σχέδιο, καθώς και της TES, παρουσιάζεται παρακάτω.

Για την θερμοκρασία εισόδου και εξόδου του πρώτου κυκλώματος HTF στον πρώτο εναλλάκτη καθώς και για την παροχή του πρώτου κυκλώματος HTF έχουμε ότι:

$$T_{1c} = T_{m,htf} = const. , \quad (6.5)$$

$$T_{2c} = T_{1c} + \eta_{exchanger} \cdot (T_3 - T_{1c}) \quad (6.6)$$

και

$$\dot{m}_{htf,c} = \frac{\dot{m}_{a,c} \cdot c_{p,a} \cdot (T_3 - T_{31})}{c_{p,htf} \cdot (T_{2c} - T_{1c})} \quad (6.7)$$

Όπου, αφού  $P_{lim}$  θεωρείται κάθε ώρα γνωστή, η μάζα αέρα (kg/s) που διακινούν οι συμπιεστές βρίσκεται ως :

$$\dot{m}_{a,c} = \frac{P_{lim} \cdot x}{c_{p,a} \cdot T_{amb} \cdot \left( \pi_C^{\left( \frac{\gamma_a - 1}{\gamma_a \cdot \eta_{p,c}} \right)} - 1 \right)} \quad (6.8)$$

Η θερμότητα, λοιπόν, που προσδίδεται στη TES κάθε ώρα από το πρώτο κύκλωμα HTF είναι :

$$q_{charging} = \dot{m}_{htf,c} \cdot c_{p,htf} \cdot (T_{2c} - T_{TES}) \cdot \left( 1 - e^{-\frac{(U \cdot A)_{inner}}{\dot{m}_{htf,c} \cdot c_{p,htf}}} \right) \quad (6.9)$$

Αφού ισχύει για την ενέργεια που προσδίδεται στη TES:

$$q_{charging} = \dot{m}_{htf,c} \cdot c_{p,htf} \cdot (T_{2c} - T_{3c}) \quad (6.10)$$

και επίσης από θεωρία μεταφοράς θερμότητας ισχύει :

$$\frac{T_{2c} - T_{3c}}{T_{2c} - T_{TES}} = \left( 1 - e^{-\frac{(U \cdot A)_{inner}}{\dot{m}_{htf,c} \cdot c_{p,htf}}} \right) \quad (6.11)$$

Όπου θεωρήθηκε ότι ο συντελεστής θερμικής διαπερατότητας ( $W/m^2K$ ) του τσιμεντένιου διαχωριστικού τοιχώματος σωλήνων HTF και TES, και το εμβαδόν ( $m^2$ ) της επιφάνειας του βρίσκεται αντίστοιχα ως :

$$U_{inner} = \frac{k_{TES}}{d_{inner}} \quad (6.12)$$

και

$$A_{inner} = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_{TES} \cdot h_{TES}}{6} \quad (6.13)$$

Η θερμότητα που αποδίδεται από τη TES στο δεύτερο κύκλωμα HTF υπολογίζεται με την ίδια λογική ως :

$$q_{discharging} = \dot{m}_{htf,d} \cdot c_{p,htf} \cdot (T_{TES} - T_{1d}) \cdot \left( 1 - e^{-\frac{(U \cdot A)_{inner}}{\dot{m}_{htf,d} \cdot c_{p,htf}}} \right) \quad (6.14)$$



Ενώ οι απώλειες θερμότητας της TES στο περιβάλλον βρίσκονται ως :

$$q_{env} = (U \cdot A)_{outer} \cdot (T_{TES} - T_{amb}) \quad (6.15)$$

Όπου ο συντελεστής θερμικής διαπερατότητας (W/m<sup>2</sup>K) όλης της TES καθώς και το εξωτερικό εμβαδόν (m<sup>2</sup>) της TES υπολογίζεται αντίστοιχα ως:

$$U_{outer} = \frac{k_{ins} \cdot k_{TES}}{d_{ins} \cdot k_{ins} + d_{TES} \cdot k_{TES}} \quad (6.16)$$

και

$$A = 2 \cdot \pi \cdot (r_{TES} + d_{ins} + d_{TES}) \cdot h_{TES} + 2 \cdot \pi \cdot (r_{TES} + d_{ins} + d_{TES}) \quad (6.17)$$

Βρίσκοντας και τον όγκο της TES, ως:

$$V_{TES} = \pi \cdot (r_{TES} + d_{ins} + d_{TES})^2 \cdot h \quad (6.18)$$

μπορεί τελικά να γίνει ο ισολογισμός ενέργειας στη TES σύμφωνα με την εξίσωση :

$$\rho_{TES} \cdot V_{TES} \cdot c_{p, TES} \cdot \frac{dT_{TES}}{dt} = q_{charging} - q_{discharging} - q_{env} \quad (6.19)$$

Η οποία, θεωρείται ότι μπορεί να απλοποιηθεί στην παρακάτω μορφή, από όπου και υπολογίζεται η τιμή της θερμοκρασίας της TES κάθε ώρα, ως εξής:

$$T_{TES,(n)} = \frac{q_{charging} - q_{discharging} - q_{env,(n-1)}}{\rho_{TES} \cdot V_{TES} \cdot c_{p, TES} \cdot 3600} + T_{TES,(n-1)} \quad (6.20)$$

Για την καλύτερη προσομοίωση ολοκλήρου του έτους θεωρήθηκε ότι στην αρχή του χρόνου η τιμή της θερμοκρασίας δεν είναι μηδέν αλλά σχεδόν ίση με αυτήν που έχει αποκτήσει στο τέλος του χρόνου, δηλαδή:  $T_{TES,(0)} \approx T_{TES,(8760)}$ . Αυτή η αρχική τιμή είναι πολύ σημαντική μιας και από αυτήν υπολογίζονται αρκετές μεταβλητές του συστήματος εκείνη την ώρα.

Τέλος για την θερμοκρασία εισόδου στο TES του δεύτερου κυκλώματος HTF, για την θερμοκρασία εισόδου και εξόδου του δεύτερου κυκλώματος HTF στον δεύτερο εναλλάκτη θερμότητας, καθώς και για την παροχή μάζας του έχουμε σύμφωνα και με τα παραπάνω:

$$T_{1d} = T_{in,htf} = const. , \quad (6.21)$$

$$T_{2d} = T_{1d} + (T_{TES} - T_{1d}) \cdot \left(1 - e^{\left(-\frac{(U \cdot A)_{inner}}{\dot{m}_{htf,d} \cdot c_{p,htf}}\right)}\right) , \quad (6.22)$$

$$T_{3d} = T_{2d} + \eta_{exchanger} \cdot (T_{2d} - T_{32}) \quad (6.23)$$

Και

$$\dot{m}_{h,f,d} = \frac{\dot{m}_{a,T} \cdot c_{p,a} \cdot (T_4 - T_{32})}{c_{p,hf} \cdot (T_{2d} - T_{1d})} \quad (6.24)$$

Όπου, αφού η  $P_{el}$  θεωρείται κάθε ώρα γνωστή, η διακινούμενη παροχή αέρα (kg/s) από τους στροβίλους βρίσκεται, ως:

$$\dot{m}_{a,T} = \frac{P_{el}}{(c_{p,a} \cdot (T_4 - T_{41}) + c_{p,a} \cdot (T_{42} - T_5)) \cdot \eta_m \cdot \eta_{el}} \quad (6.25)$$

Γενικώς, εν αντιθέσει με την φάση της συμπίεσης, σε αυτήν της εκτόνωσης οι μεταβλητές δεν μπορούν να βρεθούν εξίσωση με την εξίσωση, έτσι ειδικά για τις μεταβλητές  $T_{2d}, T_4, \dot{m}_{a,T}$  δίνονται κάθε ώρα αρχικές τιμές αυθαίρετα και από αυτές υπολογίζεται σύμφωνα πάντα με τους παραπάνω τύπους μια πρώτη τιμή της μεταβλητής  $\dot{m}_{h,f,d}$  (6.24) από αυτήν υπολογίζεται μια καινούργια  $T_{2d}$  (6.22) και από αυτήν υπολογίζονται  $T_4, T_{3d}$  (6.4.στ),(6.23) από αυτές υπολογίζεται η  $T_{42}$  (6.4.η) και από τις  $T_4, T_{42}$  βρίσκονται αντίστοιχα οι  $T_{41}, T_5$  (6.4.ζ),(6.4.θ) και από αυτές υπολογίζεται η  $\dot{m}_{a,T}$  (6.25) και κλείνει ο κύκλος. Ο επόμενος κύκλος ξεκινάει υπολογίζοντας την  $\dot{m}_{h,f,d}$  από τις προηγούμενα υπολογιζόμενες μεταβλητές και ούτω καθεξής. Πιο παραστατικά η διαδικασία που ακολουθείται σύμφωνα πάντα με τους παραπάνω τύπους έχει ως εξής:

$$\begin{aligned} & T_{2d(0)}, T_{4(0)}, \dot{m}_{a,T(0)} \rightarrow \dot{m}_{h,f,d(1)} \rightarrow T_{2d(1)} \rightarrow T_{4(1)}, T_{3d(1)} \rightarrow T_{42(1)}, (T_{4(1)}) \rightarrow \\ & \rightarrow T_{41(1)}, T_{5(1)}, (T_{42(1)}, T_{4(1)}) \rightarrow \dot{m}_{a,T(1)}, (T_{2d(1)}, T_{4(1)}) \rightarrow \dot{m}_{h,f,d(2)} \rightarrow \dots \end{aligned} \quad (6.26)$$

Οι κύκλοι των επαναλήψεων σταματούν όταν για κάθε μεταβλητή ισχύει:  $\chi_{(\kappa-1)} \approx \chi_{(\kappa)}$  όταν δηλαδή συγκλίνουν οι τιμές του τελευταίου και του προτελευταίου κύκλου και το αποτέλεσμα είναι ασφαλές.

### 6.1.3 Γενικοί υπολογισμοί

Ισχύουν ακριβώς τα ίδια με το προηγούμενο κεφάλαιο και την αντίστοιχη ενότητα (5.1.3), οπότε δεν θα επεξηγηθεί κάτι περαιτέρω. Έτσι θεωρήθηκε ότι η αξιοποιήσιμη ισχύς από το ΣΑΕ είναι κάθε φορά:

$$\begin{aligned} P_{\lim} &= P_{cur}, P_{cur} \leq P_{cur,U.L.} \\ P_{\lim} &= P_{cur,U.L.}, P_{cur} > P_{cur,U.L.} \end{aligned} \quad (6.27)$$

Ενώ επιπροσθέτως ισχύει :

$$P_{\lim} = 0, P_{cur} \leq P_{cur,L.L.} \quad \text{ή} \quad p_{\text{tank}} \geq p_{U.L.} \quad (6.28)$$

Και

$$P_{cur,U.L.} - P_{cur,L.L.} = 35MW \quad (6.29)$$

Το εύρος των ορίων ισχύος φόρτισης θεωρήθηκε ίσο με αυτό του CAES διότι διακινείται το ίδιο μέσον από όμοιες συσκευές.

Είναι προφανές πως όσο είναι το  $P_{U.L.}$  τόσο θα είναι και το άθροισμα της εγκατεστημένης ονομαστικής ισχύος των συμπιεστών.

$$P_{R_{\lim}} = P_{cur,U.L.} \quad (6.30)$$

Η παροχή του αέρα (kg/s) που διακινούν οι δύο συμπιεστές και θα αποθηκεύεται λοιπόν κάθε ώρα στην υπόγεια δεξαμενή υπολογίζεται, γνωρίζοντας την ισχύ φόρτισης του συστήματος, το ποσοστό αυτής, τα στοιχεία συμπίεσης καθώς και παραμέτρους του αέρα όπως είδαμε και προηγουμένως, από την εξίσωση (6.8).

Όπως και στο προηγούμενο κεφάλαιο θεωρείται, ότι η δεξαμενή θεωρείται ότι περιέχει ποσότητα αέρα στην αρχή του χρόνου  $m_0$ , ώστε να είναι πιο ρεαλιστική η ανάλυση ενός χρόνου. Η δεξαμενή έχει δεδομένο όγκο  $V_{\text{tank}}$  τον οποίο θεωρείται ότι καταλαμβάνει όλο ο εισερχόμενος αέρας οπότε όσο αυξάνει η μάζα του αέρα στην δεξαμενή τόσο θα αυξάνει η πυκνότητα του και άρα και η επικρατούσα πίεση στη δεξαμενή. Ο ισολογισμός μάζας αέρα (kg) στην δεξαμενή κάθε ώρα έχει ως εξής :

$$m_{air,tank(n)} = (m_{a,C(n-1)} - m_{a,T(n-1)}) \cdot 3600 + m_{air,tank(n-1)} \quad (6.31)$$

Η παροχή αέρα (kg/s) τώρα, που αποτελεί τον μοναδικό άγνωστο της παραπάνω εξίσωσης και που εκτονώνεται στους στροβίλους προς παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος, υπολογίζεται, γνωρίζοντας χαρακτηριστικά της εκτόνωσης, του αέρα και του συστήματος, καθώς και την απαιτούμενη ισχύ που αποδίδει το ΣΑΕ στο δίκτυο κάθε ώρα, από την εξίσωση (6.25).

Οι προϋποθέσεις που πρέπει να πληρούνται για να αποδοθεί ισχύς από το ΣΑΕ στο δίκτυο είναι όπως και στην περίπτωση του συστήματος CAES:

- Να μην φορτίζεται το σύστημα ( $P_{lim} = 0$ )
- Να υπάρχει επαρκής πίεση στη δεξαμενή δηλαδή επαρκής μάζα στην δεξαμενή η οποία θα εκτονωθεί στους στροβίλους όπως υπαγορεύεται από την αντίστοιχη ισχύ ( $p_{\tan k(n)} > p_{L.L.}$ )

Ισχύουν πάλι τα όσα ειπώθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο στο σημείο αυτό. Έτσι η αποδιδόμενη από το σύστημα AA-CAES υπολογίζεται, ως:

$$\begin{aligned} P_{el} &= D^* - AWP - TMCUO, P_{el,U.L.} > D^* - AWP - TMCUO \\ P_{el} &= P_{el,U.L.}, P_{el,U.L.} \leq D^* - AWP - TMCUO \end{aligned} \quad (6.32)$$

και

$$P_{el} = 0, p_{\tan k(n)} < p_{L.L.} \quad \text{ή} \quad D^* - AWP - TMCUO < P_{L.L.} \quad \text{ή} \quad P_{lim} > 0 \quad (6.33)$$

Ενώ θεωρείται ότι :

$$P_{el,U.L.} - P_{el,L.L.} = 30 \quad (6.34)$$

Το εύρος των ορίων ισχύος αποφόρτισης είναι αρκετά μικρότερο, διότι ο αέρας στο AACAES είναι ενεργειακά σε χαμηλότερα επίπεδα από το καυσαέριο του CAES, δεδομένης της μικρότερης μεγίστης θερμοκρασίας και της μικρότερης ειδικής θερμοχωρητικότητας.

Η ενέργεια που παράγει κάθε ώρα το ΣΑΕ βρίσκεται ως :

$$E_{\Sigma AE} = P_{el} \cdot (1 - 0) \quad (6.35)$$

Το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος όλων των μονάδων αποφόρτισης είναι ίσο με τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς του ΣΑΕ:

$$P_{R_{el}} = P_{el,U.L.} \quad (6.36)$$

## 6.2 Ανάλυση κόστους

### 6.2.1 Κόστος κεφαλαίου

- Για τα κόστη συμπιεστών  $\hat{C}_{comp}$ , στροβίλων  $\hat{C}_T$ , ισοζυγίου του ΣΑΕ  $\hat{C}_{BOP}$ , υπολοίπων εξαρτημάτων μετατροπής ενέργειας του ΣΑΕ  $\hat{C}_{restPCS}$ , και της αποθηκευτικής διάταξης ( $\hat{C}_{stor}$ ) ισχύουν ακριβώς τα ίδια με τα όσα αναφέρονται στην αντίστοιχη υποενότητα (5.2.1) της ανάλυσης κόστους του CAES, μιας και τα κόστη είναι όμοια.
- Το κόστος της ειδική κατασκευής από μονωμένο τσιμέντο υψηλής θερμοκρασίας  $\hat{C}_{TES}$  (€/kWh αποφόρτισης) λόγω έλλειψης πραγματικών εγκαταστάσεων δεν έχει συγκεκριμένη τιμή στην βιβλιογραφία και στην παρούσα εργασία θα θεωρηθεί αυθαίρετα ίσο με το μισό του κόστους αποθηκευτικής διάταξης. Για τον ίδιο λόγο όπως είναι φανερό τα υπόλοιπα κόστη παραπάνω λήφθηκαν ίσα με αυτά του CAES με μια αύξηση στο σταθερό και το μεταβλητό λειτουργικό κόστος, όπως θα αναφερθεί παρακάτω.

$$\hat{C}_{TES} = \frac{\hat{C}_{stor}}{2} \quad (6.37)$$

Οπότε το ολικό κόστος κεφαλαίου  $T\hat{C}C$  (€/kW αποφόρτισης) βρίσκεται ως:

$$T\hat{C}C = \hat{C}_{comp} + \hat{C}_T + \hat{C}_{BOP} + \hat{C}_{restPCS} + (\hat{C}_{stor} + \hat{C}_{TES}) \cdot dt \quad (6.38)$$

Όπου υπενθυμίζεται ότι :  $(dt = \frac{m_{air,tank(max)} - m_{air,tank(min)}}{\dot{m}_{a,T(max)}})$ , (h) και  $n = \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{\Sigma A E}}{P_{R_{cl}} \cdot dt}$

Και κατά συνέπεια το ολικό κόστος (€) βρίσκεται:

$$TCC = T\hat{C}C \cdot P_{R_{cl}} \quad (6.39)$$

## 6.2.2 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

- Το ετήσιο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{const,O\&M}$  για κάθε ΣΑΕ παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το αντίστοιχο μεταβλητό κόστος  $\hat{C}_{var,O\&M}$  παρέχεται σε (€/kWh ολ. αποφόρτισης), αυτό το κόστος είναι ανηγμένο στην ολική ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ.
- Τέλος, υπολογίζεται το κόστος αγοράς ηλεκτρισμού  $\hat{C}_{purch}$  (€/kWh ολ. αποφόρτισης) ακριβώς όπως στο κεφάλαιο 4, χρησιμοποιώντας τα αντίστοιχα μεγέθη.

Οπότε το ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{O\&M}$  (€/kW αποφόρτισης) βρίσκεται ως :

$$\hat{C}_{O\&M} = \hat{C}_{const,O\&M} + (\hat{C}_{var,O\&M} + \hat{C}_{purch}) \cdot n \cdot dt \quad (6.40)$$

Και κατά συνέπεια το ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€) βρίσκεται ως:

$$C_{O\&M} = P_{R_{el}} \cdot \hat{C}_{O\&M} \quad (6.41)$$

## 6.2.3 Ολικό κόστος

Η μεθοδολογία αυτής της υποενοότητας είναι πανομοιότυπη με αυτήν της υποενοότητας (4.2.3) και επομένως δεν θα αναλυθεί περαιτέρω. Το ίδιο συμβαίνει και για τις εξισώσεις εύρεσης των αντίστοιχων μεγεθών.

### 6.3 Δεδομένα

Τα κόστη, που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδοι στην παραπάνω ανάλυση βασίστηκαν στην διεθνή σύγχρονη βιβλιογραφία και αποτελούν ρεαλιστικές τιμές για το σύστημα που βρίσκεται υπό μελέτη.

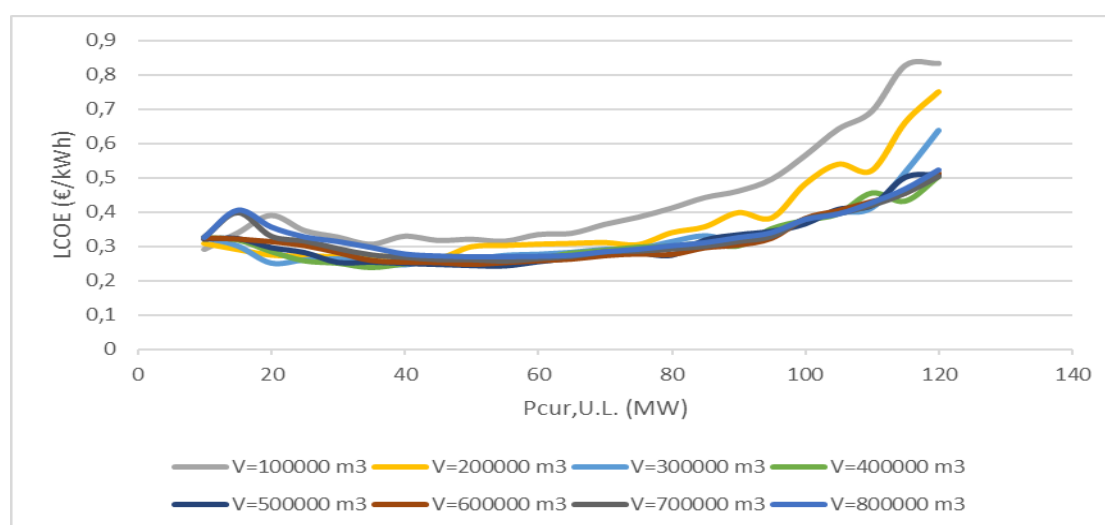
$C_{comp}$ (€/kW)	$C_T$ (€/kW)	$C_{BOP}$ (€/kW)	$C_{restPCS}$ (€/kW)	$C_{stor}$ (€/kWh)	$C_{TES}$ (€/kWh)	$C_{const,O\&M}$ (€/kW)	$C_{var,O\&M}$ ( $10^{-3} \cdot$ €/kWh)	$T_{life,CAES}$ (years)
220	270	140	210	40	20	4,5	5	20
$P_{el,U.L.}$ (MW)	$P_{el,L.L.}$ (MW)	$P_{cur,U.L.}$ (MW)	$P_{cur,L.L.}$ (MW)	$M_0$ ( $10^6 \cdot$ kg)	$V_{tank}$ ( $10^3 \cdot$ m <sup>3</sup> )	$p_{tank,L.L.}$ (bar)	$p_{tank,U.L.}$ (bar)	
50	20	35	0	15,33	500	44	72	

Πίνακας 6-2. Τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλυση AA-CAES [18, 21, 35, 52, 54].

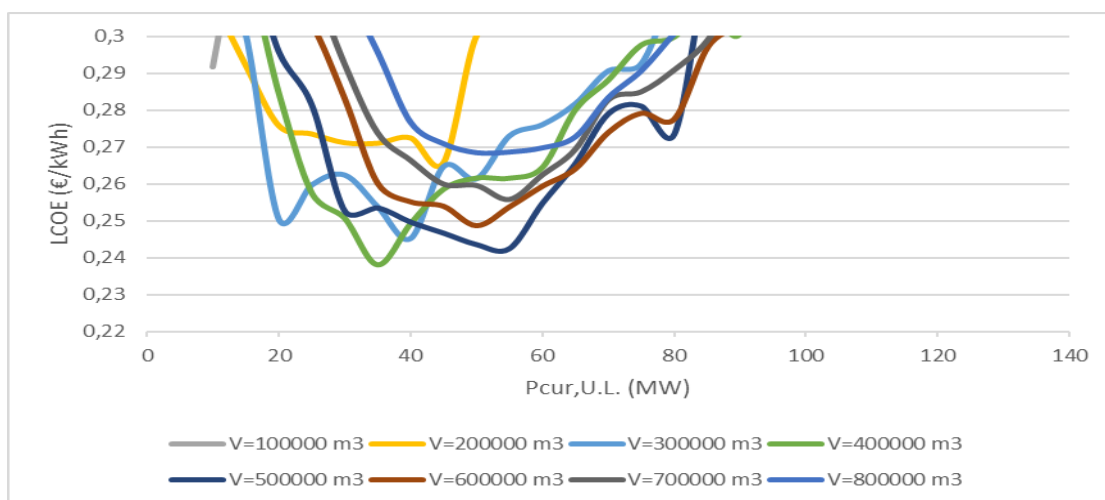
Σημειώνεται ότι η μέγιστη και η ελάχιστη πίεση που χρησιμοποιείται έχουν τέτοιες τιμές ώστε το σύστημα να λειτουργεί το πολύ σε εύρος (40,75) bar, που είναι ένα λογικό εύρος σε συστήματα AA-CAES. Ενώ, όπως και στο προηγούμενο κεφάλαιο, η μάζα στην αρχή του χρόνου λαμβάνεται τόση ώστε να επικρατούν 40 bar στη δεξαμενή ανεξαρτήτως του όγκου της.

Ο σταθερός όγκος της δεξαμενής, το εύρος της αποδιδόμενης ισχύος από το σύστημα και το εύρος της προσδιδόμενης ισχύος στο σύστημα επιλέχθηκαν βάσει αλγορίθμου. Ο αλγόριθμος αυτός, είναι ταυτόσημος με αυτόν του προηγούμενου κεφαλαίου, μιας και τα συστήματα παρουσιάζουν αρκετές ομοιότητες και δεν θα αναλυθεί ξανά.

Έτσι επιλέγονται οι τιμές του παραπάνω πίνακα που πληρούν τις προϋποθέσεις, όπως φαίνεται και από τα παρακάτω διαγράμματα.

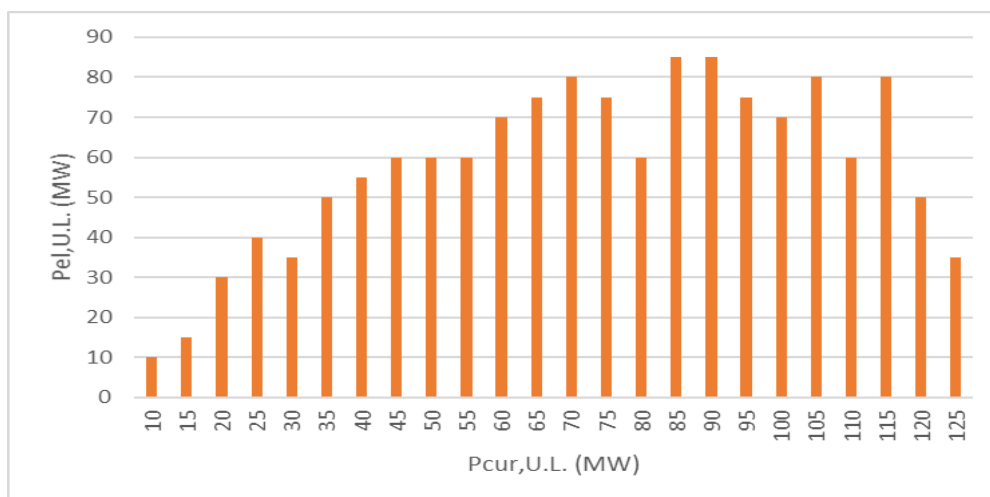


Διάγραμμα 6-1. Διάγραμμα επιλογής ορίου φόρτισης και όγκου δεξαμενής (AA-CAES).



Διάγραμμα 6-2. Μεγέθυνση διαγράμματος επιλογής ορίου φόρτισης και όγκου δεξαμενής (AA-CAES).

Μεγενθύνοντας παρατηρείται το ελάχιστο για δεξαμενή χωρητικότητας 400.000 m<sup>3</sup> και μέγιστης ισχύος φόρτισης συστήματος τα 35 MW, όμως επιλέγεται το αμέσως επόμενο ελάχιστο του γραφήματος, διότι δεν απέχει πολύ το LCOE τους και τότε το σύστημα παρέχει αρκετά περισσότερη ενέργεια. Επομένως, επιλέγεται δεξαμενή χωρητικότητας 500000 m<sup>3</sup> και μέγιστης ισχύος φόρτισης συστήματος τα 55 MW, τα οποία αντιστοιχούν σε 60 MW μέγιστης ισχύος αποφόρτισης για μέγιστη παραγωγή ενέργειας, όπως φαίνεται και από το παρακάτω διάγραμμα για  $V_{\text{tank}}=500.000 \text{ m}^3$ .



Διάγραμμα 6-3. Διάγραμμα επιλογής ορίου αποφόρτισης (AA-CAES).



## 6.4 Αποτελέσματα

Τα αποτελέσματα της παραπάνω ανάλυσης παρουσιάζονται στο παρακάτω συγκεντρωτικό πίνακα.

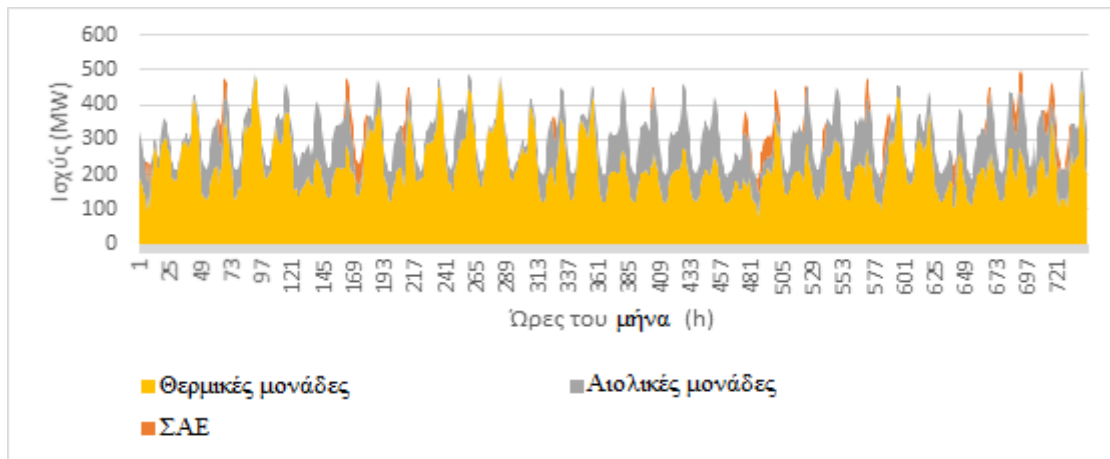
Μέγιστη θερμοκρασία TES (°C)	503,05
Ελάχιστη θερμοκρασία TES (°C)	358,89
Μέση ετήσια μέγιστη θερμοκρασία αέρα στο στάδιο εκτόνωσης (°C)	347,31
Μέση ετήσια μέγιστη θερμοκρασία αέρα στο στάδιο συμπίεσης (°C)	931,71
Μέση ετήσια θερμοκρασία εξόδου αέρα στο περιβάλλον (°C)	19,94
Μέγιστη παροχή συμπιεστών (kg/s)	112,45
Ελάχιστη παροχή συμπιεστών (kg/s)	37,09
Μέγιστη παροχή στροβίλων (kg/s)	186,33
Ελάχιστη παροχή στροβίλων (kg/s)	82,82
Μέγιστη ποσότητα αέρα στην δεξαμενή ( $10^6 \cdot \text{kg}$ )	31,69
Ελάχιστη ποσότητα αέρα στην δεξαμενή ( $10^6 \cdot \text{kg}$ )	18,52
Ελάχιστη πίεση αέρα δεξαμενής (bar)	42,52
Μέγιστη πίεση αέρα δεξαμενής (bar)	72,77
Μέση πίεση αέρα δεξαμενής (bar)	48,65
Ολικός βαθμός απόδοσης (%)	44,26
Μέση ισχύς αποφόρτισης (MW)	59,21
<b>Ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ (GWh)</b>	<b>66,37</b>
Ετήσια χρησιμοποιούμενη απορριπτόμενη ενέργεια (GWh)	97,32
Ώρες που το ΣΑΕ καλύπτει την προβλεπόμενη ζήτηση (h)	79
Άθροισμα της εγκατεστημένη ισχύς συμπιεστών (MWe)	55
Άθροισμα της εγκατεστημένη ισχύς στροβίλων (MWe)	60
Ώρες φόρτισης του συστήματος ανά έτος (h)	2154
Ώρες αποφόρτισης του συστήματος ανά έτος(h)	1121
Χρόνος πλήρους αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	22
Κύκλοι πλήρους αποφόρτισης ανά έτος στην μέγιστη ισχύ	50
Κόστος Κεφαλαίου (€/kW)	2141,67
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)	89,03
<b>Ολικό ετήσιο κόστος (Μ€)</b>	<b>16,54</b>
LCOE (€/kWh) του ΣΑΕ	0,25
LCOS (€/kWh) της ένταξης του ΣΑΕ για το ΣΗΕ της Κρήτης	0,18
<i>Καθαρό παρόν κόστος του ΣΑΕ για 20 χρόνια λειτουργίας (€)</i>	<i>180.945.948 €</i>

Πίνακας 6-3. Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων ανάλυσης AA- CAES.

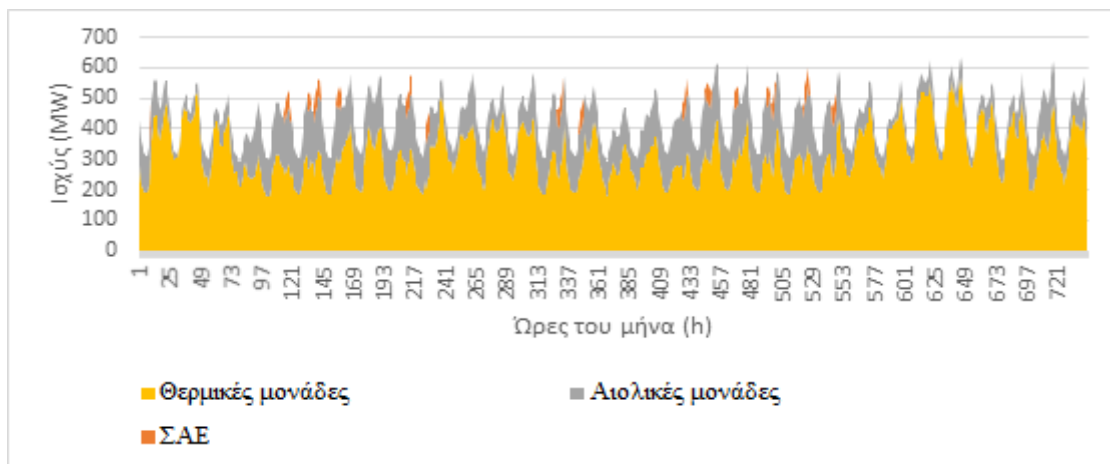
Παρατηρείται ότι επιτυγχάνεται ικανή απόδοση ενέργειας στο σύστημα με σχετικά μικρό συνολικό κόστος ΣΑΕ. Συγκεκριμένα το σταθμισμένο κόστος που αφορά το ΣΗΕ της Κρήτης βρίσκεται αρκετά κοντά στο κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων του νησιού.

Στην συνέχεια παρατίθενται διαγράμματα αντιπροσωπευτικά της διαδικασίας, τα οποία βοηθούν και στην οπτικοποίηση και κατανόηση της συνεισφοράς των ΣΑΕ στο δίκτυο.

- Όσον αφορά την συνεισφορά της ενέργειας στους δύο ακραίους μήνες του υπό ανάλυση έτους:

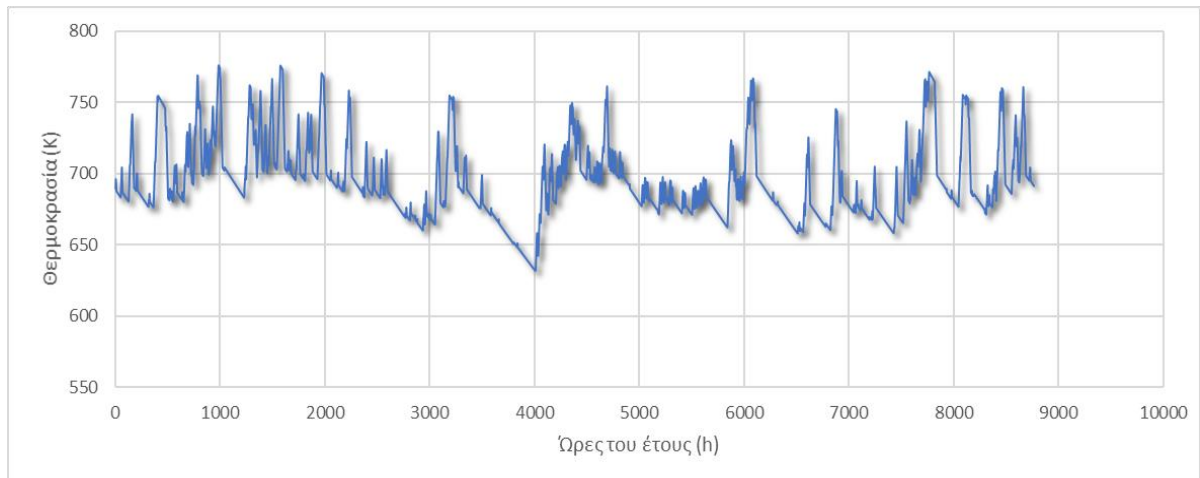


Διάγραμμα 6-4. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Ιανουάριο (AA-CAES).



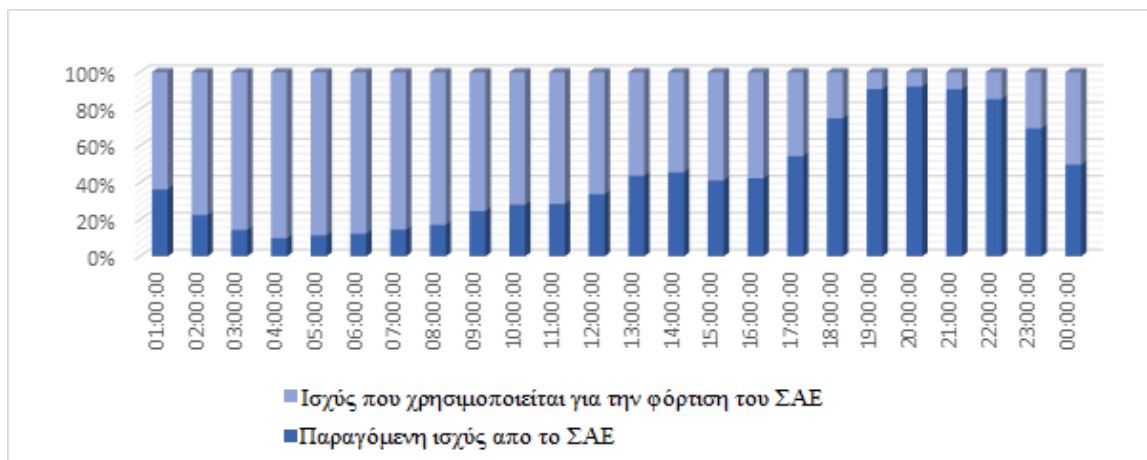
Διάγραμμα 6-5. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Αύγουστο (AA-CAES).

- Όσον αφορά την μεταβολή της πίεσης του αέρα στην αποθηκευτική διάταξη, αυτή μεταβάλλεται ανάλογα με το προηγούμενο κεφάλαιο έτσι παρουσιάζεται η ωριαία μεταβολή της θερμοκρασίας στη δεξαμενή αποθήκευσης θερμότητας:



Διάγραμμα 6-6. Ωριαία χρονοσειρά μεταβολής θερμοκρασίας της TES ανά έτος (AA-CAES).

- Όσον αφορά τα συγκριτικά ποσοστά φόρτισης/αποφόρτισης 24-ώρου του έτους:



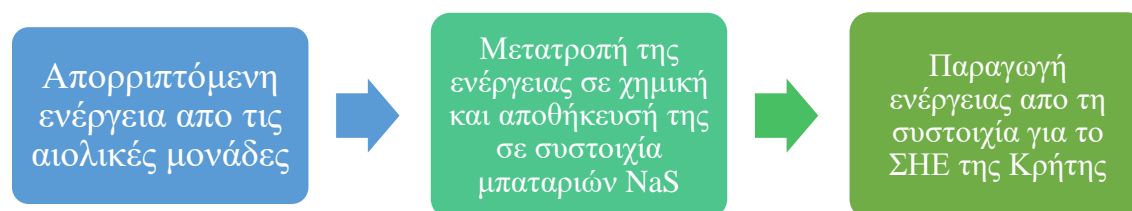
Διάγραμμα 6-7. Μέση κατάσταση φόρτισης / αποφόρτισης 24-ώρου σε ένα έτος (AA-CAES).

## 7) Κεφάλαιο 7 Ανάλυση λειτουργίας ΣΑΕ με χρήση μπαταριών νατρίου – θείου (NaS)

### 7.1 Αρχές λειτουργίας

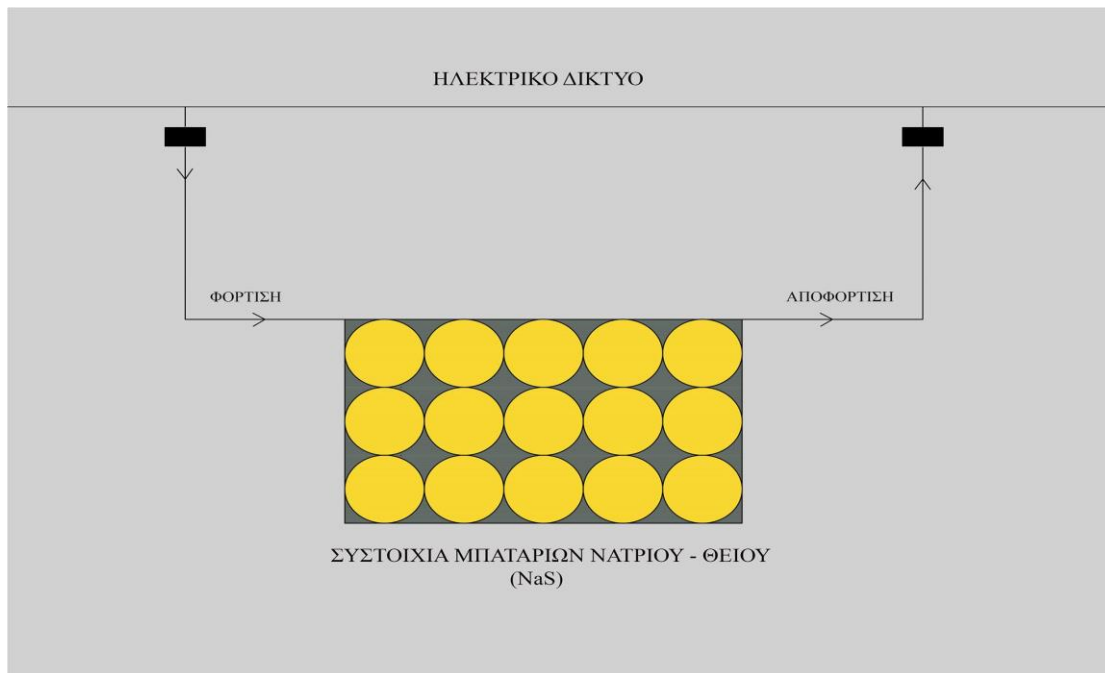
#### 7.1.1 Εισαγωγή

Το εν λόγω ΣΑΕ αποθηκεύει τη διατιθέμενη απορριπτόμενη αιολική ενέργεια μέσω συστοιχίας μπαταριών NaS. Η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε χημική και αποθηκεύεται ως τέτοια στην συστοιχία. Όταν απαιτείται, η χημική ενέργεια μετατρέπεται εκ νέου σε ηλεκτρική και προσδίδεται μέσω των μπαταριών στο ΣΗΕ της Κρήτης.



Εικόνα 7-1 Διάγραμμα ροής προσομοίωσης NaS.

Η ιδιομορφία αυτού του συστήματος είναι ότι η φόρτιση, η αποθήκευση αλλά και η αποφόρτιση του λαμβάνουν χώρα στο ίδιο μέσο, που δεν είναι άλλο από την συστοιχία μπαταριών. Έτσι υπάρχει αναπόφευκτα μια σχέση εξάρτησης μεταξύ ονομαστικής ισχύος των μπαταριών και αποθηκευτικής ικανότητας. Οι μπαταρίες NaS έχουν συνήθως αποθηκευτική ικανότητα επτά ωρών στην ονομαστική εγκατεστημένη ισχύ τους. Για την καλύτερη κατανόηση της εγκατάστασης παρατίθεται μονογραμμικό σχέδιό της :



Εικόνα 7-2 Μονογραμμικό σχέδιο της εγκατάστασης NaS.

Στην παρούσα μοντελοποίηση δεν θα ληφθεί υπόψιν η περαιτέρω κατανάλωση λόγω της απαίτησης λειτουργίας του συστήματος σε υψηλές θερμοκρασίες και θα θεωρηθεί ότι επιτυγχάνονται χωρίς κάποια απώλεια υφιστάμενης ενέργειας. Αυτό μπορεί να γίνει διότι η θερμότητα που απαιτείται εξασφαλίζεται συνήθως από τους αμέσως προηγούμενους κύκλους φόρτισης/αποφόρτισης. Ακόμα, λήφθηκε μια ακραία τιμή του ημερήσιου συντελεστή αποφόρτισης των μπαταριών το οποίο ισορροπεί τα αποτελέσματα, κάνοντας τα αρκετά ρεαλιστικά.

### 7.1.2 Γενικοί υπολογισμοί

Καταρχάς, για το ΣΑΕ, η κύρια είσοδος είναι η χρονοσειρά της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας από το δίκτυο, αφού αυτή καλείται να αποθηκεύσει και να αποδώσει στο δίκτυο, όταν κρίνεται απαραίτητο. Από αυτήν, κάθε ώρα χρησιμοποιείται ισχύς μέχρι ένα άνω όριο, ώστε να αποφεύγεται η υπερδιαστασιολόγηση του συστήματος, ενώ η χρήση κάτω ορίου δεν κρίνεται απαραίτητη, διότι το σύστημα των μπαταριών αποτελείται από μικρές μονάδες που επιχειρούν ανεξάρτητα.

Έτσι η χρησιμοποιούμενη ισχύς κάθε ώρα είναι :

$$\begin{aligned} P_{\text{lim}} &= P_{\text{cur}}, P_{\text{cur}} \leq P_{\text{cur}_{U.L.}} \\ P_{\text{lim}} &= P_{\text{cur}_{U.L.}}, P_{\text{cur}} > P_{\text{cur}_{U.L.}} \end{aligned} \quad (7.1)$$

Γίνεται κατανοητό πως το  $P_{\text{cur}_{U.L.}}$  θα είναι και το άθροισμα της εγκατεστημένης ισχύς της συστοιχίας των μπαταριών αν το  $P_{\text{el}_{U.L.}}$  είναι μικρότερο ή ίσο αυτού αλλιώς το

άθροισμα εγκατεστημένης ισχύος των μπαταριών θα είναι όσο το άνω όριο της ισχύος αποφόρτισης.

$$P_{R_{NaS}} = P_{cur_{U.L.}}, P_{cur_{U.L.}} > P_{el_{U.L.}} \quad (7.2)$$

ή

$$P_{R_{NaS}} = P_{el_{U.L.}}, P_{cur_{U.L.}} < P_{el_{U.L.}} \quad (7.3)$$

Με την επιλογή των άνω ορίων ισχύος φόρτισης και αποφόρτισης αλλάζει και η αποθηκευτική ικανότητα της συστοιχίας (MWh), όπως αναφέρθηκε παραπάνω, και θεωρείται πως :

$$C_R = 7,2 \cdot P_{R_{NaS}} \quad (7.4)$$

Τελικά λοιπόν τίθεται ένας επιπλέον περιορισμός της χρησιμοποιούμενης ισχύος, ο οποίος είναι ότι εάν η φόρτιση της επόμενης ώρας οδηγήσει σε αποθήκευση ενέργειας σε όρια ανώτερα της ονομαστικής αποθηκευτικής ικανότητας τότε το σύστημα δεν φορτίζει, δηλαδή :

$$P_{lim,(n)} = 0, C_{(n-1)} + P_{lim,(n)} \cdot 1 \geq C_R \quad (7.5)$$

Ο βαθμός απόδοσης του συστήματος παρέχεται για όλο τον κύκλο φόρτισης και αποφόρτισης και θεωρείται πως διατηρείται σταθερός, ενώ ακόμα θεωρείται ότι επιμερίζεται ισόποσα στις δύο αυτές καταστάσεις, δηλαδή :

$$\eta_{cycle,NaS} = \eta_{char}^2 = \eta_{dis}^2 \quad (7.6)$$

Οπότε, αν ληφθεί υπόψιν και ο ημερήσιος συντελεστής αποφόρτισης ( $\eta_{selfdis}$ ), θα ισχύει κάθε ώρα για την ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στη συστοιχία των μπαταριών (MWh), ότι:

$$C_{(n)} = \left(1 - \frac{\eta_{selfdis}}{24}\right) \cdot C_{(n-1)} + \left(P_{lim,(n-1)} \cdot \eta_{char} - \frac{P_{el,(n-1)}}{\eta_{dis}}\right) \cdot 1 \quad (7.7)$$

Οι μπαταρίες θεωρείται ότι είναι φορτισμένες μέχρι ένα ποσοστό στην αρχή του χρόνου  $C_0$  ώστε να είναι πιο ρεαλιστική η ανάλυση ενός χρόνου.

Οι προϋποθέσεις που πρέπει να πληρούνται για να αποδοθεί ισχύς από το ΣΑΕ στο δίκτυο είναι :

- Να μην φορτίζεται το σύστημα ( $P_{lim} = 0$ )
- Να υπάρχει επαρκής ενέργεια αποθηκευμένη στις μπαταρίες όσο ορίζεται από ένα κάτω όριο για λόγους ασφαλείας ( $C_{(n)} \geq C_{L.L.}$ )

Η τιμή της ισχύος τότε θα είναι τόση ώστε να καλύπτει το κενό που αφήνουν στη ζήτηση οι ΑΠΕ και οι θερμικές μονάδες στο τεχνικό ελάχιστο τους περιορισμένη

βέβαια από ένα άνω όριο αποδιδόμενη ισχύος ώστε να μην υπερδιαστασιολογείται πάλι το σύστημα αλλά και να συνεισφέρει το ΣΑΕ περισσότερο στο ΣΗΕ της Κρήτης. Έτσι :

$$\begin{aligned} P_{el} &= D^* - AWP - TMCUO, P_{el_{U.L.}} > D^* - AWP - TMCUO \\ P_{el} &= P_{el_{U.L.}}, P_{el_{U.L.}} \leq D^* - AWP - TMCUO \end{aligned} \quad (7.8)$$

και

$$P_{el} = 0, C_{(n)} < C_{L.L.} \text{ ή } P_{lim} > 0 \quad (7.9)$$

Η ενέργεια που παράγει κάθε ώρα το ΣΑΕ βρίσκεται ως:

$$E_{\Sigma AE} = P_{el} \cdot (1 - 0) \quad (7.10)$$

## 7.2 Ανάλυση κόστους

### 7.2.1 Κόστος κεφαλαίου

- Το κόστος της συστοιχίας μπαταριών NaS  $\hat{C}_{PCS}$  παρέχεται σε (€/kW) και αποτελεί το ένα από τα δύο βασικά κόστη του ΣΑΕ και αφορά τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των μπαταριών.
- Το κόστος ισοζυγίου του ΣΑΕ  $\hat{C}_{BOP}$  παρέχεται και αυτό σε (€/kW).
- Το κόστος της συστοιχίας μπαταριών NaS  $\hat{C}_{stor}$  παρέχεται επίσης σε (€/kWh) και αφορά την ενέργεια που δίνει το σύστημα μετά από μια πλήρη αποφόρτιση .

Οπότε το ολικό κόστος κεφαλαίου  $T\hat{C}C$  (€/kW) βρίσκεται ως:

$$T\hat{C}C = \hat{C}_{BOP} + \hat{C}_{PCS} + \hat{C}_{stor} \cdot dt \quad (7.11)$$

Όπου αυτή τη φορά, και σύμφωνα με όσα αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 4, ισχύει :

$$dt = \frac{C_{(max)} - C_{(min)}}{P_{R_{NaS}}}, (h) \quad (7.12)$$

και

$$n = \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{\Sigma\text{AE}}}{P_{R_{ei}} \cdot dt} \quad (7.13)$$

Και κατά συνέπεια το ολικό κόστος κεφαλαίου (€) υπολογίζεται ως:

$$TCC = \hat{TCC} \cdot P_{R_{Nas}} \quad (7.14)$$

### 7.2.2 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

- Το ετήσιο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{const,O\&M}$  για το σύστημα παρέχεται σε (€/kW)
- Το αντίστοιχο μεταβλητό κόστος  $\hat{C}_{var,O\&M}$  παρέχεται σε (€/kWh ολ.), αυτό το κόστος είναι ανηγμένο στην ολική ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ.
- Ακόμα λαμβάνεται υπόψιν το κόστος αλλαγής μέρος του εξοπλισμού  $C_{rep}$  το οποίο παρέχεται σε (€/kW) και ανάγεται σε ετήσιο ώστε να συμβαδίζει με τα υπόλοιπα πολλαπλασιασμένο με τον συντελεστή  $SFF$  [1]. Ο συντελεστής αυτός λαμβάνει υπόψιν τα έτη στα οποία αναμένεται να αντικατασταθεί μέρος του εξοπλισμού  $N_{rep}$  και το επιτόκιο δανεισμού ( $i$ ) ώστε να αναλύσει σε ετήσια βάση το κόστος αντικατάστασης. Θεωρείται μάλιστα ότι  $N_{rep}=8$  έτη και  $i=0,06$  άρα:

$$SFF = \frac{i}{(1+i)^{N_{rep}} - 1} = 0,101 \quad (7.15)$$

και τελικά το ετήσιο κόστος της αντικατάστασης εξοπλισμού (€/kW) βρίσκεται ως :

$$\hat{C}_{rep} = SFF \cdot C_{rep} \quad (7.16)$$

- Τέλος, υπολογίζεται το κόστος αγοράς ηλεκτρισμού  $\hat{C}_{purch}$  (€/kWh ολ. αποφόρτισης) ακριβώς όπως στο κεφάλαιο 4, χρησιμοποιώντας τα αντίστοιχα μεγέθη.

Οπότε το ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{O\&M}$  (€/kW) βρίσκεται ως:

$$\hat{C}_{O\&M} = \hat{C}_{const,O\&M} + \hat{C}_{rep} + (\hat{C}_{var,O\&M} + \hat{C}_{purch}) \cdot n \cdot dt \quad (7.17)$$



Και κατά συνέπεια το ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€) βρίσκεται ως:

$$C_{O\&M} = P_{R_{el}} \cdot \hat{C}_{O\&M} \quad (7.18)$$

### 7.2.3 Ολικό κόστος

Η μεθοδολογία αυτής της υποενοότητας είναι πανομοιότυπη με αυτήν της υποενοότητας (4.2.3) και επομένως δεν θα αναλυθεί περαιτέρω. Το ίδιο συμβαίνει και για τις εξισώσεις εύρεσης των αντίστοιχων μεγεθών.

## 7.3 Δεδομένα

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τα κόστη, που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδοι στην παραπάνω ανάλυση βασίστηκαν στην διεθνή σύγχρονη βιβλιογραφία και αποτελούν ρεαλιστικές τιμές για το σύστημα που βρίσκεται υπό μελέτη.

$\eta_{\text{cycle,NaS}}$ (%)	$\eta_{\text{selfdis}}$ (%/μέρα)	Χρόνος ζωής συστήματος (χρόνια)	Μέση ονομαστική ισχύς <u>μιας</u> μπαταρίας NaS (MWh)	Μέσος χρόνος αποφόρτισης στην ονομαστική ισχύ (h)	
85	20	20	2	7,2	
$P_{\text{el,U.L.}}$ (MW)	$C_0$ (MWh)	$P_{\text{cur,U.L.}}$ (MW)	$P_{\text{cur,L.L.}}$ (MW)	$C_{\text{L.L.}}$ (MWh)	
125	450	65	0	180	
$C_{\text{PCS}}$ (€/kW)	$C_{\text{BOP}}$ (€/kW)	$C_{\text{rep}}$ (€/kW)	$C_{\text{stor}}$ (€/kWh)	$C_{\text{const,O\&M}}$ (€/kW)	$C_{\text{var,O\&M}}$ ( $10^{-3} \cdot \text{€/kWh}$ )
350	80	180	300	3,6	1,8

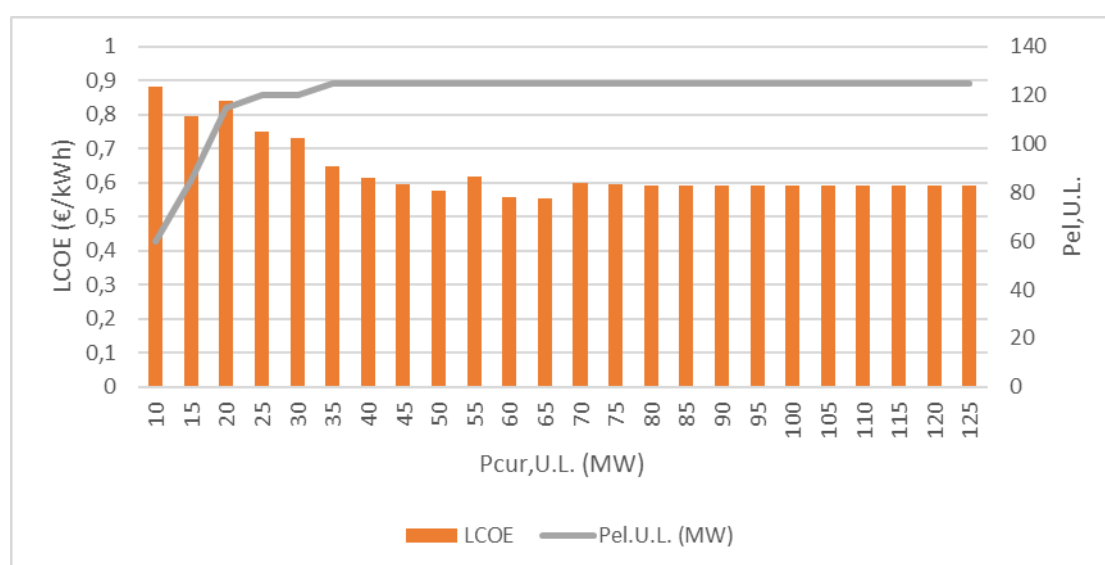
Πίνακας 7-1. Τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλυσης NaS [1, 35, 52, 54, 57].

Είναι σημαντικό στο σημείο αυτό να σημειωθεί ότι, ενώ οι υπόλοιπες τιμές των δεδομένων παρέχονται από την βιβλιογραφία ή απορρέουν από απαραίτητες οριοθετήσεις του συστήματος, η τιμή του άνω ορίου της ισχύος αποφόρτισης  $P_{\text{el,U.L.}}$

καθώς και αυτή του άνω ορίου της ισχύος φόρτισης  $P_{cur,U.L}$  του ΣΑΕ λήφθηκαν έπειτα από εκτέλεση αλγορίθμου.

Στον αλγόριθμο αυτό, εκτελούνται οι υπολογισμοί της μεθοδολογίας για τιμές τόσο της  $P_{cur,U.L}$  όσο και της  $P_{el,U.L}$  από 10 MW έως 125 MW με βήμα 5 MW και υπολογίζεται κάθε φορά το LCOE του συστήματος.

Η επιλογή λοιπόν του κατάλληλου σετ ισχύος γίνεται, όχι για αυτό του μικρότερου γενικά LCOE διότι οδηγεί συνήθως σε πολύ μικρές τιμές αποδιδόμενης στο δίκτυο ενέργειας, αλλά για αυτό το σετ που εξασφαλίζεται το μικρότερο LCOE μιας υποενοότητας. Η υποενοότητα αυτή, αποτελείται από όλες τις δυνατές τιμές του  $P_{cur,U.L}$  καθώς και από τιμές του  $P_{el,U.L}$  για τις οποίες επιτυγχάνεται μέγιστη αποδιδόμενη ενέργεια για την αντίστοιχη  $P_{cur,U.L}$ . Έτσι επιλέγονται οι αντίστοιχες τιμές του παραπάνω πίνακα από το παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα 7-1. Διάγραμμα επιλογής ορίων φόρτισης – αποφόρτισης NaS

## 7.4 Αποτελέσματα

Τα αποτελέσματα των παραπάνω προσεγγίσεων παρουσιάζονται στο παρακάτω συγκεντρωτικό πίνακα.

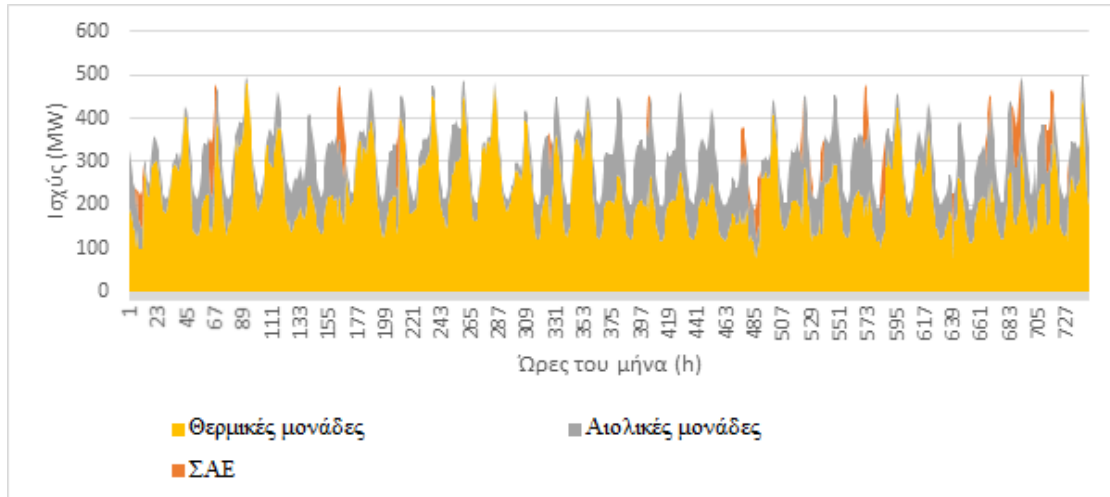
Αποθηκευτική ικανότητα του συνόλου των μπαταριών (MWh)	891
Ετήσια χρησιμοποιούμενη απορριπτόμενη ενέργεια (GWh)	95,73
Μέση ετήσια αποθηκευμένη ενέργεια στις μπαταρίες (MWh)	258
Μέγιστη αποθηκευμένη ενέργεια στις μπαταρίες (MWh)	890,43
Μέγιστη αποθηκευμένη ενέργεια στο σύνολο των μπαταριών (MWh)	17,87
Ώρες φόρτισης του συστήματος ανά έτος (h)	2614
Ώρες αποφόρτισης του συστήματος ανά έτος (h)	634
Πλήθος μονάδων μπαταριών που απαιτούνται (#)	62
Μέση ισχύς αποφόρτισης (MW)	99,00
<b>Ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ (GWh)</b>	<b>62,76</b>
Ολικός βαθμός απόδοσης (%)	41,86
Άθροισμα εγκατεστημένης ισχύς συνόλου μπαταριών (MW)	125
Ώρες που το ΣΑΕ καλύπτει την προβλεπόμενη ζήτηση (h)	475
Μέσο βάθος αποφόρτισης (DoD) (%)	37,35
Χρόνος πλήρους αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	7,2
Κύκλοι πλήρους αποφόρτισης ανά έτος στην μέγιστη ισχύ	71
Κόστος Κεφαλαίου (€/kW)	2530,00
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)	59,31
<b>Ολικό ετήσιο κόστος (Μ€)</b>	<b>34,71</b>
LCOE (€/kWh) του ΣΑΕ	0,56
LCOS (€/kWh) της ένταξης του ΣΑΕ για το ΣΗΕ της Κρήτης	0,49
Καθαρό παρόν κόστος του ΣΑΕ για 20 χρόνια λειτουργίας (€)	408.067.763 €

Πίνακας 7-2. Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων προσέγγισης NaS.

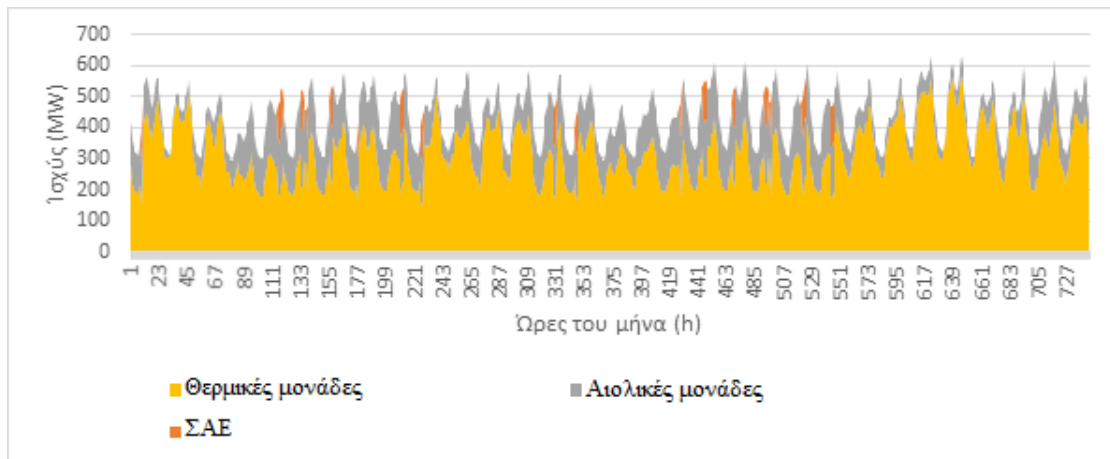
Παρατηρείται πως σύστημα είναι σε θέση να αποθηκεύσει και να αποδώσει αρκετή ενέργεια, με μεγάλο παρόλα αυτά κόστος. Το LCOE είναι αρκετά μεγαλύτερο από το κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων.

Στην συνέχεια παρατίθενται διαγράμματα αντιπροσωπευτικά της διαδικασίας, τα οποία βοηθούν και στην οπτικοποίηση και κατανόηση της συνεισφοράς των ΣΑΕ στο δίκτυο.

- Όσον αφορά την συνεισφορά της ενέργειας στους δύο ακραίους μήνες του υπό ανάλυση έτους:

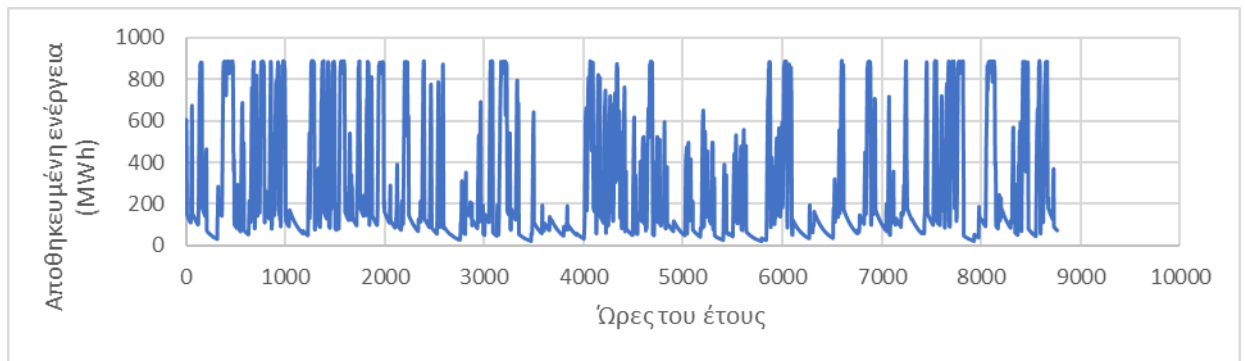


Διάγραμμα 7-2. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Ιανουάριο (NaS).



Διάγραμμα 7-3. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Αύγουστο (NaS).

- Όσον αφορά την μεταβολή της αποθηκευμένης ενέργειας στη συστοιχία των μπαταριών ετησίως:



Διάγραμμα 7-4. Ωριαία χρονοσειρά μεταβολής της αποθηκευμένης ενέργειας σε ένα έτος (NaS).

- Όσον αφορά τα συγκριτικά ποσοστά φόρτισης/αποφόρτισης 24-ώρου του έτους:



Διάγραμμα 7-5. Μέση κατάσταση φόρτισης / αποφόρτισης 24-ώρου σε ένα έτος (NaS)

## 8) Κεφάλαιο 8 Ανάλυση λειτουργίας ΣΑΕ με χρήση αντλησιοταμιεύσης (PHS)

### 8.1 Αρχές λειτουργίας

#### 8.1.1 Εισαγωγή

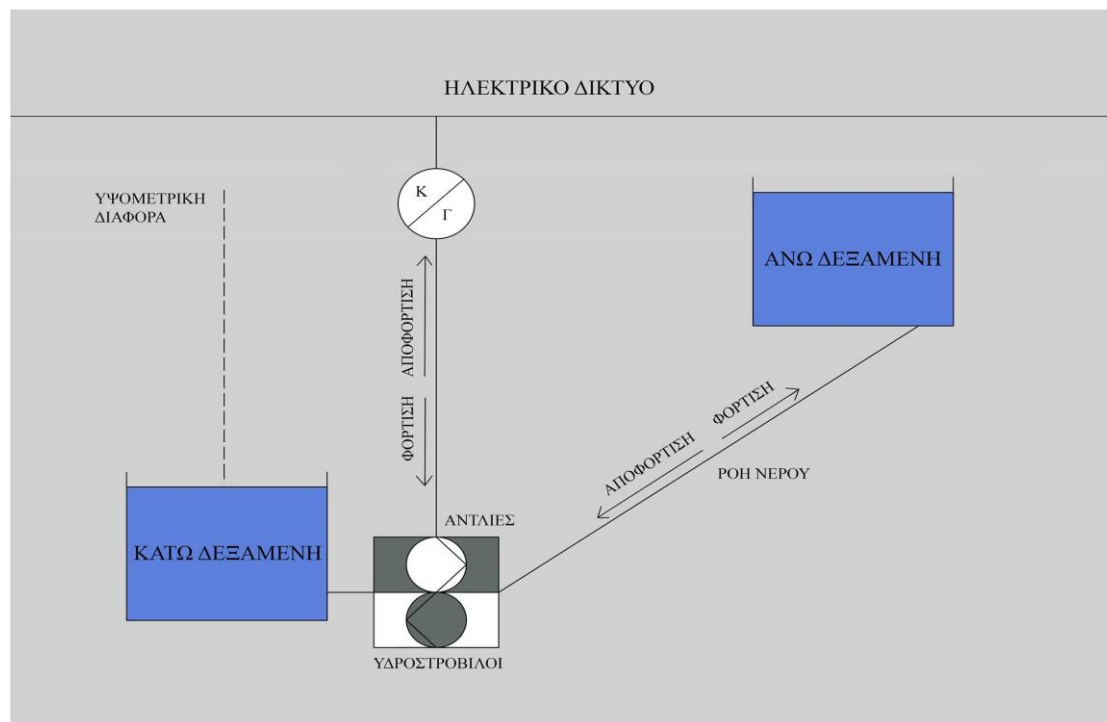
Το ΣΑΕ αποθηκεύει την απορριπτόμενη αιολική ενέργεια αντλώντας νερό από την κάτω δεξαμενή στην άνω, προσδίδοντας έτσι στον όγκο του νερού δυναμική ενέργεια. Το νερό οδηγείται στην κάτω δεξαμενή όταν απαιτείται να αποδοθεί ενέργεια από το σύστημα, αυτό επιτυγχάνεται μέσω συστήματος υδροστροβίλων, το οποίο εκμεταλλεύεται την κινητική ενέργεια που έχει αποκτήσει το νερό λόγω υψομετρικής διαφοράς των δύο δεξαμενών, και μετατρέπει αυτή την ενέργεια σε ηλεκτρική δίνοντας κίνηση στην γεννήτρια.



Εικόνα 8-1. Διάγραμμα ροής προσομοίωσης PHS.

Το σύστημα αντλησιοταμιεύσης αποτελείται από το αντλιοστάσιο, το σύστημα μονής σωλήνωσης που συνδέει τις δύο δεξαμενές, τις δύο ειδικά διαμορφωμένες λιμνοδεξαμενές και το σύστημα των υδροστροβίλων. Στο αντλιοστάσιο περιέχεται το σύστημα φυγοκεντρικών αντλιών, το οποίο διαθέτει μία αντλία μεταβλητών στροφών ώστε να εκμεταλλεύεται όσο μεγαλύτερο εύρος παροχών είναι δυνατόν. Ακόμα, λόγω

της ιδιομορφίας των υδροστροβίλων τύπου Pelton, το σύστημα υδροστροβίλων μπορεί να εκμεταλλευτεί ένα μεγάλο εύρος παροχών. Τέλος επιλέγονται λιμνοδεξαμενές ως αποθηκευτικές διατάξεις, ώστε να εξαρτάται το σύστημα όσο το δυνατόν λιγότερο από γεωγραφικούς περιορισμούς που επιβάλλει η χρήση ως αποθηκευτικών διατάξεων «φυσικών» δεξαμενών, όπως είναι οι λίμνες ή οι κοίτες ποταμών. Για την καλύτερη κατανόηση της εγκατάστασης παρατίθεται μονογραμμικό σχέδιό της :



Εικόνα 8-2. Μονογραμμικό σχέδιο της εγκατάστασης PHS.

### 8.1.2 Γενικοί υπολογισμοί

Καταρχάς, όπως και σε όλες τις προηγούμενες περιπτώσεις, το πρώτο δεδομένο που λαμβάνεται υπόψιν είναι η χρονοσειρά της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας. αφού αυτή καλείται να αποθηκεύσει και να αποδώσει πίσω στο δίκτυο το σύστημα, όταν κρίνεται απαραίτητο. Από αυτήν, πάλι, κάθε ώρα χρησιμοποιείται ισχύς μέχρι ένα άνω όριο, ώστε να αποφεύγεται η υπερδιαστασιολόγηση των μονάδων μετατροπής ενέργειας και της αποθηκευτικής διάταξης του συστήματος. Η χρήση κάτω ορίου στο συγκεκριμένο ΣΑΕ κρίνεται απαραίτητη, διότι θεωρείται για τεχνικούς λόγους και για λόγους ασφαλείας πως τόσο οι αντλίες όσο και οι υδροστροβίλοι δεν εργάζονται σε τιμές ισχύος χαμηλότερες ενός κάτω ορίου. Ακόμα, όπως είναι λογικό, δίνεται εντολή να φορτίζεται το σύστημα μόνο εάν ο όγκος νερού της κάτω δεξαμενής, από όπου αντλείται, υπερβαίνει μια ελάχιστη τιμή. Τέλος, δίνεται επίσης εντολή να συμβαίνει το ίδιο μόνο εάν ο όγκος του νερού της άνω δεξαμενής δεν υπερβαίνει ένα άνω όριο που έχει τεθεί ώστε αυτή να μην υπερδιαστασιολογείται.

Έτσι θεωρήθηκε ότι η αξιοποιήσιμη ισχύς από το ΣΑΕ κάθε φορά είναι :

$$\begin{aligned} P_{\lim} &= P_{cur}, P_{cur} \leq P_{cur,U.L.} \\ P_{\lim} &= P_{cur,U.L.}, P_{cur} \succ P_{cur,U.L.} \end{aligned} \quad (8.1)$$

Ενώ επιπροσθέτως ισχύει :

$$P_{\lim} = 0, P_{cur} \leq P_{cur,L.L.} \quad \text{ή} \quad V_{w1} \leq V_{w1,L.L.} \quad \text{ή} \quad V_{w2} \geq V_{w2,U.L.} \quad (8.2)$$

Όπου με δείκτη (1) θεωρείται από εδώ και στο εξής η κάτω δεξαμενή και με (2) αντίστοιχα η άνω.

Είναι προφανές πως όσο είναι το  $P_{U.L.}$  τόσο θα είναι και άθροισμα της εγκατεστημένη ονομαστικής ισχύς των αντλιών.

$$P_{R_{\lim}} = P_{cur,U.L.} \quad (8.3)$$

Για την εύρεση της παροχής νερού που διακινούν οι αντλίες εκτελείται επανάληψη έως ότου να ισχύει ( $Q_{pump,old} \approx Q_{pump,new}$ ). Μια τιμή της παροχής χρησιμοποιείται στην (8.5) ώστε να υπολογιστούν οι απώλειες και να βρεθεί μια καινούργια τιμή της παροχής, μέσω αυτών, στην (8.6). Η καινούργια αυτή τιμή της παροχής αντικαθίσταται πάλι στην (8.5) και ούτω καθεξής. Ενώ, τέλος θεωρήθηκε στην πρώτη επανάληψη ότι:

$$Q_{pump,0} = \frac{P_{\lim} \cdot \eta_{pump}}{h \cdot g \cdot \rho} \quad (8.4)$$

Γνωρίζοντας το μήκος της σωλήνωσής  $L$ , την διάμετρό της  $D$ , τον συντελεστή γραμμικών απωλειών  $\lambda$  και τον συντελεστή εντοπισμένων απωλειών  $\zeta$  βρίσκονται οι απώλειες της άντλησης (m), ως:

$$\delta h_f = \left( \frac{8 \cdot \lambda \cdot L}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5} + \frac{8 \cdot \zeta}{g \cdot \pi^2 \cdot D^4} \right) \cdot Q_{pump,old}^2 \quad (8.5)$$

Ενώ γνωρίζοντας την υψομετρική διαφορά των δεξαμενών  $h$ , την επιτάχυνση της βαρύτητας  $g$ , την πυκνότητα του νερού  $\rho$ , και τον ολικό βαθμό απόδοσης των αντλιών  $\eta_{pump}$ , βρίσκεται η διορθωμένη τιμή της παροχής ( $m^3/s$ ) :

$$Q_{pump,new} = \frac{P_{\lim} \cdot \eta_{pump}}{(h + \delta h_f) \cdot g \cdot \rho} \quad (8.6)$$

Η στάθμη της κάτω δεξαμενής μειώνεται καθώς φορτίζεται το σύστημα, ενώ αυξάνεται όταν το σύστημα αποδίδει ενέργεια στο δίκτυο. Το αντίστροφο ακριβώς συμβαίνει στην άνω δεξαμενή. Ισχύει λοιπόν κάθε ώρα για τον όγκο που καταλαμβάνει το νερό στις δύο δεξαμενές ( $m^3$ ), ότι:

$$V_{w1,(n)} = (Q_{pump,(n-1)} - Q_{hydro,(n-1)}) \cdot 3600 + V_{w1,(n-1)} \quad (8.7)$$



$$V_{w2,(n)} = (Q_{hydro,(n-1)} - Q_{pump,(n-1)}) \cdot 3600 + V_{w2,(n-1)} \quad (8.8)$$

Για την ρεαλιστικότερη μοντελοποίηση του συστήματος θεωρείται πως οι δύο δεξαμενές περιέχουν ποσότητα νερού στην αρχή του έτους  $V_{1w,0}$  ,  $V_{2w,0}$  και πως υπάρχει σχέση εξάρτησης μεταξύ τους σύμφωνα με τον τύπο :

$$V_{1w,0} = 4 \cdot V_{2w,0} \quad (8.9)$$

Η παροχή των υδροστροβίλων υπολογίζεται σύμφωνα με την ίδια λογική του υπολογισμού αυτής των αντλιών, δηλαδή εκτελείται επανάληψη έως ότου να ισχύει ( $Q_{hydro,old} \approx Q_{hydro,new}$ ), βρίσκοντας τις απώλειες (m) κάθε φορά ως εξής:

$$\delta h_f = \left( \frac{8 \cdot \lambda \cdot L}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5} + \frac{8 \cdot \zeta}{g \cdot \pi^2 \cdot D^4} \right) \cdot Q_{hydro,old}^2 \quad (8.10)$$

Και μέσω αυτών υπολογίζεται κάθε φορά και για κάθε ώρα η διορθωμένη παροχή ( $m^3/s$ ) των υδροστροβίλων λαμβάνοντας υπόψιν και τον ολικό βαθμό απόδοσης των υδροστροβίλων, ως εξής:

$$Q_{hydro,new} = \frac{P_{el}}{(h - \delta h_f) \cdot g \cdot \rho \cdot \eta_{hydro}} \quad (8.11)$$

Όπου θεωρήθηκε στην πρώτη επανάληψη ότι ισχύει:

$$Q_{hydro,0} = \frac{P_{lim}}{h \cdot g \cdot \rho \cdot \eta_{hydro}} \quad (8.12)$$

Οι προϋποθέσεις που πρέπει να πληρούνται για να αποδοθεί ισχύς από το ΣΑΕ στο δίκτυο είναι :

- Να μην φορτίζεται το σύστημα ( $P_{lim} = 0$  ).
- Να υπάρχει επαρκής ποσότητα νερού στη άνω δεξαμενή δηλαδή επαρκής όγκος νερού ώστε να εκτονωθεί στους υδροστροβίλους, όπως υπαγορεύεται από την αντίστοιχη ισχύ ( $V_{w2,(n)} > V_{w2,L.L.}$ ).

Η τιμή της ισχύος τότε θα είναι τόση ώστε να καλύπτει το κενό που αφήνουν στη ζήτηση οι ΑΠΕ και οι θερμικές μονάδες στο τεχνικό ελάχιστο τους περιορισμένη βέβαια από ένα άνω όριο αποδιδόμενης ισχύος ώστε να μην υπερδιαστασιολογείται πάλι η αποθηκευτική διάταξη αλλά και να συνεισφέρει το ΣΑΕ περισσότερο στο ΣΗΕ της Κρήτης. Ακόμα τίθεται για τους λόγους που αναφέρθηκαν παραπάνω ένα κάτω όριο ισχύος κάτω από το οποίο δεν θα επιχειρούν οι υδροστροβίλοι. Έτσι :

$$\begin{aligned} P_{el} &= D^* - AWP - TMCUO, P_{el_{U.L.}} > D^* - AWP - TMCUO \\ P_{el} &= P_{el_{U.L.}}, P_{el_{L.L.}} \leq D^* - AWP - TMCUO \end{aligned} \quad (8.13)$$

και

$$P_{el} = 0, \quad V_{w2(n)} < V_{w2,L.L.} \quad \text{ή} \quad D^* - AWP - TMCUO < P_{L.L.} \quad \text{ή} \quad P_{lim} > 0 \quad (8.14)$$

Η ενέργεια που παράγει κάθε ώρα το ΣΑΕ βρίσκεται ως :

$$E_{\Sigma AE} = P_{el} \cdot (1 - 0) \quad (8.15)$$

Το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος όλων των μονάδων αποφόρτισης (υδροστρόβιλοι) θεωρείται ίσο με τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ του ΣΑΕ:

$$P_{R_{el}} = P_{el_{U.L.}} \quad (8.16)$$

## 8.2 Ανάλυση κόστους

### 8.2.1 Κόστος κεφαλαίου

- Το κόστος αντλιών  $c_{pump}$  παρέχεται σε (€/kW φόρτισης) και προκύπτει το κόστος  $C_{pump}$  (€) αν πολλαπλασιαστεί με το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος των αντλιών  $P_{R,lim}$ :

$$C_{pump} = P_{R,lim} \cdot c_{pump} \quad (8.17)$$

Και έπειτα ανάγεται σε (€/kW αποφόρτισης) διαιρώντας με το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος των εγκατεστημένων στροβίλων – αποφόρτιση  $P_{R_{el}}$  :

$$\hat{C}_{pump} = \frac{C_{pump}}{P_{R_{el}}} \quad (8.18)$$

- Το κόστος υδροστρόβιλων  $\hat{C}_{hydro}$  παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το κόστος ισοζυγίου του ΣΑΕ  $\hat{C}_{BOP}$  παρέχεται και αυτό σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το κόστος των υπόλοιπων εξαρτημάτων μετατροπής ενέργειας του ΣΑΕ  $\hat{C}_{restPCS}$  παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το κόστος της αποθηκευτικής διάταξης  $C_{stor}$  (€), σύμφωνα με την επεξεργασία στοιχείων κατασκευής λιμνοδεξαμενών του Υπουργείου Γεωργίας [58], πρέπει να βρίσκεται για λιμνοδεξαμενές, συναρτήσει της χωρητικότητάς τους, σύμφωνα με τον τύπο:

$$C_{stor} = \sigma \cdot V_1^\kappa + \sigma \cdot V_2^\kappa \quad (8.19)$$

Όπου  $V_1, V_2$  η χωρητικότητα της κάτω και της άνω δεξαμενής αντίστοιχα και οι παράμετροι παίρνουν τις τιμές :  $\sigma = 1,091$  ,  $\kappa = 0,61$  και ανάγεται σε (€/kWh αποφόρτισης) διαιρώντας με την ενέργεια που δίνει το σύστημα έπειτα από μια πλήρη αποφόρτιση .

$$\hat{C}_{stor} = \frac{C_{stor}}{P_{R_{el}} \cdot dt} \quad (8.20)$$

Οπότε το ολικό κόστος κεφαλαίου  $T\hat{C}C$  (€/kW αποφόρτισης) βρίσκεται :

$$T\hat{C}C = \hat{C}_{pump} + \hat{C}_{hydro} + \hat{C}_{BOP} + \hat{C}_{restPCS} + \hat{C}_{stor} \cdot dt \quad (8.21)$$

Όπου βάσει των όσων έχουν αναφερθεί στο κεφάλαιο 4 ισχύει εν αντιστοιχία, ότι :

$$dt = \frac{V_{w2(max)} - V_{w2(min)}}{Q_{hydro(max)}} , (h) \quad (8.22)$$

και

$$n = \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{i,\Sigma AE}}{P_{R_{el}} \cdot dt} \quad (8.23)$$

Και κατά συνέπεια το ολικό κόστος κεφαλαίου , (€) είναι:

$$TCC = T\hat{C}C \cdot P_{R_{el}} \quad (8.24)$$

### 8.2.2 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

- Το *ετήσιο* σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{const,O\&M}$  για κάθε ΣΑΕ παρέχεται σε (€/kW αποφόρτισης)
- Το αντίστοιχο μεταβλητό κόστος  $\hat{C}_{var,O\&M}$  παρέχεται σε (€/kWh ολ. αποφόρτισης), αυτό το κόστος είναι ανηγμένο στην ολική ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ.
- Τέλος, υπολογίζεται το κόστος αγοράς ηλεκτρισμού  $\hat{C}_{purch}$  (€/kWh ολ. αποφόρτισης) ακριβώς όπως στο κεφάλαιο 4, χρησιμοποιώντας τα αντίστοιχα μεγέθη.

Οπότε το ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης  $\hat{C}_{O\&M}$  (€/kW αποφόρτισης) βρίσκεται ως :

$$\hat{C}_{O\&M} = \hat{C}_{const,O\&M} + (\hat{C}_{var,O\&M} + \hat{C}_{purch}) \cdot n \cdot dt \quad (8.25)$$

Και κατά συνέπεια σε (€) ετησίως:

$$C_{O\&M} = P_{Rd} \cdot \hat{C}_{O\&M} \quad (8.26)$$

### 8.2.3 Ολικό κόστος

Η μεθοδολογία αυτής της υποενοότητας είναι πανομοιότυπη με αυτήν της υποενοότητας (4.2.3) και επομένως δεν θα αναλυθεί περαιτέρω. Το ίδιο συμβαίνει και για τις εξισώσεις εύρεσης των αντίστοιχων μεγεθών.

## 8.3 Δεδομένα

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τα κόστη, που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδοι στην παραπάνω ανάλυση βασίστηκαν στην διεθνή σύγχρονη βιβλιογραφία και αποτελούν ρεαλιστικές τιμές για το σύστημα που βρίσκεται υπό μελέτη.

$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	$g$ (m/s <sup>2</sup> )	$\eta_{pump}$ (%)	$h$ (m)	$\zeta$	$\lambda$	$L$ (10 <sup>3</sup> · m)	$D$ (m)	$\eta_{hydro}$ (%)
999,7	9,81	0,8	500	2	0,02	2	2	0,85
$C_{comp}$ (€/kW)	$C_{\Gamma}$ (€/kW)	$C_{BOP}$ (€/kW)	$C_{restPCS}$ (€/kW)	$C_{stor}$ (€/kWh)	$C_{const,O\&M}$ (€/kW)	$C_{var,O\&M}$ (10 <sup>-3</sup> · €/kWh)	$T_{life,CAES}$ (years)	
220	270	140	210	40	3,9	0,1	20	
Ονομαστική παροχή κάθε φυγοκεντρικής αντλίας που χρησιμοποιείται (m <sup>3</sup> /h)							7500	
Ονομαστική ισχύς κάθε υδροτροβίλου Pelton που χρησιμοποιείται (MW)							25	

Πίνακας 8-1. Τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλυση PHS [28, 35, 52, 54, 58, 59].

Τα παραπάνω δεδομένα θεωρούνται σταθερά κατά την διάρκεια της μοντελοποίησης. Η υψομετρική διαφορά, η διάμετρος καθώς και το μήκος της σωλήνωσης δεν θα μπορούσαν να είναι συγκεκριμένα καθότι μεταβάλλονται αναλόγως της γεωγραφίας της εγκατάστασης και έτσι λήφθηκαν μέσες ρεαλιστικές υφιστάμενες τιμές άλλων εγκαταστάσεων αυθαίρετα.

$P_{el,U.L.}$ (MW)	$P_{el,L.L.}$ (MW)	$P_{cur,U.L.}$ (MW)	$P_{cur,L.L.}$ (MW)	$V_{w2,U.L.}$ ( $10^3 \cdot$ $m^3$ )	$V_{w2,L.L.}$ ( $10^3 \cdot$ $m^3$ )	$V_{w1,L.L.}$ ( $10^3 \cdot$ $m^3$ )	$V_{1w,0}$ ( $10^3 \cdot$ $m^3$ )	$V_{2w,0}$ ( $10^3 \cdot$ $m^3$ )
65	5	60	5	500	77,22	36,72	500	125

Πίνακας 8-2. Περαιτέρω τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλυση PHS.

Το άνω όριο όγκου νερού στην άνω δεξαμενή τίθεται τόσο για να μην υπερδιαστασιολογείται η δεξαμενή αλλά και για να είναι ρεαλιστικότερη η μοντελοποίηση, διότι παρατηρείται στα περισσότερα αντλησιοταμιευτικά έργα μικρότερης χωρητικότητας άνω δεξαμενή από την κάτω, επειδή, εν γένει, κατασκευάζεται με μεγαλύτερη δυσκολία. Έτσι, αντιθέτως, δεν τέθηκε αντίστοιχο όριο στον όγκο νερού που μπορεί να περιέχει η κάτω δεξαμενή, αυτό συμβαίνει διότι ο μέγιστος αυτός όγκος υπολογίζεται, σύμφωνα και με την (8.9), ως:

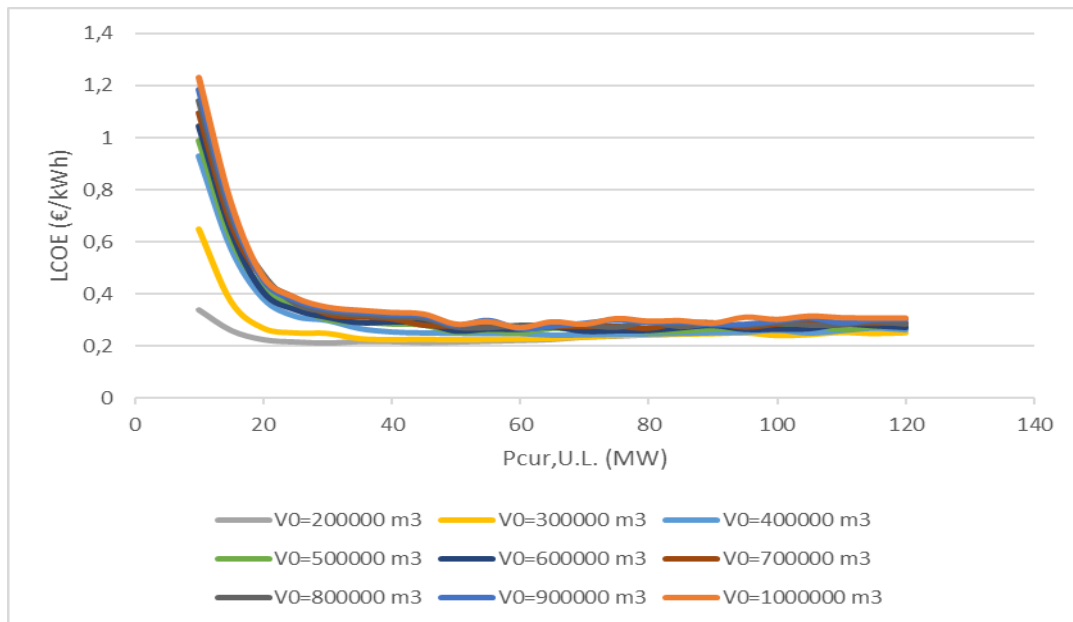
$$V_{\max} = V_{1w,0} + V_{2w,0} = \frac{5}{4} \cdot V_{1w,0} \quad (8.27)$$

Οπότε για τις τιμές  $V_{1w,0}$  που εξετάζονται (μέχρι  $1.000.000 \text{ m}^3$ ), ο όγκος της κάτω δεξαμενής λαμβάνει αποδεκτές τιμές (μέχρι  $1.200.000 \text{ m}^3$ ).

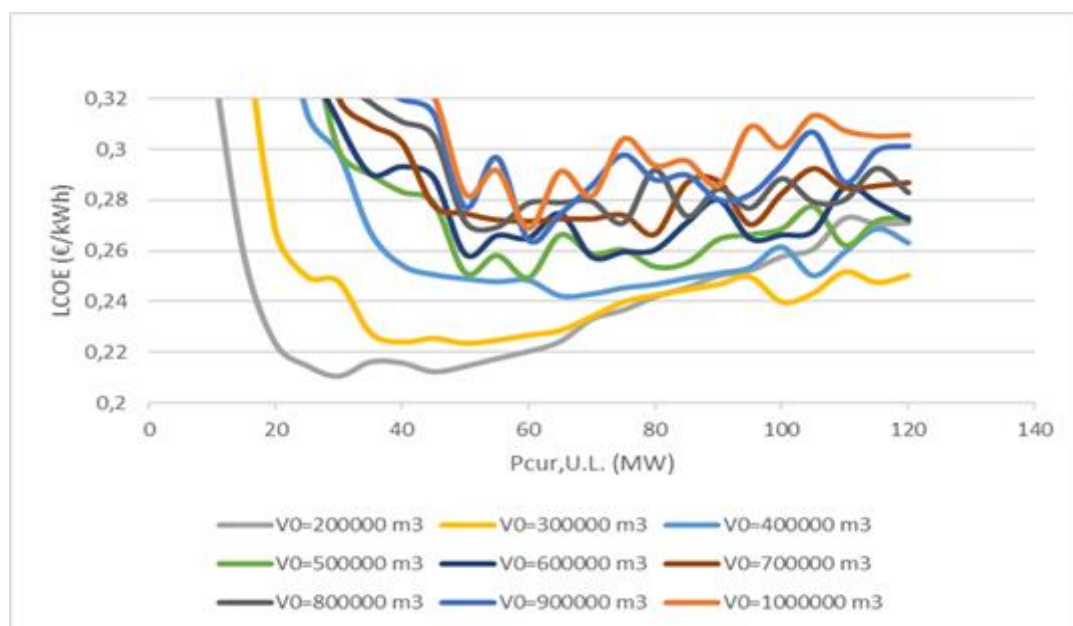
Οι τιμές κάτω ορίου ισχύος φόρτισης και αποφόρτισης θεωρήθηκαν ίσες με 5 MW, οι οποίες για την μελετώμενη κλίμακα αποτελούν λογικές τιμές ορίου, σύμφωνα και με όσα αναφέρθηκαν παραπάνω {8.1.1}.

Ο όγκος του νερού στην αρχή του χρόνου στην κάτω δεξαμενή  $V_{1w,0}$ , το άνω όριο της αποδιδόμενης ισχύος  $P_{el,U.L.}$  από το σύστημα και το άνω όριο της προσδιδόμενης ισχύος  $P_{cur,U.L.}$  στο σύστημα επιλέχθηκαν βάσει αλγορίθμου. Στον αλγόριθμο αυτό, εκτελούνται οι υπολογισμοί της μεθοδολογίας για τιμές τόσο της  $P_{cur,U.L.}$  όσο και της  $P_{el,U.L.}$  από 10 MW έως 125 MW με βήμα 5 MW και υπολογίζεται κάθε φορά το LCOE του συστήματος. Έπειτα ο όγκος του νερού στην κάτω δεξαμενή στην αρχή του χρόνου αλλάζει και επαναλαμβάνεται η διαδικασία. Αυτός, μεταβάλλεται με βήμα  $100.000 \text{ m}^3$  από  $200.000 \text{ m}^3$  μέχρι τα  $1.000.000 \text{ m}^3$

Η επιλογή λοιπόν του κατάλληλου σετ ισχύος και δεξαμενής λαμβάνεται όχι με βάση το μικρότερο LCOE διότι οδηγεί συνήθως σε πολύ μικρές τιμές αποδιδόμενης στο δίκτυο ενέργειας, αλλά αυτού του σετ που εξασφαλίζει το μικρότερο LCOE μιας υποενοότητας. Η υποενοότητα αυτή, αποτελείται από όλες τις δυνατές τιμές του  $P_{cur,U.L.}$  καθώς και από τιμές του  $P_{el,U.L.}$  για τις οποίες επιτυγχάνεται μέγιστη αποδιδόμενη ενέργεια για τις αντίστοιχες  $P_{cur,U.L.}$ . Ενώ, είναι φανερό, ότι υπάρχουν τόσες υποενοότητες, όσες είναι οι εξεταζόμενες τιμές του όγκου νερού δεξαμενής στην αρχή του χρόνου. Έτσι επιλέγονται οι τιμές του παραπάνω πίνακα, που πληρούν αυτές τις προϋποθέσεις, όπως φαίνεται και από τα παρακάτω διαγράμματα.

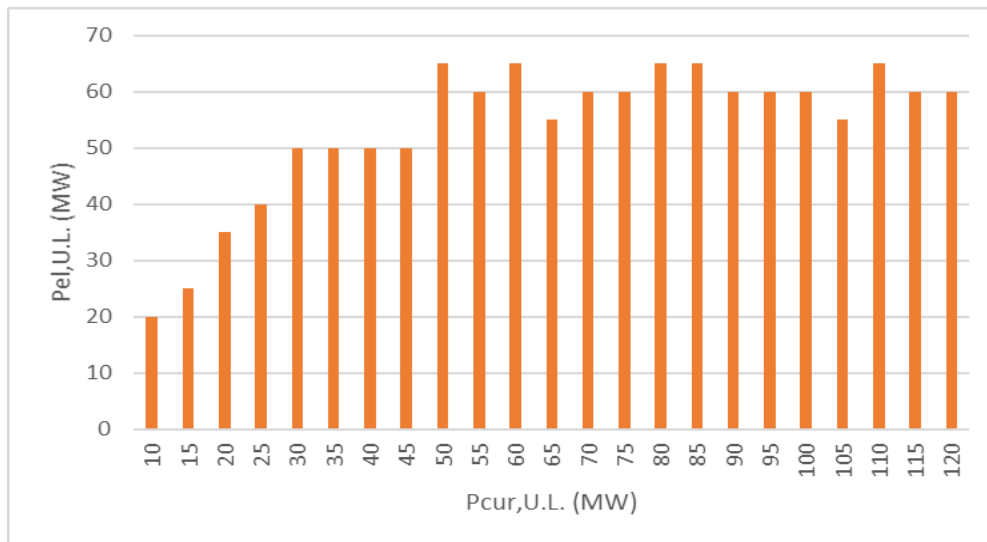


Διάγραμμα 8-1. Διάγραμμα επιλογής ορίου φόρτισης και όγκου δεξαμενής (PHS).



Διάγραμμα 8-2. Μεγέθυνση διαγράμματος επιλογής ορίου φόρτισης και όγκου δεξαμενής (PHS).

Μεγενθύνοντας, διαπιστώνεται πως η πιο συμφέρουσα επιλογή βάσει της λογικής που ακολουθήθηκε είναι τα 30 MW ως άνω όριο ισχύος φόρτισης και αρχικός όγκος νερού στην κάτω δεξαμενή τα 200.000 m<sup>3</sup>. Παρόλα αυτά θεωρείται ότι η ενέργεια που αποδίδεται σε αυτήν την περίπτωση είναι αρκετά μικρή και ακόμα παρατηρείται ότι το LCOE δεν αυξάνεται σημαντικά για μεγαλύτερες τιμές ισχύος αλλά και διαφορετικές τιμές αρχικού όγκου νερού. Έτσι επιλέχθηκαν οι τιμές του παραπάνω πίνακα βάσει και του παρακάτω διαγράμματος που υποδεικνύει ποια τιμή άνω ορίου αποφόρτισης συστήματος αντιστοιχεί σε αυτή της φόρτισης για μέγιστη αποδιδόμενη ενέργεια.



Διάγραμμα 8-3. Διάγραμμα επιλογής ορίου αποφόρτισης (PHS).

## 8.4 Αποτελέσματα

Τα αποτελέσματα των παραπάνω προσεγγίσεων παρουσιάζονται στο παρακάτω συγκεντρωτικό πίνακα.

Μέγιστος όγκος που καταλαμβάνει το νερό στην κάτω δεξαμενή ( $10^3 \cdot m^3$ )	607,16
Ελάχιστος όγκος που καταλαμβάνει το νερό στην κάτω δεξαμενή ( $10^3 \cdot m^3$ )	87,27
Μέγιστος όγκος που καταλαμβάνει το νερό στην άνω δεξαμενή ( $10^3 \cdot m^3$ )	533,96
Ελάχιστος όγκος που καταλαμβάνει το νερό στην άνω δεξαμενή ( $10^3 \cdot m^3$ )	17,37
Χωρητικότητα κάτω δεξαμενής ( $10^3 \cdot m^3$ )	610
Χωρητικότητα άνω δεξαμενής ( $10^3 \cdot m^3$ )	540
Μέση ισχύς αποφόρτισης (MW)	63,77
Ετήσια χρησιμοποιούμενη απορριπτόμενη ενέργεια (GWh)	80,67
Ώρες φόρτισης του συστήματος ανά έτος (h)	2106
Ώρες αποφόρτισης του συστήματος ανά έτος(h)	797
Ολικός βαθμός απόδοσης (%)	33,89
Άθροισμα εγκατεστημένης ισχύος αντλιών (MWe)	60

Άθροισμα εγκατεστημένης ισχύος υδροστροβίλων (MWe)	65
<b>Ετήσια ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο από το ΣΑΕ (GWh)</b>	<b>50,83</b>
Ώρες που το ΣΑΕ καλύπτει την προβλεπόμενη ζήτηση (h)	73
Πλήθος φυγοκεντρικών αντλιών που χρησιμοποιήθηκαν (#)	5
Πλήθος υδροστροβίλων Pelton που χρησιμοποιήθηκαν (#)	3
Χρόνος πλήρους αποφόρτισης στην μέγιστη ισχύ (h)	9
Κύκλοι πλήρους αποφόρτισης ανά έτος στην μέγιστη ισχύ	86
Κόστος Κεφαλαίου (€/kW)	1492,12
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)	64,96
<b>Ολικό ετήσιο κόστος (M€)</b>	<b>12,67</b>
LCOE (€/kWh) του ΣΑΕ	0,25
LCOS (€/kWh) της ένταξης του ΣΑΕ για το ΣΗΕ της Κρήτης	0,17
Καθαρό παρόν κόστος του ΣΑΕ για 20 χρόνια λειτουργίας (€)	138.444.964 €

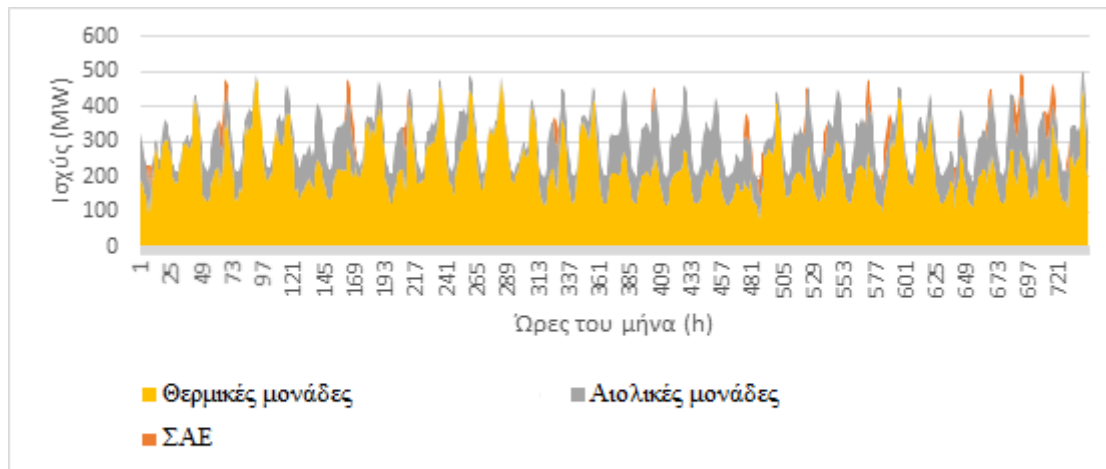
Πίνακας 8-3. Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων ανάλυσης PHS.

Παρατηρούνται ικανοποιητικά μεγέθη κόστους και αποδιδόμενης ενέργειας. Το σταθμισμένο κόστος είναι μεγαλύτερο από το κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, χωρίς να παύει όμως να είναι συγκρίσιμο με αυτό.

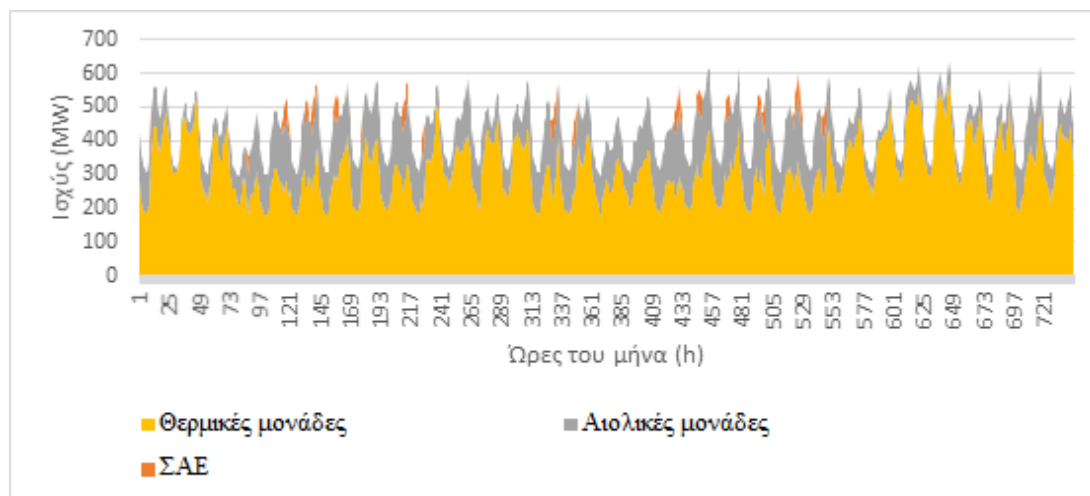
Στην συνέχεια παρατίθενται διαγράμματα αντιπροσωπευτικά της διαδικασίας, τα οποία βοηθούν και στην οπτικοποίηση και κατανόηση της συνεισφοράς των ΣΑΕ στο δίκτυο.



- Όσον αφορά την συνεισφορά της ενέργειας στους δύο ακραίους μήνες του υπό ανάλυση έτους:

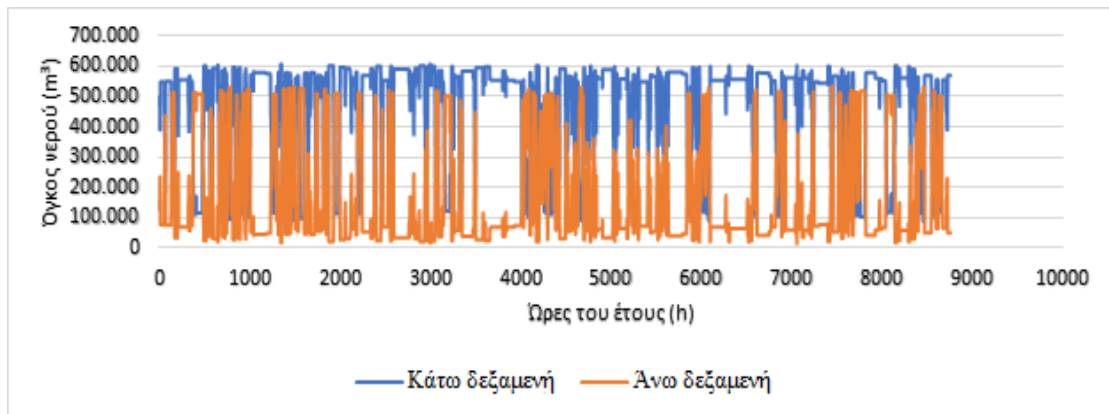


Διάγραμμα 8-4. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Ιανουάριο (PHS)



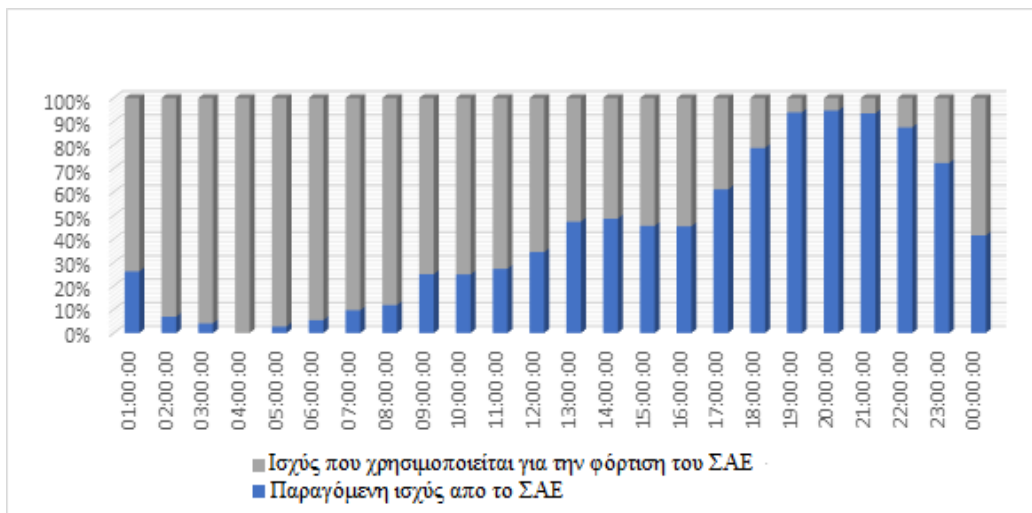
Διάγραμμα 8-5. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των μονάδων παραγωγής τον Αύγουστο (PHS)

- Όσον αφορά την μεταβολή του όγκου του νερού στις δύο δεξαμενές κατά την διάρκεια ενός έτους:



Διάγραμμα 8-6. Ωριαία χρονοσειρά μεταβολής όγκου νερού των δύο δεξαμενών ετησίως (PHS).

- Όσον αφορά τα συγκριτικά ποσοστά φόρτισης/αποφόρτισης 24-ώρου του έτους:



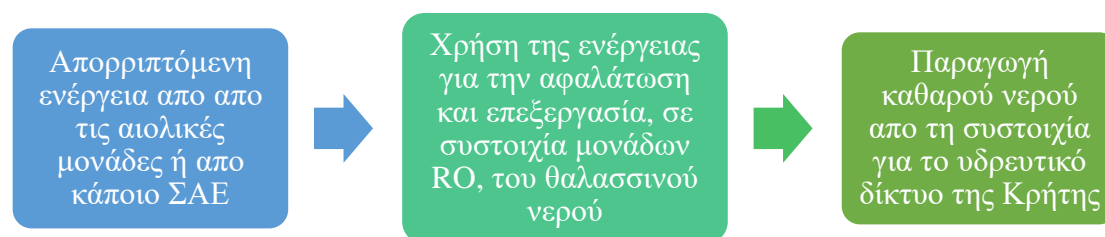
Διάγραμμα 8-7. Μέση κατάσταση φόρτισης / αποφόρτισης 24-ώρου σε ένα έτος (PHS).

## 9) Κεφάλαιο 9 Ανάλυση λειτουργίας ΣΑΕ με χρήση αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης (RO)

### 9.1 Αρχές λειτουργίας

#### 9.1.1 Εισαγωγή

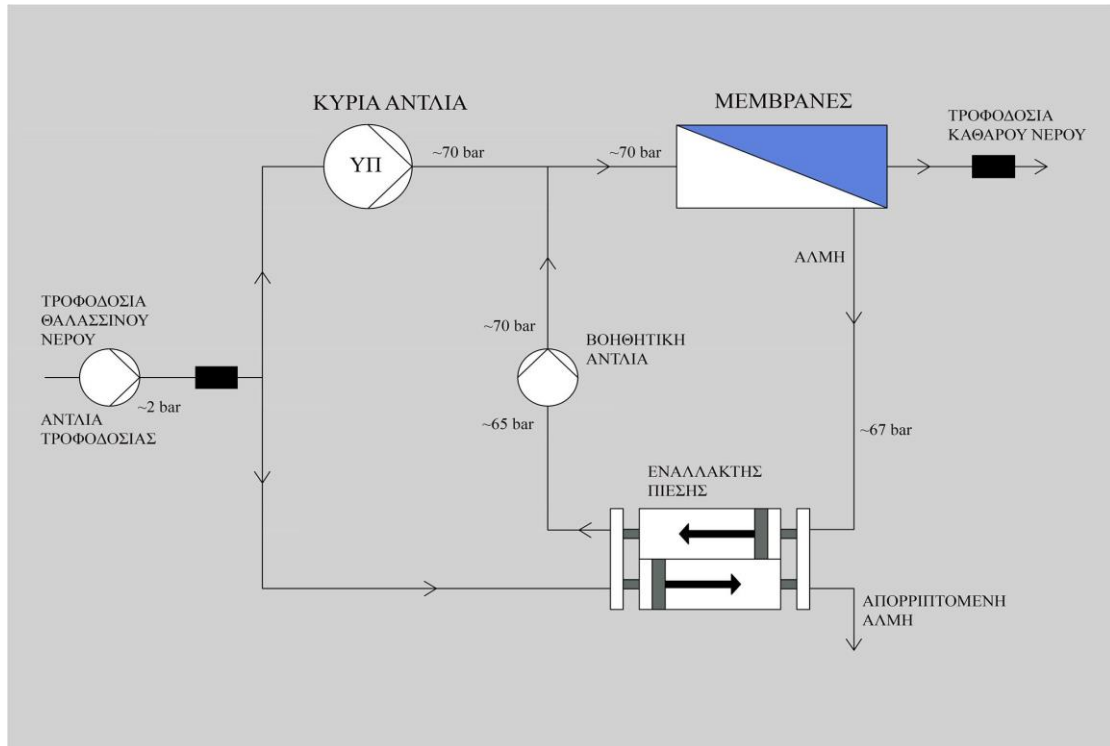
Εξετάζεται σε αυτό το κεφάλαιο η εκμετάλλευση της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας ή και ακόμα η εκμετάλλευση αυτής της ενέργειας που τελικά δεν χρησιμοποιήθηκε από τα ΣΑΕ των προηγούμενων κεφαλαίων. Ο στόχος είναι να χαθεί όσο γίνεται λιγότερο ενέργεια από το σύστημα αλλά και να παραχθεί καθαρό νερό, ώστε να ανακουφιστούν και οι πηγές υδροληψίας του νησιού από την συνεχή αύξηση κατανάλωσης των νερών τους.



Εικόνα 9-1. Διάγραμμα ροής της μοντελοποίησης RO.

Η τεχνολογία που θα χρησιμοποιηθεί είναι αυτή της αντίστροφης ώσμωσης (RO) και το μοντέλο είναι το EDS SW 1200 της Epercon [60]. Η διαδικασία κάθε μονάδας αφαλάτωσης αυτού του μοντέλου έχει ως εξής:

Μία αντλία αντλεί θαλασσινό νερό και το οδηγεί στην φάση της προ-επεξεργασίας, έπειτα μια άλλη μεγαλύτερης ισχύος αντλία συμπιέζει σχεδόν τη μισή ποσότητα του θαλασσινού νερού έως περίπου τα 70 bar. Για την καλύτερη ενεργειακή απόδοση χρησιμοποιείται εναλλάκτης πίεσης. Η άλλη μισή ποσότητα λοιπόν οδηγείται στον εναλλάκτη πίεσης όπου παραλαμβάνει μέρος της πίεσης που απαιτείται από την πεπιεσμένη άλμη που εξέρχεται ως παραπροϊόν της αφαλάτωσης από τις τέσσερις ειδικά διαμορφωμένες μεμβράνες της μονάδας. Μια τρίτη αντλία προσδίδει σε αυτό το ρεύμα νερού την απαραίτητη επιπλέον πίεση. Το θαλασσινό νερό διαπερνά τις τέσσερις μεμβράνες και αφαλατώνεται περίπου η μισή του ποσότητα, η οποία περνά στην φάση της τελευταίας επεξεργασίας όπου εξέρχεται ως καθαρό νερό. Η άλμη αφού περάσει από τον εναλλάκτη πίεσης αποβάλλεται στο περιβάλλον. Περισσότερο παραστατικά παρουσιάζεται η διεργασία στο παρακάτω μονογραμμικό σχέδιο:



Εικόνα 9-2. Μονογραμμικό σχέδιο μιας μονάδας της εγκατάστασης RO.

Θεωρήθηκε, τέλος, πως δεν υπάρχει ανάγκη δεξαμενών αποθήκευσης του παραγόμενου καθαρού νερού μιας και υποτέθηκε ότι θα τροφοδοτείται κατευθείαν στο δίκτυο ύδρευσης.

### 9.1.2 Γενικοί υπολογισμοί

Γνωρίζοντας λοιπόν την ονομαστική παροχή καθαρού νερού μιας μονάδας,  $Q$  ( $\text{m}^3/\text{day}$ ), αλλά και την ενεργειακή της απόδοση,  $\eta$  ( $\text{kWh}/\text{m}^3$ ), μπορεί να βρεθεί η απαίτηση ισχύος μιας μονάδας RO,  $P_{RO}$  (MW), δηλαδή :

$$P_{RO} = \frac{Q \cdot \eta}{24 \cdot 1000} \quad (9.1)$$

Έτσι λοιπόν μπορούμε να υπολογίσουμε πόσες μονάδες τίθενται σε λειτουργία κάθε ώρα λαμβάνοντας υπόψιν και την διαθέσιμη ισχύ ( $P_{cur,x}$ ) για αφαλάτωση και την ισχύ που χρησιμοποιείται κάθε φορά ( $P_{lim,x}$ ) από τα ΣΑΕ. Ο δείκτης x υποδεικνύει την προέλευση της διατιθέμενης ισχύος και παίρνει την τιμή (0) όταν αυτή προέρχεται κατευθείαν από τις αιολικές μονάδες, ενώ λαμβάνει το όνομα κάθε ΣΑΕ αν η ισχύς που διατίθεται είναι αυτή που δεν μπορούν να χρησιμοποιήσουν αυτά τα συστήματα. Ισχύει δηλαδή :

$$P_{cur,x} = P_{cur} - P_{lim,x} \quad (9.2)$$

Ενώ φυσικά ισχύει:

$$\begin{aligned} P_{cur,0} &= P_{cur} \\ P_{lim,0} &= 0 \end{aligned} \quad (9.3)$$

Οπότε οι μονάδες που τίθενται σε λειτουργία κάθε ώρα βρίσκονται ως:

$$N = \frac{P_{cur,x}}{P_{RO}} \quad (9.4)$$

Από την παραπάνω εξίσωση γίνεται κατανοητό, ότι κάποιες μονάδες κάθε ώρα θα λειτουργούν σε μερικό φορτίο. Βεβαίως το πλήθος των μονάδων RO N δεν μπορεί να λάβει οποιαδήποτε τιμή έτσι ώστε να μην υπερδιαστασιολογείται το σύστημα, οπότε ισχύει κάθε ώρα ένα άνω όριο χρησιμοποιούμενων μονάδων  $N_{max}$  αφαλάτωσης :

$$\text{Εάν } \frac{P_{cur,x}}{P_{RO}} < N_{max} \rightarrow N = \frac{P_{cur,x}}{P_{RO}} \quad (9.5)$$

ή

$$\text{Εάν } \frac{P_{cur,x}}{P_{RO}} \geq N_{max} \rightarrow N = N_{max} \quad (9.6)$$

Παρατηρείται βέβαια σε αυτή την περίπτωση, ότι και το σύστημα αφαλάτωσης απορρίπτει ενέργεια, όμως αυτό είναι αναγκαίο ώστε να είναι οικονομικά βιώσιμο το σύστημα.

Ακολούθως μπορεί να υπολογιστεί η παροχή ( $m^3/h$ ) ολόκληρου του συστήματος μονάδων RO, ως :

$$q = N \cdot \frac{Q}{24} \quad (9.7)$$

Τελικά, μπορεί να ευρεθεί με ανάλογο τύπο, που χρησιμοποιήθηκε «σιωπηρά» και στα προηγούμενα κεφάλαια, η ισχύς που δεν χρησιμοποιείται από το σύστημα  $P_{cur,RO}$  κάθε ώρα, ως :

$$P_{cur,RO} = P_{cur,x} - P_{lim,RO} \quad (9.8)$$

## 9.2 Ανάλυση κόστους

- Το κόστος κεφαλαίου της εγκατάστασης  $c_{cap}$  παρέχεται σε (€/m<sup>3</sup>/h) και βρίσκοντας την μέγιστη παροχή του συστήματος μπορούμε να υπολογίσουμε το κόστος κεφαλαίου  $C_{cap}$  (€) σύμφωνα με τον εμπειρικό τύπο [40]:

$$C_{cap} = q_{max}^{0,9} \cdot c_{cap} = \left( N_{max} \cdot \frac{Q}{24} \right)^{0,9} \cdot c_{cap} \quad (9.9)$$

Το παραπάνω κόστος υπολογίζεται σε (€/kW) διαιρώντας με την μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύ  $P_{cur,x(max)}$ , ως εξής :

$$\hat{C}_{cap} = \frac{C_{cap}}{P_{cur,x(max)}} \quad (9.10)$$

Όπου η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς βρίσκεται ως:

$$P_{cur,x(max)} = N_{max} \cdot P_{RO} \quad (9.11)$$

- Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος  $c_{O\&M}$  (€/έτος) δίνεται ως ποσοστό του κόστους κεφαλαίου, δηλαδή:

$$c_{O\&M} = y \cdot C_{cap} \quad (9.12)$$

Στο ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, όμως αθροίζεται και το ετήσιο ποσό αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ( $c_{sold}=0,049€/kWh$ ), το οποίο θεωρείται σταθερό και ίσο με αυτήν την τιμή ανεξαρτήτως της προέλευσης της διατιθέμενης ισχύος. Οπότε, το ποσό που πληρώνει σε ετήσια βάση το σύστημα για την αγορά ρεύματος (€) είναι:

$$C_{purch} = c_{sold} \cdot \sum_{i=1}^{8760} E_{lim} \quad (9.13)$$

Όπου  $\sum_{i=1}^{8760} E_{lim}$  η ετήσια χρησιμοποιούμενη απορριπτόμενη ενέργεια από το σύστημα RO.

Οπότε το ολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€) υπολογίζεται ως;

$$C_{O\&M} = C_{purch} + c_{O\&M} \quad (9.14)$$

Το παραπάνω ετήσιο κόστος βρίσκεται σε (€/kW), όπως και προηγουμένως, ως εξής :

$$\hat{C}_{O\&M} = \frac{C_{O\&M}}{P_{cur,x(max)}} \quad (9.15)$$

Στη συνέχεια υπολογίζεται ο συντελεστής CRF. Στην παρούσα μελέτη θεωρείται, όπως και στα προηγούμενα συστήματα,  $N_{life}=20$ years και  $i=6\%$ . Έτσι:

$$CRF = \frac{i(1+i)^{N_{life}}}{(1+i)^{N_{life}} - 1} = 0,087 \quad (9.16)$$

Αρα μπορεί να ευρεθεί το συνολικό κόστος ανά έτος  $\hat{LCC}$  (€/kW) ως εξής :

$$\hat{LCC} = CRF \cdot \hat{C}_{cap} + \hat{C}_{O\&M} \quad (9.17)$$

Εύκολα βρίσκεται επίσης τώρα το ετήσιο κόστος TAC (€ /year ) που δαπανάται ως :

$$TAC = \hat{LCC} \cdot P_{R_{ct}} \quad (9.18)$$

Ενώ το σταθμισμένο κόστος  $C_X$  (€/m<sup>3</sup>), μπορεί να βρεθεί διαιρώντας το παραπάνω κόστος με την ετήσια παραγωγή καθαρού νερού (το κόστος αυτό είναι ίδιας λογικής με το LCOE των ΣΑΕ), ως :

$$C_X = \frac{TAC}{\sum_{i=1}^{8760} q} \quad (9.19)$$

Τέλος το ολικό κόστος του συστήματος, (€) για τα 20 χρόνια λειτουργίας και συμπεριλαμβανομένου ενός σταθερού επιτοκίου προεξόφλησης ( $dr=8\%$ ) μπορεί να βρεθεί ως:

$$Total\ Cost = C_{cap} + NPV(C_{O\&M}, dr) \quad (9.20)$$

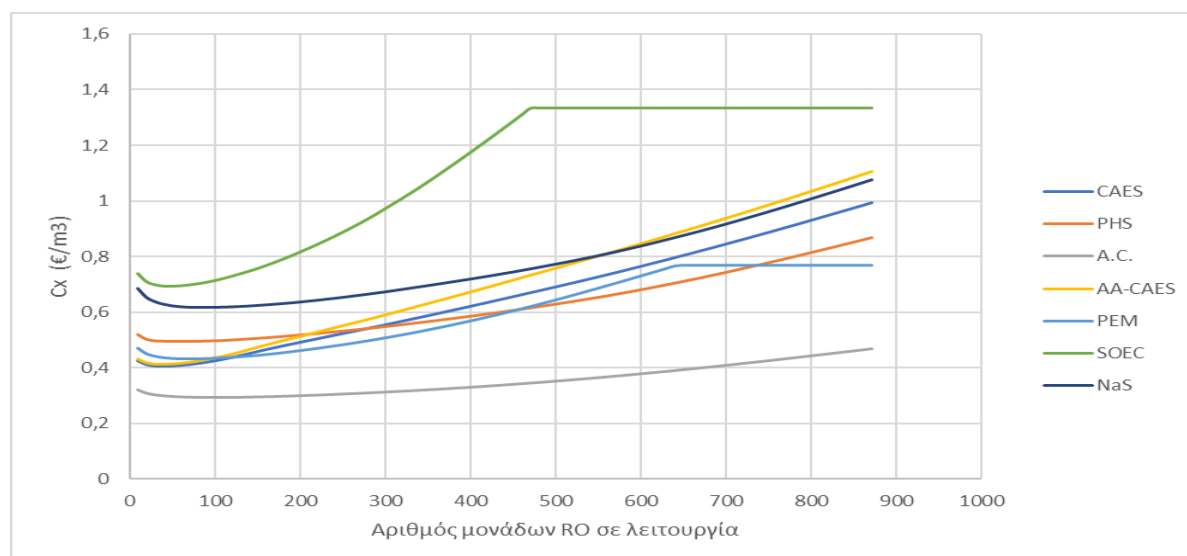
### 9.3 Δεδομένα

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τα κόστη, που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδοι στην παραπάνω ανάλυση βασίστηκαν στην διεθνή σύγχρονη βιβλιογραφία και αποτελούν ρεαλιστικές τιμές για το σύστημα που βρίσκεται υπό μελέτη.

Q (10 <sup>3</sup> · m <sup>3</sup> /day)	η (kWh/m <sup>3</sup> )	Ποσοστό θαλασσινού νερού που μετατρέπεται σε καθαρό πόσιμο νερό (%)	c <sub>cap</sub> (10 <sup>3</sup> · €/m <sup>3</sup> /h)	γ (%)	Χρόνος ζωής εγκατάστασης (χρόνια)	Μέγιστη πίεση λειτουργίας (bar)
1,4	2,5	50	7,2	8	20	70

Πίνακας 9-1. Τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλυσης RO [5, 40, 43, 60]

Για να ευρεθεί το καταλληλότερο  $N_{max}$  εκτελέστηκε αλγόριθμος για κάθε πηγή προέλευσης της ενέργειας. Σε αυτόν, για πλήθος μονάδων  $N$  από 10 έως 880 (που είναι και το μέγιστο απαιτούμενο πλήθος βάσει της μέγιστης διατιθέμενης ισχύος) με βήμα 10 μονάδων ακολουθούνται τα βήματα της μεθοδολογίας και υπολογίζεται κάθε φορά το ετήσιο κόστος και η ετήσια παραγωγή καθαρού νερού. Οπότε, υπολογίζεται το σταθμισμένο κόστος  $C_x$  για κάθε πηγή προέλευσης της ενέργειας και επιλέγεται η μικρότερη τιμή αυτού του κόστους κάθε φορά. Τελικά χρησιμοποιούνται οι μονάδες RO που αντιστοιχούν στην τιμή του μικρότερου σταθμισμένου κόστους κάθε πηγής προέλευσης της ισχύος. Το παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζει ευκρινέστερα το αποτέλεσμα του αλγορίθμου.



Διάγραμμα 9-1. Διάγραμμα επιλογής άνω ορίου πλήθους μονάδων RO.



Παρατηρείται μικρότερο κόστος όταν το σύστημα έχει την ευχέρεια να επιλέξει ισχύ από μια μεγαλύτερη πηγή (ολική απορριπτόμενη αιολικών – A.C.) σε σχέση με μια μικρότερη (απορριπτόμενη SOEC).

## 9.4 Αποτελέσματα

Για να παρατηρήσουμε τα αποτελέσματα της τεχνολογίας επιλέγουμε αυθαίρετα πηγή προέλευσης της απορριπτόμενης ισχύος το σύστημα CAES, έτσι και από το παραπάνω διάγραμμα και τα όσα αναφέρθηκαν ανωτέρω, επιλέγεται  $N_{max}=40$ . Τα αποτελέσματα αυτής της ανάλυσης παρουσιάζονται στο παρακάτω συγκεντρωτικό πίνακα.

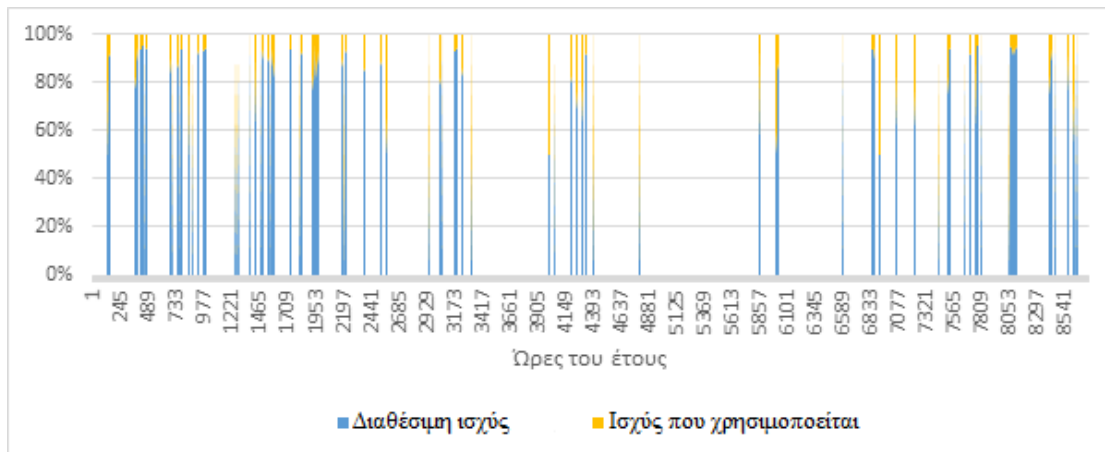
Μέγιστο πλήθος χρησιμοποιούμενων μονάδων RO (#)	40
Μέση ετήσια παροχή καθαρού νερού (m <sup>3</sup> /h)	295,45
Μέγιστη παροχή καθαρού νερού (m <sup>3</sup> /h)	2333,33
<b>Καθαρό νερό που παράγεται ετησίως (Mm<sup>3</sup>)</b>	<b>2,58</b>
Ετήσια διατιθέμενη για το σύστημα ενέργεια (GWh)	55,54
Άθροισμα εγκατεστημένης ισχύος μονάδων RO (Mwe)	6
Ώρες λειτουργίας του συστήματος κάθε χρόνο (h)	1159
Ετήσια χρησιμοποιούμενη από το σύστημα ενέργεια (GWh)	6,47
Μέγιστη παροχή θαλασσινού νερού (10 <sup>3</sup> · m <sup>3</sup> /day)	112
Απαίτηση ισχύος κάθε μονάδας RO (MW)	0,15
Κόστος Κεφαλαίου (€/kW)	1289,32
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)	155,98
<b>Ολικό ετήσιο κόστος (M€)</b>	<b>1,61</b>
Σταθμισμένο κόστος (€/m <sup>3</sup> )	0,62
Καθαρό παρόν κόστος του συστήματος για 20 χρόνια λειτουργίας (€)	16.882.638 €

Πίνακας 9-2. Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων ανάλυσης RO.

Παρατηρείται ικανοποιητική ποσότητα παραγόμενου ετησίως καθαρού νερού με σχετικά χαμηλό αντίστοιχο κόστος. Το σταθμισμένο κόστος είναι από τα μικρότερα που παρατηρούνται στον ελλαδικό χώρο ( 0,5~3,5 €/m<sup>3</sup> ) [43].

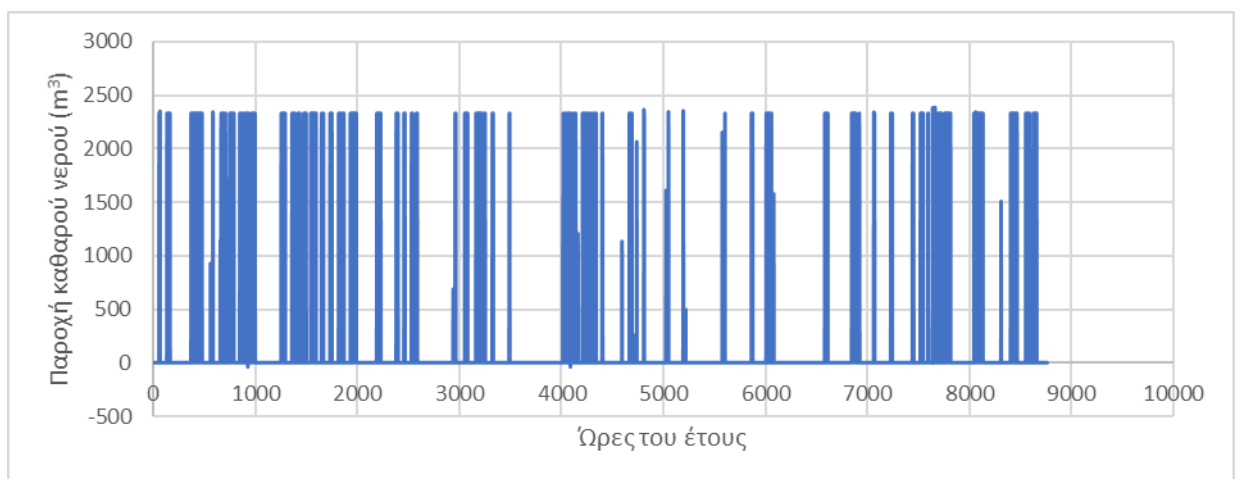
Στην συνέχεια παρατίθενται διαγράμματα αντιπροσωπευτικά της διαδικασίας, τα οποία βοηθούν και στην οπτικοποίηση και κατανόηση της συμπεριφοράς του συστήματος

- Όσον αφορά τον βαθμό εκμετάλλευσης της εισερχόμενης ενέργειας:



Διάγραμμα 9-2. Ποσοστά εκμετάλλευσης της εισερχόμενης ενέργειας ετησίως (RO).

- Όσον αφορά την ωριαία παροχή καθαρού νερού για ένα έτος:



Διάγραμμα 9-3. Ωριαία χρονοσειρά παροχής καθαρού νερού ετησίως (RO).

## 10) Κεφάλαιο 10 Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία εξέτασε την αποθήκευση της απορριπτόμενης ενέργειας από τις αιολικές μονάδες της Κρήτης μέσω διαφόρων τεχνολογιών ΣΑΕ μεγάλης κλίμακας ισχύος. Οι προσεγγίσεις που πραγματοποιήθηκαν κινήθηκαν γενικά σε ένα κοινό άξονα, όμως αναγκαστικά λόγω των ιδιομορφιών του κάθε ΣΑΕ μια άμεση σύγκριση των προσεγγίσεων κρίνεται αδόκιμη.

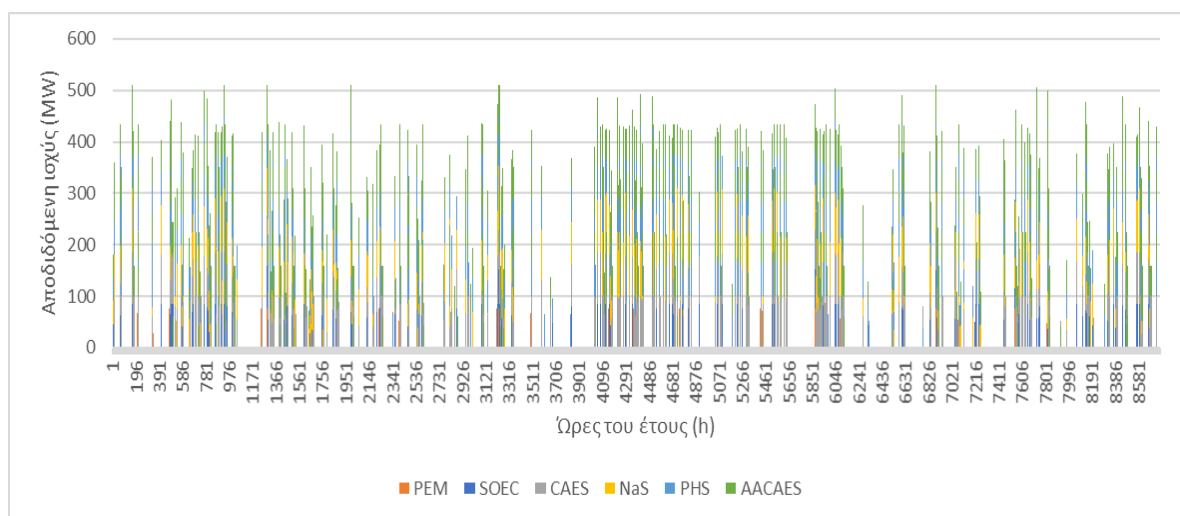
Παρόλα αυτά, οι τεχνολογίες αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα και αντλησιοταμίευσης κρίνονται αρκετά πιο συμφέρουσες από τις υπόλοιπες που εξετάζονται στη δεδομένη κλίμακα ισχύος. Συγκεκριμένα η περίπτωση του (AA-CAES) παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον μιας και αποτελεί μια απόλυτα «πράσινη» λύση χωρίς φαινομενικά να υστερεί σε σχέση με τα συμβατικά CAES, που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα. Σημαντικό, βέβαια, να σημειωθεί είναι οι γεωγραφικοί περιορισμοί που επιβάλλονται στην χρήση αυτών των συστημάτων, ειδικά στην περίπτωση της αντλησιοταμίευσης. Από τις υπόλοιπες προσεγγίσεις, το ΣΑΕ της αποθήκευσης υδρογόνου κρίνεται ως το πιο επιζήμιο. Ωστόσο, οι τεχνολογίες που το απαρτίζουν αναπτύσσονται συνεχώς, ενώ πολύ σημαντικότερα σαν σύστημα διαθέτει τη μεγαλύτερη ευελιξία. Το τελευταίο, σημαίνει, για παράδειγμα, ότι το καύσιμο υδρογόνο μπορεί να μην καταναλωθεί σε κυψέλες καυσίμου αλλά να καταναλωθεί σε άλλες μηχανές ( π.χ. MEK υδρογόνου ) ή να διατίθεται σαν καύσιμο στην ολόενα και πιο ανερχόμενη αγορά υδρογόνου ( π.χ. καύσιμο αυτοκινήτων ). Οι μπαταρίες νατρίου – θείου κρίνονται και αυτές ως μη συμφέρουσες, αν και σε άλλες περιστάσεις, όπως η εξισορρόπηση του παραγόμενου φορτίου ( ιδιαιτέρως των ΑΠΕ ) βρίσκουν σαφώς καλύτερη εφαρμογή. Ακόμα γενικά στο τομέα των μπαταριών η ανάπτυξη είναι ραγδαία και δεν αποκλείεται στο μέλλον να εγκατασταθούν συστήματα μεγάλης κλίμακας που θα «απειλούν» ακόμα και τα συστήματα αντλησιοταμίευσης.

Επιπρόσθετα, η ανάλυση της αφαλάτωση αντίστροφης ώσμωσης, είτε συνδυαστικά με τις παραπάνω τεχνολογίες αποθήκευσης είτε ανεξάρτητα, κρίνεται συμφέρουσα. Όμως, δεν αποτελεί στο συγκεκριμένο σύστημα μελέτης επιτακτική ανάγκη η παραγωγή νερού μέσω αφαλάτωσης θαλασσινού νερού. Οπότε άλλες λύσεις έχουν προταθεί, όπως η αξιοποίηση των γλυκών νερών της πηγής Αλμυρού, συγχρόνως με τον έμμεσο ή άμεσο εμπλουτισμό άλλων υδροφόρων πεδίων, καθώς και η κατασκευή μικρού ταμιευτήρα 6~8 Mm<sup>3</sup> νερού, ο οποίος θα συλλέγει τα γλυκά χειμερινά νερά της πηγής, που θα χρησιμοποιούνται σε περιόδους αιχμής (Δ.Ε.Υ.Α.Η, 2017).

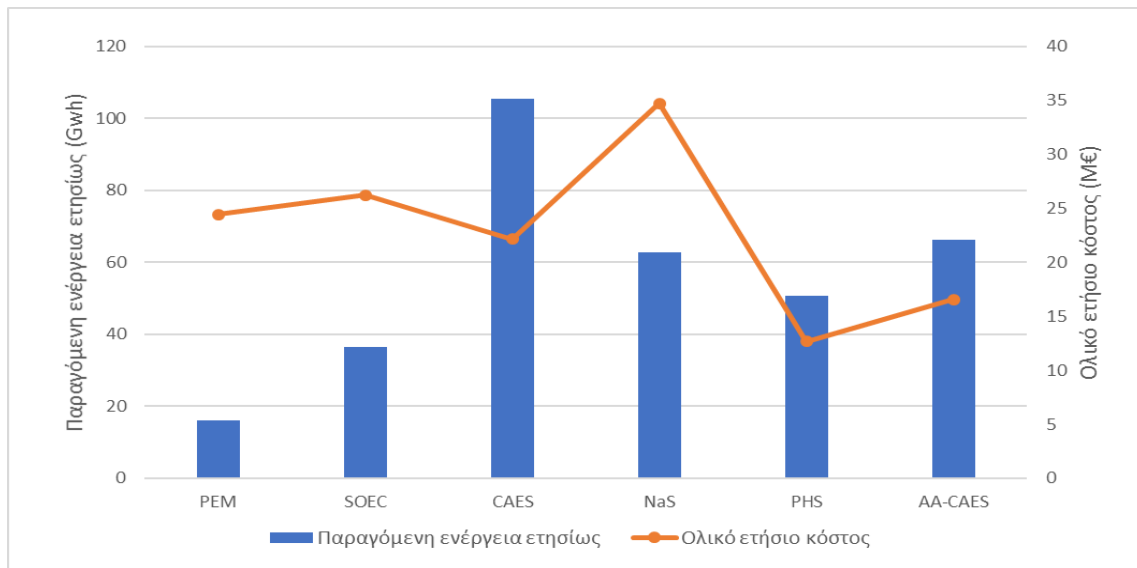
Παρακάτω παρατίθεται συγκεντρωτικός πίνακας των βασικών αποτελεσμάτων των προσεγγίσεων που αναλύθηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια, ενώ ακόμα παρατίθενται και συγκριτικά διαγράμματα των προσεγγίσεων για να διευκολύνουν την κατανόηση και την σύγκριση των αποτελεσμάτων.

Σύνοψη	PEM	SOEC	CAES	NaS	PHS	AA-CAES	RO
Ολικός βαθμός απόδοσης	10,66%	24,31%	35,13%	41,86%	33,89%	44,26%	-
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (GWh)	15,99	36,45	105,58	62,76	50,83	66,37	-
Μέση ισχύς λειτουργίας (MW)	66,93	75,77	89,25	99,00	63,77	59,21	-
Ώρες αποφόρτισης (h)	239	481	1183	634	797	1121	-
Ώρες που καλύπτεται η προβλεπόμενη ζήτηση (h)	102	201	570	475	73	79	-
Μέση απορριπτόμενη ισχύς από τα ΣΑΕ (MW)	6,95	2,79	6,81	6,34	7,91	6,01	5,60
Ετήσια παραγόμενη ποσότητα καθαρού νερού (Mm <sup>3</sup> )	-	-	-	-	-	-	2,58
Εγκατεστημένη ισχύς αποφόρτισης (MW)	75	85	100	125	65	60	-
Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας	2,43%	4,89%	12,05%	5,77%	8,93%	12,63%	-
Διείσδυση ΑΠΕ και ΣΑΕ στη Κρήτη (%)	24,87%	25,55%	27,85%	26,43%	26,03%	26,55%	-
Κόστος κεφαλαίου (€/kW)	2026,96	2017,39	1461,00	2530,00	1492,12	2141,67	1289,32
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)	149,05	132,57	94,16	59,31	64,96	89,03	155,98
Ολικό ετήσιο κόστος (Μ€)	24,43	26,22	22,15	34,71	12,67	16,54	1,61
Σταθμισμένο κόστος (€/kWh) για τα ΣΑΕ	1,57	0,74	0,21	0,55	0,25	0,25	-
Σταθμισμένο κόστος (€/kWh) για το σύστημα της Κρήτης	1,30	0,57	0,17	0,48	0,17	0,18	-
Καθαρό παρόν κόστος της ανάλυσης 20 χρόνων	261.782.908 €	282.114.573 €	238.549.353 €	408.067.763 €	138.444.964 €	180.945.948 €	16.924.899 €

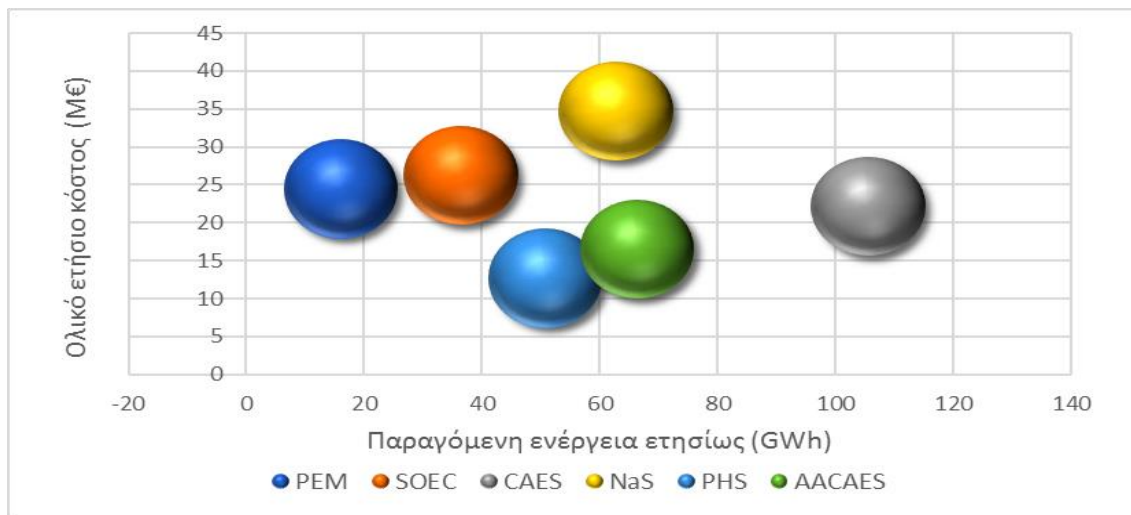
Πίνακας 10-1. Συγκεντρωτικός πίνακας βασικών αποτελεσμάτων τεχνολογιών ΣΑΕ.



Διάγραμμα 10-1. Ωριαία χρονοσειρά συνεισφοράς ισχύος των εξεταζόμενων ΣΑΕ σε ένα έτος.



Διάγραμμα 10-2. Σχέση παραγόμενης ετησίως ενέργειας και αντίστοιχον κόστους των εξεταζόμενων ΣΑΕ (1).



Διάγραμμα 10-3. Σχέση παραγόμενης ετησίως ενέργειας και αντίστοιχον κόστους των εξεταζόμενων ΣΑΕ (2).

Τέλος, ενώ τα αποτελέσματα αρκετών αναλύσεων ΣΑΕ είναι ενθαρρυντικά και ενώ θα μπορούσαν να αποτελέσουν μορφή λύσης αποθήκευσης απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, το κόστος παραμένει σχετικά υψηλό, ακόμα και στην ευνοϊκότερη περίπτωση. Έτσι, στο εξεταζόμενο σύστημα μελέτης φαντάζουν ιδανικότερες άλλες λύσεις για την αντιμετώπιση και της αυξανόμενης ζήτησης του νησιού, όπως η διασύνδεση του ΣΗΕ της Κρήτης με αυτό της ηπειρωτικής Ελλάδας. Αυτή η λύση φαίνεται ότι εξετάζεται και από την Πολιτεία (ΔΕΔΔΗΕ Απρίλιος, 2016). Ωστόσο τα ΣΑΕ στη παρούσα κατάσταση θα ήταν ιδανικό να ενσωματωθούν σε μικρότερα μη διασυνδεδεμένα συστήματα, στα οποία το κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες είναι πολύ σημαντικότερο. Σε τέτοια συστήματα, η συνεργασία ΑΠΕ και ΣΑΕ υπόσχεται οικονομικότερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ανεξάρτητη παραγωγή ποσίμου νερού (στην περίπτωση αφαλάτωσης), διατήρηση της σταθερότητας του δικτύου και οικολογικότερη συμπεριφορά. Όλα τα προηγούμενα επιτυγχάνονται αποδεσμεύοντας περισσότερο τέτοια συστήματα από την ανάγκη εισαγωγής ορυκτών καυσίμων.

## Συντμήσεις

ΣΑΕ	Συστήμα αποθήκευσης ενέργειας
ΣΗΕ	Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
CAES	Αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα
AA-CAES	Ανεπτυγμένη αδιαβατική αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα
PEM	Ηλεκτρολύτης μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων
SOEC	Ηλεκτρολύτης στερεού οξειδίου
PEMFC	Κυψέλη καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων
SOFC	Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου
PHS	Αντλησιοταμίευση
NaS	Μπαταρίες νατρίου – θείου
VRB	Οξειδοαναγωγικές μπαταρίες βαναδίου
ZnBr <sub>2</sub>	Μπαταρίες βρωμίου – ψευδαργύρου
PSB	Μπαταρίες πολυσουλφιδίου – βρωμίου
DoD	Βάθος αποφόρτισης
RO	Αφαλάτωση αντίστροφης ώσμωσης
TES	Δεξαμενή αποθήκευσης θερμότητας
HTF	Υγρό μεταφοράς θερμότητας
LCOE	Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρισμού (αφορά τα ΣΑΕ)
LCOS	Σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης (αφορά το ΣΗΕ)

## Βιβλιογραφία

1. Rodrigues, E.M.G., et al., *Modelling and sizing of NaS (sodium sulfur) battery energy storage system for extending wind power performance in Crete Island*. Energy, 2015. **90**: p. 1606-1617.
2. Collaborative, B.E.R.; Available from: <http://www.berc.berkeley.edu/blog>.
3. Amirante, R., et al., *Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies*. Energy Conversion and Management, 2017. **132**: p. 372-387.
4. Agency, I.E. *Technology Roadmap Energy storage*. 15/5/2017]; Available from: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication>.
5. Al-Karaghoul, A. and L.L. Kazmerski, *Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013. **24**: p. 343-356.
6. S.A. Avlonitis, K.K., N. Vlachakis *Energy consumption and membrane replacement cost for seawater RO desalination plants 2003*.
7. Σαγάνη, Α., *Η Ανάγκη Αποθήκευσης Ενέργειας – Μέθοδοι Αποθήκευσης και Εφαρμογές*. 2009.
8. Winter, C.-J., *Hydrogen energy — Abundant, efficient, clean: A debate over the energy-system-of-change* ☆. International Journal of Hydrogen Energy, 2009. **34**(14): p. S1-S52.
9. ProtonOnSite. 18/5/2017]; Available from: <http://www.protononsite.com/>.
10. Division, T.F.C.A.S.H.L.A.S.R.D.F.C.a.S.S.C., *planSOEC*. 2011.
11. Σπυρίδων Βουτετάκης, Ε.Κ., Γεώργιος Μαρνέλλος, Λεωνίδας Ντζιαχρήστος, Ιωάννης Παναπακίδης, *Υπάρχουσες τεχνολογίες και τελικές χρήσεις του "καυσίμου του μέλλοντος" - H<sub>2</sub>*. 2010, Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας.
12. Díaz-González, F., et al., *A review of energy storage technologies for wind power applications*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012. **16**(4): p. 2154-2171.
13. Νικόλαος, Γ., *Αποδοτικότητα κυψελών καυσίμου τηγμένων καρβιδιών*. 2014.
14. C Menictas, M Skyllas-Kazacos, T M Lim, *Advances in Batteries for Medium and Large-Scale Energy Storage\_ Types and Applications-Woodhead Publishing (2014)*.
15. Patrick T. Moseley, Jürgen Garche-*Electrochemical, Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing-Elsevier (2014)*.
16. Luo, X., et al., *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. Applied Energy, 2015. **137**: p. 511-536.
17. McPhy. *News and releases*. 18/5/2017]; Available from: <http://www.mcphy.com/en/news/releases/mcphy-to-continue-enertrag-hytec-electrolyzer-activities-779/>.
18. Karellas, S. and N. Tzouganatos, *Comparison of the performance of compressed-air and hydrogen energy storage systems: Karpathos island case study*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. **29**: p. 865-882.

19. Raju, M. and S. Kumar Khaitan, *Modeling and simulation of compressed air storage in caverns: A case study of the Huntorf plant*. Applied Energy, 2012. **89**(1): p. 474-481.
20. Jonathan Chou, A.S., Lingkai Tang, Xu Yu Zeng, *Compressed Air Energy Storage*. 2014, University of Pennsylvania.
21. Steta, F.D.S., *Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-based Operation Strategy for its Integration into Power Markets*. 2010.
22. Hartmann, N., et al., *Simulation and analysis of different adiabatic Compressed Air Energy Storage plant configurations*. Applied Energy, 2012. **93**: p. 541-548.
23. power, R., *ADELE – Adiabatic compressed-air energy storage (CAES) for electricity supply*.
24. team., E.e.s.p., *Electrical energy storage: white paper*. 2011, IEC.
25. TVA. 19/5/2017]; Available from: <https://www.tva.gov/>.
26. Kaldellis, J.K., D. Zafirakis, and K. Kavadias, *Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009. **13**(2): p. 378-392.
27. Pujades, E., et al., *Underground pumped storage hydropower plants using open pit mines: How do groundwater exchanges influence the efficiency?* Applied Energy, 2017. **190**: p. 135-146.
28. Τσεκούρας, Β., *Υβριδικοί Ανλησιοσταμειευτικοί Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρική Ενέργειας*. 2015, Ε.Μ.Π.
29. NGK INSULATORS, L. [cited 2017; Available from: <http://www.ngk.co.jp>.
30. ARUP. 17/5/2017]; Available from: [www.arup.com](http://www.arup.com).
31. *Letcher, Trevor M-Storing energy\_ with special reference to renewable energy sources-Elsevier (2016)*.
32. Skyllas-Kazacos, M., et al., *Progress in Flow Battery Research and Development*. Journal of The Electrochemical Society, 2011. **158**(8): p. R55.
33. Kyriakopoulos, G.L. and G. Arabatzis, *Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016. **56**: p. 1044-1067.
34. Kousksou, T., et al., *Energy storage: Applications and challenges*. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2014. **120**: p. 59-80.
35. Zakeri, B. and S. Syri, *Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015. **42**: p. 569-596.
36. gtm. 18/5/2017]; Available from: <https://www.greentechmedia.com/>.
37. Ould Amrouche, S., et al., *Overview of energy storage in renewable energy systems*. International Journal of Hydrogen Energy, 2016. **41**(45): p. 20914-20927.
38. Chen, H., et al., *Progress in electrical energy storage system: A critical review*. Progress in Natural Science, 2009. **19**(3): p. 291-312.
39. *Energy Storage Association*. [cited 2017; Available from: <http://www.energystorage.org>.
40. Μιχαλακόπουλος, Α., *ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ*. 2010, Ε.Μ.Π.
41. 19/5/2017]; Available from: <https://www.forwardaqua.wordpress.com/>.



42. Fritzmann, C., et al., *State-of-the-art of reverse osmosis desalination*. Desalination, 2007. **216**(1-3): p. 1-76.
43. Zotalis, K., et al., *Desalination Technologies: Hellenic Experience*. Water, 2014. **6**(5): p. 1134-1150.
44. ΦΕΚ 129 τ.Α, 'Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις', in Ν. 3468/2006. 2006.
45. Καμπούρης, Γ., *Διασύνδεση Κρήτης : Σχεδιασμός & Οδικός Χάρτης Υλοποίησης*. 2016, ΑΔΜΗΕ.
46. ΒΑΣΙΛΑΡΑΚΗΣ, Γ.Ε., *Μοντελοποίηση λειτουργίας Υβριδικού Αιολικού-αντλιοσταμειευτικού σταθμού σε απομονωμένα ηλεκτρικά συστήματα*. 2015, Ε.Μ.Π.
47. Hansen, C.W. and A.D. Papalexopoulos, *Operational Impact and Cost Analysis of Increasing Wind Generation in the Island of Crete*. IEEE Systems Journal, 2012. **6**(2): p. 287-295.
48. Στ. Παπαθανασίου, Ε.Κ., Στ. Παπαευθυμίου, Κ. Παπασταμούλος, *Παραμετρική διερεύνηση της τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά*. 2010, ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.
49. I. Livaniou, E.P., N. Paranychianakis and . *WATER NEEDS IN COASTAL LOCATIONS FOR SUSTAINABLE AGRICULTURAL AND TOURISTIC DEVELOPMENTS*. 2008, Technical University of Crete.
50. Ε. Κακαράς, Σ.Κ., *Αντιρρυπαντική Τεχνολογία θερμικών Σταθμών*. 2013, Αθήνα.
51. Βαλάκας, Μ.Ι., *ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΩΣ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ ΠΗΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ*. 2007, Ε.Μ.Π.
52. Karl Zach, H.A., Georg Lettner, *Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy*, in *Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies*. 2012, stoRE.
53. Brian D. James, J.M.M., Whitney G. Colella, *Hydrogen Storage Cost Analysis*. 2013, U.S. Department of Energy (DOE).
54. Co., B.V., *COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES*. 2012, National Renewable Energy Laboratory
55. Μαρία Φούντη, Γ.Β., *ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ και ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ*. 2007, Ε.Μ.Π.
56. Μαθιουδάκης, Κ., *Λειτουργία αεριοστροβίλων και ατμοστροβίλων*. 2009, Αθήνα.
57. Αικατερίνη, Π., *Ενεργειακή σύγκριση τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας μέσης ισχύος*. 2016, Ε.Μ.Π.
58. Κάραλης, Γ., *Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμειυτήρων*. 2008, Ε.Μ.Π.
59. Παπαντώνης, Δ., *Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα*. 2016, Αθήνα.
60. SYSTEMS, E.D., *Sustainable solutions for drinking water production* 2017.