



Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Σπουδών
«Διαχείριση Τεχνικών Έργων»

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Επενδύσεις σταθμών αποθήκευσης στη χώρα την επόμενη δεκαετία. Τεχνική και οικονομική ανάλυση και προοπτικές

Παναγιώτης Παπαπανάγου

Επιβλέπων Καθηγητής/Επιβλέπουσα Καθηγήτρια: *Παναγιώτης Πελέκης*

Πάτρα, Μάιος 2023

Η παρούσα εργασία αποτελεί πνευματική ιδιοκτησία του/της φοιτητή/φοιτήτριας («συγγραφέας/δημιουργός») που την εκπόνησε. Στο πλαίσιο της πολιτικής ανοικτής πρόσβασης ο/η συγγραφέας/δημιουργός εκχωρεί στο ΕΑΠ, μη αποκλειστική άδεια χρήσης του δικαιώματος αναπαραγωγής, προσαρμογής, δημόσιου δανεισμού, παρουσίασης στο κοινό και ψηφιακής διάχυσής τους διεθνώς, σε ηλεκτρονική μορφή και σε οποιοδήποτε μέσο, για διδακτικούς και ερευνητικούς σκοπούς, άνευ ανταλλάγματος και για όλο το χρόνο διάρκειας των δικαιωμάτων πνευματικής ιδιοκτησίας. Η ανοικτή πρόσβαση στο πλήρες κείμενο για μελέτη και ανάγνωση δεν σημαίνει καθ' οιονδήποτε τρόπο παραχώρηση δικαιωμάτων διανοητικής ιδιοκτησίας του/της συγγραφέα/δημιουργού ούτε επιτρέπει την αναπαραγωγή, αναδημοσίευση, αντιγραφή, αποθήκευση, πώληση, εμπορική χρήση, μετάδοση, διανομή, έκδοση, εκτέλεση, «μεταφόρτωση» (downloading), «ανάρτηση» (uploading), μετάφραση, τροποποίηση με οποιονδήποτε τρόπο, τμηματικά ή περιληπτικά της εργασίας, χωρίς τη ρητή προηγούμενη έγγραφη συναίνεση του/της συγγραφέα/δημιουργού. Ο/Η συγγραφέας/δημιουργός διατηρεί το σύνολο των ηθικών και περιουσιακών του δικαιωμάτων.

Επενδύσεις σταθμών αποθήκευσης στη χώρα την επόμενη δεκαετία. Τεχνική και οικονομική ανάλυση και προοπτικές

Παναγιώτης Παπαπανάγου

Επιτροπή Κρίσης

Επιβλέπων Καθηγητής/Επιβλέπουσα

Καθηγήτρια:

Παναγιώτης Πελέκης

Συν-Επιβλέπων Καθηγητής /Συν-

Επιβλέπουσα Καθηγήτρια:

Κωνσταντίνος Σταματόπουλος

Πάτρα, Μάιος 2023

«Στην Ιωάννα και τον Ορέστη»

Περίληψη

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας αναγνωρίζεται διεθνώς από επιστημονικές, πολιτικές, αγοραίες και ρυθμιστικές αρχές ως απαραίτητο βήμα για τη μετάβαση σε καθαρότερες μορφές ενέργειας και οικονομίες με ουδέτερο ισοζύγιο άνθρακα. Ωστόσο, το μερίδιο της αποθήκευσης στο ενεργειακό μείγμα εξακολουθεί να απέχει πολύ από τα απαιτούμενα επίπεδα που υποδεικνύουν σχετικές μελέτες. Η αναγνωρισμένη αναγκαιότητα σε συνδυασμό με την τρέχουσα έλλειψη μονάδων αποθήκευσης και τη μείωση του κόστους των αντίστοιχων τεχνολογιών δημιουργούν ένα περιβάλλον ραγδαία αυξανόμενου επενδυτικού ενδιαφέροντος. Από την άλλη, η έλλειψη νομικών και ρυθμιστικών πλαισίων, οι αγορές ενέργειας που λαμβάνουν ελάχιστα υπόψη τις τεχνολογίες αποθήκευσης, η αβεβαιότητα σχετικά με τη βιωσιμότητα των έργων και η έλλειψη ουσιαστικής συμβολής για επιχειρηματικά σχέδια σταματούν τις επενδύσεις. Τα έργα αποθήκευσης παραμένουν απραγματοποίητα εν αναμονή της ωρίμανσης των συνθηκών της αγοράς και των κανονιστικών ρυθμίσεων.

Η παρούσα διατριβή γράφτηκε στο πλαίσιο του MSc «Διαχείριση Τεχνικών Έργων» στο Ελληνικό Ανοικτό Πανεπιστήμιο. Επικεντρώνεται στις προκλήσεις που σχετίζονται με την ανάπτυξη των Συστημάτων Αποθήκευσης Ενέργειας Συσσωρευτών (BESS) στην Ελλάδα. Πρόθεσή του είναι, (i) η ανασκόπηση της λειτουργίας της Ελληνικής, χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, (ii) η συγκέντρωση και παρουσίαση των σημαντικότερων πηγών πληροφόρησης από ξένα και εγχώρια βιβλιογραφία, (iii) η μελέτη του ρυθμιστικού πλαισίου της χώρας και (iv) η διερεύνηση της εμπορικής βιωσιμότητας τέτοιων έργων με ανάλυση δευτερογενών δεδομένων βάσει τυπικής μελέτης περίπτωσης BESS.

Λέξεις – Κλειδιά

BESS, Αποθήκευση μπαταριών, Αποθήκευση ενέργειας, Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, Χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Investments of storage stations in the country in the next decade.

Technical and financial analysis and outlook

Panagiotis Papapanagou

Abstract

Electrical energy storage Scientific, political, economic, and regulatory agencies all around the world acknowledge is considered as a crucial step in the transition to cleaner energy sources and carbon-free economies by political, scientific, economic, and regulatory agencies throughout the world. However, the required amount of storage in the energy mix is well below the necessary today's amounts. The increasing necessity of BESS stations, as well as the decrease in battery prices, has led to an increasing interest in the inverter industry. However, little progress has been made in the relative legislation and regulations and as a result the energy market has not yet investigated the BESS projects in detail and has doubts regarding their feasibility. Subsequently, such projects remain still in the planning and development stage and the beginning of construction of the first BESS projects in Greece will commence after the relative legislation is finalized.

The Hellenic Open University's MSc "Management of Technical Projects" program required the completion of this thesis. The difficulties with developing Battery Energy Storage Systems (BESS) in Greece are the main subject of the article. Its goals are to (i) examine how the operation of the Greek wholesale electricity market, (ii) Present the most recent sources of knowledge from the Greek and international literature (iii) present Greece's regulatory framework, and (iv) investigate the commercial feasibility of a BESS project in Greece using secondary data based on a typical BESS case study.

Keywords

BESS, Battery Storage, Energy Storage, Electricity Storage, Wholesale Electricity Market.

Περιεχόμενα

Περιεχόμενα

Περίληψη.....	v
Abstract	vi
Περιεχόμενα	viii
Κατάλογος Σχημάτων	x
Κατάλογος Πινάκων	xiii
Συνομογραφίες & Ακρωνύμια.....	xiv
1. Εισαγωγή.....	1
1.1 Γενική εισαγωγή.....	1
1.2 Βασικοί στόχοι και ερωτήσεις.....	4
1.3 Δομής της εργασίας.....	4
2 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας	6
2.1 Ορισμός της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	6
2.2 Αναγκαιότητα και οφέλη.....	6
2.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	10
2.4 Προκλήσεις και κίνδυνοι.....	16
2.5 Η κατάσταση στο εξωτερικό	20
2.6 Η κατάσταση στην Ελλάδα	27
2.7 Το ρυθμιστικό πλαίσιο	29
3 Αγορά ενέργειας.....	33
3.1 Εισαγωγή.....	33
3.2 Το «Μοντέλο Στόχος» (Target Model)	33
3.3 Το Ελληνικό χρηματιστήριο ενέργειας (EXE - EnEx).....	35

3.4	Η Αγορά της επόμενης ημέρας (Day-Ahead Market)	36
3.5	Η ενδοημερήσια αγορά (Intra – Day Market – IDM)	38
3.6	Η αγορά εξισορρόπησης (Balancing Market – BCM)	39
3.7	Η αγορά παραγώγων	41
3.8	Η Σύνοψη κεφαλαίου	42
4	Διερεύνηση της εμπορικής βιωσιμότητας.....	46
4.1	Μεθοδολογία	46
4.2	Βασικές παραδοχές.....	49
4.3	Τεχνικά χαρακτηριστικά BESS	49
4.4	Χρηματοοικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης	51
4.5	Σενάρια	52
4.6	Παροχή ενέργειας και φορτίο συστήματος	54
4.7	ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	56
4.8	ΚΟΣΤΟΣ	62
4.9	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ.....	65
4.10	ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ	68
4.11	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	69
5	Συμπεράσματα	73
	Βιβλιογραφία.....	77

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1 Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος και ενέργειας για αποθήκευση έως το έτος 2030 σύμφωνα με το ενεργειακό μοντέλο PRIMES. (Πηγή: HRMEE, 2019 και ίδια επεξεργασία).	3
Σχήμα 2.1. Παγκόσμια αθροιστική ανάπτυξη PSH (GW). (Πηγή: US DoE, 2020).	11
Σχήμα 2.2. Έργο ESS Hornsdale στη Νότια Αυστραλία. (Πηγή: Hornsdale Power Reserve, 2019).	23
Σχήμα 2.3. Καμπύλη καθαρού φορτίου του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Συστήματος της Καλιφόρνιας (CAISO) (duck curve) για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Καλιφόρνιας στις 15 Μαΐου 2018. (Πηγή: IRENA 2020). Η κίτρινη περιοχή δίνει την παραγωγή φωτοβολταϊκών. Η κόκκινη γραμμή (καθαρό φορτίο) μέσα στη σκιασμένη περιοχή δείχνει την ξαφνική αλλαγή στη ζήτηση που απαιτεί τους πολύ υψηλούς ρυθμούς αύξησης από άλλες γεννήτριες. Παρατηρήστε τη σύνδεση μεταξύ της αποσύνθεσης της παραγωγής φωτοβολταϊκών και της αύξησης του καθαρού φορτίου μέσα στη σκιασμένη περιοχή. ...	27
Σχήμα 2.4. Κατηγορίες άδειας σταθμών αποθήκευσης. (Πηγή: ΟΔΕ, 2021).	30
Σχήμα 3.1. Παράδειγμα για την εκκαθάριση του DAM για μια MxA (1 ώρα). Πηγή: cleanenergywire.org	37
Σχήμα 3.2. Συσχέτιση μεταξύ SMP και υπολειπόμενου φορτίου στο ελληνικό σύστημα μεταφοράς για τα έτη 2017-2018. (Πηγή: ΟΔΕ, 2021).	43
Σχήμα 3.3. Εφαρμογές εξισορρόπησης φορτίου και αιχμής ξυρίσματος αποθήκευσης σε καθημερινή καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου. (Πηγή: Rao et al., 2021)	45
Σχήμα 4.1. Σενάρια μεριδίου αγοράς ΑΠΕ σε ποσοστό της συνολικής παροχής ενέργειας. Πηγή: (Biskas, 2021 και ίδια επεξεργασία)	54
Σχήμα 4.2. Σενάρια ισχύος BESS σε MW έως το 2043. Πηγή: (Biskas, 2021 και ίδια επεξεργασία)	54
Σχήμα 4.3. Κατανάλωση ενέργειας ως προς (i) συνολική ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται (GWh) και (ii) το φορτίο αιχμής (MW). Πηγή των προβλέψεων έως το έτος	

2030: Μελέτη επάρκειας ισχύος ηλεκτρικής ενέργειας, 2019 (ΑΔΗΜΕ, 2019) και ίδια επεξεργασία. Η πρόβλεψη επεκτείνεται έως το 2043 με γραμμική παλινδρόμηση.....	55
Σχήμα 4.4. Εκτιμώμενες τιμές Φυσικού Αερίου. (Πηγή: Biskas, 2021 και ίδια επεξεργασία)	55
Σχήμα 4.5.. Εκτιμώμενες τιμές εκπομπών CO2. (Πηγή: Biskas, 2021 και ίδια επεξεργασία)	56
Σχήμα 4.6. Μέση τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας στην αγορά DAM ανά έτος και ανά μονάδα χρόνου αγοράς.....	58
Σχήμα 4.7. Μέση τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας στην αγορά DAM ανά μονάδα χρόνου αγοράς για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023.....	58
Σχήμα 4.8. Μέση τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας (MCP) και συνεισφορά των ΑΠΕ στην αγορά DAM ανά μονάδα χρόνου αγοράς για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023.....	59
Σχήμα 4.9. Μέση τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας (MCP) και συνολική ζήτηση στην αγορά DAM ανά μονάδα χρόνου αγοράς για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023.....	59
Σχήμα 4.10. Ελάχιστη μέγιστη και μέση ημερήσια τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας στην αγορά DAM ανά ημέρα για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023.....	60
Σχήμα 4.11. . Ελάχιστη μέγιστη και μέση μηνιαία τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας στην αγορά DAM ανά ημέρα για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023.....	60
Σχήμα 4.12. Διάγραμμα διασποράς μεταξύ της συνολικής ζήτησης και των τιμών πώλησης	61
Σχήμα 4.13. Διάγραμμα διασποράς μεταξύ της συνολικής ζήτησης και του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στη συνολική ζήτηση.....	62
Σχήμα 4.14. . Εκτίμηση ετήσιου κόστους ανά έτος (Πηγή Biskas, 2021).....	64
Σχήμα 4.15. Προβλέψεις τιμών αγοράς DAM (Πηγή: Biskas, 2021).....	66
Σχήμα 4.16. Προβλέψεις τιμών αγοράς DAM (Πρώτο σενάριο, χαμηλή διείσδυση BESS). (Πηγή: Biskas, 2021).....	66

Σχήμα 4.17. Προβλέψεις τιμών αγοράς DAM (Πρώτο σενάριο, υψηλή διείσδυση BESS). (Πηγή: Biskas, 2021).....	67
Σχήμα 4.18. Συμμετοχή αγορών στα έσοδα (Πρώτο σενάριο, χαμηλή διείσδυση BESS). (Πηγή: Biskas, 2021).....	67
Σχήμα 4.19. Συμμετοχή αγορών στα έσοδα (Δεύτερο σενάριο, υψηλή διείσδυση BESS). (Πηγή: Biskas, 2021).....	68

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1. Σύνοψη χαρακτηριστικών μπαταριών	14
Πίνακας 2. Μπαταρίες κλίμακας δικτύου (συμβάσεις) στην Εθνική Αγορά Ηλεκτρισμού της Αυστραλίας. (Πηγή: AEMO, 2021)	24
Πίνακας 3. - Σύνοψη των κανόνων αγοράς και των κωδικών λειτουργίας και σύνδεσης που σχετίζονται με το μοντέλο στόχου του οργανισμού ACER.....	34
Πίνακας 4. Σύνοψη βασικών χαρακτηριστικών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας χονδρικής.	35
Πίνακας 5. Συμβόλαιο διαπραγμάτευσης του EXE (Πηγή EXE).....	42
Πίνακας 6. Βασικές υποθέσεις.....	50
Πίνακας 7. Σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ σε GW. (Πηγή: Biskas, 2021).....	53
Πίνακας 8. Σενάρια χωρητικότητας BESS σε ορόσημα απόδοσης σε MW. . (Πηγή: Biskas, 2021)	53
Πίνακας 9. Εκτίμηση ετήσιου κόστους (Πηγή: Cole, Frazier & Augustine, 2021; Lazard, 2021 και ίδια επεξεργασία)	64
Πίνακας 10. Σύνοψη των NPV και IRR με μόχλευση (μετοχικό κεφάλαιο) και μη μόχλευση (project) για όλα τα υποτιθέμενα σενάρια διείσδυσης BESS και σενάρια CRM.	69

Συνομογραφίες & Ακρωνύμια

Ακολουθούν κάποια παραδείγματα:

ΕΣΕΚ	Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα
Li-air	Μπαταρίες λιθίου Αέρα
Li-Ion	Lithium-ion Mg-Ion Magnesium-ion
NA-NiCl	Sodium chloride and nickel
Na ₂ O ₂	Sodium-air
Na-S	Sodium sulfur
Ni-Cd	Μπαταρίες Νικελίου Καδμίου
Ni-MH	Nickel-metal-hydride (NiMH)
NO ₂	nitrogen dioxide
NO _X	nitrogen oxides
PM	Particulate matter
Pb-PbO ₂	Μπαταρίες μολύβδου και οξέος μολύβδου
Zn-Br ₂	Zinc-bromine

1. Εισαγωγή

1.1 Γενική εισαγωγή

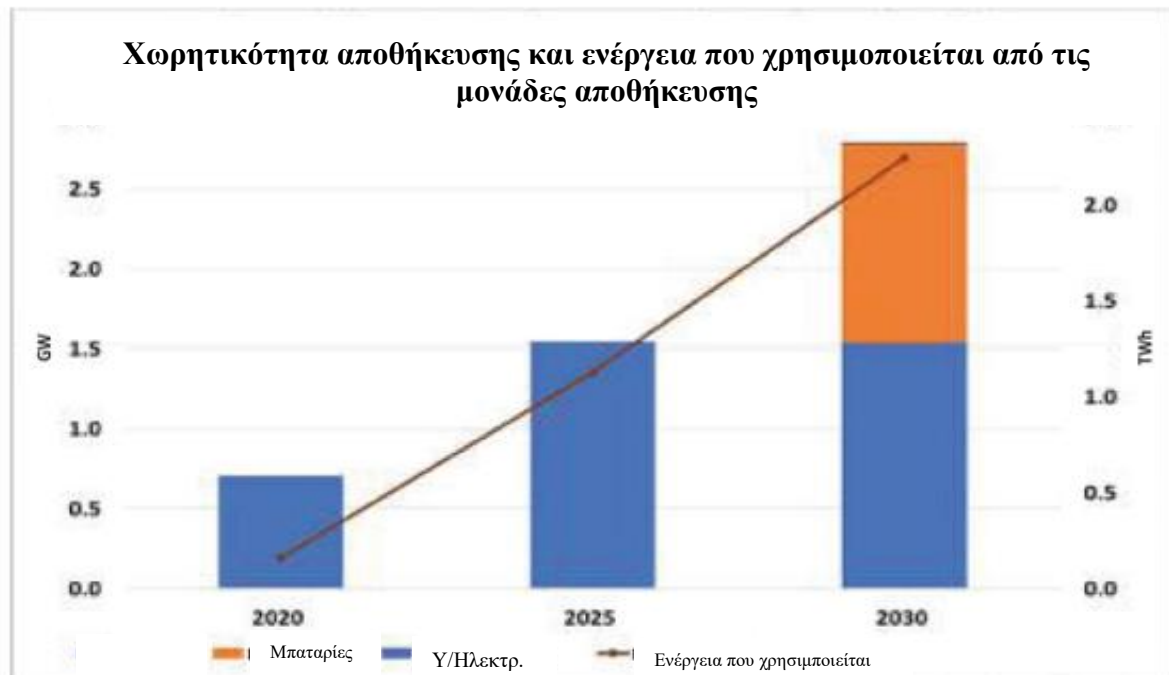
Η κλιματική αλλαγή και η υποβάθμιση του περιβάλλοντος αποτελούν πραγματικές απειλές για τη ζωή στον πλανήτη. Διορθωτικές πρωτοβουλίες και πρωτοβουλίες ανάκαμψης υιοθετούνται σε όλο τον κόσμο και ιδιαίτερα από τις ανεπτυγμένες χώρες. Η ΕΕ δρομολόγησε την πράξη για την «Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία» (European Green Deal) (EUR-Lex, 2019), που αποτελεί μια σειρά πρωτοβουλιών πολιτικής της Ευρωπαϊκής Επιτροπής προς μια κλιματικά ουδέτερη Ευρωπαϊκή Ένωση έως το 2050, η οποία περιλαμβάνει καθαρές και μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και οικονομική ανάπτυξη αποσυνδεδεμένη από τη χρήση ορυκτών πόρων. Όσον αφορά την παραγωγή ενέργειας, η Πράσινη Συμφωνία προβλέπει την απαλλαγή του ενεργειακού συστήματος της ΕΕ από τις εκπομπές άνθρακα, το οποίο αντιπροσωπεύει περισσότερο από το 75% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της ΕΕ. Αυτό θα επιτευχθεί σε μεγάλο βαθμό μέσω μεταβίβασης των κατανομών ενέργειας σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) στις ενεργειακές ανάγκες της ΕΕ. Ένας ενδιάμεσος στόχος είναι ότι το 40% των ΑΠΕ θα καλύπτει τις ενεργειακές ανάγκες της ΕΕ έως το 2030. Μεταφέροντας τους κανονισμούς της ΕΕ σε εθνικό πλαίσιο, το ελληνικό Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας εξέδωσε το 2019 το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) ή (National energy and climate plans - NECP) (HRMEE, 2019). Το ΕΣΕΚ θέτει έναν ακόμη πιο φιλόδοξο στόχο το μερίδιο των ΑΠΕ με την ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα να βασίζεται σε ΑΠΕ σε τουλάχιστον το 60% έως το 2030.

Η υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ είναι περιβαλλοντικά επωφελής, αλλά συνοδεύεται και από ορισμένα μειονεκτήματα. Το πιο σημαντικό είναι η αποδοτικότητα τους, που έρχεται σε σύγκρουση με το πιο θεμελιώδες χαρακτηριστικό των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, την απαραίτητη εξισορρόπηση σε πραγματικό χρόνο μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, δηλαδή φορτίου και παραγόμενης ισχύος. Στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, η ποσότητα ισχύος ανά πάσα στιγμή πρέπει να ισούται ακριβώς με την ισχύ που καταναλώνεται εκείνη τη στιγμή. Οι αναντιστοιχίες μεταξύ παραγωγής και φορτίου μπορούν να οδηγήσουν από κακή λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων σε πλήρη κατάρρευση του δικτύου (μπλακ άουτ).
Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Αλλά η παραγωγή ΑΠΕ εξαρτάται σχεδόν εξ ολοκλήρου από τις καιρικές συνθήκες κάτι που τις θέτει αμφίβολες στο να ανταποκριθούν στην τρέχουσα ζήτηση ανά πάσα στιγμή. Αντ' αυτού, υπάρχει μια συστηματική χρονική μετατόπιση μεταξύ της παραγωγής και της ζήτησης της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ. Αυτή η μετατόπιση είναι πιο έντονη σε δίκτυα όπου οι ΑΠΕ έχουν υψηλή συμμετοχή. Όταν η ενέργεια από ΑΠΕ δεν αποθηκεύεται σε περιόδους υψηλής παραγωγής για να παραδοθεί αργότερα σε περιόδους υψηλής ζήτησης, προκύπτουν τεχνικά και εμπορικά προβλήματα όπως, (i) αστάθεια δικτύου, (ii) εξάρτηση από συμβατικές μονάδες φυσικού αερίου για την κάλυψη του χάσματος μεταξύ ζήτησης και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, (iii) περικοπή καθαρής ενέργειας σε περιόδους υψηλής παραγωγής ΑΠΕ και (iv) εξαιρετικά κυμαινόμενες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στις αγορές άμεσης παράδοσης.

Ως εκ τούτου, η ενσωμάτωση των συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα έχει καταστεί αναγκαιότητα για την επίτευξη της απαιτούμενης διείσδυσης των ΑΠΕ και τη μείωση της εξάρτησης των ενεργειακών συστημάτων από τον άνθρακα. Ο ρόλος τους αυτός αναφέρεται ευρέως στη διεθνή επιστημονική και επιχειρηματική βιβλιογραφία.

Ο «Ενεργειακός χάρτης πορείας για το 2050» της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (EC) (EC, 2012) αναφέρει ότι «οι τεχνολογίες αποθήκευσης παραμένουν κρίσιμης σημασίας» και ότι «το μερίδιο των ΑΠΕ στη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας φθάνει το 97 % σε ένα σενάριο υψηλής χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που περιλαμβάνει σημαντική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη της ποικίλης προσφοράς ενέργειας από ΑΠΕ ακόμη και σε περιόδους χαμηλής ζήτησης». Το ΕΣΕΚ (HRMEE, 2019) αναγνωρίζει ότι «Για να επιτευχθούν υψηλά επίπεδα διείσδυσης ανεξέλεγκτων σταθμών ΑΠΕ, με οικονομικά ορθολογικό τρόπο, υπάρχει γενικά ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας» και προχωρά ακόμη περισσότερο στην ποσοτικοποίηση της εξέλιξης της εγκατεστημένης δυναμικότητας αποθήκευσης ενέργειας στην Ελλάδα έως το 2030 όπως φαίνεται στο σχήμα 1.1. Σημαντικές εταιρείες παροχής χρηματοοικονομικών συμβουλών, όπως η Lazard (Lazard, 2021) και το Bloomberg (Bloomberg, 2021), καθώς και ο Διεθνής Οργανισμός Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA) (IRENA, 2020), έχουν ενσωματώσει ειδικές εκθέσεις αποθήκευσης στα χαρτοφυλάκια έρευνας και συμβουλευτικών υπηρεσιών τους.



Σχήμα 01.1 Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος και ενέργειας για αποθήκευση έως το έτος 2030 σύμφωνα με το ενεργειακό μοντέλο PRIMES. (Πηγή: HRMEE, 2019 και ίδια επεξεργασία).

Ο ρόλος της αποθήκευσης στην ενεργειακή μετάβαση έχει αναπόφευκτα δημιουργήσει τεράστιο επενδυτικό ενδιαφέρον. Η έλλειψη ρυθμιστικών πλαισίων, η ανωριμότητα της αγοράς και το υψηλό επενδυτικό κόστος, από την άλλη πλευρά, αποτελούν σημαντικούς φραγμούς εισόδου για τους επενδυτές. Στην Ελλάδα, το επενδυτικό ενδιαφέρον έχει μεταφραστεί σε άδειες αποθήκευσης αξίας 13 GW που έχουν κατατεθεί στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) προς έγκριση. Το πρόβλημα με αυτή την ποσότητα χωρητικότητας είναι διπλό, (i) η ανάγκη για χωρητικότητα αποθήκευσης στο εθνικό δίκτυο είναι μόνο 2 GW (Parathanasiou, Psarros & Parakonstantinou, 2020), οπότε είναι ορατό ένα πρώιμο πρόβλημα διαχείρισης της ενέργειας και (ii) ένα μεγάλο μέρος αυτών των αδειών δε συνοδεύεται από σχεδόν κανένα επιχειρηματικό σχέδιο. Η προηγούμενη εμπειρία με τα υψηλά επιδοτούμενα τιμολόγια φωτοβολταϊκών που οδήγησαν σε απροσδόκητα κέρδη και η κίνηση της ΡΑΕ να εκδώσει άδειες αποθήκευσης εκτός κατάλληλου νομικού πλαισίου, ενθάρρυνε πολλές μικρότερες εταιρείες (Μικρομεσαίες Επιχειρήσεις - ΜΜΕ) σε μια ευκαιριακή προσέγγιση. Η στρατηγική τους ήταν να αποκτήσουν νωρίς άδειες αποθηκευτικού χώρου και να τις πουλήσουν σε πραγματικούς επενδυτές μόλις αυξηθεί η Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

αξία τους. Αλλά η αδειοδότηση έγινε βιαστικά, χωρίς καμία έρευνα αγοράς ή επιχειρηματικό σχεδιασμό, σε αντίθεση με τους καθετοποιημένους κυρίαρχους παίκτες της αγοράς.

1.2 Βασικοί στόχοι και ερωτήσεις

Σκοπός αυτής της έρευνας είναι να παράσχει πληροφορίες αποθήκευσης στους πολυάριθμους επενδυτές ΜΜΕ και να τους βοηθήσει να κάνουν τα πρώτα τους βήματα στη δημιουργία επιχειρηματικών σχεδίων και μελετών σκοπιμότητας για τις επενδύσεις τους σε αποθήκευση. Στα κεφάλαια που ακολουθούν, η έκθεση συγκεντρώνει τη σημαντικότερη εγχώρια και ξένη βιβλιογραφία γύρω από την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και τη συγκρίνει με την Ελληνική πραγματικότητα. Παρουσιάζει τα βασικά στοιχεία λειτουργίας των πρόσφατα εγκαινιασμένων χονδρικών αγορών ενέργειας στην Ελλάδα και εξετάζει την κατάσταση των ρυθμιστικών και νομικών πλαισίων αποθήκευσης που διαμορφώνονται επί του παρόντος. Επιπλέον, αντλεί δευτερογενή στοιχεία από εκθέσεις για την αγορά ενέργειας, από εκθέσεις εταιρειών παροχής χρηματοοικονομικών συμβουλών και από εγχώριες τεχνικές και εμπορικές μελέτες και τα χρησιμοποιεί για τον υπολογισμό των εσόδων. Εκτιμά τις κεφαλαιουχικές και λειτουργικές δαπάνες και εφαρμόζει προεξοφλημένες ταμειακές ροές για την εκτίμηση των περιθωρίων κέρδους και της βιωσιμότητας του έργου. Δεδομένου ότι το ενδιαφέρον αποθήκευσης στην Ελλάδα επικεντρώνεται σχεδόν εξ ολοκλήρου γύρω από την αποθήκευση μπαταριών, αυτή η έκθεση χρησιμοποιεί ένα τυπικό έργο BESS στο τμήμα ανάλυσης δεδομένων.

1.3 Δομής της εργασίας

Η διατριβή αυτή αποτελείται από 6 κεφάλαια. Αρχικά περιγράφει την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας περιγράφοντας την αναγκαιότητα και τα οφέλη της, τους τύπους αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, τις προκλήσεις και τους κινδύνους, το ρυθμιστικό πλαίσιο, την κατάσταση στο εξωτερικό και στην Ελλάδα. Στη συνέχεια περιγράφει την αγορά ενέργειας στην Ελλάδα και στο εξωτερικό. Έπειτα, γίνεται περιγραφή της

μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε στο ερευνητικό μέρος της εργασίας και τα σενάρια που περιγράφονται. Στη συνέχεια γίνονται οι υπολογισμοί των παραμέτρων των σεναρίων και τέλος παρουσιάζονται τα συμπεράσματα της μελέτης.

2 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας

2.1 Ορισμός της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Η οδηγία (ΕΕ) 2019/944 (ΕΥ, 2019/944, 2019) σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ορίζει την «αποθήκευση ενέργειας» ως εξής:

«Η αποθήκευση ενέργειας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, ορίζεται ως η αναβολή της τελικής χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας για μια μεταγενέστερη στιγμή, από εκείνη κατά την οποία παρήχθη ή η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε μορφή ενέργειας που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για επακόλουθη μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια ή χρήση της για άλλους σκοπούς.»

Στην «αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας» χρησιμοποιείται ο ίδιος ορισμός, εξαιρουμένου όμως του μέρους «χρήση για άλλους σκοπούς». Με απλά λόγια, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (εφεξής «αποθήκευση») είναι η διαδικασία απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μια εγκατάσταση αποθήκευσης και στη συνέχεια επανέγχυσης της πίσω στο ηλεκτρικό δίκτυο μέσω της ίδιας εγκατάστασης. Από την άποψη αυτή, η χρήση ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή Η₂, για παράδειγμα, η οποία στη συνέχεια αποθηκεύεται και εγχέεται σε αγωγό φυσικού αερίου για να χρησιμοποιηθεί στη μεταφορά θεωρείται «αποθήκευση ενέργειας» αλλά όχι «αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας» (ΟΔΕ, 2021).

2.2 Αναγκαιότητα και οφέλη

Η αναγκαιότητα ανάπτυξης συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας είναι μια ευρέως αποδεκτή έννοια σε παγκόσμιο, ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο. Από τεχνική άποψη, η αποθήκευση είναι απαραίτητο μέσο για την επίτευξη της απαλλαγής των ενεργειακών συστημάτων από τις ανθρακούχες εκπομπές. Ειδικότερα όσον αφορά την «αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας» σε εθνικό επίπεδο, η αποθήκευση αποτελεί πηγή ευελιξίας μαζί με τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και τον σημαντικότερο τοπικό πόρο για τη συστηματική διαχείριση της χρονικά μεταβαλλόμενης υπερπαραγωγής ΑΠΕ σε σχέση με τη ζήτηση. Αυτή η χρονική διαφορά μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ΑΠΕ είναι χαρακτηριστικό των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Η

αποθήκευση από αυτή την άποψη, θεωρείται απαραίτητο εργαλείο για να μπορέσουν οι ΑΠΕ να καλύψουν την πλήρη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στα αυριανά πλήρως απανθρακοποιημένα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.

Εκτός από την τεχνική πτυχή, η αποθήκευση έρχεται με σημαντικά οφέλη και σε καθαρά όρους αγοράς. Η αποθήκευση είναι ένα μέσο εξισορρόπησης της παραγωγής με τη ζήτηση που μπορεί να βοηθήσει στην εξομάλυνση της αστάθειας των τιμών στις Αγορές Επόμενης Ημέρας (Day Ahead Market - DAM), συμπεριλαμβανομένου του φαινομένου των μηδενικών ή ακόμη και αρνητικών ωριαίων τιμών DAM. Η αποθήκευση μπορεί επίσης να συμμετέχει σε μια ποικιλία υπηρεσιών εξισορρόπησης και να βοηθήσει στην αποφυγή υπερβολικών τιμών της Αγοράς Εξισορρόπησης (Balance Market - BM). Μπορεί να ενισχύσει περαιτέρω τις ευκαιρίες για διμερείς συμβάσεις εκτός του χρηματιστηρίου ηλεκτρικής ενέργειας και ενοποίηση χαρτοφυλακίου («Σωρευτική Εκπροσώπηση») μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά, ιδίως εκείνων με χαρτοφυλάκια ΑΠΕ (ΟΔΕ, 2021).

Η αποθήκευση μπορεί επίσης να είναι πολύτιμη για την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών. Με τη στρατηγική γεωγραφική κατανομή των πόρων αποθήκευσης, μπορεί να δώσει απαντήσεις στο αυξανόμενο πρόβλημα της συμφόρησης του δικτύου και μπορεί να συμβάλει στην αναβολή του κόστους επένδυσης στο δίκτυο. Άλλες βοηθητικές υπηρεσίες δικτύου, εκτός του πλαισίου της αγοράς ενέργειας, περιλαμβάνουν τη ρύθμιση τάσης και αέργου ισχύος, την απόκριση ταχείας συχνότητας, την ψηφιακή αδράνεια και την εκκίνηση σε περίπτωση διακοπών παροχής ενός δικτύου μεγάλης κλίμακας (διακοπές ρεύματος). Η αποθήκευση μπορεί να προσφέρει στους τελικούς χρήστες κέρδος με βάση την ημερήσια αστάθεια των τιμών DAM και το σχήμα της καμπύλης υπολειπόμενου φορτίου¹.

Οι καταναλωτές και οι παραγωγοί μπορούν να επωφεληθούν από την αιχμή της ζήτησης κατά τη διάρκεια περιόδων υψηλών τιμών, τη βελτιστοποίηση των εσωτερικών εγκαταστάσεων παραγωγής και της απόκρισης ζήτησης, καθώς και από την ενίσχυση της αξιοπιστίας της προσφοράς ενέργειας υπό συνθήκες απώλειας δικτύου. Μια σύνοψη των

¹ Η καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου είναι μια χρονοσειρά που προκύπτει αφαιρώντας τη χρονοσειρά της μεταβλητής προσφοράς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από τη χρονοσειρά της ζήτησης ισχύος

εφαρμογών δικτύου των BESS παρουσιάζεται στο παράρτημα της εργασίας (Sandia National Laboratories 2013.; Akhil, et. al., 2015).

Πίνακας 1. Κύριες εφαρμογές της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Εφαρμογή δικτύου	Τεχνικά ζητήματα
<p>Μετατόπιση χρόνου ηλεκτρικής ενέργειας (αρμπιτράζ) Η μετατόπιση του χρόνου ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει την αγορά φθηνής ηλεκτρικής ενέργειας, διαθέσιμης σε περιόδους κατά τις οποίες οι τιμές ή το οριακό κόστος του συστήματος είναι χαμηλές, για τη φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης έτσι ώστε η αποθηκευμένη ενέργεια να μπορεί να χρησιμοποιηθεί ή να πωληθεί αργότερα, όταν η τιμή ή το κόστος είναι υψηλά. Εναλλακτικά, η αποθήκευση μπορεί να παρέχει παρόμοια υπηρεσία μετατόπισης χρόνου αποθηκεύοντας την πλεονάζουσα παραγωγή ενέργειας, η οποία διαφορετικά θα περιοριζόταν, από ανανεώσιμες πηγές όπως η αιολική ή η φωτοβολταϊκή.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 1 – 500 MW Εύρος διάρκειας εκφόρτισης στόχου: < 1 ώρα Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 250 +</p>
<p>Ικανότητα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας Ανάλογα με τις συνθήκες σε ένα δεδομένο σύστημα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, η αποθήκευση ενέργειας θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για την αναβολή ή τη μείωση της ανάγκης κατασκευής νέων κεντρικών μονάδων παραγωγής ενέργειας βάσης, ή της αγοράς ποσοτήτων ενέργειας από το χρηματιστήριο ενέργειας.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 1-500 MW Εύρος διάρκειας εκφόρτισης στόχου: 2-6 ώρες Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 5-100</p>
<p>Ρύθμιση Συχνότητας Η ρύθμιση συχνότητας είναι μία από τις βοηθητικές υπηρεσίες για τις οποίες η αποθήκευση είναι εξαιρετικά χρήσιμη. Περιλαμβάνει τη διαχείριση των ροών ανταλλαγής ισχύος με άλλες περιοχές ελέγχου ώστε να ταιριάζουν στενά με τις προγραμματισμένες ροές ανταλλαγής ισχύος και τις στιγμιαίες διακυμάνσεις της ζήτησης εντός της περιοχής ελέγχου. Ο πρωταρχικός λόγος για τη συμπερίληψη της ρύθμισης συχνότητας στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι η διατήρηση της συχνότητας του δικτύου σε σταθερή τιμή.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 10-40 MW Εύρος διάρκειας απαλλαγής στόχου: 15 λεπτά έως 1 ώρα Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 250-10.000</p>
<p>Παροχή εφεδρικής ισχύος Η λειτουργία ενός ηλεκτρικού δικτύου απαιτεί εφεδρική παροχή ισχύος που μπορεί να ενεργοποιηθεί όταν κάποιο μέρος των κανονικών πηγών παροχής ηλεκτρικής ενέργειας απροσδόκητα δεν είναι διαθέσιμο. Γενικά, τα αποθέματα είναι τουλάχιστον τόσο μεγάλα όσο ο μεγαλύτερη πηγή (π.χ. η μεγαλύτερη μονάδα παραγωγής) που εξυπηρετεί το σύστημα και η εφεδρική δυναμικότητα ισοδυναμεί με το 15%-20% της κανονικής δυναμικότητας παροχής ηλεκτρικής ενέργειας.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 10-100 MW Εύρος διάρκειας απαλλαγής στόχου: 15 λεπτά έως 1 ώρα Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 20-50</p>
<p>Υποστήριξη τάσης Κανονικά, οι καθορισμένοι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιούνται για την παραγωγή άεργου ισχύος (εκφρασμένης σε VAr) για την αντιστάθμιση της αντίδρασης στο δίκτυο. Αυτοί οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής θα μπορούσαν να εκτοπιστούν από στρατηγικά τοποθετημένη αποθήκευση ενέργειας εντός του δικτύου σε κεντρικές τοποθεσίες ή από πολλαπλά συστήματα αποθήκευσης υποστήριξης VAR τοποθετημένα κοντά σε μεγάλα φορτία, ακολουθώντας την κατανομημένη προσέγγιση. Τα συστήματα αποθήκευσης που χρησιμοποιούνται για την υποστήριξη τάσης πρέπει να είναι ικανά να λειτουργούν με συντελεστή ισχύος διαφορετικό της μονάδας, για την παραγωγή και την κατανάλωση άεργου ισχύος.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 1-10 MVA Εύρος διάρκειας απαλλαγής στόχου: Άνευ αντικειμένου Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: Άνευ αντικειμένου</p>

<p>Εκκίνηση εν κενό (Black Start) Τα συστήματα αποθήκευσης παρέχουν ένα ενεργό απόθεμα ισχύος και ενέργειας εντός του δικτύου και μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ενεργοποίηση των γραμμών μεταφοράς και διανομής και την παροχή της ποσότητας ισχύος που απαιτείται για τη επαναλειτουργία σταθμών ηλεκτροπαραγωγής μετά από καταστροφική βλάβη του δικτύου. Η αποθήκευση μπορεί να παρέχει παρόμοια ισχύ εκκίνησης με μεγαλύτερους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, εάν το σύστημα αποθήκευσης είναι κατάλληλα τοποθετημένο και υπάρχει σαφής διαδρομή μετάδοσης προς τη μονάδα παραγωγής ενέργειας από τη θέση του συστήματος αποθήκευσης.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 5-50 MW Εύρος διάρκειας απαλλαγής στόχου: 15 λεπτά έως 1 ώρα Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 10-20</p>
<p>Παρακολούθηση φορτίου/αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας Το φορτίο κάποιο BESS χαρακτηρίζεται από ισχύ εξόδου που γενικά μεταβάλλεται συνεχώς. Η ισχύς εξόδου αλλάζει ανάλογα με τη μεταβαλλόμενη ισορροπία μεταξύ ηλεκτρικής παροχής και φορτίου εντός μιας συγκεκριμένης περιοχής. Η παρακολούθηση φορτίου είναι μια απόκριση σε αλλαγές στη συχνότητα του συστήματος, στη φόρτωση του χρονοδιαγράμματος ή στη σχέση αυτών μεταξύ τους και συμβαίνει όπως απαιτείται για τη διατήρηση της προγραμματισμένης συχνότητας του συστήματος ή την καθιερωμένη ανταλλαγή με άλλες περιοχές εντός προκαθορισμένων ορίων.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 1-100 MW Εύρος διάρκειας απαλλαγής στόχου: 15 λεπτά έως 1 ώρα Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: Άνευ αντικειμένου</p>
<p>Αναβολή αναβάθμισης δικτύου μεταφοράς Η αναβολή της αναβάθμισης του δικτύου μεταφοράς συνεπάγεται την καθυστέρηση των επενδύσεων κοινής ωφέλειας στις αναβαθμίσεις του συστήματος μεταφοράς, χρησιμοποιώντας σχετικά μικρές ποσότητες αποθήκευσης ή, σε ορισμένες περιπτώσεις, πλήρης αποφυγή τέτοιων επενδύσεων. Ας εξετάσουμε για παράδειγμα ένα δίκτυο μεταφοράς με μέγιστο ηλεκτρικό φορτίο που πλησιάζει την ικανότητα μεταφοράς φορτίου του συστήματος. Σε ορισμένες περιπτώσεις, η εγκατάσταση μικρής ποσότητας αποθήκευσης ενέργειας κατάντη από τον σχεδόν υπερφορτωμένο κόμβο μεταφοράς θα μπορούσε να αναβάλει την ανάγκη αναβάθμισης για μερικά χρόνια.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 10-100 MW Εύρος διάρκειας εκφόρτισης στόχου: 2-8 ώρες Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 10-50</p>
<p>Ανακούφιση από τη συμφόρηση του δικτύου μεταφοράς Συμφόρηση του δικτύου μεταφοράς προκύπτει όταν η ενέργεια από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που έχουν διανεμηθεί δεν μπορεί να παραδοθεί σε όλα ή σε ορισμένα φορτία λόγω ανεπαρκών εγκαταστάσεων μεταφοράς. Όταν οι προσθήκες δυναμικότητας μεταφοράς δεν συμβαδίζουν με την αύξηση της μέγιστης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τα συστήματα μεταφοράς παρουσιάζουν συμφόρηση. Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αποφυγή δαπανών και επιβαρύνσεων που σχετίζονται με την κυκλοφοριακή συμφόρηση, ιδίως εάν το κόστος καθίσταται επαχθές λόγω σημαντικής συμφόρησης του συστήματος μεταφοράς.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 1-100 MW Εύρος διάρκειας εκφόρτισης-στόχου: 1-4 ώρες Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 50-100</p>
<p>Αναβολή αναβάθμισης δικτύου διανομής και υποστήριξη τάσης Η αναβολή αναβάθμισης του δικτύου διανομής περιλαμβάνει τη χρήση αποθήκευσης για την καθυστέρηση ή την αποφυγή επενδύσεων που διαφορετικά θα ήταν απαραίτητες για τη διατήρηση επαρκούς δυναμικότητας διανομής για την εξυπηρέτηση όλων των απαιτήσεων φορτίου. Η αναβαλλόμενη αναβάθμιση θα μπορούσε να είναι η αντικατάσταση ενός γερασμένου ή υπερφορτωμένου μετασχηματιστή διανομής σε έναν υποσταθμό ή η επανασύνδεση των γραμμών διανομής με βαρύτερο αγωγό.</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 500 kW-10 MW Εύρος διάρκειας εκφόρτισης-στόχου: 1-4 ώρες Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 50-100</p>

<p>Ποιότητα ισχύος Η υπηρεσία ποιότητας ισχύος περιλαμβάνει τη χρήση αποθήκευσης για την προστασία των επιτόπιων φορτίων του πελάτη κατάντη (από την αποθήκευση) έναντι συμβάντων μικρής διάρκειας που επηρεάζουν την ποιότητα της ισχύος που παρέχεται στα φορτία του πελάτη. Ορισμένες εκδηλώσεις κακής ποιότητας ισχύος είναι οι εξής:</p> <ul style="list-style-type: none"> • διακυμάνσεις στην τιμή της τάσης (π.χ. βραχυπρόθεσμες αιχμές ή βυθίσεις, μακροπρόθεσμες υπερτάσεις ή πτώσεις)· • διακυμάνσεις στην κύρια συχνότητα 50 hertz (Hz) στην οποία παρέχεται ισχύς· • χαμηλός συντελεστής ισχύος (τάση και ρεύμα με πολύ μεγάλη διαφορά τάσης). • αρμονικές (παρουσία ρευμάτων ή τάσεων σε συχνότητες διαφορετικές από την κύρια συχνότητα) και • διακοπές στην υπηρεσία, οποιασδήποτε διάρκειας, που κυμαίνονται από ένα κλάσμα του δευτερολέπτου έως μερικά δευτερόλεπτα. 	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 100 kW-10 MW Εύρος διάρκειας απαλλαγής στόχου: 10 δευτερόλεπτα έως 15 λεπτά Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 10-200</p>
<p>Διαχείριση χρεώσεων ζήτησης Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τους τελικούς χρήστες (πελάτες κοινής ωφέλειας) για τη μείωση του συνολικού κόστους ηλεκτρικής ενέργειας μειώνοντας τη ζήτησή τους κατά τις περιόδους αιχμής που καθορίζονται από την υπηρεσία κοινής ωφέλειας. Για να αποφευχθεί η χρέωση ζήτησης, το φορτίο πρέπει να μειωθεί κατά τη διάρκεια όλων των ωρών της περιόδου χρέωσης ζήτησης, συνήθως μια καθορισμένη χρονική περίοδος (π.χ. 11 π.μ. έως 5 μ.μ.) και σε συγκεκριμένες ημέρες (συνήθως καθημερινές).</p>	<p>Εύρος μεγέθους συστήματος αποθήκευσης: 50 kW-10 MW Εύρος διάρκειας απαλλαγής στόχου: 1-4 ώρες Ελάχιστοι κύκλοι/έτος: 50-500</p>

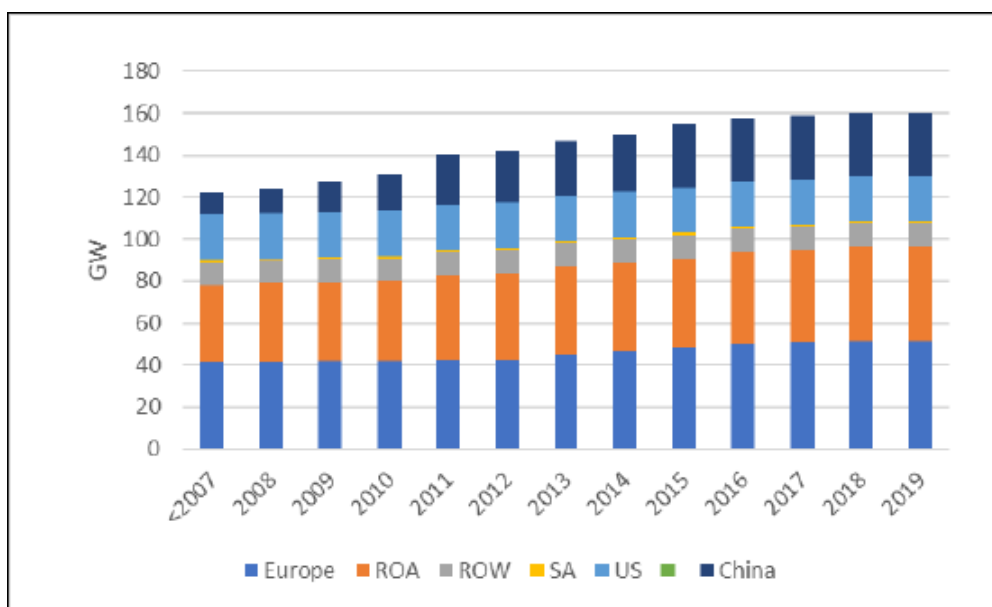
Πίνακας 2.2. Κύριες εφαρμογές της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

2.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να επιτευχθεί μέσω διαφόρων διαθέσιμων τεχνολογιών που ποικίλλουν ως προς το στάδιο ωριμότητάς-υλοποίησης τους, την ικανότητά τους να παρέχουν ισχύ και ενέργεια σε ορισμένες κλίμακες, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας, την απόδοση και την καταλληλότητά τους σε συγκεκριμένες εφαρμογές. Ενδεικτικά μέσα αποθήκευσης είναι (i) μηχανικές μέθοδοι όπως τροχός μετάδοσης κίνησης (flywheel), πεπιεσμένος αέρας και υδροηλεκτρική ενέργεια αντλησιοταμίευσης (Pumped Storage Hydropower - PSH) που είναι και η σημαντικότερη από τις μηχανικές μεθόδους. ii) θερμικές μέθοδοι όπως η αποθήκευση ενέργειας από τετηγμένο αλάτι (Molten Salt Energy Storage - MSES), η αποθήκευση ενέργειας υγρού αέρα (Liquid Air Energy Storage - LAES) και η αντλησιοταμίευση θερμικής αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (Pumped Thermal Electricity Storage - PTES)· iii) χημικές μέθοδοι που περιλαμβάνουν συσσωρευτές με διάφορες χημικές συνθέσεις (μόλυβδος-οξύ, Ni-Cd, Na-S, ιόντων λιθίου, μόλυβδος-

άνθρακα) και μετατροπή ισχύος σε H₂ και (iv) μέθοδοι ηλεκτρικού ή μαγνητικού πεδίου όπως ηλεκτρικοί πυκνωτές διπλής στρώσης (Electrical Double-Layer Capacitors - EDLC ή υπερπυκνωτές) ή υπεραγώγιμη αποθήκευση μαγνητικής ενέργειας (Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES).

Η PSH είναι η κυρίαρχη τεχνολογία αποθήκευσης με παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύ 160GW. Στο σχήμα 2.1 παρουσιάζεται η παγκοσμίως εγκατεστημένη ισχύς PSH το 2019 (US DoE, 2020).



Σχήμα 2.3. Παγκόσμια αθροιστική ανάπτυξη PSH (GW). (Πηγή: US DoE, 2020).

Μια τυπική εγκατάσταση PSH αποτελείται από δύο δεξαμενές νερού σε υψομετρική διαφορά μερικών εκατοντάδων μέτρων. Η PSH αποθηκεύει ενέργεια με τη μορφή βαρυτικής δυναμικής ενέργειας του νερού αντλώντας νερό από την κατώτερη στην υψηλότερη δεξαμενή. Σε περιόδους υψηλής ζήτησης ενέργειας, η ηλεκτρική ενέργεια απελευθερώνεται πίσω στο δίκτυο αντιστρέφοντας τη διαδικασία και διοχετεύοντας νερό από τον υψηλότερο στον χαμηλότερο ταμιευτήρα μέσω στροβίλων, με τον ίδιο τρόπο όπως σε έναν συμβατικό υδροηλεκτρικό σταθμό. Τα PSH χρησιμοποιούνται από τη δεκαετία του 1950. Είναι μακράν η πιο ώριμη τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας και η πιο οικονομική για εφαρμογές υψηλής ισχύος και υψηλής χωρητικότητας (ενέργειας). Από την άλλη, το

μέγεθος αυτών των έργων, οι γεωγραφικές απαιτήσεις τους και οι επιπτώσεις τους στο τοπίο επιβάλλουν μεγάλους χρόνους σχεδιασμού και κατασκευής.

Κατά την τελευταία δεκαετία, η ανάπτυξη αποθήκευσης έχει μετατοπιστεί προς τα συστήματα μπαταριών. Μεταξύ όλων των χημικών μπαταριών που διατίθενται στην αγορά, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-Ion) είναι η εξέχουσα επιλογή σε νέες εγκαταστάσεις. Αυτό αποδίδεται κυρίως στην ταχεία μείωση του κόστους τους λόγω της εντατικής χρήσης τους σε ηλεκτρικά οχήματα (EVs). Η τεχνολογία αποθήκευσης μπαταριών ιόντων λιθίου έχει πολλά πλεονεκτήματα, όπως ταχεία απόκριση, υψηλοί ρυθμοί φόρτισης και εκφόρτισης, υψηλή απόδοση, δυνατότητα εφαρμογής σε ένα ευρύ φάσμα ισχύος από μερικά kW έως μερικές εκατοντάδες MW και σχετικά μικρό περιβαλλοντικό αποτύπωμα. Από την άλλη, ο σύντομος κύκλος ζωής των μπαταριών, περίπου 10 ετών, και το κόστος τους που παραμένει υψηλό, παρά τον ρυθμό μείωσής του, είναι τα σημαντικότερα μειονεκτήματα της τεχνολογίας. Αν και οι μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-ion) χρησιμοποιούνται όλο και περισσότερο στις εφαρμογές σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει μεγάλη ποικιλία μπαταριών, μεταξύ των οποίων ξεχωρίζουν τα ακόλουθα:

- Μπαταρίες μολύβδου και οξέος μολύβδου (Pb-PbO₂). Αυτές οι μπαταρίες εφευρέθηκαν το 1859 και είναι το παλαιότερο είδος επαναφορτιζόμενης μπαταρίας. Αν και αυτό το είδος μπαταρίας είναι πολύ συνηθισμένο στα συμβατικά οχήματα, έχει χρησιμοποιηθεί και σε ηλεκτρικά οχήματα. Έχει πολύ χαμηλές αναλογίες ειδικής ενέργειας και ενεργειακής πυκνότητας. Η μπαταρία σχηματίζεται από μια εναπόθεση θεικού οξέος και μια ομάδα πλακών μολύβδου. Κατά την αρχική διαδικασία φόρτωσης, ο θεικός μολύβδος ανάγεται σε μέταλλο στις αρνητικές πλάκες, ενώ, στα θετικά, σχηματίζεται οξείδιο του μολύβδου (PbO₂).
- Μπαταρίες νικελίου-καδμίου (Ni-Cd). Αυτή η τεχνολογία χρησιμοποιήθηκε στη δεκαετία του '90, καθώς αυτές οι μπαταρίες έχουν μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα (Haschka & Schlieck, 1986), αλλά παρουσιάζουν υψηλό αποτέλεσμα μνήμης, χαμηλή διάρκεια ζωής και το κάδμιο είναι ένα πολύ ακριβό και ρυπογόνο στοιχείο. Για αυτούς τους λόγους, οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου αντικαθίστανται επί του παρόντος από μπαταρίες νικελίου-υδριδίου μετάλλου (NiMH).

- Μπαταρίες νικελίου-υδριδίου μετάλλου (Ni-MH). Σε αυτόν τον τύπο μπαταριών, ένα κράμα που αποθηκεύει υδρογόνο χρησιμοποιείται για αρνητικά ηλεκτρόδια αντί για κάδμιο (Cd) (Maggetto & Mierlo, 2000). Αν και παρουσιάζουν υψηλότερο επίπεδο αυτοεκφόρτισης από αυτές του νικελίου-καδμίου, αυτές οι μπαταρίες χρησιμοποιούνται από πολλά υβριδικά οχήματα.
- Μπαταρίες ψευδαργύρου-βρωμίου (Zn-Br₂). Αυτού του είδους οι μπαταρίες χρησιμοποιούν ένα διάλυμα ψευδαργύρου-βρωμίου που είναι αποθηκευμένο σε δύο δεξαμενές και στο οποίο το βρώμιο μετατρέπεται σε βρώμιο στο θετικό ηλεκτρόδιο.
- Μπαταρίες χλωριούχου νατρίου και νικελίου (NA-NiCl). Αναφέρονται επίσης ως Zebra, μοιάζουν πολύ με τις μπαταρίες θείου νατρίου. Το πλεονέκτημά τους είναι ότι μπορούν να προσφέρουν έως και 30% περισσότερη ενέργεια σε χαμηλές θερμοκρασίες, αν και το βέλτιστο εύρος λειτουργίας του είναι μεταξύ 260 °C και 300 °C. Αυτού του είδους οι μπαταρίες είναι ιδανικές για χρήση σε ηλεκτρικά οχήματα (Sessa et al., 2016). Η εξαφανισμένη εταιρεία Modec τα χρησιμοποίησε το 2006.
- Μπαταρίες θείου νατρίου (Na-S), οι οποίες περιέχουν υγρό νάτριο (Na) και θείο (S). Αυτός ο τύπος μπαταρίας έχει υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, υψηλή απόδοση φόρτωσης και εκφόρτωσης (89–92%) και μεγάλο κύκλο ζωής. Επιπλέον, το πλεονέκτημά τους είναι ότι τα υλικά αυτά έχουν πολύ χαμηλό κόστος. Ωστόσο, μπορούν να φτάσουν σε θερμοκρασίες λειτουργίας μεταξύ 300 και 350 °C (Sudworth & Tiley, 1985).
- Μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-Ion). Αυτές οι μπαταρίες χρησιμοποιούν, ως ηλεκτρολύτη, ένα άλας λιθίου που παρέχει τα απαραίτητα ιόντα για την αναστρέψιμη ηλεκτροχημική αντίδραση που λαμβάνει χώρα μεταξύ της καθόδου και της ανόδου. Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου έχουν τα πλεονεκτήματα της ελαφρότητας των εξαρτημάτων τους, της υψηλής χωρητικότητας φόρτισης, της εσωτερικής τους αντίστασης, καθώς και των υψηλών κύκλων φόρτωσης και εκφόρτωσης. Επιπλέον, παρουσιάζουν μειωμένο φαινόμενο μνήμης. Η χρήση των μπαταριών ιόντων λιθίου περιορίζεται εντός ενός συγκεκριμένου εύρους θερμοκρασίας και τάσης. Η υπέρβαση των περιορισμών αυτών των ορίων μπορεί να προκαλέσει πτώση της απόδοσης της μπαταρίας ή ακόμη την πρόκληση έκρηξης, καθώς σε θερμοκρασίες μεγαλύτερες των 150 °C οι ηλεκτρολύτες αρχίζουν να καταστρέφονται (Lu

et al., 2013). Αυτός ο τύπος μπαταρίας είναι ο πιο χρησιμοποιούμενος σήμερα τόσο στα BESS, όσο και από την πλειοψηφία των EV και PHEV.

Ο Πίνακας 2 παρουσιάζει μια σύγκριση των πιο συναφών χαρακτηριστικών των διαφορετικών τεχνολογιών των μπαταριών. Μια σημαντική πτυχή κατά τη σύγκριση των διαφορετικών τεχνολογιών είναι η θερμοκρασία λειτουργίας τους, καθώς μπορεί να περιορίσει τη λειτουργία τους. Από αυτή την άποψη, οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος και λιθίου είναι οι καλύτερες που αντέχουν σε χαμηλές θερμοκρασίες, καθώς μπορούν να φορτώσουν θερμοκρασίες έως και 20 °C, αν και, στην περίπτωση των μπαταριών Li-Ion, οι χαμηλές θερμοκρασίες επηρεάζουν σοβαρά τη χωρητικότητά τους, προκαλώντας αυτοεκφόρτιση (Du Pasquier et al., 2003). Στην πραγματικότητα, αυτός ο τύπος μπαταρίας έχει βέλτιστη θερμοκρασία λειτουργίας 40 °C. Σύμφωνα με τον πίνακα 3, οι μπαταρίες που περιέχουν νάτριο (Na-NiCl, Na-S) έχουν υψηλότερες θερμοκρασίες λειτουργίας. Όσον αφορά την ειδική ενέργεια και την ενεργειακή πυκνότητα, οι μπαταρίες μολύβδου και οξέος μολύβδου (Pb-PbO₂) και νικέλιου (Ni-Cd, Ni-MH) παρουσίασαν τις υψηλότερες τιμές.

Πίνακας 2. Σύνοψη χαρακτηριστικών μπαταριών

	Pb-PbO ₂	Ni-Cd	Ni-MH	Zn-Br ₂	Na-NiCl	Na-S	Li-Ion
Θερμοκρασία λειτουργίας (C)	-20 -45	0-50	0-50	20-40	300-350	300-350	-20-60
Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	30-60	60-80	60-120	75-140	160	130	100-275
Ενεργειακή πυκνότητα (Wh/L)	60-100	60-150	100-300	60-70	110-120	120-130	200-735
Ειδική δύναμη (W/kg)	75-100	120-150	250-1000	80-100	150-200	150-290	350-3000
Τάση (V)	2.1	1.35	1.35	1.79	2.58	2.08	3.6
Μέγιστος αριθμός κύκλων	500-800	2000	500	>2000	1500-2000	2500-4500	400-3000

Όσον αφορά τη συγκεκριμένη ισχύ, οι μπαταρίες μολύβδου και ψευδαργύρου προσφέρουν χειρότερα αποτελέσματα (έως 100 W/kg), ενώ τα είδη μπαταριών με τις καλύτερες βαθμολογίες είναι αυτές της Ni-MH (με μέγιστο όριο 1000 W/kg) και της Li- ιόντων, που προσφέρουν έως και 3000 W/kg. Όσον αφορά την τάση των κυψελών, οι μπαταρίες που σχηματίζονται από νικέλιο και ψευδάργυρο είναι αυτές με χαμηλότερη τάση, ενώ οι μπαταρίες νατρίου (Na-S y Na-NiCl) και ιόντων λιθίου χρησιμοποιούν υψηλότερη τάση. Από την άλλη, όσον αφορά τους κύκλους ζωής, οι μπαταρίες που προσφέρουν χειρότερα αποτελέσματα είναι αυτές του Ni-MH και του μολύβδου-οξέος. Τέλος, οι μπαταρίες λιθίου

μπορούν να υποστηρίξουν έως και 3000 κύκλους και αυτές του Na-S είναι αυτές που προσφέρουν καλύτερα αποτελέσματα, υποστηρίζοντας έως και 4500 κύκλους. Κατά την εξέταση όλων των παραπάνω παραμέτρων, τα τρέχοντα BESS βασίζονται στην τεχνολογία ιόντων λιθίου, καθώς αυτή η τεχνολογία παρουσιάζει την καλύτερη απόδοση σε όλα σχεδόν τα χαρακτηριστικά που αναλύθηκαν.

2.4 Προκλήσεις και κίνδυνοι

Ανεπαρκώς καθορισμένα και κατηγοριοποιημένα συστήματα

Οι τεχνολογίες ESS αναπτύσσονται και επιδεικνύονται ενεργά σε όλο τον κόσμο. Η βιομηχανία ESS λαμβάνει τεράστια ώθηση από την αυξημένη ενσωμάτωση των ΑΠΕ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Καθώς η βιομηχανία επεκτείνεται, ο ορισμός και η τυποποίηση της ορολογίας θα γίνεται όλο και πιο σημαντικοί. Διαφορετικοί όροι χρησιμοποιούνται σε σχέση με τα ESS σε διαφορετικές χώρες και διαφορετικά πεδία εφαρμογής (π.χ. "ESS", "EES", "BESS"). Η Ιαπωνία χρησιμοποιεί τον όρο «ηλεκτρικά συστήματα αποθήκευσης» στα τεχνολογικά πρότυπα και τις κατευθυντήριες γραμμές της για ηλεκτρικό εξοπλισμό για να αναφερθεί σε ηλεκτρομηχανικές συσκευές που αποθηκεύουν ηλεκτρική ενέργεια. Στην περίπτωση των ΗΠΑ, ο ισοδύναμος όρος είναι "επαναφορτιζόμενα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας", που ορίζονται στον Εθνικό Ηλεκτρικό Κώδικα (NEC). Στη Δημοκρατία της Κορέας, ενώ ο όρος "συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας" μπορεί να βρεθεί στα πρότυπα τεχνολογίας ηλεκτρικού εξοπλισμού, αυτό που αναφέρεται στα πρότυπα που θεσπίστηκαν από τη Διεθνή Ηλεκτροτεχνική Επιτροπή (IEC) και υιοθετήθηκαν από τη χώρα είναι "συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας". Τα πρότυπα IEC καθορίζουν παραμέτρους μονάδων και μεθόδους δοκιμής και ασχολούνται με θέματα σχεδιασμού, εγκατάστασης, ασφάλειας και περιβάλλοντος. Ο καθορισμός προτύπων για την ενοποίηση της ασαφούς και ασαφούς ορολογίας θα βελτιώσει την τεχνική επικοινωνία μεταξύ χωρών και θεσμικών οργάνων.

Διαχωρισμός δραστηριοτήτων λειτουργίας και ανάπτυξης δικτύου

Οι κανόνες διαχωρισμού περιορίζουν τη δυνατότητα των διαχειριστών δικτύου (ΔΣΜ και διαχειριστών συστημάτων διανομής) να ασκούν δραστηριότητες διαφορετικές από τη λειτουργία του δικτύου. Οι περιορισμοί αυτοί ισχύουν ιδίως για τη διαχείριση πάγιων στοιχείων ηλεκτροπαραγωγής. Η δυνατότητα εφαρμογής των κανόνων διαχωρισμού στα ESS είναι ασαφής επί του παρόντος και θα εξαρτηθεί από τον τρόπο ορισμού και κατηγοριοποίησης της αποθήκευσης. Στην Ευρώπη, το θέμα αυτό πρέπει να αποφασιστεί πρωτίστως σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) για να διασφαλιστεί η ομοιόμορφη

εφαρμογή σε όλα τα κράτη μέλη. Μέχρι να αποσαφηνιστεί αυτό το θέμα, η ρυθμιστική αβεβαιότητα θα παραμείνει. Η ταξινόμηση των ESS ως περιουσιακού στοιχείου παραγωγής θα καθιστούσε δυσκολότερο για έναν φορέα εκμετάλλευσης δικτύου να έχει τον έλεγχο ενός έργου αποθήκευσης.

Επί του παρόντος, υπάρχουν διαφορετικές απόψεις όσον αφορά την ανάγκη εφαρμογής του καθεστώτος διαχωρισμού στα ESS. Δεδομένου ότι οι διαχειριστές δικτύων θα μπορούσαν να είναι σημαντικοί ενδιαφερόμενοι φορείς στην ανάπτυξη έργων ESS και αυτά μπορούν να συμβάλουν στην επίλυση ζητημάτων εξισορρόπησης με οικονομικά αποδοτικό τρόπο, θα μπορούσε να υποστηριχθεί ότι το κανονιστικό πλαίσιο θα πρέπει να επιτρέπει τη συμμετοχή των διαχειριστών δικτύων στις δραστηριότητες του ESS. Ωστόσο, πρέπει να θεσπιστούν κατάλληλες κανονιστικές διασφαλίσεις για την αποφυγή αδικαιολόγητων στρεβλώσεων του ανταγωνισμού που προκύπτουν από τη μονοπωλιακή θέση των φορέων εκμετάλλευσης δικτύων.

Αιτήσεις τιμολόγησης δικτύου και θέματα αδειοδότησης

Τα ESS αποθηκεύουν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιώντας μπαταρίες ιόντων λιθίου και απελευθερώνουν την αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια όταν χρειάζεται. Λόγω της υψηλής αποτελεσματικότητάς τους στην επέκταση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και στη βελτίωση της αποδοτικότητας της βιομηχανίας ηλεκτρικής ενέργειας, τα ESS μπορούν να έχουν ένα ευρύ φάσμα χρήσεων στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (προμηθευτές) και στους χρήστες (καταναλωτές). Η μεταβλητότητα της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ανάλογα με τις κλιματικές συνθήκες εγείρει το ζήτημα της συγκεντρωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ικανότητα αποθήκευσης και διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά δυνατή την επίλυση ζητημάτων μεταβλητής παραγωγής και συγκέντρωσης εξόδου σε σημαντικό βαθμό. Επιτρέπει επίσης τη ρύθμιση της παραγωγής σύμφωνα με τη ζήτηση, μειώνοντας έτσι την απόκλιση κατανάλωσης ενέργειας (επιβάρυνση ζήτησης αιχμής) ανά χρονική περίοδο. Ως εκ τούτου, το ESS χρησιμοποιείται για τη μείωση των προβλημάτων απόδοσης, όπως η

πλεονάζουσα παραγωγή και οι πλεονάζουσες εγκαταστάσεις. Κατά συνέπεια, τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να χρησιμοποιήσουν τα ESS για να ρυθμίσουν τη συχνότητα και να σταθεροποιήσουν την παραγωγή γεννητριών ΑΠΕ. Οι χρήστες μπορούν να το χρησιμοποιήσουν για να μειώσουν το φορτίο αιχμής και να μειώσουν τα τέλη ή να πουλήσουν πλεονάζουσα ισχύ σύμφωνα με τις πολιτικές.

Στη Δημοκρατία της Κορέας, μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας BESS, εφαρμόζονται πολιτικές για την εξασφάλιση ενός ορισμένου επιπέδου κερδών κατά την εγκατάσταση και λειτουργία ESS για τη μείωση της ζήτησης αιχμής ή κατά τη σύνδεση με την ηλιακή ή την παραγωγή αιολικής ενέργειας από τον ιδιωτικό τομέα για την επέκταση της διανομής ESS και τη βελτίωση της απόδοσης της βιομηχανίας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ηλεκτρικής ενέργειας. Τα κέρδη από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνουν τα κέρδη από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας και τα κέρδη από πιστοποιητικά ανανεώσιμης ενέργειας (REC). Όταν το ESS εγκαθίσταται στην παραγωγή αιολικής και ηλιακής ενέργειας, και ακόμη και αν παράγεται η ίδια ποσότητα ενέργειας, προσφέρεται υποστήριξη για την αύξηση των κερδών REC 4,5-5,0 φορές υψηλότερα. Ως εκ τούτου, είναι δυνατές επενδύσεις μικρής κλίμακας και η ζήτηση για συνδυασμό ESS κυρίως με παραγωγή ηλιακής ενέργειας, η οποία έχει υψηλά οφέλη στήριξης και συνεχίζει να αυξάνεται. Η βασική έννοια της μείωσης της ζήτησης αιχμής είναι η συναλλαγή διαφοράς - χρησιμοποιώντας τη διαφορά στα τέλη ηλεκτρικής ενέργειας ανά χρονική περίοδο. Ακόμη και αν χρησιμοποιείται η ίδια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της ημέρας, το φορτίο αιχμής μειώνεται, μειώνοντας έτσι το βασικό τέλος και το μέσο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Δεδομένου ότι τα ειδικά τέλη ESS θα εφαρμοστούν μέχρι το 2025, η εγκατάσταση 1 MWh ESS για βιομηχανική χρήση μπορεί να εξοικονομήσει άμεσα περίπου 100 εκατομμύρια γουόν σε τέλη ηλεκτρικής ενέργειας. Εάν αυξηθούν τα βιομηχανικά ηλεκτρικά τέλη στο μέλλον, η ζήτηση ESS για τη μείωση της ζήτησης αιχμής είναι πιθανό να αυξηθεί κυρίως μεταξύ των κατασκευαστών με υψηλή χρήση ενέργειας.

Ασφάλεια μπαταριών

Μεταξύ των δευτερευουσών μπαταριών, οι δευτερεύουσες μπαταρίες λιθίου είναι η πηγή ενέργειας για την εποχή κατά την οποία οι κινητές ηλεκτρονικές συσκευές έχουν γίνει Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

συνηθισμένες. Με την επέκταση της εφαρμογής σε βιομηχανικούς τομείς όπως τα ESS και τα ηλεκτρικά οχήματα μπαταρίας (BEV), διεξάγονται έρευνες σχετικά με μέτρα για τη διασφάλιση της ασφάλειας, όπως η μείωση των περιστατικών θέρμανσης και ανάφλεξης που προκύπτουν από την υψηλή πυκνότητα των δευτερευουσών μπαταριών λιθίου. Οι δευτερεύουσες μπαταρίες λιθίου περιέχουν τόσο οξειδωτικά (αρνητικά) όσο και καύσιμα (θετικά) εντός του κλειστού χώρου της μπαταρίας και επομένως φέρουν επίσης τον κίνδυνο πυρκαγιάς και έκρηξης σε περίπτωση υπερφόρτισης, υπερφόρτισης, υπερβολικού ρεύματος ή βραχυκυκλώματος. Για την ασφάλεια της μπαταρίας, ο σχεδιασμός ασφάλειας είναι απαραίτητος σε επίπεδο κυψέλης, μονάδας, συσκευασίας και τελικού προϊόντος. Εάν η ασφάλεια αποτύχει σε ένα επίπεδο, μπορούν γρήγορα να ακολουθήσουν σοβαρότερα ατυχήματα στα υψηλότερα επίπεδα. Δεν υπάρχει ενιαίο πρότυπο ή παράμετρος για την αξιολόγηση της ασφάλειας της μπαταρίας. Ένα κύκλωμα προστασίας μπαταρίας θα βελτιώσει την ασφάλεια καθιστώντας τέτοια ατυχήματα λιγότερο πιθανά ή ελαχιστοποιώντας τη σοβαρότητά τους όταν συμβούν. Οι συσκευές προστασίας είναι ενσωματωμένες στα συστήματα κυψελών, μονάδων και μπαταριών για την πρόληψη ανωμαλιών και τη μείωση των ατυχημάτων. Οι συσκευές διακοπής ρεύματος (CID), τα θερμίστορ θετικού συντελεστή θερμοκρασίας (PTC), οι ασφάλειες περιορισμού ρεύματος, οι δίοδοι, τα συστήματα διαχείρισης μπαταριών (BMS) κ.λπ., ελέγχουν την εμφάνιση και την ένταση θερμότητας και αερίου. Επιπλέον, η ανάγκη για συστήματα πυρόσβεσης λαμβάνει όλο και μεγαλύτερη προσοχή, καθώς γίνονται σχέδια για τη μείωση της σοβαρότητας των ατυχημάτων. Ωστόσο, επί του παρόντος δεν υπάρχουν πρότυπα ή κριτήρια δοκιμών για το σχεδιασμό συστημάτων πρόληψης πυρκαγιάς. Στις ΗΠΑ, η δοκιμή τέτοιων συστημάτων βρίσκεται στις αρχικές της φάσεις και το Ίδρυμα Έρευνας Πυροπροστασίας, θυγατρική της μη κερδοσκοπικής Εθνικής Ένωσης Πυροπροστασίας (NFPA), ολοκληρώνει την έρευνα για την καταστολή πυρκαγιάς, συμπεριλαμβανομένης της διαχείρισης κινδύνου των δευτερευουσών μπαταριών λιθίου και του σχεδιασμού ψεκαστήρα.

Ανακύκλωση μπαταριών

Η ανακύκλωση μπαταριών αποσκοπεί στη μείωση του αριθμού των μπαταριών που απορρίπτονται ως αστικά στερεά απόβλητα. Είναι η καλύτερη προσέγγιση για τη διαχείριση

του τέλους του κύκλου ζωής των χρησιμοποιημένων μπαταριών, κυρίως για περιβαλλοντικούς, αλλά και για λόγους εξοικονόμησης πόρων. Οι μονάδες ανακύκλωσης μπαταριών απαιτούν τη διαλογή των μπαταριών σύμφωνα με τη χημεία τους. Κάποια διαλογή πρέπει να γίνει πριν φτάσουν οι μπαταρίες στη μονάδα ανακύκλωσης. Οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου, νικελίου-υδριδίου μετάλλου, ιόντων λιθίου και μολύβδου-οξέος τοποθετούνται σε καθορισμένα κουτιά στο σημείο συλλογής. Οι ανακυκλωτές μπαταριών ισχυρίζονται ότι εάν μια σταθερή ροή μπαταριών, ταξινομημένων ανά χημεία, ήταν διαθέσιμη χωρίς χρέωση, η ανακύκλωση θα ήταν κερδοφόρα. Αλλά η προετοιμασία και η μεταφορά προσθέτουν στο κόστος.

2.5 Η κατάσταση στο εξωτερικό

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τις προηγούμενες δεκαετίες βασίστηκε σε μεγάλο βαθμό σε κεντρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα και πυρηνικούς σταθμούς. Αυτός ο τύπος παραγωγής έχει μικρή ευελιξία, καθώς αυτοί οι σταθμοί λειτουργούν βέλτιστα με προκαθορισμένο βασικό φορτίο και είναι αργοί στο να ακολουθούν την καμπύλη ζήτησης, καθώς επίσης έχουν και πολύ υψηλούς χρόνους έναυσης έως ότου να φτάσουν στην παραγωγή της ονομαστικής τους ισχύος. Για το λόγο αυτό, ο κύριος μοχλός πίσω από την ανάπτυξη της αποθήκευσης τις τελευταίες δεκαετίες ήταν η μείωση του ενεργειακού κόστους με τη χρονική μετατόπιση της παραγόμενης ενέργειας πάνω από την καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου σε ημερήσιο, εβδομαδιαίο, μηνιαίο, ακόμη και εποχιακό χρονικό πλαίσιο. Η αντλησιοταμίευση παρείχε τα μέσα για τη μετατόπιση πολύ μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε μεγάλα χρονικά διαστήματα, γεγονός που, σε συνδυασμό με την οικονομική απόδοση τέτοιων έργων σε κύκλους ζωής 40 έως 50 ετών, κατέστησε την αντλησιοταμίευση την κυρίαρχη τεχνολογία αποθήκευσης μέχρι σήμερα.

Σήμερα, από την άλλη πλευρά, ο κύριος μοχλός ανάπτυξης της αποθήκευσης βασίζεται στους φιλόδοξους στόχους που έχουν τεθεί διεθνώς για υψηλά μερίδια ΑΠΕ σε επίπεδα 50-60% της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης. Η παραγωγή ΑΠΕ είναι ασταθής και δεν μπορεί να ακολουθήσει την καμπύλη ζήτησης. Ως εκ τούτου, η αποθήκευση καθίσταται

αναγκαία για την επίτευξη των επιπέδων ΑΠΕ, διασφαλίζοντας παράλληλα τη σταθερότητα των δικτύων (ΟΔΕ, 2021) .

Στο σημερινό πλαίσιο των ανταγωνιστικών αγορών ενέργειας, η βραχυπρόθεσμη οικονομική βιωσιμότητα αποτελεί προϋπόθεση για νέες επενδύσεις σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Η βιωσιμότητα αυτή πρέπει να βασίζεται στα έσοδα που προέρχονται από τα υφιστάμενα πλαίσια της αγοράς και στο καθεστώς τους όσον αφορά την ωριμότητα της αγοράς, τη ρευστότητα της αγοράς, το βάθος της αγοράς και τις τιμές της αγοράς. Όσον αφορά τις αγορές άμεσης παράδοσης (την αγορά επόμενης ημέρας και την ενδοημερήσια συζευγμένη ευρωπαϊκή αγορά), η εξασφάλιση επαρκών εσόδων για νέες εγκαταστάσεις αποθήκευσης θα απαιτούσε επαρκή διαφορά τιμής μεταξύ των ωρών χαμηλής και υψηλής ημερήσιας ζήτησης, η οποία θα κάλυπτε τη συνολική αποδοτικότητα και το εγγενώς ευμετάβλητο λειτουργικό κόστος των εν λόγω έργων. Η διαφορά τιμών μεταξύ των αγορών άμεσης παράδοσης και των αγορών εξισορρόπησης είναι ένας άλλος σημαντικός παράγοντας για τον καθορισμό της βιωσιμότητας των επενδύσεων αποθήκευσης. Μια τρίτη πηγή σημαντικού εισοδήματος είναι η συμμετοχή στις αγορές εξισορρόπησης ισχύος και ενέργειας όσον αφορά την αντιμετώπιση τεχνικών περιορισμών δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Η συμμετοχή σε σταθμούς αποθήκευσης ενέργειας περιορίζεται από τη μικρή χωρητικότητα και τις ασύμμετρες απαιτήσεις που ισχύουν στις περισσότερες περιπτώσεις και που συνδέονται με τους κύκλους εκφόρτισης/φόρτισης.

Μελέτες κόστους-οφέλους (cost – benefit) δείχνουν ότι το επενδυτικό κόστος για την αποθήκευση μεγάλης κλίμακας καλύπτεται από τα παραγόμενα οφέλη (Panagos et al., 2021). Ωστόσο, τα έσοδα που δημιουργούνται εντός του υφιστάμενου πλαισίου της αγοράς δεν επαρκούν για να αποτελέσουν τις νέες επενδύσεις βιώσιμες. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η τρέχουσα δομή των αγορών ενέργειας δεν αξιοποιεί πλήρως τα οφέλη της αποθήκευσης. Υπάρχει γενικά ανεπάρκεια διαφοράς τιμών στις αγορές άμεσης παράδοσης και χαμηλές προσδοκίες αποδοχών στις ευρωπαϊκές αγορές αποθεματικών (FCR, aFRR, mFRR). Σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος των σταθμών αποθήκευσης, αυτά δημιουργούν ένα δυσμενές περιβάλλον για την προώθηση νέων επενδύσεων αποθήκευσης.

Αυτό το αναγνωρισμένο χρηματοδοτικό κενό, το οποίο μεταφράζεται άμεσα σε έλλειμμα βιωσιμότητας, αντιμετωπίστηκε σε ορισμένες χώρες με την αναγνώριση και την αμοιβή Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

πρόσθετων υπηρεσιών που μπορούν να παρέχονται από σταθμούς αποθήκευσης, αλλά δεν περιλαμβάνονται στην τυπική δομή των αγορών ενέργειας. Το πλαίσιο αποτίμησης αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας του IRENA (IRENA, 2020) προσδιορίζει αυτές τις περιπτώσεις σε επίπεδο χώρας. Η ταχεία απόκριση (Fast Frequency Response - FFR) αποτελεί σημαντικό μέρος αυτών των υπηρεσιών και βασική κινητήρια δύναμη πίσω από την παγκόσμια ανάπτυξη αποθήκευσης τα τελευταία πέντε χρόνια. Το Ηνωμένο Βασίλειο είναι ένα τυπικό παράδειγμα αυτής της εφαρμογής, καθώς εισήγαγε την υπηρεσία της ενισχυμένης ταχείας απόκρισης (Enhanced Frequency Response - EFR) με χρόνο απόκρισης της τάξης του ενός δευτερολέπτου το 2016. Εκείνη τη χρονιά ξεκίνησε μια ανταγωνιστική διαδικασία για την απόκτηση συμβάσεων EFR μεγέθους 200MW, η οποία οδήγησε στην κατασκευή οκτώ νέων έργων. Τέσσερα χρόνια αργότερα, το 2020 η εγκατεστημένη ισχύ των σταθμών αποθήκευσης στο Ηνωμένο Βασίλειο ήταν 1,2 GW, αποτελούμενη κυρίως από έργα με ονομαστική ισχύ <50MW (Colthorpe, 2021). Η αποφασιστικότητα στην ταχεία ανάπτυξη αποθήκευσης του Ηνωμένου Βασιλείου προέρχεται από το γεγονός ότι το Ηνωμένο Βασίλειο είναι απομονωμένο τόσο από γεωγραφική άποψη όσο και από άποψη ηλεκτρικού δικτύου. Με περιορισμένο μόνο αριθμό διασυνδέσεων με το δίκτυο της ηπειρωτικής Ευρώπης, το δίκτυο του Ηνωμένου Βασιλείου είναι πιο ευάλωτο στις διακυμάνσεις συχνότητας που προκύπτουν από την παραγωγή στις αναντιστοιχίες ζήτησης. Η Ιρλανδία, από την άλλη πλευρά, είναι επίσης νησί, με ακόμη μικρότερη ικανότητα διασύνδεσης από το Ηνωμένο Βασίλειο και, ως εκ τούτου, μεγαλύτερη ανάγκη για υπηρεσίες υποστήριξης συχνότητας που υποστηρίζονται από αποθήκευση. Ωστόσο, οι σταθμοί αποθήκευσης της Ιρλανδίας περιορίζονται σε μόλις 111MW, γεγονός που αποδεικνύει ότι η πολιτική βούληση για την υποστήριξη της αποθήκευσης, τα κατάλληλα ρυθμιστικά πλαίσια και οι ώριμες δομές της αγοράς χονδρικής αποτελούν προϋποθέσεις για τη διαμόρφωση ενδιαφέροντος γύρω από τις επενδύσεις αποθήκευσης.

Μια άλλη ενδιαφέρουσα περίπτωση που μελετήθηκε από την IRENA (2020) είναι αυτή ενός ακόμη νησιωτικού έθνους, της Αυστραλίας. Αντιμετωπίζοντας παρόμοια προβλήματα με αυτά του Ηνωμένου Βασιλείου, ο Διαχειριστής Αγοράς Ενέργειας της Αυστραλίας (Australian Energy Market Operator - AEMO) ανέπτυξε ένα προϊόν ταχείας απόκρισης

(FFR) για την παροχή ταχείας απόκρισης ισχύος σε χρονικό διάστημα δύο δευτερολέπτων το 2017. Το προϊόν δημοπρατήθηκε την ίδια χρονιά. Η TESLA κέρδισε το δεκαετές συμβόλαιο FFR και ανέπτυξε το έργο Hornsdale 100MW / 129MWh στη Νότια Αυστραλία (Σχήμα 2.2), μια επένδυση 89 εκατομμυρίων AUD που τέθηκε σε λειτουργία σε μόλις 100 ημέρες.



Σχήμα 2.4. Έργο ESS Hornsdale στη Νότια Αυστραλία. (Πηγή: Hornsdale Power Reserve, 2019).

Η οικονομική έκθεση του επόμενου έτους (2018) έδειξε ότι μόνο το 15% των εσόδων των σταθμών αποθήκευσης προήλθε από τη συμβατική υπηρεσία FFR και το υπόλοιπο 85% προήλθε από τη συμμετοχή στην αυστραλιανή χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Οι υπηρεσίες εξοικονόμησης ενέργειας που παρέχονται από την Hornsdale εκτιμάται ότι βοήθησαν στην εξοικονόμηση εκατομμυρίων AUD σε υπηρεσίες εξοικονόμησης ενέργειας μειώνοντας σημαντικά τις τιμές αυτών των προϊόντων. Ο σταθμός υποστήριξε περαιτέρω το δίκτυο της Νότιας Αυστραλίας παρέχοντας απόκριση 100msec σε ένα συμβάν πτώσης τάσης του 2018 και αποτρέποντας την απώλεια ισχύος. Το έργο επεκτάθηκε αργότερα στα 150MW. Σήμερα, υπάρχουν συνολικά πέντε σταθμοί αποθήκευσης ενέργειας με χρήση μπαταριών σε κλίμακα δικτύου στην Αυστραλία, όπως φαίνεται στον Πίνακα 2.

Πίνακας 3. Μπαταρίες κλίμακας δικτύου (συμβάσεις) στην Εθνική Αγορά Ηλεκτρισμού της Αυστραλίας. (Πηγή: AEMO, 2021)

Περιοχή	Όνομα	Χωρητικότητα(MW)	Διάρκεια (Ωρες)
N. Αυστραλία	Hornsedale Power Reserve Unit 1	150	1.25
N. Αυστραλία	Dalrymple BESS	30	0.27
Βικτώρια	Ballarat Energy Storage System	30	1.0
Βικτώρια	Gannawarra Energy Storage System	25	1.97
N. Αυστραλία	Lake Bonney BESS1	25	2.08

Το 2019, το Συμβούλιο Ηλεκτρικής Αξιοπιστίας του Τέξας (Electric Reliability Council of Texas - ERCOT) ενέκρινε ένα παρόμοιο προϊόν FFR με απαίτηση απόκρισης ενεργού ισχύος σε χρονικό πλαίσιο μόλις 0,25 δευτερολέπτων και αποτελούσε μέρος της υπηρεσίας Responsive Reserve Service (RRS) της ERCOT (IRENA, 2020). Τέθηκε σε εφαρμογή τον Ιανουάριο του 2020, διαπραγματεύεται στην αγορά επόμενης ημέρας και πληρώνει 85\$ - 100\$ ανά k/MW ετησίως, καθώς συμβάλλει στη διατήρηση της ασφάλειας και της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού δικτύου και μειώνει την πιθανότητα διακοπής ρεύματος παρέχοντας πόρους χωρητικότητας σε πραγματικό χρόνο (ENEL X, 2021).

Η ανάπτυξη της αποθήκευσης ενέργειας τα τελευταία χρόνια ξεκίνησε με σταθμούς χαμηλής χωρητικότητας, πολύ κάτω από το σημείο αναφοράς διάρκειας των δύο ωρών, λόγω του υψηλού κόστους μπαταρίας και των στοχευμένων υπηρεσιών απόκρισης. Πιο πρόσφατα, η ραγδαία μείωση του κόστους των μπαταριών σε συνδυασμό με (i) την ανάγκη για ενεργειακό αρμπιτράζ λόγω διείδυσης των ΑΠΕ, (ii) τη ζήτηση υπηρεσιών εφεδρικής παροχής ισχύος για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα και (iii) την επιδίωξη αποδοτικότερης συμμετοχής σε μηχανισμούς ενεργειακής επάρκειας, έχουν στρέψει τον σχεδιασμό νέων σταθμών αποθήκευσης προς υψηλότερες χωρητικότητες της τάξης των δύο έως τεσσάρων ωρών (2-4 ώρες). Υψηλότερες χωρητικότητες από αυτές, στην περιοχή των 6 ωρών, εξακολουθούν να επιτυγχάνονται βέλτιστα από τις εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης (ΟΔΑΕ, 2021).

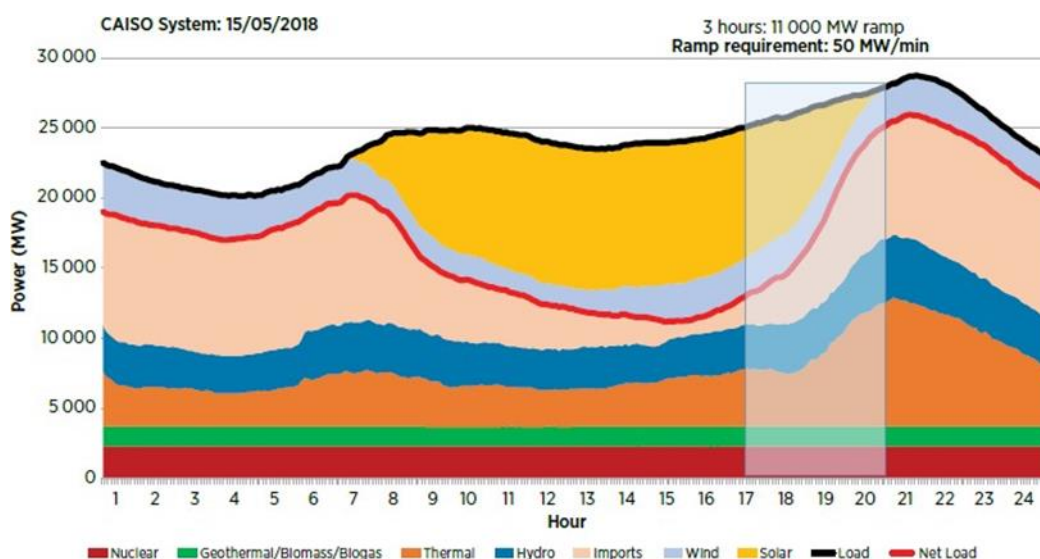
Η ενίσχυση της ασφάλειας και της ανθεκτικότητας του εφοδιασμού ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί αυξανόμενη αναγκαιότητα παγκοσμίως, καθώς οι συμβατικές μονάδες παραγωγής

παροπλίζονται σταδιακά. Παρόλο που οι σταθμοί αποθήκευσης έχουν τη δυνατότητα να συμβάλλουν ουσιαστικά στην επάρκεια ενέργειας, η συμμετοχή τους στις διαδικασίες της αγοράς απαιτεί παρεμβάσεις στα ρυθμιστικά πλαίσια αυτών των ανταγωνιστικών διαδικασιών, που θα λαμβάνουν υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς τους και ιδιαίτερα την περιορισμένη ενεργειακή τους επάρκεια. Τέτοιες παρεμβάσεις πραγματοποιήθηκαν στο Ηνωμένο Βασίλειο, όπου η National Grid εισήγαγε τη χρήση συντελεστή υποβάθμισης που εφαρμόζεται στη συμβολή της αποθήκευσης περιορισμένης διάρκειας στην αγορά χωρητικότητας GB (CM). Στόχος της National Grid, όπως περιγράφεται στην αξιολόγηση – τελική έκθεση του 2017, του συντελεστή απομείωσης της αποθήκευσης περιορισμένης διάρκειας (National Grid, 2017), ήταν να διασφαλίσει ότι τυχόν συνεισφορές από την αποθήκευση σε ένα στενότερο πλαίσιο ασφάλειας εφοδιασμού ανταμείβονται δίκαια. Οι κανόνες που διέπουν τη συνεισφορά της αποθήκευσης έχουν επίσης προχωρήσει στη Γαλλία, την Ιταλία και το Βέλγιο, Πολωνία, Καναδάς και ΗΠΑ.

Η επικρατούσα μεθοδολογία ανάπτυξης νέων συστημάτων αποθήκευσης την τρέχουσα περίοδο περιλαμβάνει την ενσωμάτωση της αποθήκευσης σε εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Αυτό είναι λογικό, καθώς η ίδια η διείδυση των ΑΠΕ είναι αυτή που αυξάνει την ανάγκη για ευελιξία παραγωγής. Ειδικά κατά τις απογευματινές ώρες, όταν όλοι οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί σταματούν να παράγουν, τα δίκτυα με υψηλή διείδυση φωτοβολταϊκών απαιτούν πολύ υψηλούς ρυθμούς αύξησης παραγωγής από άλλες γεννήτριες, συνήθως φυσικού αερίου, για να καλύψουν την ταχέως χαμένη φωτοβολταϊκή ενέργεια. Αυτό το πρόβλημα είναι εμφανές όταν εξετάζουμε την καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου των δικτύων που διεisdύουν σε μεγάλο βαθμό από φωτοβολταϊκά. Αυτή η καμπύλη είναι γνωστή ως duck curve («καμπύλη πάπιας») λόγω του σχήματός της. Το σχήμα 2.3 παρουσιάζει την duck curve κατά τη διάρκεια μιας ανοιξιότικης ημέρας στο δίκτυο της Καλιφόρνια. Ως απάντηση στο πρόβλημα της κλιμάκωσης αυτής, ορισμένοι ανεξάρτητοι διαχειριστές συστημάτων (ISO) των ΗΠΑ εισήγαγαν ένα προϊόν ευέλικτης κλιμάκωσης (Flexible Ramping Product - FRP), το οποίο μοιάζει με τα προϊόντα Power Reserve των αγορών της ΕΕ. Το FRP ουσιαστικά παρέχει κίνητρα για την ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης από επενδυτές ΑΠΕ, καθώς δημιουργεί έσοδα από τις δυνατότητες ταχείας αύξησης που μπορούν να προσφέρουν οι σταθμοί αποθήκευσης (IRENA, 2020). Η ενσωμάτωση των ΑΠΕ με την

αποθήκευση πίσω από τον μετρητή επιτρέπει την αντιστάθμιση του μεταβλητού χαρακτήρα της πηγής, την εξομάλυνση της παραγόμενης ισχύος και την ευκολότερη συμμετοχή των ΑΠΕ στους μηχανισμούς παροχής ενέργειας και στις αγορές χονδρικής. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό καθώς παλαιότερα κοινά ευνοϊκά σχήματα ΑΠΕ που περιλάμβαναν τιμολόγια τροφοδοσίας και ιεράρχηση συνδέσεων εγκαταλείπονται σταδιακά και οι ΑΠΕ καλούνται να εξασφαλίσουν έσοδα απλώς και μόνο με την ανταγωνιστική συμμετοχή τους στις χονδρεμπορικές αγορές ενέργειας. Εθνικές πρωτοβουλίες για την ανάπτυξη ολοκληρωμένης αποθήκευσης-ανάπτυξης ΑΠΕ περιλαμβάνουν το Ισραήλ, τη Γερμανία και την Ισπανία κατά σειρά επιτυχίας. Το Ισραήλ ξεκίνησε έναν διαγωνισμό τιμολόγησης τροφοδοσίας με προϋπόθεση την αποθήκευση 1MW/4MWh για κάθε 1MW εγκατεστημένων ΑΠΕ και ανέθεσε συμβάσεις για 609MW παραγόμενα από φωτοβολταϊκούς σταθμούς παράλληλα με 2,4GWh αποθήκευσης (Colthorpe, 2021). Η Γερμανία προώθησε το μοντέλο feed-in-premium με προϋπόθεση 0,25MW αποθήκευσης για κάθε 1MW εγκατεστημένων ΑΠΕ, αλλά απέτυχε να προσελκύσει έργα υψηλής δυναμικότητας επειδή δεν εισήγαγαν ελάχιστες απαιτήσεις δυναμικότητας στις προδιαγραφές τους. Η Ισπανία απλώς προσέφερε πριμοδοτήσεις σε σταθμούς ΑΠΕ που υποστηρίζονται από αποθήκευση, αλλά και πάλι όλα αυτά τα έργα υστερούσαν από άποψη ανταγωνιστικότητας σε σύγκριση με τα φωτοβολταϊκά έργα (ΟΔΕ, 2021).

Σχήμα 2.5. Καμπύλη καθαρού φορτίου του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Συστήματος της Καλιφόρνιας (CAISO) (duck curve) για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Καλιφόρνιας στις 15 Μαΐου 2018. (Πηγή: IRENA 2020). Η κίτρινη περιοχή δίνει την παραγωγή φωτοβολταϊκών. Η κόκκινη γραμμή (καθαρό φορτίο) μέσα στη σκιασμένη περιοχή δείχνει την ξαφνική αλλαγή στη ζήτηση που απαιτεί τους πολύ υψηλούς ρυθμούς αύξησης από άλλες γεννήτριες. Παρατηρήστε τη σύνδεση μεταξύ της αποσύνθεσης της παραγωγής φωτοβολταϊκών και της αύξησης του καθαρού φορτίου μέσα στη σκιασμένη περιοχή.



2.6 Η κατάσταση στην Ελλάδα

Η εγκατεστημένη αποθηκευτική ισχύς στο ελληνικό σύστημα μεταφοράς αποτελείται από δύο μεγάλους σταθμούς αντλησιοταμίευσης συνολικής ισχύος 699MW: (i) τον Υ/Σ Σφηκιάς στον ποταμό Αλιάκμονα εγκατεστημένης ισχύος 315MW, που τέθηκε σε λειτουργία το 1986 και (ii) τον Υ/Σ στον ποταμό Νέστο, με εγκατεστημένη ισχύ 384MW, που τέθηκε σε λειτουργία το 1999, καθώς επίσης και από αρκετές μονάδες μικρότερης ισχύος.

Το ενδιαφέρον για επενδύσεις αποθήκευσης στην Ελλάδα έχει αυξηθεί τα τελευταία χρόνια και επικεντρώνεται σχεδόν εξ ολοκλήρου γύρω από τις δύο βασικές τεχνολογίες αποθήκευσης, την αντλησιοταμίευση και τις μπαταρίες Li-Ion. Μόνο λίγες μεμονωμένες περιπτώσεις προσανατολίζονται προς τη θερμική και τις υπόλοιπες τεχνολογίες αποθήκευσης. Από τον Ιανουάριο του 2020, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) έχει λάβει 187 αιτήσεις για άδειες αποθήκευσης συνολικού ύψους 11,9 GW αποθηκευτικής ισχύος, εκ Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

των οποίων 108 (7,8 GW) χορηγήθηκαν άδειες έως τον Σεπτέμβριο του 2021 και άλλες 97 αιτήσεις (7,1 GW) ήταν υπό εξέταση (Αποσπόρης, 2021). Ελλείψει ρυθμιστικού πλαισίου για την αποθήκευση, η ΡΑΕ προχώρησε στη χορήγηση των αδειών με βάση τον παλαιότερο «Κανονισμό Αδειών Παραγωγού και Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας - ΦΕΚ1498/2000» (ΦΕΚ 1498/2000, 2000). Ως εκ τούτου, οι άδειες αυτές είναι άδειες παραγωγής και όχι αποθήκευσης και θα πρέπει να προσαρμοστούν μόλις τεθεί σε εφαρμογή το κανονιστικό πλαίσιο αποθήκευσης.

Το 2019, η ΡΑΕ ανέθεσε στο «Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο» μελέτη σχετικά με τον «καθορισμό των εθνικών απαιτήσεων δικτύου της Ελλάδας στην αποθήκευση ενέργειας σε μεσοπρόθεσμο χρονικό πλαίσιο» (Parathanasiou, Psarros, Parakonstantinou, 2020). Η μελέτη καταλήγει στο συμπέρασμα ότι το δίκτυο χρειάζεται 2000-3000MW αποθήκευσης έως το 2030, συμπεριλαμβανομένης της ήδη εγκατεστημένης ισχύος των 700MW αντλησιοταμίευσης, οπότε προτείνει περίπου 1250-1750MW νέας ανάπτυξης αποθήκευσης. Η μελέτη προτείνει επίσης ένα βέλτιστο μείγμα ισχύος 750-1250MW PSH και 500MW αποθήκευσης μπαταριών (BESS).

Υπάρχει προφανώς μεγάλο χάσμα μεταξύ της πραγματικής απαίτησης σε αποθηκευτική ικανότητα κατά την επόμενη δεκαετία και του επενδυτικού ενδιαφέροντος (θεωρητική προσφορά εξαπλάσια της ζήτησης), τουλάχιστον στο βαθμό που η τελευταία εκφράζεται μέσω του αριθμού και του μεγέθους των αδειών αποθήκευσης που ζητούνται από τη ΡΑΕ. Αυτό το δυσανάλογο επενδυτικό ενδιαφέρον αποδίδεται σε μεγάλο βαθμό σε μια ευκαιριακή προσέγγιση πολλών εταιρειών που δεν έχουν την τεχνική ή οικονομική δυνατότητα να υλοποιήσουν αυτές τις επενδύσεις. Παρ'όλα αυτά, σπεύδουν να αποκτήσουν άδειες τις οποίες αργότερα σχεδιάζουν να πουλήσουν σε πραγματικούς επενδυτές όταν τεθεί σε ισχύ το ρυθμιστικό πλαίσιο. Η συμπεριφορά αυτή δυστυχώς ενθαρρύνθηκε από την έκδοση αδειών παραγωγής εκτός κατάλληλου πλαισίου, όπως προαναφέρθηκε, μέχρι να παγώσει από το Υπουργείο Ενέργειας τον Ιούλιο του 2021 ενόψει του πλαισίου αποθήκευσης που βρισκόταν ακόμα υπό επεξεργασία.

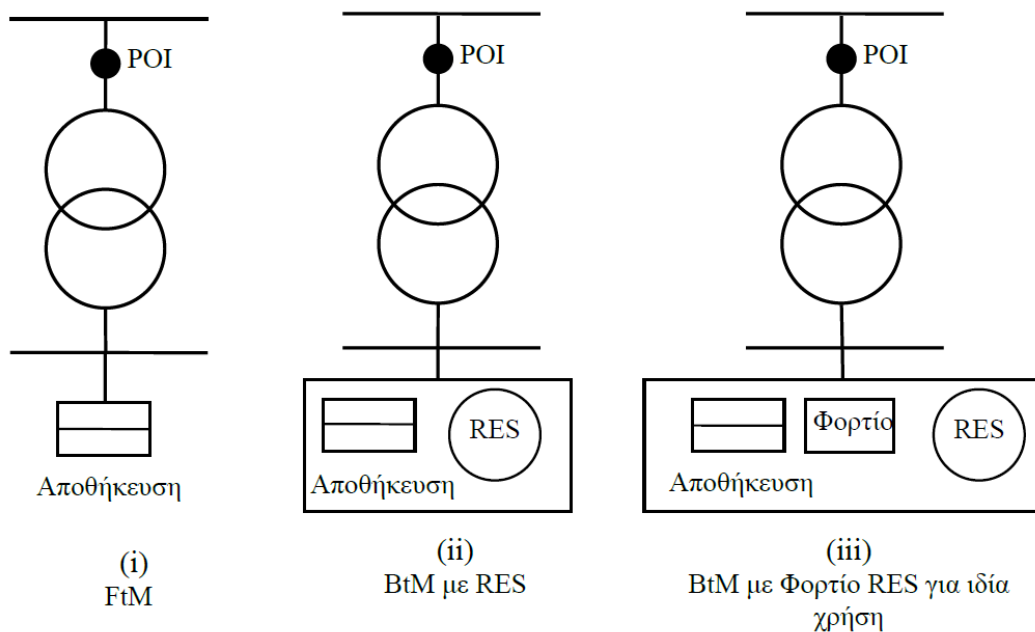
2.7 Το ρυθμιστικό πλαίσιο

Το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΚ) συγκρότησε μια ομάδα διαχείρισης έργου (ΟΔΕ) τον Δεκέμβριο του 2020, η οποία θα ήταν υπεύθυνη για την τεκμηρίωση των νομικών και κανονιστικών ανεπαρειών όσον αφορά την ανάπτυξη έργων αποθήκευσης και την υποβολή επίσημων προτάσεων για την εισαγωγή συγκεκριμένων μεταρρυθμίσεων που θα καταστήσουν δυνατή την ανάπτυξη αποθήκευσης στην Ελλάδα. Η ομάδα του έργου, αφού εργάστηκε διστακτικά για 6 μήνες, επανεξετάζοντας την εγχώρια νομοθεσία και την ξένη βιβλιογραφία, διαβουλευτήκε με ενδιαφερόμενους φορείς από τον κλάδο, ρυθμιστικές αρχές και φορείς της αγοράς κατέληξε στην επίσημη σύστασή της τον Ιούνιο του 2021 (ΟΔΕ, 2021).

Η έκθεση εξετάζει και διατυπώνει συστάσεις σχετικά με τέσσερις βασικούς πυλώνες γύρω από την αποθήκευση, όπου το νομοθετικό και κανονιστικό πλαίσιο της χώρας ήταν σύντομο έως ανύπαρκτο: (i) ζητήματα σχετικά με τις άδειες αποθήκευσης που εκδίδει η ΡΑΕ, (ii) πρόσβαση αποθήκευσης στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, (iii) συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις χονδρικές αγορές ενέργειας και (iv) το σενάριο των μηχανισμών στήριξης που θα μπορούσαν να βοηθήσουν στην κάλυψη του οικονομικού κενού των νέων επενδύσεων αποθήκευσης.

Όσον αφορά την αδειοδότηση, η έκθεση (ΟΔΕ, 2021) διακρίνει τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης σε τρεις μεγάλες κατηγορίες (βλέπε σχήμα 2.4).

- i) Σταθμοί «καθαρής αποθήκευσης» με ανεξάρτητο σημείο διασύνδεσης με το δίκτυο. Αυτές οι εγκαταστάσεις είναι ανεξάρτητα αδειοδοτημένες και δεν συνδυάζονται με μονάδες ΑΠΕ ή φορτίου (ζήτησης). Είναι επίσης γνωστοί ως σταθμοί «μπροστά από το μετρητή».
- ii) Οι μονάδες αποθήκευσης που συνδυάζονται με την παραγωγή ενέργειας (κυρίως ΑΠΕ), έχουν κοινό ανεξάρτητο σημείο διασύνδεσης, και μοιράζονται έναν μετρητή ενέργειας μαζί τους. Το άθροισμα της αποθήκευσης και της παραγωγής εκκαθαρίζεται στην αγορά. Για το λόγο αυτό, είναι επίσης γνωστοί ως σταθμοί «πίσω από το μετρητή».
- iii) Οι μονάδες αποθήκευσης συνδυάζονται με τις εγκαταστάσεις των καταναλωτών (φορτία) και μοιράζονται μαζί τους ένα ΡΟΙ και μετρητή ενέργειας. Αυτοί οι σταθμοί είναι επίσης σταθμοί «πίσω από το μετρητή».



Σχήμα 2.6. Κατηγορίες άδειας σταθμών αποθήκευσης. (Πηγή: ΟΔΕ, 2021).

Όσον αφορά τη σύνδεση των σταθμών αποθήκευσης με τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής, η έκθεση αναφέρει ότι εξακολουθούν να μην υπάρχουν ειδικές απαιτήσεις ελάχιστων τεχνικών επιδόσεων αποθήκευσης σε επίπεδο ΕΕ για τη σύνδεση αυτών των εγκαταστάσεων με το δίκτυο. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με τους σταθμούς παραγωγής όπου ο πρόσφατος κανονισμός για τους παραγωγούς ορίζει αυστηρούς τεχνικούς κανόνες για τη σύνδεσή τους με τα ευρωπαϊκά δίκτυα. Η έκθεση προτείνει, (i) την επέκταση του κανονισμού για τους παραγωγούς ώστε να συμπεριλάβει τους σταθμούς αποθήκευσης, (ii) την ταξινόμηση της αποθήκευσης σε σύγχρονη και ασύγχρονη με την εφαρμογή τεχνικών απαιτήσεων παρόμοιων με εκείνες των σταθμών παραγωγής των ίδιων κατηγοριών, (iii) την ταξινόμηση σε «καθαρή αποθήκευση» και «ενσωματωμένη αποθήκευση ΑΠΕ», όπου η πρώτη θα έχει προτεραιότητα σε σχέση με κορεσμένα δίκτυα και η δεύτερη θα αντιμετωπίζεται όπως ένας σταθμός ΑΠΕ, και iv) σαφής διαχωρισμός μεταξύ «αποθήκευσης ενέργειας» και «αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας» βάσει του ορισμού που δίνεται στην αρχή της διατριβής.

Μια τελευταία εξέλιξη είναι η Κοινή Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/55948/1087/2023 - ΦΕΚ 3416/Β/20-5-2023 που περιγράφει τις ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής

προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με την υποπαρ. 2Α της παρ. 2 του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011 (Α 179). Η απόφαση αυτή αποτελεί εξέλιξη του άρθρου 69 του ν. 4951/2022, με το οποίο προστέθηκε το άρθρο 132Ε στον Ν. 4001/2011, για την άσκηση της δραστηριότητας της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας όπου απαιτείται η έκδοση άδειας αποθήκευσης από φυσικά ή νομικά πρόσωπα, σύμφωνα με τον Κανονισμό Αδειών Αποθήκευσης, Σύμφωνα με αυτή καθορίζονται (b2green, 2023) τα κάτωθι:

- α) Ο τρόπος διενέργειας των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών, καθώς και το μοντέλο της δημοπρασίας,
- β) ο αριθμός των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών ανά έτος,
- γ) το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης των ανταγωνιστικών διαδικασιών έως την 31η Δεκεμβρίου 2023,
- δ) η ελάχιστη και η μέγιστη χρονική διάρκεια που μεσολαβεί από τη δημοσίευση της προκήρυξης, μέχρι την έναρξη εκάστης ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών,
- ε) η τιμή εκκίνησης εκάστης ανταγωνιστικής διαδικασίας, η οποία δύναται να αναθεωρηθεί βάσει των παραμέτρων υπολογισμού της περ. β' της υποπαρ. 3B της παρ. 3 του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011.
- στ) τα όρια ισχύος συμμετοχής και κατακύρωσης στους συμμετέχοντες,
- ζ) η ισχύς σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία δημοπρατείται μέσω των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών για τις ενισχύσεις του πρώτου εδαφίου της παρ. 1 του άρθρου 143 ΣΤ του ν. 4001/2011, υπό την προϋπόθεση πλήρωσης της προϋπόθεσης του δευτέρου εδαφίου αυτής για το τρέχον έτος ή και για τα επόμενα ημερολογιακά έτη από την έκδοση της παρούσας απόφασης,
- η) τα ελάχιστα αποδεκτά τεχνικά χαρακτηριστικά, όπως η ελάχιστη χωρητικότητα των σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να συμμετέχουν στις ανταγωνιστικές διαδικασίες,
- θ) ο βαθμός αδειοδοτικής ωριμότητας των σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι συμμετέχουν στις ανταγωνιστικές διαδικασίες,

- ι) ο χρονικός προγραμματισμός για τη θέση σε λειτουργία των σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας που επιλέγονται μέσω των ανταγωνιστικών διαδικασιών,
- ια) το ύψος της επενδυτικής ενίσχυσης,
- ιβ) η διάρκεια χορήγησης της λειτουργικής ενίσχυσης,
- ιγ) οι κανόνες για τη διαμόρφωση της μεθοδολογίας υπολογισμού των καθαρών εσόδων αγοράς και της λειτουργικής ενίσχυσης των σταθμών αυτών, όπως αναφέρεται στην παρ. 3 του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011,
- ιδ) τα κίνητρα αποδοτικής και επωφελούς, για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, δραστηριοποίησης, τα οποία παρέχονται στον κάτοχο κάθε ενισχυόμενου σταθμού, καθώς και το επιτρεπτό εύρος διακύμανσης του ετήσιου επιτρεπόμενου εσόδου, ως αποτέλεσμα εφαρμογής των κινήτρων αυτών, κατά την υποπαρ. 3Γ της παρ. 3 του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011, καθώς και
- ιε) κάθε άλλο ειδικό ζήτημα κατ' εφαρμογή των όρων της Εγκριτικής Απόφασης και του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011.

3 Αγορά ενέργειας

3.1 Εισαγωγή

Η χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο χώρος όπου οι παραγωγοί και οι προμηθευτές συναντιούνται για της διαπραγμάτευση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι παραγωγοί πωλούν την ενέργεια που παράγουν και οι προμηθευτές αγοράζουν την ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζονται για να παρέχουν στους πελάτες λιανικής τους. Τα μοντέλα εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνουν υποχρεωτικές κοινοπραξίες, χρηματιστήρια ηλεκτρικής ενέργειας και εξωχρηματιστηριακές διμερείς συμφωνίες. Για περισσότερα από δεκατέσσερα χρόνια, η ελληνική χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας δημιουργήθηκε ως υποχρεωτικό μοντέλο κοινοπραξίας, το οποίο λειτουργούσε και εκκαθαριζόταν αρχικά από τον Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) και αργότερα από τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργεια (ΔΑΠΕΕΠ πρώην ΛΑΓΗΕ). Τα θεμέλια για τη μετατροπή της αγοράς από μονοπώλιο σε σύστημα ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας τέθηκαν με τον Ν.4425/2016 (Νόμος 4425/2016, 2016), ο οποίος μεταρρύθμισε την ελληνική χονδρική αγορά ενέργειας ενσωματώνοντας την ενεργειακή πολιτική της ΕΕ. Ο νόμος τροποποιήθηκε δύο χρόνια αργότερα με τον Ν.4512/2018 (Νόμος 4512/2018, 2018), ο οποίος ευθυγράμμισε την ελληνική αγορά με τις οδηγίες του προτύπου EU Target και ίδρυσε το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EXE A.E.).

3.2 Το «Μοντέλο Στόχος» (Target Model)

Από το 1996, όταν εγκρίθηκε η «Οδηγία σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (Directive 96/92/EC, 1996), η Ευρωπαϊκή Ένωση εργάζεται με συνέπεια για την απελευθέρωση και εναρμόνιση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας σε όλα τα κράτη μέλη, με στόχο το όφελος των τελικών καταναλωτών και της κοινωνικής ευημερίας. Η επιτυχία αυτής της μετάβασης εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

επίπεδο ολοκλήρωσης και τη λειτουργική αποδοτικότητα των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος της ΕΕ είναι η ενσωμάτωση όλων των επιμέρους αγορών σε μια κοινή πανευρωπαϊκή αγορά.

Η ευρωπαϊκή τρίτη δέσμη μέτρων για την ενέργεια το 2009 εισήγαγε το πλαίσιο για τον μετασχηματισμό των εθνικών αγορών. Με τον κανονισμό ΕΚ.714/2009 (EC 714/2009, 2009) ιδρύθηκε το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας). Με τον κανονισμό ΕΚ.713/2009 (EC 713/2009, 2009), ιδρύθηκε ο Οργανισμός Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER). Και οι δύο οργανισμοί ιδρύθηκαν βάσει διάταξης κανονισμού τον Μάρτιο του 2011.

Ο Οργανισμός Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) , πρότεινε το «Μοντέλο Στόχος» (Target Model), ένα μοντέλο ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς και μια επίσημη κατευθυντήρια γραμμή για τις εθνικές αγορές των κρατών μελών που πρέπει να εφαρμόσουν για την ολοκλήρωσή τους προς την ευρωπαϊκή ενιαία αγορά. Οι κανόνες αγοράς του ACER συνοψίζονται στον πίνακα 3.

Πίνακας 4. - Σύνοψη των κανόνων αγοράς και των κωδικών λειτουργίας και σύνδεσης που σχετίζονται με το μοντέλο στόχου του οργανισμού ACER.

Ρύθμιση ΕΕ	Κωδικός	Code Full Title	Κανόνας
2015/1222	CACM	Κατανομή χωρητικότητας και διαχείριση συμφόρησης (EU 2016/1222, 2015).“	Αγοράς
2016/1719	FCA	Προθεσμιακή κατανομή χωρητικότητας (EU 2016/1719, 2016)	Αγοράς
2017/2195	EBGL	Οδηγός εξισορρόπησης ηλεκτρικής ενέργειας (EU 2017/2195, 2017).	Αγοράς
2017/1485	SOGL	Οδηγός Λειτουργίας Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (EU 2017/1485, 2017).	Λειτουργίας
2017/2196	NCER	Κώδικας δικτύου για την έκτακτη ανάγκη και την αποκατάσταση ηλεκτρικής ενέργειας (EU 2016/2196, 2016).“	Λειτουργίας
2016/631	RfG	Απαιτήσεις για τη σύνδεση των γεννητριών στο δίκτυο (EU 2016/631, 2016).“	Λειτουργίας
2016/1388	DCC	Κωδικός σύνδεσης ζήτησης (EU 2016/1388, 2016).	Λειτουργίας
2016/1447	HVDC	Απαιτήσεις για σύνδεση στο δίκτυο συστημάτων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης (EU 2016/1447, 2016).	Λειτουργίας

Το Target Model ορίζει τέσσερις διακριτές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας που εισήχθησαν στην ελληνική πραγματικότητα με τον Ν.4512/2018 και περιγράφονται λεπτομερέστερα στις επόμενες παραγράφους. Ο πίνακας 4 συνοψίζει τις βασικές πληροφορίες για τις τέσσερις αγορές.

Πίνακας 5. Σύνοψη βασικών χαρακτηριστικών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας χονδρικής.

Αγορά	Τύπος	Ανάδοχος	Κεντρικός αντισυμβαλλόμενος και Γραφείο Εκκαθάρισης	Κανόνας
Day-Ahead (DAM)	Παροχή	HEnEx	EnExClear	HEnEx SPOT Trading Rulebook (EXE, 2021)
Intra-Day (IDM)	Παροχή	HEnEx	EnExClear	HEnEx SPOT Trading Rulebook
Balancing (BM)	Παροχή	IPTO	EnExClear	Balancing Market Rulebook (ΑΔΗΜΕ, 2021a) & HETS Grid Code (ΑΔΜΗΕ, 2021b)
Derivatives (DM)	Συμβουλευτική και Παροχή	HEnEx	ATHEXClear	Financial Energy Market Rulebook (EXE, 2020)

Τα σημαντικότερα οφέλη που προκύπτουν από την εφαρμογή του Target Model περιλαμβάνουν τον αποτελεσματικό συντονισμό της διασυνοριακής δυναμικότητας μεταφοράς, τη διαφανή και ανταγωνιστική λειτουργία των αγορών ενέργειας, την ενίσχυση της ρευστότητας της αγοράς, τις συνεπείς τιμές ενέργειας σε όλες τις χώρες της ΕΕ, τη μείωση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική και λιανική αγορά, την αυξημένη ανταγωνιστικότητα της βιομηχανίας της ΕΕ, την υψηλότερη διεϊσδυση των ΑΠΕ και τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (Panagos, et al., 2021).

3.3 Το Ελληνικό χρηματιστήριο ενέργειας (EXE - EnEx)

Το EXE, μέλος του Ομίλου Χρηματιστηρίου Ενέργειας (EnEx), ιδρύθηκε τον Ιούνιο του 2018 ως απόσχιση του κλάδου Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΛΑΓΗΕ (νυν ΔΑΠΕΕΠ). Το EXE έχει οριστεί ως ο «Ορισθείς Διαχειριστής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ). Είναι ιδιοκτήτρια της 100% θυγατρικής EnExClear, επίσης μέλος του ομίλου EnEx, ο οποίος ιδρύθηκε πέντε μήνες αργότερα, τον Νοέμβριο

του 2018. Η μετοχική της βάση περιλαμβάνει στρατηγικούς μετόχους από τον δημόσιο (ο ΔΑΠΕΕΠ και ο ΑΔΜΗΕ κατέχουν το 42%) και τον ιδιωτικό τομέα (το Χ.Α., η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης EBRD, το Χρηματιστήριο Αξιών Κύπρου και ο ΔΕΣΦΑ κατέχουν το 58%). Ο ρόλος της είναι να οργανώνει και να λειτουργεί τις ελληνικές αγορές χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου και παραγώγων ενέργειας.

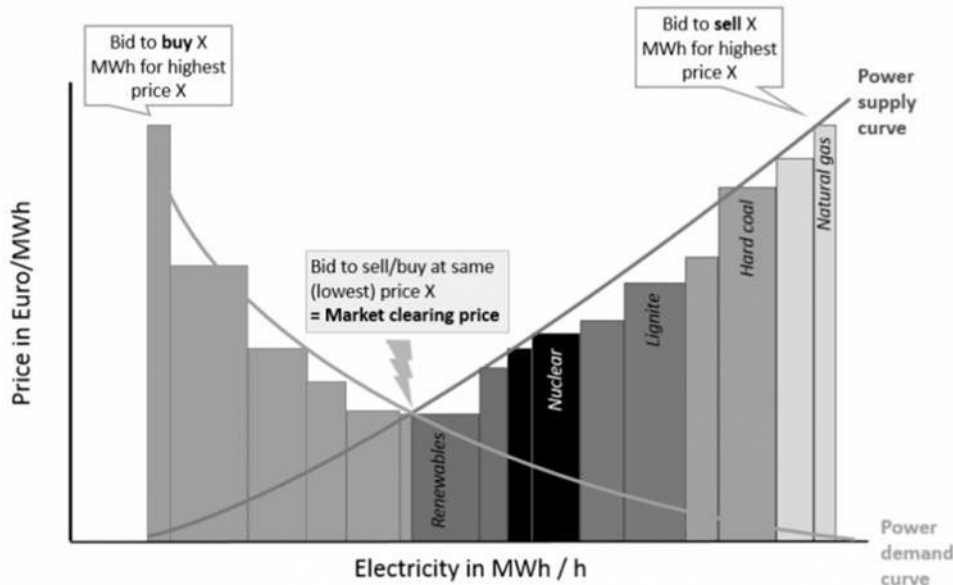
Μία από τις κορυφαίες προτεραιότητες του EXE ήταν η λειτουργία της ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η προσαρμογή της στις οδηγίες του Target Model της ΕΕ και η σύζευξη με τις υπόλοιπες ευρωπαϊκές αγορές. Στο πλαίσιο αυτό, λειτουργεί την Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας από τον Νοέμβριο του 2020. Επίσης, οργανώνει και υποστηρίζει τη ρυθμιζόμενη Αγορά Παραγώγων Ενέργειας στην Ελλάδα από τον Μάρτιο του 2020.

3.4 Η Αγορά της επόμενης ημέρας (Day-Ahead Market)

Η ιδέα πίσω από το σχεδιασμό και τη λειτουργία της Αγοράς Επόμενης Ημέρας (DAM) είναι να διαπραγματεύεται μόνο ενέργεια, με την έννοια ότι αντιμετωπίζει την ηλεκτρική ενέργεια απλώς ως εμπόρευμα. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά και οι περιορισμοί που συνοδεύουν αυτό το εμπόρευμα αποτελούν αντικείμενο μιας ξεχωριστής αγοράς (της αγοράς εξισορρόπησης). Εντός του χρονικού πλαισίου επόμενης ημέρας, οι συναλλαγές μπορούν να πραγματοποιούνται είτε διμερώς είτε μέσω οργανωμένης αγοράς. Η συμμετοχή είναι ημι-υποχρεωτική, υποχρεωτική για τους παραγωγούς και προαιρετική για τους υπόλοιπους συμμετέχοντες. Στο πλαίσιο αυτής της αγοράς, η εμπορία βασίζεται σε τυποποιημένα προϊόντα. Δεν εξετάζονται τεχνικοί περιορισμοί κατά τη διευθέτηση της αγοράς, ακόμη και στην περίπτωση που οι συναλλαγές DAM οδηγούν σε ροές ισχύος που παραβιάζουν τους περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς. Τέτοια ζητήματα ασφάλειας δικτύων επιλύονται από τους διαχειριστές του δικτύου, χωριστά από τον διακανονισμό των DAM, μέσω αγοράς και πώλησης βοηθητικών υπηρεσιών και πράξεων εξισορρόπησης (Panagos, et al., 2021).

Η Αγορά Επόμενης Ημέρας είναι ουσιαστικά μια δημοπρασία που διεξάγεται από το EXE όπου τόσο οι εντολές πώλησης όσο και οι εντολές αγοράς υποβάλλονται ανώνυμα. Με D συμβολίζεται η ημέρα της φυσικής παράδοσης και D-1 η ημέρα πριν από αυτό. Από το D-1 έως τις 12:00 CET (ώρα κλεισίματος της DAM), οι συμμετέχοντες υποβάλλουν τις εντολές πώλησης ή αγοράς για κάθε Μονάδα Χρόνου Αγοράς (MXA) της D στο EXE, προκειμένου να διορθώσουν τις θέσεις τους που σχηματίζονται από προθεσμιακά συμβόλαια εντός της Αγοράς Ενεργειακών Παραγώγων του EXE ή από εξωχρηματιστηριακά χρηματοπιστωτικά μέσα. Μία MXA αντιστοιχεί σε μία ώρα, οπότε το D διαιρείται σε 24 MXA και 00:00 CET είναι η πρώτη MXA του D. Οι υποβληθείσες παραγγελίες είναι ωριαία συζευγμένα σύνολα τιμών-ποσοτήτων. Μετά την εκτέλεση της δημοπρασίας, η αγορά επιλύεται και εκκαθαρίζεται 24 φορές, μία για κάθε MXA. Η εκκαθάριση της DAM ακολουθεί την προσέγγιση της οριακής τιμολόγησης. Το σημείο όπου τέμνονται οι καμπύλες προσφοράς και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ορίζει την τιμή εκκαθάρισης αγοράς η MCP ανά MXA, όπως φαίνεται στο σχήμα 3.1. Γίνονται δεκτές εντολές πώλησης με τιμή χαμηλότερη ή ίση με το MCP (Πώληση \leq MCP) και εντολές αγοράς με τιμή υψηλότερη ή ίση με την MCP (Αγορά \geq MCP). Όλες οι αποδεκτές παραγγελίες εκκαθαρίζονται στην MCP, ανεξάρτητα από την τιμή στην οποία τοποθετήθηκε η παραγγελία (οριακή τιμολόγηση).

Σχήμα 3.1. Παράδειγμα για την εκκαθάριση του DAM για μια MXA (1 ώρα). Πηγή: cleanenergywire.org



Η DAM είναι η μεγαλύτερη από τις τέσσερις αγορές όσον αφορά τη ρευστότητα (€) και τον όγκο (MWh). Τον Οκτώβριο του 2021 ενδεικτικά ο όγκος των DAM ήταν 4.964MWh έναντι 161MWh ενδοημερήσιας αγοράς και η τιμή των DAM ήταν 928M€ έναντι 34M€ της αξίας της ενδοημερήσιας αγοράς. Η DAM είναι επίσης η υποκείμενη αγορά για την αγορά παραγώγων ενέργειας.

3.5 Η ενδοημερήσια αγορά (Intra – Day Market – IDM)

Μεταξύ της εκκαθάρισης του DAM και της φυσικής παράδοσης ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει ένα σημαντικό χρονικό διάστημα που ποικίλλει στο εύρος των ωρών. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού παραθύρου, ενδέχεται να συμβούν στοχαστικά συμβάντα, όπως μη προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας σταθμών παραγωγής ενέργειας ή γραμμών μεταφοράς και οι καιρικές συνθήκες ενδέχεται να αλλάξουν δραστικά. Αυτά τα απρόβλεπτα γεγονότα μπορεί να επηρεάσουν τόσο τη ζήτηση όσο και την παραγωγική ικανότητα και σίγουρα μπορούν να επηρεάσουν τις προβλέψεις παραγωγής ΑΠΕ. Ως αποτέλεσμα, το χρονοδιάγραμμα παράδοσης των συμβατικών μονάδων, όπως προέκυψαν κατά την εκκαθάριση της DAM, θα πρέπει να τροποποιηθεί. Αυτή η αλυσίδα γεγονότων συνήθως οδηγεί σε σημαντικές τροποποιήσεις στην παραγωγή που επιβάλλονται σε πραγματικό χρόνο. Για την «προστασία» των συμμετεχόντων από τις υψηλές τιμές που Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

εμφανίζονται στην αγορά εξισορρόπησης σε πραγματικό χρόνο, εισήχθη η ενδοημερήσια αγορά μετά την εκκαθάριση της DAM και πριν από τη φυσική παράδοση. Η ενδοημερήσια αγορά είναι ουσιαστικά μια αγορά όπου οι συμμετέχοντες έχουν την ευκαιρία να διορθώσουν τις θέσεις που άνοιξαν στην αγορά επόμενης ημέρας, με βάση το προφίλ κινδύνου τους και τις τρέχουσες συνθήκες της αγοράς, του δικτύου και των καιρικών συνθηκών και με μεγαλύτερη ακρίβεια καθώς πλησιάζουν στη φυσική παράδοση σε πραγματικό χρόνο (Panagos et al., 2021). Η IDM είναι ιδιαίτερα επωφελής για την ενσωμάτωση των ΑΠΕ στο δίκτυο, καθώς επιτρέπει στις ΑΠΕ να μειώσουν την έκθεσή τους στην αστάθεια της αγοράς με βάση ακριβείς μετεωρολογικές προβλέψεις που είναι πολύ πιο κοντά στον πραγματικό χρόνο από εκείνες κατά την εκκαθάριση του DAM. Οι ενδοημερήσιες αγορές στην Ευρώπη εκκαθαρίζονται είτε μέσω ενός συστήματος δημοπρασιών (Ιταλία, Ισπανία) είτε μέσω ενός συστήματος συνεχούς διαπραγμάτευσης (Γαλλία, Γερμανία). Η ελληνικό IDM ξεκίνησε τη λειτουργία του τον Νοέμβριο του 2020 με ένα μεμονωμένο σχήμα Τοπικών Ενδοημερήσιων Δημοπρασιών (LIDAs). Τον Σεπτέμβριο του 2021, οι IDA της Ελλάδας, της Ιταλίας και της Σλοβενίας συνδέθηκαν επιτυχώς και έκτοτε το IDA εκκαθαρίζεται μέσω ενός συμπληρωματικού περιφερειακού συστήματος ενδοημερήσιων δημοπρασιών (CRIDA). Η ελληνική IDM έχει προγραμματιστεί να εισέλθει στη Διασυνοριακή Ενδοημερήσια Σύζευξη (XBID) με το 4ο κύμα, η οποία είχε αρχικά προγραμματιστεί για το τέλος του 2021 αλλά έχει καθυστερήσει.

3.6 Η αγορά εξισορρόπησης (Balancing Market – BCM)

Η ισορροπία σε πραγματικό χρόνο μεταξύ της παραγόμενης ενέργειας (παροχή) και της καταναλισκόμενης ενέργειας (ζήτηση) είναι απαραίτητη για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ενέργειας. Οι ανισορροπίες παραγωγής προς ζήτηση στο σύστημα εκφράζονται ως αποκλίσεις από την ονομαστική συχνότητα του συστήματος των 50Hz. Όταν η παραγωγή είναι υψηλότερη από τη ζήτηση, η συχνότητα αυξάνεται (>50Hz) και όταν η παραγωγή είναι μικρότερη από τη ζήτηση, η συχνότητα μειώνεται (<50Hz). Μικρότερες αποκλίσεις συχνότητας μπορούν να επηρεάσουν τη λειτουργία των ηλεκτρικών μηχανών και σοβαρές αποκλίσεις συχνότητας μπορούν να οδηγήσουν σε μεγάλη κλίμακας απόρριψη φορτίου, διακοπή λειτουργίας των μονάδων παραγωγής και ακόμη και κατάρρευση του συστήματος (διακοπές ρεύματος). Οι ανισορροπίες μπορεί να

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

είναι αποτέλεσμα στοχαστικών φαινομένων όπως μη προγραμματισμένες διακοπές μονάδων παραγωγής ή διακοπές γραμμών μεταφοράς και μεταβαλλόμενες καιρικές συνθήκες. Αλλά μπορούν επίσης να είναι αποτέλεσμα της αυστηρά οικονομικής φύσης των παραγών, της επόμενης ημέρας και των ενδοημερήσιων αγορών ενέργειας. Όλες αυτές οι αγορές είναι πρακτικά «προθεσμιακές αγορές» με διαφορετικά χρονικά πλαίσια, υπό την έννοια ότι τα ενεργειακά προϊόντα τους ωριμάζουν στο βραχυπρόθεσμο (DAM & IDM) ή μακρύτερο (DM) μέλλον (Panagos, et al., 2021). Οι ανισορροπίες που δημιουργούνται από τις πηγές διορθώνονται στο πλαίσιο της Αγοράς Εξισορρόπησης.

Η αγορά εξισορρόπησης στην Ελλάδα βασίζεται στο μοντέλο Κεντρικής Κατανομής Φορτίων, λειτουργεί από τον ΑΔΜΗΕ και υλοποιείται μέσω τριών ξεχωριστών, χρονικά διαδοχικών αγορών: (i) της Αγοράς Εξισορροπητικής Δυναμικότητας (BCM), (ii) της Αγοράς Ενέργειας Εξισορρόπησης (BEM) και (iii) της Διευθέτησης Ανισορροπιών. Υπάρχουν δύο τύποι συμμετεχόντων στο BM. (i) τα Balance Responsible Parties (BRPs) που είναι υπεύθυνα απλώς για την τήρηση του χρονοδιαγράμματος της αγοράς, όπως αυτό δημιουργήθηκε από τη συμμετοχή τους στις αγορές χονδρικής και (ii) τα Balance Service Providers (BSPs) που είναι υπεύθυνα για την τήρηση του χρονοδιαγράμματος της αγοράς αλλά με την πρόσθετη τεχνική δυνατότητα παροχής υπηρεσιών εξισορρόπησης και βοηθητικών υπηρεσιών στον ΑΔΜΗΕ για την υποστήριξη της ασφάλειας του δικτύου.

Η BCM επιτρέπει στον ΑΔΜΗΕ να διατηρεί επαρκή εξισορροπητική ισχύ πριν από την παράδοση σε πραγματικό χρόνο, αγοράζοντας «επιλογές» για την ενεργοποίηση αυτής της ισχύος όταν χρειάζεται. Ο ΑΔΜΗΕ πραγματοποιεί την Ολοκληρωμένη Διαδικασία Προγραμματισμού (ISP) τρεις φορές ανά ημέρα φυσικής παράδοσης (D). Μέσω του ISP, ο ΑΔΜΗΕ δημιουργεί το χρονοδιάγραμμα κατανομής των μονάδων και κατανέμει την εξισορροπητική ικανότητα στις οντότητες που την παρέχουν (ΑΔΜΗΕ, χ.η.). Το BCM περιλαμβάνει τις ακόλουθες κατηγορίες εφεδρειών ισχύος εξισορρόπησης: i) εφεδρεία περιορισμού συχνότητας (FCR), ii) αυτόματη εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας (aFRR),

iii) χειροκίνητο αποθεματικό αποκατάστασης συχνότητας (mFRR), iv) αποθεματικό αντικατάστασης (RR). Το BEM είναι μια αγορά πραγματικού χρόνου όπου ο ΑΔΜΗΕ ενεργοποιεί τους πόρους που εξασφάλισε στο BCM εκδίδοντας εντολές αποστολής με βάση Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

τις τιμές προσφοράς και τις ανάγκες του συστήματος. Ο Διακανονισμός Ανισορροπιών έρχεται μετά από πραγματικό χρόνο για την κατανομή του κόστους ανισορροπίας στα BRP σύμφωνα με τις αποκλίσεις που παρουσίασαν σε πραγματικό χρόνο σε σύγκριση με τα χρονοδιαγράμματα της αγοράς τους.

3.7 Η αγορά παραγώγων

Τα παράγωγα είναι πολύπλοκα χρηματοπιστωτικά προϊόντα των οποίων η αξία συνδέεται με την αξία ενός υποκείμενου περιουσιακού στοιχείου. Οι πιο συνηθισμένοι τύποι παραγώγων είναι τα «συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης», τα «προθεσμιακά συμβόλαια», τα «δικαιώματα προαίρεσης» και τα «swaps». Ένα βασικό χαρακτηριστικό =

των παραγώγων είναι ότι δεν δημιουργούν αξία. Πρόκειται για ένα παιχνίδι «μηδενικού αθροίσματος» υπό την έννοια ότι το κέρδος ενός μέρους αντιστοιχεί άμεσα στη ζημία ενός άλλου μέρους. Χρησιμοποιούνται συνήθως για την αντιστάθμιση του κινδύνου διακυμάνσεων των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας ανοίγοντας θέσεις long (αγοραστές) ή short (πωλητές) σε συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης. Χρησιμοποιούνται περαιτέρω για κερδοσκοπία και αρμπιτράζ και προσφέρουν πρόσβαση σε πρόσθετα περιουσιακά στοιχεία ή αγορές (Panagos, et al., 2021).

Στην αγορά παραγώγων ενέργειας του EXE, το υποκείμενο περιουσιακό στοιχείο είναι «ο μέσος όρος των ωριαίων τιμών εκκαθάρισης που αντιστοιχούν στο προφίλ βασικού φορτίου της Αγοράς Επόμενης Ημέρας του Ν. 4425/2016». Το EXE παρέχει συναλλαγές σε τυποποιημένα προθεσμιακά προϊόντα με χρηματοοικονομικό διακανονισμό. Στα μέλη της αγοράς παραγώγων που συμμετέχουν περαιτέρω στις αγορές DAM και IDM, το EXE επιτρέπει τον προαιρετικό φυσικό διακανονισμό των θέσεων τους στις αγορές spot. Τα τυποποιημένα εμπορεύσιμα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης του EXE παρατίθενται στον Πίνακα 6.

Πίνακας 6. Συμβόλαιο διαπραγμάτευσης του EXE (Πηγή EXE)

Σύμβαση	Διάρκεια	Περίοδος παράδοσης
Baseload (Φορτίο Βάσης)	Μηνιαία Τριμηνιαία Ετήσια	Το τρέχον και το επόμενο εξάμηνο Τα επόμενα τέσσερα τρίμηνα Την επόμενη χρονιά
Peak load (Φορτίο Αιχμής)	Μηνιαία Τριμηνιαία Ετήσια	Το τρέχον και το επόμενο εξάμηνο Τα επόμενα τέσσερα τρίμηνα Την επόμενη χρονιά

3.8 Η Σύνοψη κεφαλαίου

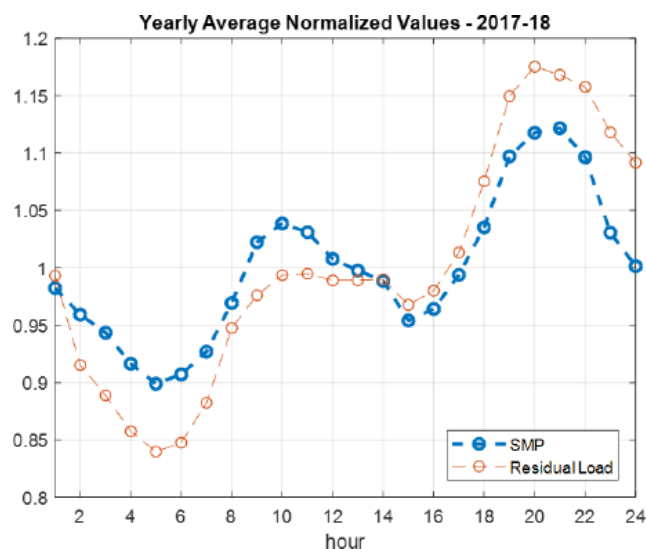
Το κεφάλαιο αυτό εξέτασε τη συμμετοχή των σταθμών αποθήκευσης στις χονδρικές αγορές ενέργειας και παρείχε συστάσεις για κάθε μία από τις τέσσερις αγορές που περιλαμβάνονται στο ευρωπαϊκό μοντέλο-στόχο. Αναφέρεται ότι η τρέχουσα δομή της αγοράς χρειάζεται μικρές προσαρμογές για να διευκολυνθεί η συμμετοχή στην αποθήκευση. Καθώς η συμμετοχή στην αγορά είναι θεμελιώδης για την παραγωγή εσόδων για έργα αποθήκευσης, τα χαρακτηριστικά των τεσσάρων διαφορετικών αγορών δόθηκαν λεπτομερέστερα στην παράγραφο.

Αγορά εξισορρόπησης: Η ΟΔΕ (ΟΔΕ, 2021) καταλήγει στο συμπέρασμα ότι οι μικρής έως μεσαίας κλίμακας, σταθμοί «καθαρής αποθήκευσης» θα επωμιστούν υψηλό λειτουργικό κόστος που θα μπορούσε ενδεχομένως να καταστήσει τις επενδύσεις αυτές μη βιώσιμες. Ιδίως η συμμετοχή μικρής κλίμακας σταθμών αποθήκευσης (<8MW), οι οποίοι συνδέονται με το σύστημα διανομής του ΔΕΔΔΗΕ, στην αγορά θα ήταν ακόμα δυσκολότερη, διότι το σύστημα διανομής δεν διαθέτει υποδομή κατανομής. Επομένως, θα ήταν αδύνατο επί του παρόντος να λειτουργήσουν αποτελεσματικά αυτοί οι σταθμοί. Η έκθεση αναφέρει ότι οι μικρομεσαίοι, «καθαρής αποθήκευσης» σταθμοί θα ήταν βιώσιμοι μόνο εάν συμμετείχαν στην αγορά ως μέρος χαρτοφυλακίων. Προτείνει τη θέσπιση κατώτατου ορίου ισχύος από τη ΡΑΕ για τον διαχωρισμό των μικρομεσαίων από τους μεγάλους σταθμούς αποθήκευσης. Οι μικρομεσαίοι σταθμοί θα μπορούν τότε να συμμετέχουν στην αγορά εξισορρόπησης

μέσω χαρτοφυλακίων, ενώ οι μεγάλοι σταθμοί θα επιτρέπεται να συμμετέχουν μόνο μεμονωμένα.

Αγορές επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιες αγορές (αγορές άμεσης παράδοσης): Η έκθεση βασίζει τη συμμετοχή αποθήκευσης DAM και IDM στο προφίλ καμπύλης υπολειπόμενου φορτίου. Χρησιμοποιώντας δεδομένα από την περίοδο 2017-2018 (πριν από το Target Model), παρουσιάζεται η συσχέτιση μεταξύ των οριακών τιμών συστήματος (System Marginal Price - SMP) και του υπολειπόμενου φορτίου (residual load) που παρουσιάζεται στο σχήμα 3.2. Το φαινόμενο αυτό γίνεται όλο και πιο έντονο, προκαλώντας μηδενικά ή αρνητικά SMPs κατά τις ώρες συμφόρησης του δικτύου. Μπορεί να οδηγήσει περαιτέρω σε μείωση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, επειδή οι συμβατικές μονάδες πρέπει να παραμείνουν συνδεδεμένες για να υποστηρίξουν τα τμήματα κλίσης της καμπύλης φορτίου. Η συμμετοχή αποθήκευσης μέσω αρμπιτράζ σε DAM και IDM μπορεί να συμβάλει στην επίλυση και των δύο αυτών συνδεδεμένων ζητημάτων. Αρμπιτράζ σημαίνει ότι οι σταθμοί αποθήκευσης θα αντλούν ενέργεια από το δίκτυο στα χαμηλότερα τμήματα της καμπύλης φορτίου (χαμηλές τιμές) και θα την επιστρέφουν όταν η καμπύλη κορυφώνεται (υψηλές τιμές). Αυτή η διαφορά τιμών είναι η πηγή εισοδήματος σε αυτές τις αγορές.

Σχήμα 3.2. Συσχέτιση μεταξύ SMP και υπολειπόμενου φορτίου στο ελληνικό σύστημα μεταφοράς για τα έτη 2017-2018. (Πηγή: ΟΔΕ, 2021).



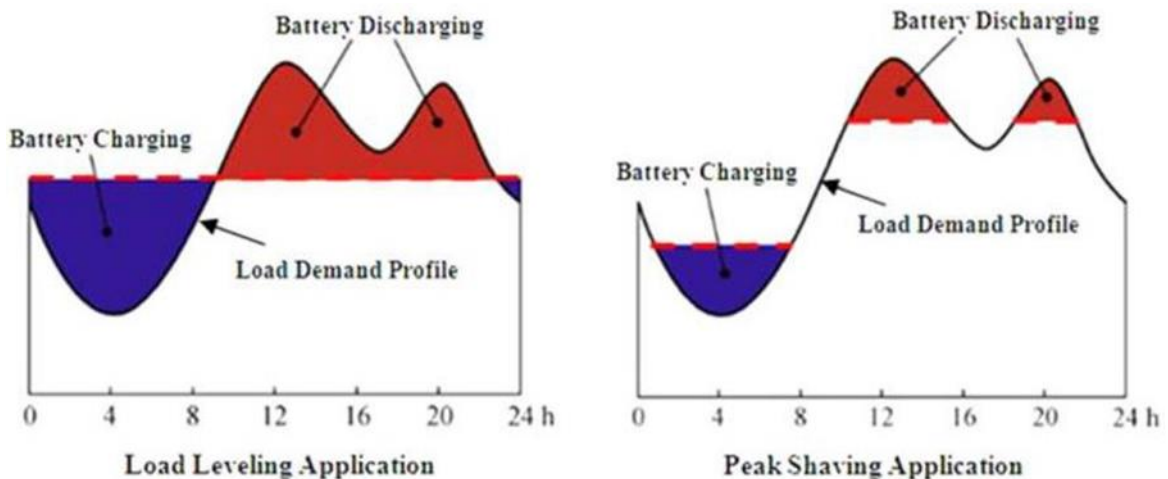
Αγορά Παραγώγων: Η ΟΔΕ δηλώνει ότι η συμμετοχή του σταθμού αποθήκευσης στη χρηματοπιστωτική αγορά ενέργειας (ή αγορά παραγώγων), μέσω της υπογραφής προθεσμιακών συμβολαίων και συμβάσεων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (PPA), θα είναι επωφελής τόσο για τους σταθμούς αποθήκευσης όσο και για τους σταθμούς ΑΠΕ όσον αφορά τον κίνδυνο αντιστάθμισης κινδύνου που προκύπτει από τη συμμετοχή στις αγορές άμεσης παράδοσης. Οι ΑΠΕ, αφενός, θα εξασφάλιζαν σταθερές μελλοντικές τιμές για την παραγόμενη ενέργεια και η αποθήκευση θα επωφελούνταν από την ενέργεια σταθερής τιμής που χρησιμοποιείται για τον κύκλο φόρτισης.

Ο ΟΔΕ προσδιορίζει περαιτέρω έξι σημαντικές βοηθητικές υπηρεσίες που μπορεί να παρέχει η αποθήκευση, αλλά οι οποίες δεν περιλαμβάνονται επί του παρόντος στο πλαίσιο του Target Model και, ως εκ τούτου, δεν μπορούν να αποζημιωθούν με συμμετοχή στην αγορά ενέργειας. Αυτές οι υπηρεσίες θα μπορούσαν να ωφελήσουν σημαντικά το δίκτυο, καθώς και μια κύρια ροή εσόδων για αποθήκευση, εάν αναγνωρίζονταν και αποτιμούσαν οικονομικά.

- i) Όταν βρίσκεται γεωγραφικά κοντά σε ΑΠΕ, η αποθήκευση μπορεί να συμβάλει στην αποσυμφόρηση του δικτύου κατά τις ώρες αιχμής απορροφώντας ενέργεια από ΑΠΕ τοπικά.
- ii) Ο ημερήσιος κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης των μονάδων αποθήκευσης, ο οποίος είναι αντίθετος από το σχήμα της καμπύλης υπολειπόμενου φορτίου, μπορεί να συμβάλει στο «εξισσορόπηση αιχμής» και στην «ισοστάθμιση φορτίου», που πρακτικά σημαίνει την εξομάλυνση των ανοδικών και καθοδικών κορυφών της καμπύλης φορτίου, όπως φαίνεται στο σχήμα 3.3.
- iii) Οι γρήγοροι ρυθμοί αύξησης/μείωσης της παροχής ισχύος των σταθμών αποθήκευσης μπορούν να παρέχουν στο δίκτυο υπηρεσίες ταχείας απόκρισης συχνότητας και ψηφιακής αδράνειας για την αντιστάθμιση των ποσοτήτων απαραίτητης φυσικής αδράνειας που εξέρχονται από το σύστημα με τον παροπλισμό των μονάδων παραγωγής περιστρεφόμενων μηχανών. Μπορούν να συμβάλουν περαιτέρω στη μείωση του επιπέδου βραχυκυκλώματος του δικτύου καθώς αυτά μειώνονται ραγδαία με την αντικατάσταση των σύγχρονων γεννητριών από ασύγχρονες γεννήτριες.

- iv) Υπηρεσίες ρύθμισης τάσης και αέργου ισχύος.
- κβ) Οι μονάδες αποθήκευσης μπορούν να υποστηρίξουν την αποδοτικότερη λειτουργία των υφιστάμενων υποδομών μεταφοράς αναβαθμίζοντας την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς τους.
- vi) Υπηρεσίες εκκίνησης εν κενό παρέχοντας την απαραίτητη ισχύ στις συμβατικές γεννήτριες σε περίπτωση διακοπής ρεύματος μεγάλης κλίμακας (blackout).

Σχήμα 3.3. Εφαρμογές εξισορρόπησης φορτίου και αιχμής ξυρίσματος αποθήκευσης σε καθημερινή καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου. (Πηγή: Rao et al., 2021)



4 Διερεύνηση της εμπορικής βιωσιμότητας

4.1 Μεθοδολογία

Πρόθεσή μας είναι να παρουσιάσουμε, με ολοκληρωμένο τρόπο, τη μεθοδολογική προσέγγιση για την εκτίμηση των εσόδων και του κόστους του BESS κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής του, να τα εισαγάγουμε σε πίνακες ταμειακών ροών και να αξιολογήσουμε την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης και το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης. Αυτό το κάνουμε μέσω μιας διαδικασίας που περιλαμβάνει εσωτερικές και εξωτερικές υποθέσεις, δεδομένα εισόδου, μοντελοποίηση μέσω συνεργασιών και υπολογισμούς ταμειακών ροών. Εφαρμόζουμε μια μεθοδολογία τριών σταδίων που παρουσιάζεται στην συνέχεια:

- (i) Συγκεντρώνουμε τις απαραίτητες εισροές,
- (ii) Εκτιμούμε τα αναμενόμενα έσοδα του BESS που συμμετέχει στην ελληνική χονδρική αγορά ενέργειας και
- (iii) Χρησιμοποιούμε τον παρακάτω βασικό τύπο

$$EBITDA = R_{DAM} + R_{BCM} + R_{BEM} + R_{CRM} - C_{INV} - C_{FOM} - C_{VOM} - C_{AUX} \quad (1)$$

όπου

R_{DAM} Έσοδα από μηχανισμό ανταμοιβής δυναμικότητας

C_{INV} κόστος επένδυσης/*

C_{FOM} σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (FOM)

C_{VOM} μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (VOM)

C_{AUX} Βοηθητικά φορτία και εναπομένοντα διάφορα έξοδα

R_{DAM} Έσοδα από την πώληση ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας (έσοδα από αρμπιτράζ)

R_{BCM} Έσοδα από την παροχή εφεδρειών στην Αγορά Εξισορροπητικής Δυναμικότητας

R_{BEM} Έσοδα από τη συμμετοχή στην Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης

RCRM Έσοδα από τη συμμετοχή στην Αγορά Παραγώγων

Τα δεδομένα που χρησιμοποιούμε χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες:

- (i) Ιστορικά δεδομένα που χρησιμοποιούνται για να δώσουν την εικόνα των υφιστάμενων συνθηκών της αγοράς μέσω περιγραφικών στατιστικών,
- (ii) Δεδομένα κόστους που χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση του μέρους των εξόδων των ταμειακών ροών,
- (iii) Δεδομένα πρόβλεψης που χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση μελλοντικών εσόδων και μέρους των δεδομένων κόστους.

Εκτός από τα δεδομένα, κάνουμε επίσης ορισμένες απαραίτητες υποθέσεις. Οι παραδοχές αφορούν τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τους περιορισμούς εγκατάστασης και λειτουργίας ενός σταθμού φόρτισης ή BESS, τις οικονομικές παραμέτρους της επένδυσης, τα σενάρια ευαισθησίας και τις τιμές της αγοράς βασικών εμπορευμάτων. Οι παραδοχές εισάγονται στη διαδικασία μοντελοποίησης που παράγει τα δεδομένα πρόβλεψης, αλλά η ανάλυση και τα αποτελέσματα προέρχονται από ένα συνδυασμό εμπειρικών γνώσεων και προγνωστικών μοντέλων.

Με τον όρο δεδομένα πρόβλεψης εννοούμε πληροφορίες που προβλέπουν τις αξίες σημαντικών παραγόντων που διαμορφώνουν άμεσα τα έσοδα των επενδύσεων για BESS, όπως οι τιμές εκκαθάρισης της αγοράς της επόμενης ημέρας και της αγοράς εξισορρόπησης, καθώς και τα ίδια τα πραγματικά έσοδα και κόστη BESS. Αυτός ο τύπος πρωτογενών δεδομένων είναι αποτέλεσμα εκτεταμένης έρευνας αγοράς και περίτεχνης χρηματοοικονομικής μοντελοποίησης. Εξετάζει μεγάλο όγκο πληροφοριών, συμπεριλαμβανομένων των τιμών του χρηματιστηρίου ενέργειας, των τιμών των βασικών εμπορευμάτων όπως το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο και τα μέταλλα και ενσωματώνει προβλέψεις για τις τιμές αυτών των βασικών προϊόντων. Περιλαμβάνει ανάλυση ευαισθησίας για την αξιολόγηση του τρόπου με τον οποίο αυτοί οι παράγοντες επηρεάζουν τα αποτελέσματα που σχετίζονται με το BESS. Ακόμη και η τεχνολογία AI εφαρμόζεται πρόσφατα για να ενισχύσει την αποτελεσματικότητα τέτοιων μοντέλων. Αυτός ο τύπος εργασίας εκτελείται από μεγάλες συμβουλευτικές εταιρείες ή ακαδημαϊκές σχολές, και είναι πολύ απαιτητικό και δαπανηρό. Το κόστος αυτό καλύπτεται συνήθως από τους τελικούς χρήστες, όπως οι μεγάλοι ενεργειακοί όμιλοι ετερογενών δραστηριοτήτων, με σκοπό την

κατάρτιση σταθερών επιχειρηματικών σχεδίων πριν από την πραγματοποίηση επενδύσεων στον ενεργειακό τομέα. Δύο πράγματα γίνονται εμφανή στο παραπάνω πλαίσιο, (i) ότι η παραγωγή τέτοιων πρωτογενών δεδομένων είναι εκτός του πεδίου εφαρμογής και της ικανότητας αυτής της έκθεσης και (ii) αυτού του είδους οι πληροφορίες είναι εμπορικά ευαίσθητες και προστατεύονται από συμφωνίες εμπιστευτικότητας μεταξύ των ερευνητών και των πελατών τους. Παρ' όλα αυτά, αυτό το βήμα είναι κρίσιμο για την πρόβλεψη μελλοντικών ταμειακών ροών και κάθε δυνητικός επενδυτής πρέπει να βρει τον καλύτερο τρόπο για να καταλήξει σε αξιόπιστες προβλέψεις. Στην περίπτωση μεγάλων επενδυτικών ταμείων ή τραπεζών, αυτό γίνεται συχνά εσωτερικά, καθώς αυτοί οι οργανισμοί έχουν την ικανότητα και τους απαραίτητους πόρους για αυτό το είδος μοντελοποίησης. Αλλά στην περίπτωση των ΜΜΕ αυτό πρέπει να γίνει μέσω κατάλληλων εταιρικών σχέσεων.

Για το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, εξετάσαμε την ανάγκη χρηματοοικονομικής μοντελοποίησης και δεδομένων στον Δρ. Παντελή Μπίσκα, Αναπληρωτή Καθηγητή στο Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών. Ο κ. Μπίσκας έχει μεγάλη εμπειρία και ερευνητικό έργο στους τομείς των λειτουργικών και ρυθμιστικών θεμάτων της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της τιμολόγησης μεταφοράς. Ο καθηγητής είχε την ευγένεια να μας δώσει ένα σύνολο δεδομένων πρόβλεψης που βρίσκονται στο επίκεντρο των υπολογισμών ταμειακών ροών του έργου. Τα δεδομένα που παρέχονται είναι αποτέλεσμα ενός λογισμικού προσομοίωσης που ονομάζεται 'Long Term Scheduler (LTS)' το οποίο αναπτύχθηκε από την ομάδα του 'Power Systems Lab' για την επίλυση του μεσοπρόθεσμου και μακροπρόθεσμου προβλήματος προγραμματισμού της ελληνικής χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Τα παρεχόμενα δεδομένα έχουν περαιτέρω διαμορφωθεί σε κάποιο βαθμό για την προστασία τυχόν υποκείμενων ιδιοκτησιακών πληροφοριών. Ως εκ τούτου, η παρούσα έκθεση βασίζεται σε δευτερογενή δεδομένα, στο βαθμό που αυτά δημοσιεύονται από ερευνητές και εταιρείες συμβούλων, καθώς και στα δευτερογενή δεδομένα που παρέχονται από τον καθηγητή Μπίσκα (Biskas, 2021).

4.2 Βασικές παραδοχές

Για να δομήσουμε την ανάλυσή μας, πρέπει να κάνουμε κάποιες λογικές υποθέσεις που θα αποτελέσουν τη βάση της έρευνάς μας. Οι παραδοχές εφαρμόζονται σε τέσσερις βασικούς τομείς: (i) τα τεχνικά χαρακτηριστικά του BESS, (ii) τις οικονομικές πτυχές της επένδυσης, (iii) τον αριθμό και τα χαρακτηριστικά των ελάχιστων σεναρίων που θα χρησιμοποιήσουμε στην έρευνά μας και (iii) τις προβλεπόμενες τιμές των εμπορευμάτων που επηρεάζουν άμεσα ή έμμεσα τις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς που σχετίζονται με τα έσοδα του BESS.

4.3 Τεχνικά χαρακτηριστικά BESS

Θεωρούμε ένα αυτόνομο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μπαταρίας «καθαρής αποθήκευσης», «μπροστά από τον μετρητή (FTM)», σύμφωνα με την κατηγορία (i) που περιγράφεται στην παράγραφο 2.7. Με αυτόν τον τρόπο απλοποιούμε τους υπολογισμούς μας καθώς παραλείπουμε έσοδα που θα προέρχονταν από τη μη περικοπή της παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας, στην περίπτωση που θεωρούνταν μέρος χαρτοφυλακίου ΑΠΕ. Η εγκατεστημένη ισχύς του BESS είναι 100MW με διάρκεια τριών (3) ωρών, δηλαδή 300MWh εγκατεστημένης ισχύος (100MW/3h ή 100MW/300MWh BESS). Υποθέτουμε ότι η ωφέλιμη διάρκεια ζωής του έργου είναι είκοσι χρόνια. Αυτό βασίζεται στη συνήθη βιομηχανική πρακτική των κατασκευαστών μπαταριών να παρέχουν δεκαετή εγγύηση στις μπαταρίες τους, δεδομένων ορισμένων περιορισμών σχετικά με τη λειτουργία τους. Αυτοί οι περιορισμοί αναφέρονται επίσης και ως βασικές υποθέσεις και παρουσιάζονται στον πίνακα 7. Θεωρούμε την αντικατάσταση όλων των μπαταριών στο δέκατο έτος, δηλαδή στα μισά του λειτουργικού κύκλου ζωής του έργου για να μας δώσει δύο ολόκληρες δεκαετίες λειτουργίας. Ως εκ τούτου, καταλήγουμε στην υπό εξέταση περίοδο που ξεκινά το 2024, το πρώτο έτος εμπορικής λειτουργίας της BESS, και τελειώνει μετά από είκοσι χρόνια το 2043.

Όσον αφορά τη χημεία των μπαταριών, θεωρούμε ότι το BESS μας βασίζεται σε μπαταρία ιόντων λιθίου, εμπορικά γνωστή ως μπαταρία ιόντων Li-on. Οι μπαταρίες Li-on έχουν ένα σταθερό κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης και έχουν αποκτήσει σημαντική εμπορική αξία σε λόγω του χαμηλού κόστους και της υψηλής αξιοπιστίας και απόδοσης τους. Η κατάσταση φόρτισης (SoC) της μπαταρίας, όταν δεν παρέχει ενέργεια εξισορρόπησης, στο δίκτυο είναι ίση με 50% της ονομαστικής χωρητικότητάς της. Το βάθος εκφόρτισης (DoD) περιορίζεται

στο 90%, που σημαίνει ότι η μπαταρία μπορεί να αποφορτίζεται έως και το 90% της ονομαστικής χωρητικότητάς της ανά πάσα στιγμή. Οποιαδήποτε εκφόρτιση πέρα από αυτό το σημείο θα οδηγούσε σε γήρανση της μπαταρίας και θα πρέπει να αποφεύγεται. Ο μέγιστος αριθμός κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης ανά έτος είναι 350 κύκλοι, πρακτικά σχεδόν ένας πλήρης κύκλος την ημέρα, γεγονός που επιτρέπει τη συμμετοχή στην αγορά σχεδόν όλες τις ημέρες του έτους. Η απόδοση της ισούται με 90%,. Αυτό σημαίνει ότι σε κάθε πλήρη κύκλο το BESS αποφορτίζει το 90% της ενέργειας που απορρόφησε για φόρτιση και το υπόλοιπο 10% μεταφράζεται σε απώλειες. Ο στόχος πίσω από τους περιορισμούς των SoC, DoD και κύκλων/έτους είναι η ελαχιστοποίηση του ετήσιου ρυθμού μείωσης της κατάστασης υγείας της μπαταρίας (SoH) σε ποσοστό μικρότερο από 1,5% ετησίως. Αυτό σημαίνει ότι μετά από 10 έτη η δυναμικότητα της μπαταρίας θα ισούται με το 85% της αρχικής χωρητικότητας της. Το 85% της υπολειπόμενης χωρητικότητας είναι το βιομηχανικό πρότυπο για το τέλος του κύκλου ζωής της μπαταρίας (EoL) και η ελάχιστη απαίτηση των κατασκευαστών μπαταριών για να παρέχουν δεκαετή εγγύηση για το προϊόν τους.

Πίνακας 7. Βασικές υποθέσεις

Μεταβλητή	Παραδοχή
Τύπος BESS	FTM
Ισχύς	100MW
Χωρητικότητα	300MWh
Διάρκεια έργου	20 έτη
Αντικατάσταση μπαταρίας	Τέλος δέκατου έτους
Σύνθεση μπαταρίας	Li-on
Φόρτιση σε κατάσταση ηρεμίας (SoC)	50%
Βάθος αποφόρτισης (DoD)	90%
Ετήσιος αριθμός κύκλων φόρτισης – εκφόρτισης	50

Απόδοση	90%
Απώλειες ανά έτος	1.5%
Κριτήριο απόσυρσης	85% της αρχικής ονομαστικής απόδοσης
Εγγύηση μπαταρίας	10 έτη

4.4 Χρηματοοικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης

Αν και οι μεγαλύτερες επιχειρήσεις μπορούν να χρηματοδοτήσουν τέτοια σχέδια εξ ολοκλήρου με ίδια κεφάλαια, ο κανόνας για τις μικρές και μεσαίες - ΜΜΕ επιχειρήσεις που αποτελούν το αντικείμενο μελέτης της παρούσας έρευνας είναι ένα μείγμα κεφαλαίων που αποτελείται από περισσότερα ξένα και λιγότερα ίδια κεφάλαια. Στην περίπτωση λιγότερο δαπανηρών έργων ΑΠΕ, υπήρξαν περιπτώσεις όπου οι τράπεζες παρείχαν 100% χρηματοδότηση. Ωστόσο, στην περίπτωση των έργων BESS, οι τράπεζες θα απαιτούσαν σημαντική συμμετοχή ιδίων κεφαλαίων, διότι (i) τα σχετικά ποσά είναι της τάξης των δεκάδων εκατομμυρίων ευρώ και (ii) η τεχνολογία και τα επιχειρηματικά μοντέλα δεν είναι αρκετά ώριμα ώστε οι τράπεζες να αποδεχθούν πλήρως τον κίνδυνο. Για το λόγο αυτό, θεωρούμε ότι το έργο θα χρηματοδοτηθεί κατά 30% ίδια κεφάλαια και κατά 70% δανεισμό.

Όσον αφορά το χρέος, θεωρούμε ότι ένα επιτόκιο 5%, πολύ υψηλότερο από το σύνηθες επιτόκιο επιχειρηματικών δανείων κατά τη στιγμή της παρούσας έκθεσης. Αυτό γίνεται για να ληφθεί υπόψη ο υψηλότερος κίνδυνος που ενέχει μια επένδυση που πραγματοποιείται από μια ΜΜΕ και όχι από μια μεγάλη εταιρεία ή ταμείο ενέργειας που ωθεί τα τραπεζικά επιτόκια προς τα πάνω. Λαμβάνουμε μια δεκαετή περίοδο πληρωμής δανείου και θεωρούμε ίσες ετήσιες πληρωμές που πραγματοποιούνται στο τέλος κάθε έτους, γεγονός που δίνει έναν «συντελεστή 10ετούς προσόδου» ίσο με 7,7.

Στην συνέχεια θεωρούμε ότι το κόστος των ιδίων κεφαλαίων ισούται με 8%. Η κεφαλαιακή διάρθρωση οδηγεί σε Μέσο Σταθμισμένο Κόστος Κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital - WACC) ίσο με 5,1%. Για τον υπολογισμό καθαρής παρούσας αξίας ή Net present Value - NPV θεωρούμε προεξοφλητικό επιτόκιο ίσο με το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (weighted average cost of capital – WACC).

Όσον αφορά τη φορολογία, θεωρούμε τον τρέχοντα συντελεστή φορολογίας εταιρειών 22%. Το νομικό πλαίσιο σχετικά με την απόσβεση τέτοιων επενδύσεων δεν είναι ακόμη σαφές. Έτσι, ακολουθούμε μια ασφαλή προσέγγιση με περίοδο απόσβεσης δέκα ετών, ίση με τη διάρκεια ζωής των μπαταριών, και μια γραμμική μέθοδο απόσβεσης, αν και αναμένεται ότι μπορούν να υιοθετηθούν ευνοϊκά μέτρα φορολογίας και απόσβεσης για την υποστήριξη της ανάπτυξης τέτοιων έργων.

Θεωρούμε ότι θα δημιουργηθεί ένα καθεστώς στήριξης επενδύσεων BESS με τη μορφή μηχανισμού ανταμοιβής δυναμικότητας (CRM) ο οποίος, μέσω διαδικασίας υποβολής προσφορών, θα αναθέσει συμβάσεις δυναμικότητας σε νέα BESS με πληρωμή σε ετήσια βάση €/MW και διάρκειας δέκα ετών. Μετά το πέρας της περιόδου αυτής, η BESS θα πρέπει να αντλεί όλα τα έσοδά της αποκλειστικά από την αγορά χονδρικής προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.

4.5 Σενάρια

Για να εισαγάγουμε κάποιο επίπεδο ανάλυσης ευαισθησίας στους υπολογισμούς μας, ακολουθούμε δύο σενάρια που περιλαμβάνουν διαφορετική διείσδυση ΑΠΕ και BESS στην παροχή ενέργειας. Τα σενάρια αυτά συνάδουν με τα ευρήματα της ελληνικής ακαδημαϊκής βιβλιογραφίας (Biskas, 2021) και επηρεάζουν άμεσα τα «δεδομένα προβλέψεων», τα οποία με τη σειρά τους επηρεάζουν τα οικονομικά αποτελέσματα του BESS. Τα σενάρια που σχετίζονται με τις ΑΠΕ αφορούν το επίπεδο διείσδυσης των φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μείγμα και λαμβάνουν υπόψη τις κατευθυντήριες γραμμές του ΕΣΕΚ (HRMEE, 2019). Ο πίνακας 7 παρέχει επισκόπηση των δύο σεναρίων ΑΠΕ σε όρους GW σε ημερομηνίες-ορόσημα και στο σχήμα 4.1 παρουσιάζονται τα σενάρια ως ποσοστό των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα καθ' όλη τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου. Το υψηλό σενάριο προβλέπει συμμετοχή των ΑΠΕ άνω του 80%, ενώ το χαμηλό σενάριο προβλέπει 75% των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα έως το έτος 2043. Τα σενάρια που σχετίζονται με τους σταθμούς BESS αφορούν το μέγεθος της εγκατεστημένης χωρητικότητας συσσωρευτών στο σύστημα και λαμβάνουν υπόψη τη μελέτη επάρκειας της ΑΔΜΗΕ (ΑΔΜΗΕ, 2019). Ο πίνακας 8 παρέχει τα ορόσημα και το σχήμα 4.1 & 4.2 δείχνουν την πλήρη ανάπτυξη της δυναμικότητας BESS έως το έτος 2043 και για τα δύο σενάρια BESS.

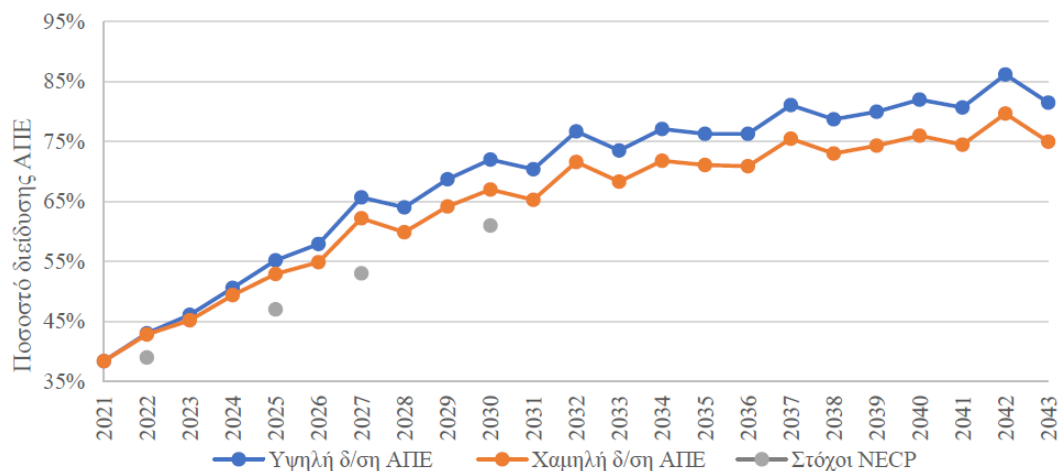
Στην ανάλυση, το σενάριο υψηλών ΑΠΕ συνδυάζεται με το σενάριο υψηλών BESS, ενώ το σενάριο χαμηλών ΑΠΕ συνδυάζεται με το σενάριο χαμηλών BESS (Biskas, 2021).

Πίνακας 8. Σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ σε GW. (Πηγή: Biskas, 2021)

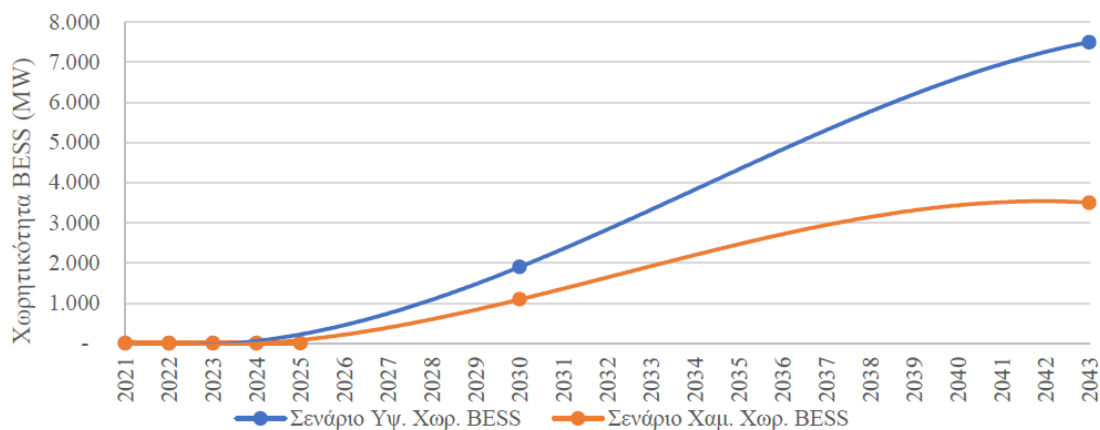
	Συνεισφορά ΑΠΕ σε GW Σενάριο χαμηλή διείσδυσης	Συνεισφορά ΑΠΕ σε GW Σενάριο υψηλής διείσδυσης
2030	10,0	11,3
2035	11,8	13,5
2040	13,2	15,3
2043	14,0	16,4

Πίνακας 9. Σενάρια χωρητικότητας BESS σε ορόσημα απόδοσης σε MW. . (Πηγή: Biskas, 2021)

	Σενάριο χαμηλή απόδοσης BESS (Χωρητικότητα σε MW)	Σενάριο χαμηλή απόδοσης BESS (Χωρητικότητα σε MW)
2030	1,100	1,900
2043	3,500	7,500



Σχήμα 4.1. Σενάρια μεριδίου αγοράς ΑΠΕ σε ποσοστό της συνολικής παροχής ενέργειας. Πηγή: (Biskas, 2021 και ίδια επεξεργασία)



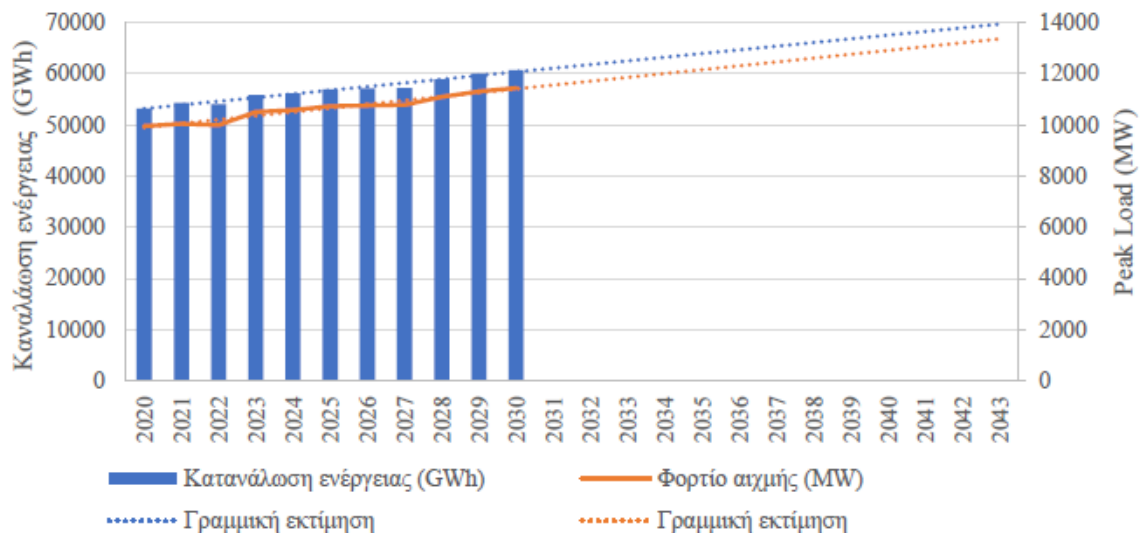
Σχήμα 4.2. Σενάρια ισχύος BESS σε MW έως το 2043. Πηγή: (Biskas, 2021 και ίδια επεξεργασία)

4.6 Παροχή ενέργειας και φορτίο συστήματος

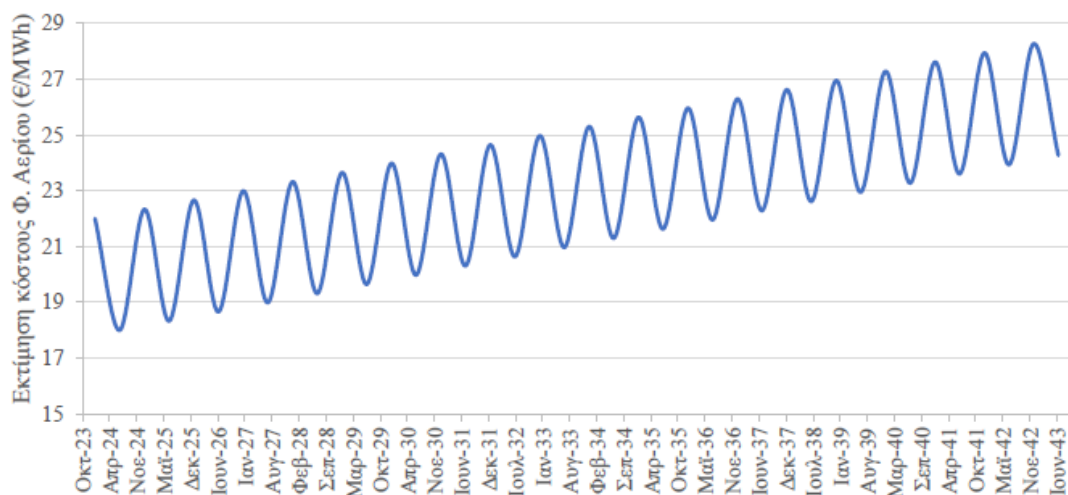
Όσον αφορά το φορτίο του συστήματος, λαμβάνουμε υπόψη τα ιστορικά και προγνωστικά δεδομένα που δόθηκαν από το ΕΣΕΚ και ενστερνίστηκαν από τον ΑΔΜΗΕ στη μελέτη επάρκειας του συστήματος για τα έτη 2020-2030 (ΑΔΜΗΕ, 2019). Στη συνέχεια, τα αποτελέσματα παρεμβάλλονται γραμμικά για την παραγωγή προβλέψεων για τον πλήρη κύκλο ζωής του BESS έως το 2043. Το εκτιμώμενο φορτίο συστήματος το 2030 εκτιμάται σε περίπου 11,45 GW φορτίο αιχμής και 60,73 TWh καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ αναμένεται να αυξηθεί σε 13,5 GW και 70,0 TWh έως το 2043 (Σχήμα 4.3).

Άλλοι παράγοντες που λαμβάνονται υπόψη από τα μοντέλα πρόβλεψης είναι οι τιμές του φυσικού αερίου και του CO₂. Κατά τη στιγμή αυτή της έκθεσης, οι τιμές και των δύο αυτών εμπορευμάτων αυξάνονται με απότομες διακυμάνσεις λόγω του πολέμου στην Ουκρανία. Αλλά σε ένα μακροπρόθεσμο πλαίσιο προγραμματισμού πρέπει κανείς να εξετάσει τις κανονικοποιημένες τιμές. Από την άποψη αυτή, οι τιμές που χρησιμοποιούνται για το φυσικό αέριο και το CO₂ παρουσιάζονται στο σχήμα 4.4 και 4.5 αντίστοιχα. Το σχήμα στο σχήμα 4.4 οφείλεται στην εποχικότητα της τιμής του φυσικού αερίου, η οποία είναι ακριβότερη κατά τη διάρκεια του χειμώνα, όταν η ζήτηση

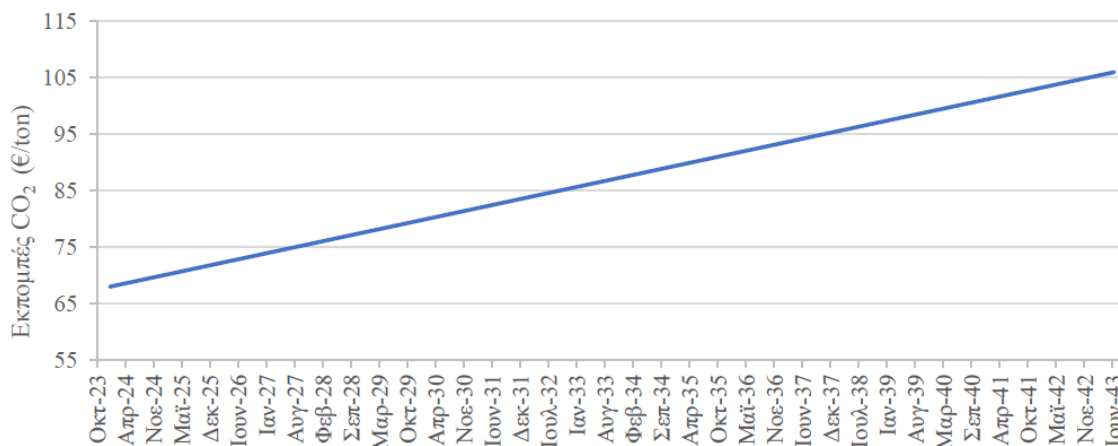
είναι υψηλή, και φθηνότερη το καλοκαίρι, όταν η ζήτηση είναι χαμηλή. Οι τιμές του φυσικού αερίου υπολογίζονται μεταξύ 20 και 30 €/MWh και οι τιμές CO₂ μεταξύ 68 και 106 €/τόνο κατά την εικοσαετή περίοδο.



Σχήμα 4.3. Κατανάλωση ενέργειας ως προς (i) συνολική ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται (GWh) και (ii) το φορτίο αιχμής (MW). Πηγή των προβλέψεων έως το έτος 2030: Μελέτη επάρκειας ισχύος ηλεκτρικής ενέργειας, 2019 (ΑΔΗΜΕ, 2019) και ίδια επεξεργασία. Η πρόβλεψη επεκτείνεται έως το 2043 με γραμμική παλινδρόμηση.



Σχήμα 4.4. Εκτιμώμενες τιμές Φυσικού Αερίου. (Πηγή: Biskas, 2021 και ίδια επεξεργασία)



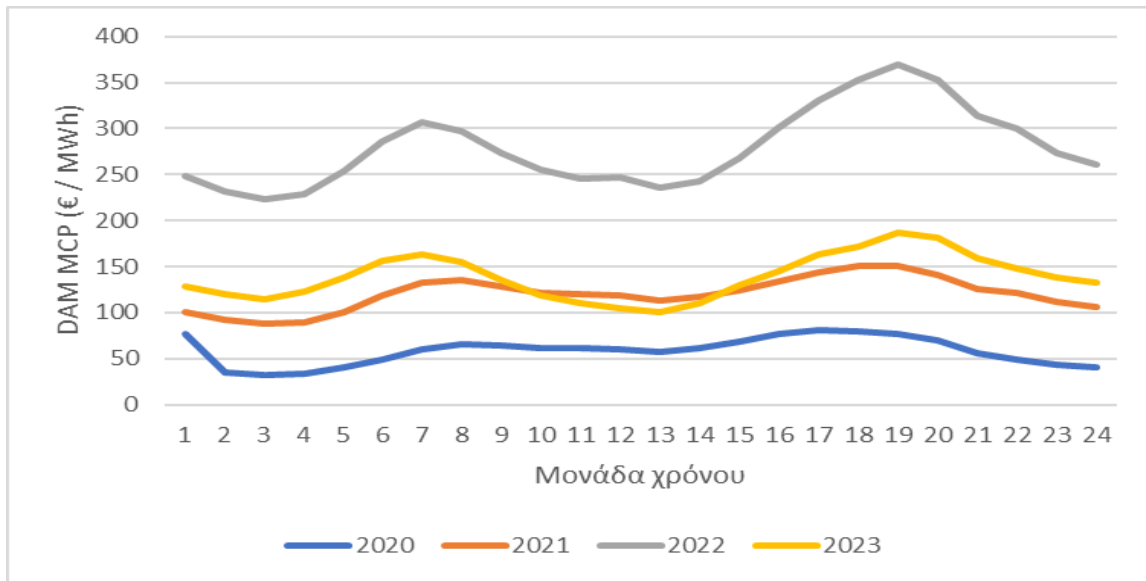
Σχήμα 4.5.. Εκτιμώμενες τιμές εκπομπών CO₂. (Πηγή: Biskas, 2021 και ίδια επεξεργασία)

4.7 ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ

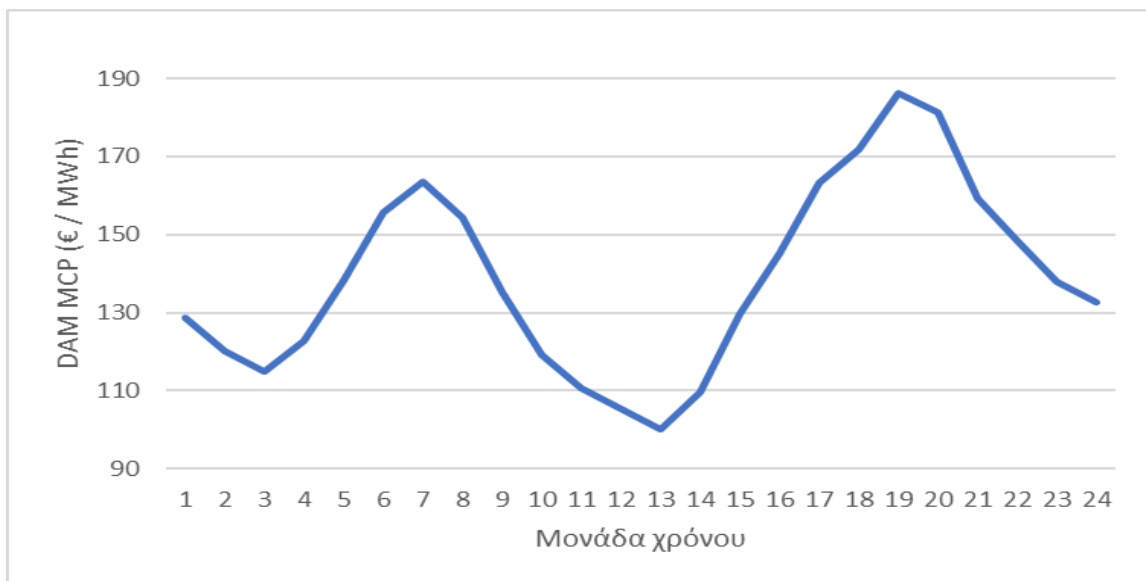
Η βασική πηγή πληροφοριών εδώ είναι τα δευτερογενή δεδομένα της αγοράς επόμενης ημέρας που δημοσιεύονται από το EXE (<https://www.enexgroup.gr/el/markets-publications-el-day-ahead-market>). Δεδομένου ότι η ελληνική αγορά Χονδρικής Πώλησης Ενέργειας λειτουργεί από το 2020, αναλύουμε τα δεδομένα κατά την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023 για την αποτύπωση των τάσεων των τελευταίων 17. Ο λόγος επιλογής αυτής της χρονικής περιόδου είναι για την εξέταση ενός τουλάχιστον ετήσιου κύκλου μεταβολών των τιμών MCP καθώς η εξέταση μόνο του έτους 2023 δεν επιτρέπει τέτοιου είδους εξέταση. Παρόλα αυτά παρουσιάζονται και οι τιμές των ετών 2020 και 2021 για λόγους σύγκρισης. Στο σύνολο δεδομένων παρουσιάζονται οι μεταβλητές της αγοράς DAM (MCP, παραγωγή ΑΠΕ, φορτίο κ.λπ.) σε 24 μονάδες χρόνου αγοράς (MTU) για 17 μήνες. Χρησιμοποιούμε αυτά τα δεδομένα σε συνδυασμό με περιγραφικά στατιστικά στοιχεία και τη θεωρία της αγοράς που παρουσιάστηκε στην προηγούμενη παράγραφο ως μέσο κατανόησης των υποκείμενων μεταβλητών των εσόδων ενός έργου BESS στην αγορά ενέργειας. Τα αποτελέσματα της προηγούμενης ανάλυσης δεδομένων εισάγονται στη μοντελοποίηση που παράγει τα δεδομένα πρόβλεψης.

Στο σχήμα 4.7 παρουσιάζεται η μέση τιμή εκκαθάρισης αγοράς της αγοράς επόμενης ημέρας, για κάθε χρονική μονάδα αγοράς, για τα έτη 2020 - 2023 . Η σχέση μεταξύ της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς και της καμπύλης υπολειπόμενου φορτίου, είναι εμφανής όπου το φαινόμενο της duck curve εμφανίζεται σαφώς, αν και αναμένεται να γίνει περισσότερο εμφανής με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην αγορά ενέργειας. Στο σχήμα 4.7 μπορούμε επίσης να δούμε πώς η κορυφή MCP συμπίπτει σαφώς με τη δεύτερη αιχμή της ζήτησης στις 20:00 μ.μ. Ενώ, η πρώτη αιχμή της ζήτησης, στις 12:00 το μεσημέρι, συμπίπτει με τις χαμηλές τιμές της αγοράς. Αυτό εξηγείται εν μέρει στο σχήμα 4.8, όπου φαίνεται ότι η παραγωγή ΑΠΕ κορυφώνεται επίσης μεταξύ 12:00 και 3:00 μ.μ., μειώνοντας έτσι την τιμή παρά την υψηλή ζήτηση. Οι μέσες μηνιαίες τιμές διείσδυσης των ΑΠΕ παρουσιάζονται στο σχήμα 4.9 και ο μέσος όρος της εξεταζόμενης χρονικής περιόδου αντιστοιχεί στο 15,2% της συνολικής ζήτησης.

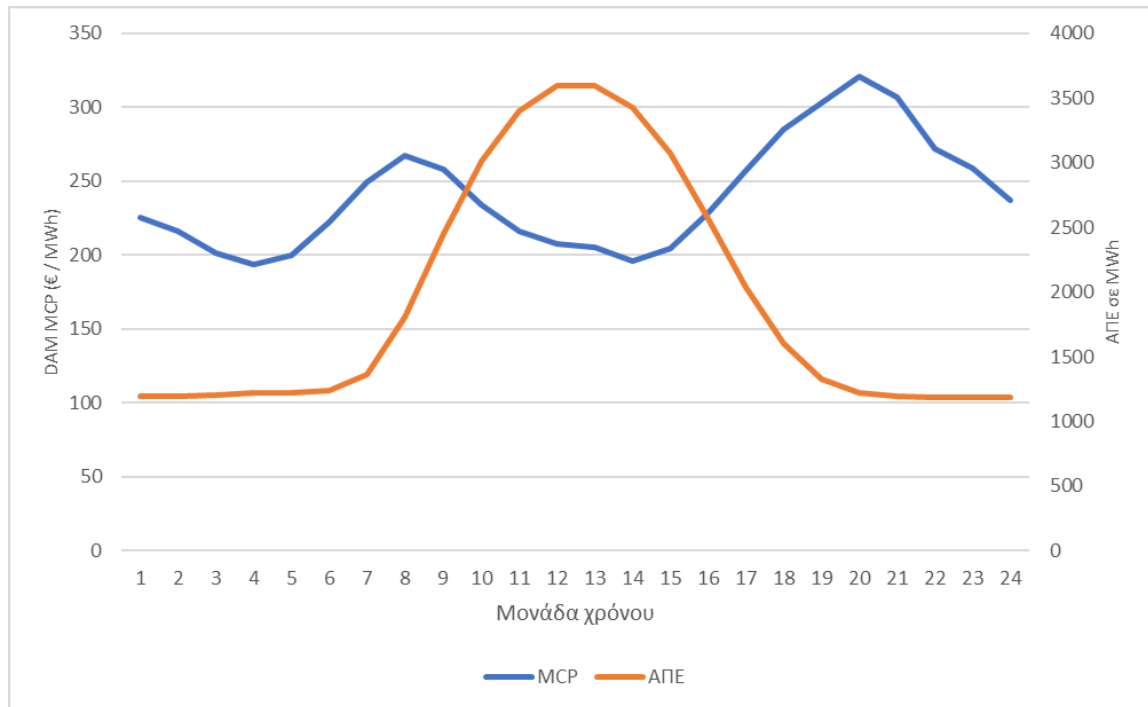
Στο σχήμα 4.10 παρουσιάζονται οι ημερήσιες μέσες, ελάχιστες και μέγιστες τιμές της τιμής διαπραγμάτευσης. Μπορούμε να δούμε σε αυτό το σχήμα τη διακύμανση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας από μέρα σε μέρα καθώς και τη σαφή ανοδική τάση των τιμών μεταξύ της περιόδου Ιανουαρίου 2022 και Σεπτεμβρίου 2022 με κορύφωση των Σεπτέμβριο του 2022. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται καθοδική τάση με μια έντονη διακύμανση τον Δεκέμβριο του 2022. Η ίδια τάση μπορεί να προσδιοριστεί καλύτερα στο σχήμα 4.11 το οποίο αποτελεί και πάλι αναπαράσταση των μέσων τιμών διαπραγμάτευσης, μόνο που αυτή τη φορά ο μέσος όρος είναι σε μηνιαίο επίπεδο και, ως εκ τούτου, οι διακυμάνσεις των τιμών του γραφήματος 5 δεν είναι πλέον ορατές. Σε αυτό το σχήμα είναι πιο εμφανής η διαφορά μεταξύ της μέγιστης και της ελάχιστης τιμής. Αυτός είναι ο παράγοντας της «διαφοράς τιμών» και αποτελεί τη βάση των εσόδων της BESS που παράγονται από αγορά ενέργειας της επόμενης ημέρας μέσω αρμπιτράζ. Η διαφορά τιμής έχει έντονες διακυμάνσεις είναι υψηλότερη από την μέση τιμή και σταθεροποιείται κοντά στα 200 € / MWh. Τα αποτελέσματα αυτά είναι αναμενόμενα και γνωστά καθώς ο πόλεμος στην Ουκρανία ακόμη μαίνεται. Η αυξημένη διαφορά τιμών όμως αποτελεί μια βελτιωμένη ευκαιρία για έσοδα που παράγονται από αρμπιτράζ.



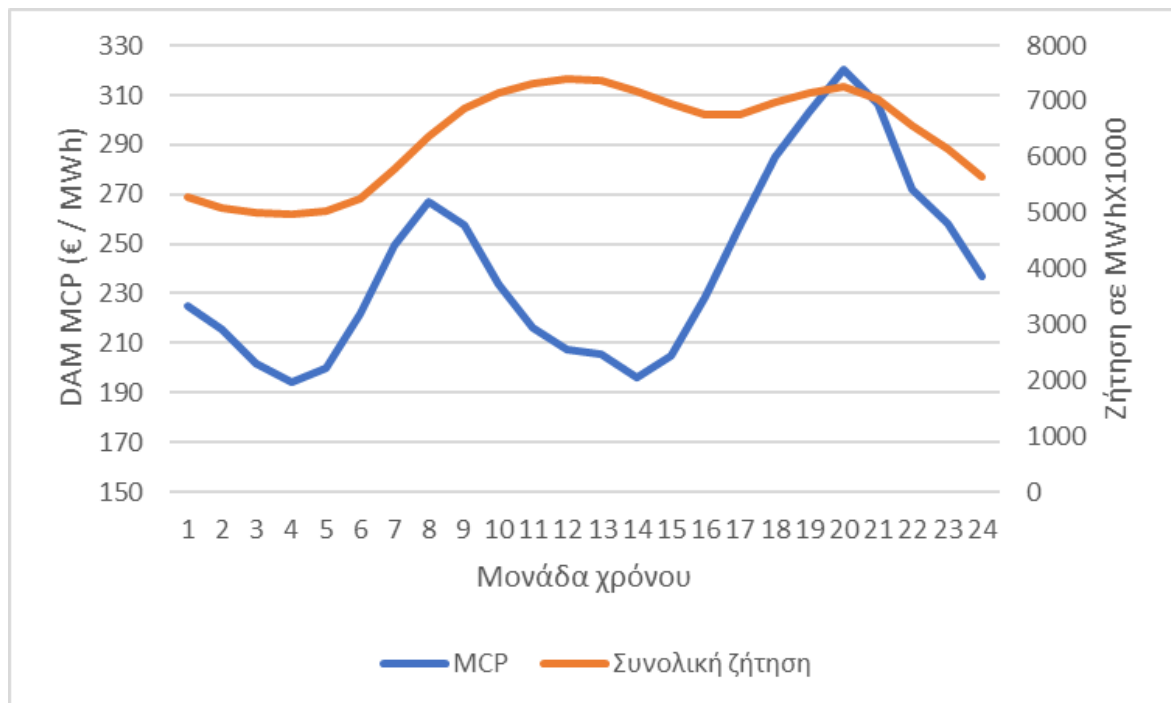
Σχήμα 4.6. Μέση τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας στην αγορά DAM ανά έτος και ανά μονάδα χρόνου αγοράς.



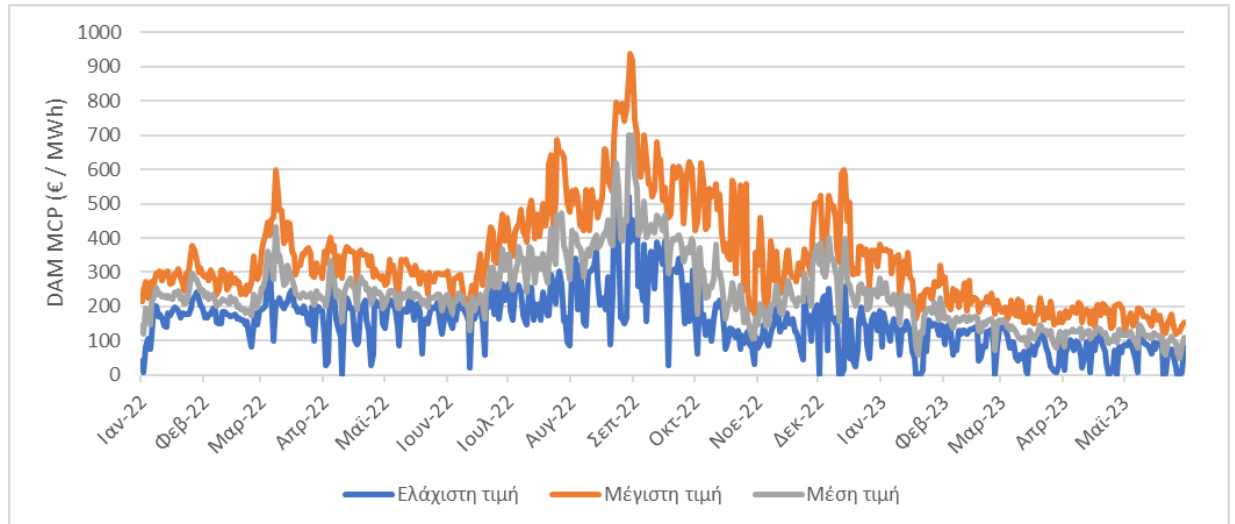
Σχήμα 4.7. Μέση τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας στην αγορά DAM ανά μονάδα χρόνου αγοράς για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023.



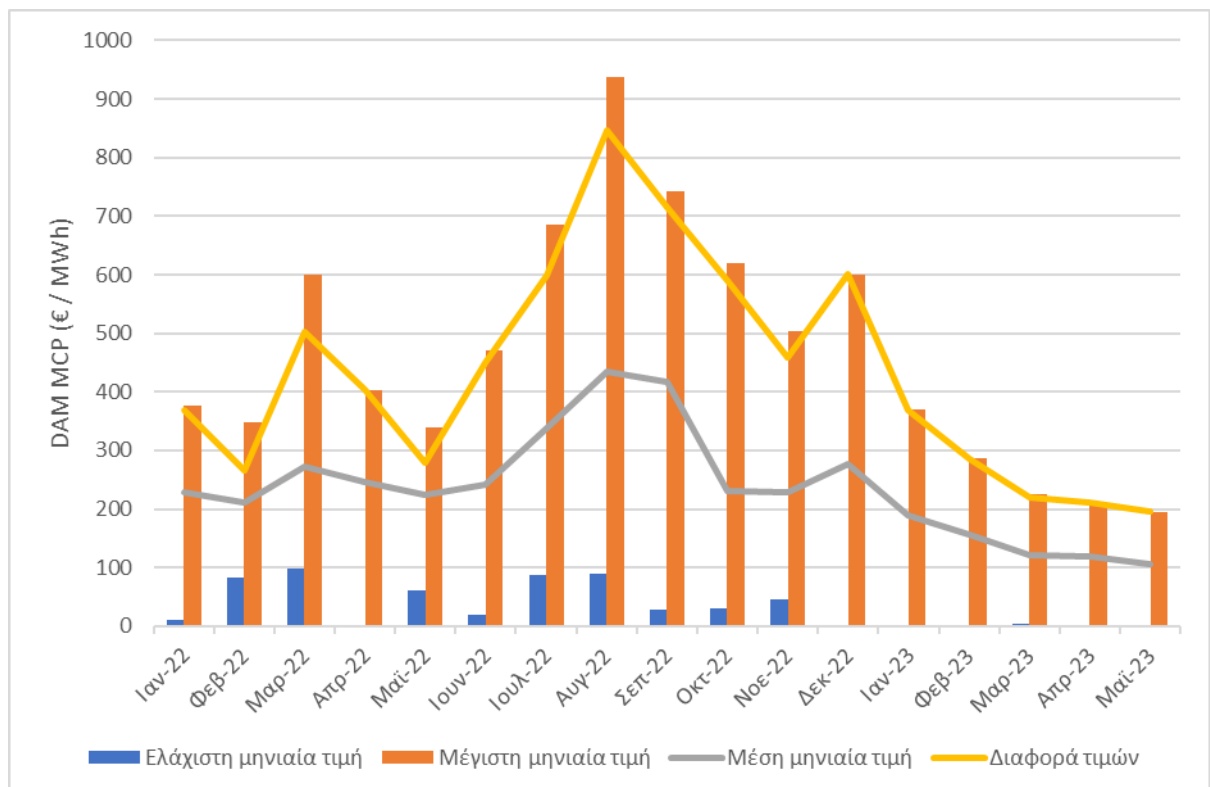
Σχήμα 4.8. Μέση τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας (MCP) και συνεισφορά των ΑΠΕ στην αγορά DAM ανά μονάδα χρόνου αγοράς για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023



Σχήμα 4.9. Μέση τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας (MCP) και συνολική ζήτηση στην αγορά DAM ανά μονάδα χρόνου αγοράς για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023



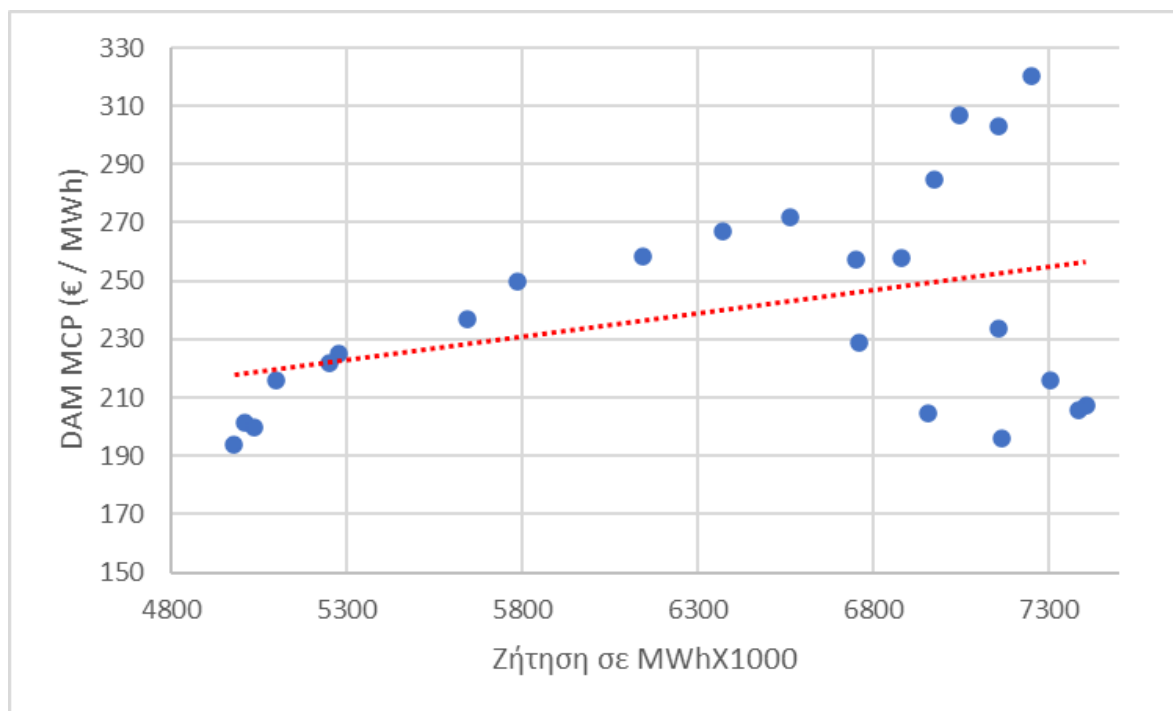
Σχήμα 4.10. Ελάχιστη μέγιστη και μέση ημερήσια τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας στην αγορά DAM ανά ημέρα για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023.



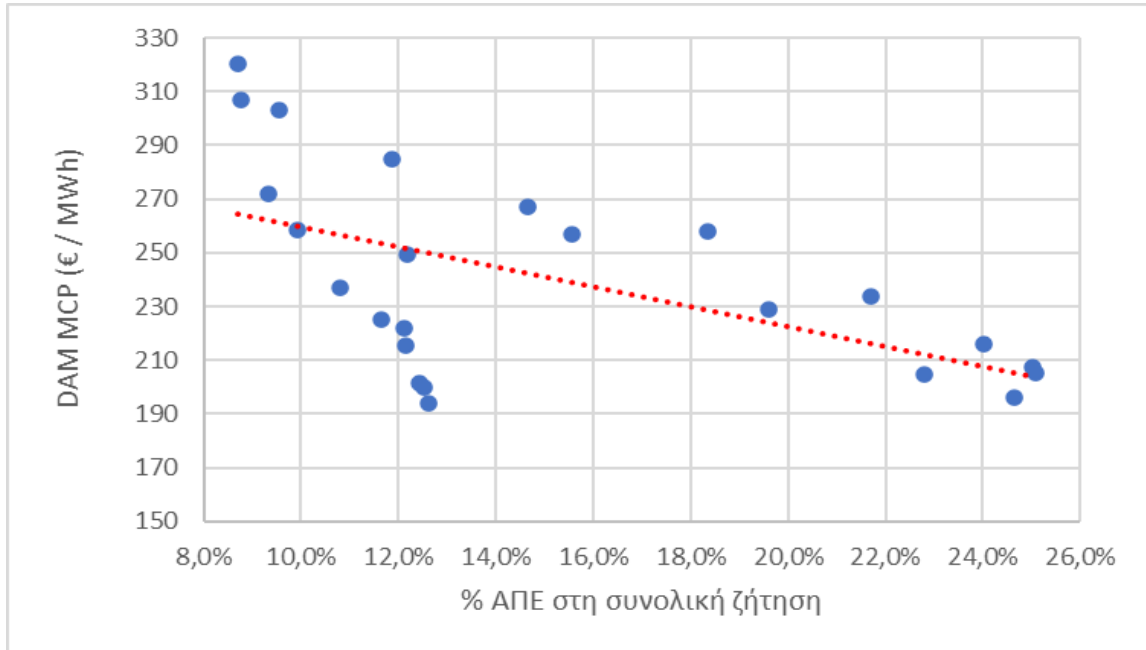
Σχήμα 4.11. . Ελάχιστη μέγιστη και μέση μηνιαία τιμή διαπραγμάτευσης ενέργειας στην αγορά DAM ανά ημέρα για την περίοδο 1/1/2022 – 30/5/2023.

Το σχήμα 4.12 είναι ένα διάγραμμα διασποράς των μεταβλητών «συνολική ζήτηση» και «τιμή αγοράς επόμενης ημέρας». Από το σχήμα αυτό είναι φανερή η θετική σχέση μεταξύ των δύο μεταβλητών. Καθώς αυξάνεται η ζήτηση, αυξάνονται και οι τιμές της ενέργειας. Αυτό είναι αναμενόμενο και θεωρήθηκε ως μέρος των παραδοχών μας. Μια άλλη υπόθεση που εξετάσαμε ως μέρος των δύο σεναρίων είναι ότι η αυξημένη «διείσδυση των ΑΠΕ στην αγορά ενέργειας» θα οδηγήσει σε χαμηλότερες «τιμές της αγοράς DAM». Αυτή η αρνητική σχέση μεταξύ των μεταβλητών επιβεβαιώνεται από το σχήμα 4.13.

Η κόκκινη γραμμή παλινδρόμησης δείχνει μια αδύναμη αλλά σαφώς αρνητική σχέση μείωσης των τιμών DAM καθώς αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ. Το μοντέλο παλινδρόμησης που περιγράφει αυτή τη σχέση είναι το $y = -373,72x + 297,18$ και δείχνει ότι για κάθε μια ποσοστιαία μονάδα διείσδυσης των ΑΠΕ αναμένεται μέση μείωση τιμής κατά 3,73€ ανά MWh. Η σχέση είναι αδύναμη λόγω της μικρής διείσδυσης των ΑΠΕ. Καθώς όμως αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ, η επίδραση αναμένεται να γίνει πιο έντονη.



Σχήμα 4.12. Διάγραμμα διασποράς μεταξύ της συνολικής ζήτησης και των τιμών πώλησης



Σχήμα 4.13. Διάγραμμα διασποράς μεταξύ της συνολικής ζήτησης και του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στη συνολική ζήτηση.

4.8 ΚΟΣΤΟΣ

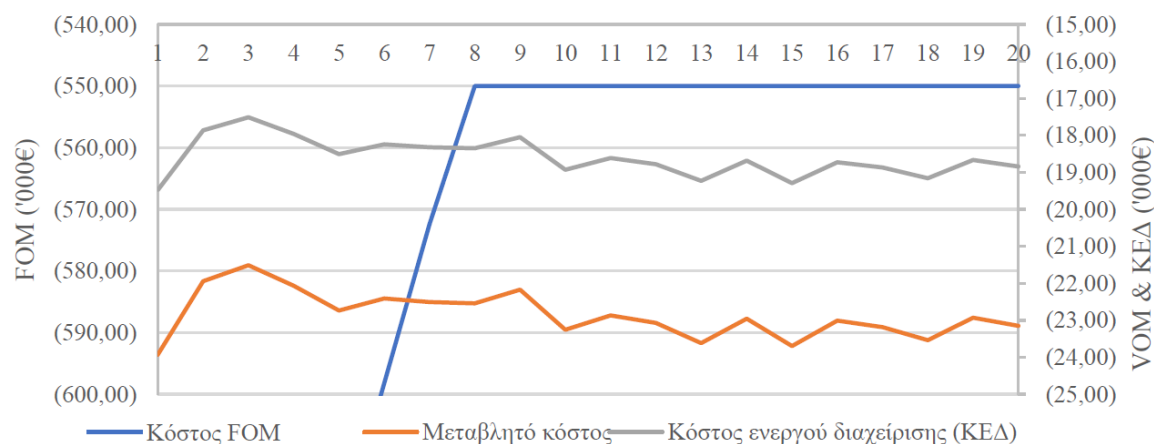
Το κόστος BESS μπορεί να αναλυθεί σε επιμέρους συνιστώσες. Οι συνιστώσες υψηλότερου επιπέδου είναι αυτές που εισάγονται στην εξίσωση, δηλαδή (i) το κόστος επένδυσης, (ii) το σταθερό ετήσιο κόστος λειτουργίας, (iii) το μεταβλητό ετήσιο κόστος λειτουργίας και (iv) το βοηθητικό και διάφορα κόστη.

Το αρχικό κόστος επένδυσης είναι το κόστος κεφαλαίου μίας ημέρας για την πλήρη εγκατάσταση του συστήματος μπαταριών. Περιλαμβάνει, (i) το κόστος διατήρησης και μεταφοράς συνεχούς ρεύματος (κυρίως μπαταρίες και μετατροπείς), (ii) το κόστος του μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος και της σύνδεσης με το δίκτυο υψηλής τάσης, και (iii) το κόστος σύζευξης των τιμών ή EPC. Το κόστος επένδυσης αποτελείται επίσης, (iv) από το κόστος αντικατάστασης μπαταρίας που προκύπτει στο δέκατο έτος και (v) από το κόστος ανακύκλωσης μπαταριών στο τέλος της διάρκειας ζωής του έργου. Για το κόστος επένδυσης, ανακτούμε πληροφορίες από τις εκθέσεις αποθήκευσης (Cole, Frazier & Augustine, 2021) και της Lazard (Lazard, 2021).

Το μεταβλητό ετήσιο κόστος O&M (VOM) είναι γενικά πολύ χαμηλό, πράγμα που σημαίνει ότι η λειτουργία της μπαταρίας σύμφωνα με τις παραδοχές «ενιαίος κύκλος ανά ημέρα», «90% DoD» και «συντελεστής απωλειών 1,5%» δεν συνεπάγεται σχεδόν κανένα κόστος για τον χειριστή της μπαταρίας (Cole, Frazier & Augustine, 2021). Το μεγαλύτερο μέρος του κόστους OM στην περίπτωση αυτή κατανέμεται στο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (FOM). Το FOM εκφράζεται συχνά ως ποσοστό των εγκατεστημένων €/MW. Οι χαμηλότεροι αριθμοί FOM περιλαμβάνουν γενικά μόνο τυπικές εργασίες συντήρησης. Οι υψηλότεροι αριθμοί FOM (>2% του €/MW) περιλαμβάνουν την αναπλήρωση ή ακόμα και την αντικατάσταση της μπαταρίας NREL (Cole, Frazier & Augustine, 2021). Στην περίπτωσή μας, η αντικατάσταση της μπαταρίας λαμβάνεται ως ξεχωριστό κόστος, οπότε παίρνουμε μια τιμή FOM χαμηλής εμβέλειας, περίπου στο 1,2% των εγκατεστημένων €/MW.

Το κόστος υποστήριξης αποτελείται από τέσσερις συνιστώσες: (i) Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται από τα βοηθητικά συστήματα της εγκατάστασης (το υπόλοιπο της εγκατάστασης (BOP)). Το μεγαλύτερο φορτίο εδώ είναι το σύστημα ψύξης αέρα των δοχείων κυψελών μπαταρίας. Οι κατασκευαστές μπαταριών επιβάλλουν πολύ στενά περιθώρια για τις θερμοκρασίες δωματίου μπαταριών, επειδή η διάρκεια ζωής της μπαταρίας μειώνεται γρήγορα σε θερμοκρασίες άνω των 25 βαθμών Κελσίου. Επομένως, τα συστήματα ψύξης πρέπει να λειτουργούν συνεχώς για να αντισταθμίσουν την περιβαλλοντική θερμότητα και τη θερμότητα που παράγεται από τη λειτουργία της μπαταρίας (απώλειες). Μια σημαντική σημείωση εδώ είναι ότι τα βοηθητικά BOP δεν τροφοδοτούνται από την κύρια σύνδεση στην υψηλή τάση του σταθμού αποθήκευσης. Οι βοηθητικές ροές τροφοδοτούνται από ξεχωριστή μετρημένη σύνδεση ισχύος στο δίκτυο διανομής. Έτσι, η βοηθητική ενέργεια προέρχεται από τη λιανική αγορά και όχι από τη χονδρική πώληση και, ως εκ τούτου, υπόκειται σε ανταγωνιστικές και ρυθμιζόμενες χρεώσεις. (ii) Το κόστος της ενεργού διαχείρισης στις αγορές που καταβάλλεται στον φορέα συγκέντρωσης ΑΠΕ/BESS, αδειοδοτημένη εταιρεία που θα εκπροσωπεί τη μονάδα BESS ως BRP στις αγορές χονδρικής. Το κόστος αυτό εκφράζεται σε €/MWh που παραδίδονται στην αγορά και θεωρούμε σταθμισμένο κόστος 0,22€/MWh. (iii) Τα πάγια έξοδα διαχείρισης και το κεφάλαιο κίνησης

αποτελούν το τελευταίο συνιστώσα του κόστους των βοηθητικών συστημάτων. Ο πίνακας 10 και το σχήμα 4.14 συνοψίζουν τα δεδομένα που ελήφθησαν υπόψη για τους υπολογισμούς.



Σχήμα 4.14. . Εκτίμηση ετήσιου κόστους ανά έτος (Πηγή Biskas, 2021)

Πίνακας 10. Εκτίμηση ετήσιου κόστους (Πηγή: Cole, Frazier & Augustine, 2021; Lazard, 2021 και ίδια επεξεργασία)

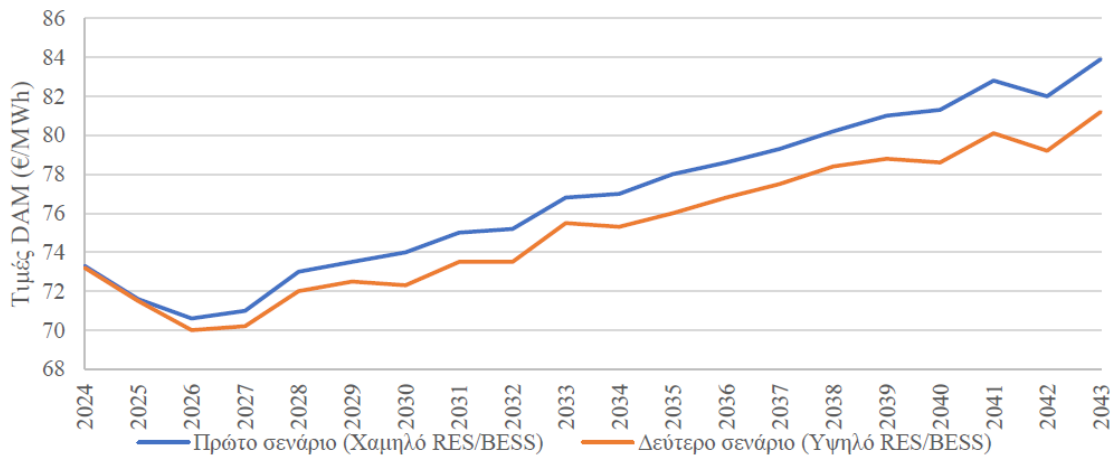
Μεταβλητή	Εκτίμηση
Κόστος επένδυσης (2024€/MWh)	210,000 €/MWh
Αρχικό κόστος επένδυσης (€)	63,000,000 €
Ποσοστό επιβάρυνσης αντικατάστασης μπαταρίας (% του αρχικού κόστους)	25%
Κόστος ανακύκλωσης μπαταρίας στο 20 ^ο έτος (% του αρχικού κόστους)	2%
Μεταβλητό κόστος συντήρησης (VOM) (€/MWh)	0.273 €/MWh
Διοικητικά έξοδα (€ per year)	50,000 €
Κόστος Working capital (€ per year)	5,000 €
Κόστος ενεργού διαχείρισης (€/MWh)	0,22 €/MWh
Κόστος βοηθητικών ροών (€ per year)	21,024 €

4.9 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ

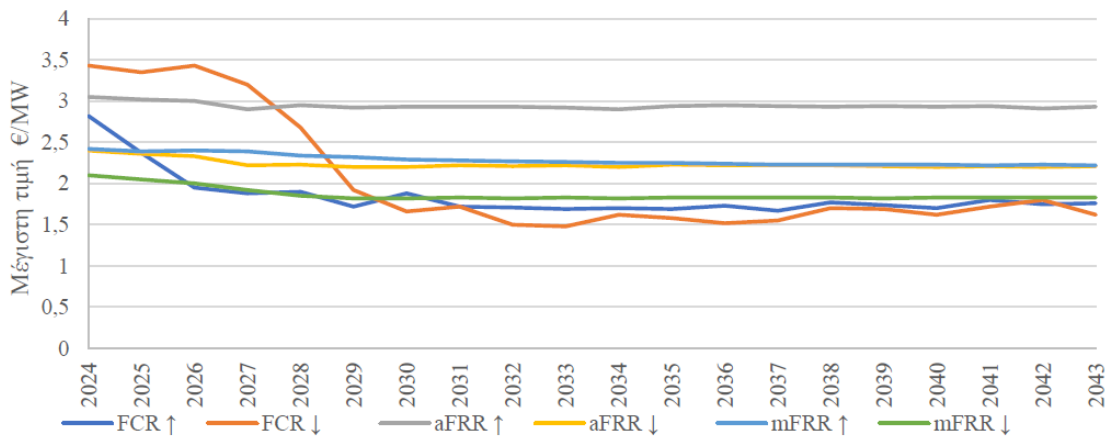
Μετά τη διαδικασία μοντελοποίησης, λαμβάνουμε τις προβλεπόμενες τιμές εκκαθάρισης αγοράς για την αγορά επόμενης ημέρας. Στο σχήμα 4.15 παρουσιάζονται οι προβλεπόμενες τιμές MCP της αγοράς DAM για τα δύο σενάρια. Στο πρώτο σενάριο χαμηλής διείσδυσης ΑΠΕ και BESS, τα MCP είναι υψηλότερα. Στο δεύτερο σενάριο, οι τιμές της αγοράς φαίνονται μικρότερες λόγω της αυξημένης συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην αγορά εργασίας. Οι τιμές είναι σημαντικές επειδή η διαφορά τιμής μεταξύ του χαμηλότερου και του υψηλότερου ημερήσιου MCP είναι η βάση των εσόδων που δημιουργούνται από αρμπιτράζ.

Η μοντελοποίηση δίνει περαιτέρω τις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς εξισορρόπησης. Τα δύο σενάρια διείσδυσης των ΑΠΕ και των BESS παρουσιάζονται στις εικόνες 16 και 17 αντίστοιχα. Τα δύο γραφήματα δείχνουν την εξέλιξη των τιμών των τριών προϊόντων στην αγορά δυναμικότητας εξισορρόπησης: ανοδικά και καθοδικά FCR, mFRR και aFRR. Αυτά τα σύνολα τιμών είναι εξίσου σημαντικά, διότι μια σημαντική ροή εσόδων για την BESS προέρχεται από τη συμμετοχή της στην αγορά εξισορρόπησης. Είναι και πάλι προφανές ότι η χαμηλή χωρητικότητα BESS διατηρεί τις τιμές των βοηθητικών υπηρεσιών σε υψηλά επίπεδα, ενώ η υψηλή διείσδυση της BESS προκαλεί γρήγορα μειωμένες τιμές BM λόγω του ανταγωνισμού μεταξύ συσσωρευτών και μεταξύ συσσωρευτών και άλλων τεχνολογιών.

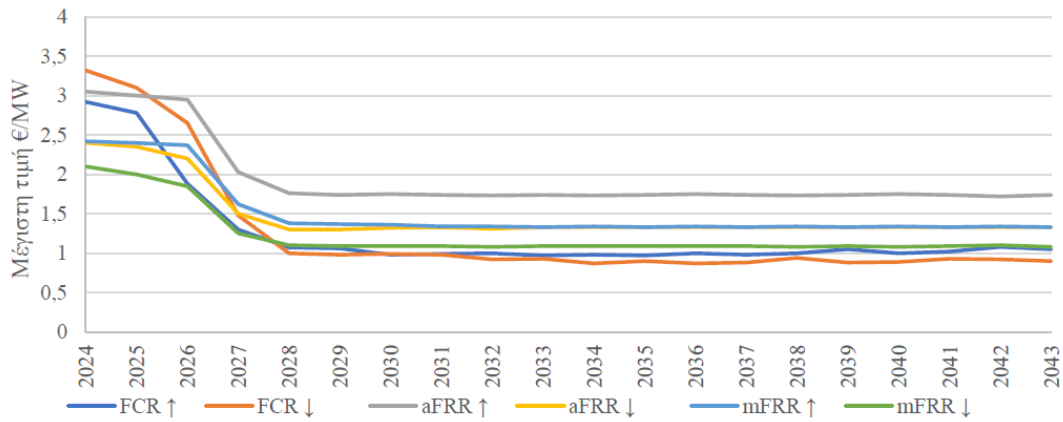
Η χρηματοοικονομική μοντελοποίηση μας δίνει τελικά τα έσοδα BESS από τη συμμετοχή στη χονδρική αγορά. Στα σχήματα 4.15 και 4.16 παρουσιάζονται τα έσοδα της αγοράς για τα σενάρια χαμηλής και υψηλής διείσδυσης BESS αντίστοιχα κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Είναι εμφανές πόσο η υψηλή διείσδυση του BESS μειώνει σημαντικά τα έσοδα του έργου ήδη από το δεύτερο έτος λειτουργίας του σταθμού.



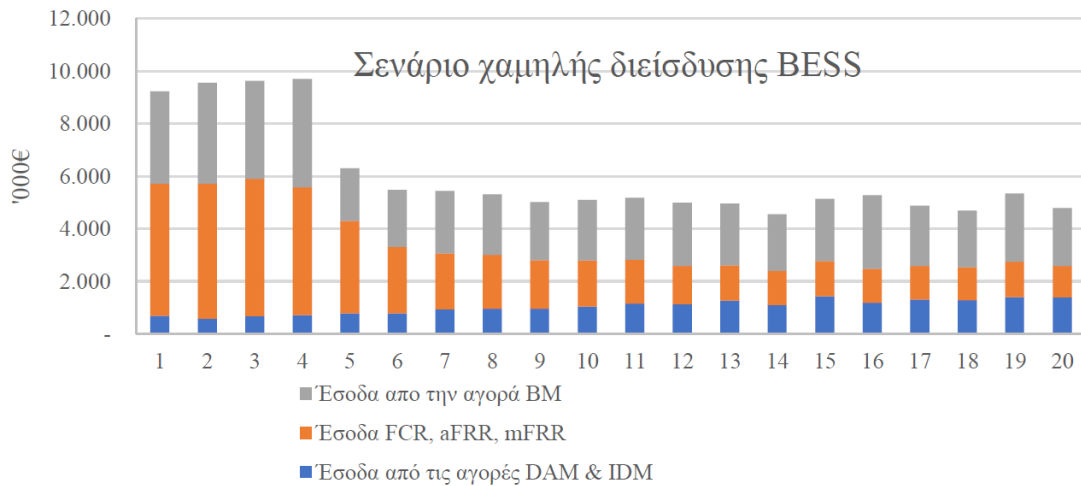
Σχήμα 4.15. Προβλέψεις τιμών αγοράς DAM (Πηγή: Biskas, 2021)



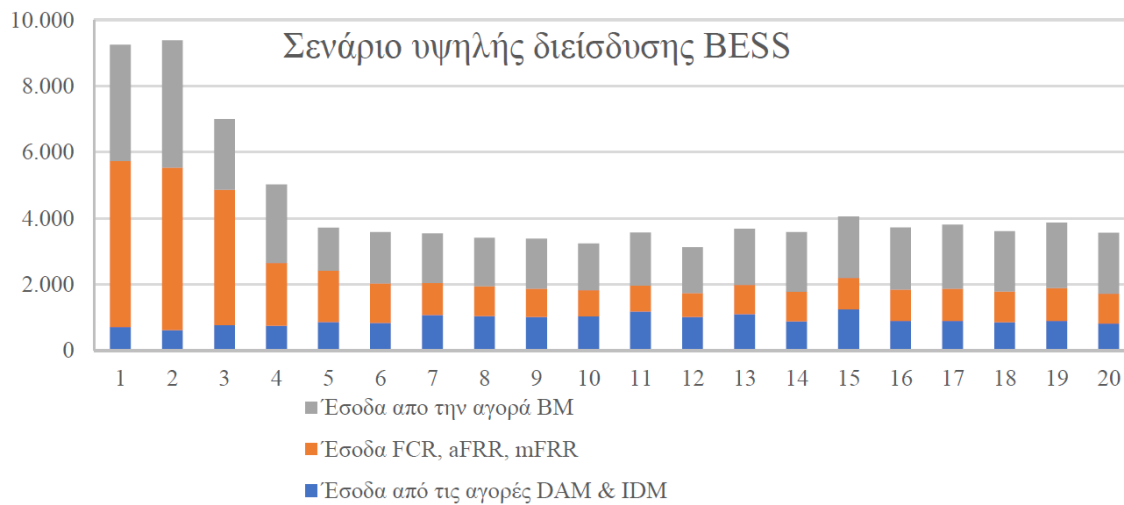
Σχήμα 4.16. Προβλέψεις τιμών αγοράς DAM (Πρώτο σενάριο, χαμηλή διείσδυση BESS). (Πηγή: Biskas, 2021)



Σχήμα 4.17. Προβλέψεις τιμών αγοράς DAM (Πρώτο σενάριο, υψηλή διείσδυση BESS). (Πηγή: Biskas, 2021)



Σχήμα 4.18. Συμμετοχή αγορών στα έσοδα (Πρώτο σενάριο, χαμηλή διείσδυση BESS). (Πηγή: Biskas, 2021)



Σχήμα 4.19. Συμμετοχή αγορών στα έσοδα (Δεύτερο σενάριο, υψηλή διείσδυση BESS). (Πηγή: Biskas, 2021)

4.10 ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

Χρησιμοποιώντας τις παραδοχές και τα δεδομένα που συζητήθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, δημιουργήσαμε τους πίνακες ταμειακών ροών. Δημιουργούμε δύο σύνολα ταμειακών ροών, ένα για κάθε σενάριο διείσδυσης BESS (Χαμηλό και Υψηλό). Στη συνέχεια, κάθε σύνολο ταμειακών ροών εκτελείται με οκτώ συνδυασμούς εσόδων CRM από 0 € έως 70.000 € / MW ετησίως σε βήματα των 10.000 € / MW ετησίως. Τέλος, υπολογίζουμε τις μη μοχλευμένες (έργο) και τις μοχλευμένες (μετοχές) ΚΠΑ (Net Present Value ή Καθαρή παρούσα αξία) και IRR (απόδοση). Έχουμε συνολικά 8 πίνακες ταμειακών ροών. Στον πίνακα 11 παρακάτω βλέπουμε συνοπτικά τα αποτελέσματα τους.

Πίνακας 11. Σύνοψη των NPV και IRR με μόχλευση (μετοχικό κεφάλαιο) και μη μόχλευση (project) για όλα τα υποτιθέμενα σενάρια διείσδυσης BESS και σενάρια CRM.

CRM	Πρώτο σενάριο (Χαμηλή διείσδυση RESS/BESS)				Δεύτερο σενάριο (Υψηλή διείσδυση RESS/BESS)			
	Project (Χωρίς μόχλευση)		Μετοχικό κεφάλαιο (Με μόχλευση)		Project (Χωρίς μόχλευση)		Μετοχικό κεφάλαιο (Με μόχλευση)	
	ΚΠΑ (χιλ. €)	Απόδοση	ΚΠΑ (χιλ. €)	Απόδοση	ΚΠΑ (χιλ. €)	Απόδοση	ΚΠΑ (χιλ. €)	Απόδοση
-	(5659)	3.7%	(2640)	3.4%	(21757)	-1.0%	(18738)	-8.5%
10	326	5.2%	3345	7.6%	(15772)	0.6%	(12753)	-5.4%
20	6311	6.8%	9331	12.5%	(9787)	2.3%	(6768)	-1.3%
30	12297	8.4%	15316	17.8%	(3802)	4.0%	(783)	4.3%
40	18282	10.0%	21301	23.2%	2183	5.8%	5203	11.0%
50	24267	11.6%	27286	28.5%	8169	7.6%	11188	17.8%
60	30252	13.2%	33271	33.7%	14154	9.3%	17173	24.3%
70	36237	14.8%	39256	38.7%	20139	11.1%	23158	30.3%

4.11 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Τα αποτελέσματα της παραγράφου παρέχουν πολύτιμες πληροφορίες σχετικά με τη βιωσιμότητα ενός έργου BESS στην ελληνική χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Καθίσταται σαφές ότι σε καμία περίπτωση το έργο BESS δεν μπορεί να είναι οικονομικά βιώσιμο χωρίς τη συμβολή ενός μηχανισμού ανταμοιβής δυναμικότητας. Ακόμη και στο καλύτερο σενάριο της χαμηλής διείσδυσης του BESS, η NPV του έργου είναι αρνητική στην περίπτωση που δεν αντλείται εισόδημα μέσω ενός μηχανισμού ανταμοιβής δυναμικότητας. Η NPV γίνεται ελαφρώς θετική με έσοδα CRM 10.000€/MW-έτος. Το IRR του έργου αρχίζει να γίνεται αποδεκτό στα 20.000€/MW-y και μόνο μετά τα σημεία αναφοράς των 30.000€/MW-έτος γίνεται υψηλότερο από το κόστος των ιδίων κεφαλαίων. Ως εκ τούτου, η ελάχιστη αποδεκτή αμοιβή δυναμικότητας για το έργο θα κυμαίνεται μεταξύ 20.000 και 30.000 ευρώ/MW-έτος, λαμβάνοντας υπόψη μόνο το καλύτερο σενάριο διείσδυσης του BESS. Η NPV και το IRR λόγω του αποτελέσματος μόχλευσης, υποθέτουν αποδεκτές τιμές νωρίτερα, ξεκινώντας από το σημείο των 10.000€/MW-έτος. Στο σενάριο της υψηλής διείσδυσης BESS, η NPV και η IRR επηρεάζονται αρνητικά. Ακόμη και στα 30.000 €/MW-έτος CRM, το IRR του έργου παραμένει κάτω από το WACC και η NPV εξακολουθεί να είναι αρνητική. Η πρώτη θετική NPV έργου επιτυγχάνεται στα 40.000 €/MW-y με IRR 5,8%, ελαφρώς υψηλότερο από το WACC, αλλά χαμηλότερο από το κόστος ιδίων φελαίων. Η ΚΠΑ ιδίων

κεφαλαίων λαμβάνει επίσης την πρώτη θετική τιμή της στο σημείο αναφοράς 40.000 €/MW-y όταν το IRR του έργου γίνει υψηλότερο από το κόστος του χρέους και το IRR ιδίων κεφαλαίων γίνει υψηλότερο από το IRR του έργου. Ως εκ τούτου, καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι ο μεγαλύτερος οικονομικός κίνδυνος που θα αντιμετώπιζε ένας δυνητικός επενδυτής BESS είναι να μείνει το έργο του εκτός CRM ή να συνάψει σύμβαση CRM με τιμή €/MWh χαμηλότερη από το απαιτούμενο ελάχιστο.

Ένας άλλος σημαντικός κίνδυνος είναι το πιθανό «φαινόμενο κανιβαλισμού». Σε περίπτωση χαμηλής διείσδυσης του BESS, τα απαιτούμενα έσοδα CRM αντιπροσωπεύουν το 14% των συνολικών εσόδων των έργων. Στο σενάριο υψηλής διείσδυσης BESS, το BESS πρέπει να αντλήσει το 31 % των συνολικών εσόδων του από έναν μηχανισμό δυναμικότητας για να καταστεί βιώσιμο. Έτσι, όσο περισσότερη χωρητικότητα αποθήκευσης εισάγεται στο δίκτυο, τόσο περισσότερο οι μονάδες BESS θα πρέπει να βασίζονται σε μηχανισμούς δυναμικότητας για να έχουν λογική απόδοση της επένδυσής τους. Αυτό προφανώς δεν είναι βιώσιμο. Οι επενδυτές πρέπει να έχουν μοντέλα ευαίσθητα στη διείσδυση BESS / RES, όπως αυτό που παρουσιάζεται στην έκθεση, για να αντιμετωπίσουν τις επιπτώσεις του φαινομένου κανιβαλισμού.

Αμφότεροι οι κίνδυνοι απαιτούν από τον δυνητικό επενδυτή να ακολουθεί στενά τα ρυθμιστικά πλαίσια και τα πλαίσια της αγοράς σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο. Η παρούσα έκθεση υποθέτει ότι η στήριξη για την ανάπτυξη έργων BESS θα παρασχεθεί με τη μορφή μηχανισμού δυναμικότητας ευρώ/MW. Ωστόσο, η στήριξη μπορεί να λάβει άλλες μορφές, όπως i) ενισχύσεις λειτουργίας σε ευρώ/MWh, ii) επενδυτικές ενισχύσεις επιδότηση της αρχικής επένδυσης κεφαλαίου, iii) φορολογικά πλεονεκτήματα ή οποιοδήποτε άλλο είδος επενδυτικών κινήτρων. Οι επενδυτές θα πρέπει να είναι ενημερωμένοι με το είδος της στήριξης που συζητείται ανά πάσα στιγμή και να είναι έτοιμοι να αναπροσαρμόσουν τα μοντέλα τους σε οποιοδήποτε νέο σενάριο προκύψει. Αξίζει να σημειωθεί για άλλη μια φορά ότι η χρηματοοικονομική μοντελοποίηση για την πρόβλεψη των εσόδων και του κόστους της αγοράς αποτελεί εγγενές μέρος αυτής της διαδικασίας και δεν μπορεί να παραλειφθεί. Οι επενδυτές των MME πρέπει να διαμορφώσουν εγκαίρως τις κατάλληλες εταιρικές σχέσεις για να καταλήξουν σε

εύλογες προβλέψεις, «όσο το δυνατόν πιο σταθερές» ταμειακές ροές και επιχειρηματικά σχέδια για τις επενδύσεις τους στο BESS, οι οποίες θα κυμαίνονται σε δεκάδες εκατομμύρια ευρώ.

Σημαντικές πληροφορίες μπορούν επίσης να αντληθούν από την ανάλυση των εσόδων της αγοράς και δείχνουν ότι το αρμπιτράζ στη DAM είναι η μικρότερη πηγή εισοδήματος και προφανώς η λιγότερο επηρεασμένη από τη διείσδυση της BESS, καθώς η επίδρασή της αντισταθμίζεται από την αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ. Το μεγαλύτερο μέρος των εσόδων της BESS προέρχεται από τη συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης. Περισσότερο από το 90% των εσόδων κατά τα πρώτα έτη λειτουργίας, και το 70% την τελευταία δεκαετία, είναι ένας συνδυασμός Πρόβλεψης Αποθεμάτων στην αγορά ισχύος και εσόδων από την ενεργοποίηση αυτής της δεσμευμένης ισχύος στην αγορά ενέργειας εξισορρόπησης. Δεδομένου ότι τα κέρδη που βασίζονται στην ενέργεια είναι σημαντικά υψηλότερα από τα κέρδη από το ενεργειακό αρμπιτράζ, είναι λογικό για τους επενδυτές να διερευνήσουν σενάρια με μπαταρίες υψηλότερης ισχύος και μικρότερης ενεργειακής χωρητικότητας. για παράδειγμα με αναλογίες MW/MWh 1/2 ή 1/1 αντί του διερευνώμενου 1/3 (π.χ. 100MW/100MWh, 100MW/200MWh, 50MW/50MWh κ.λπ.).

Η βιωσιμότητα του έργου εξαρτάται επίσης από το κόστος κεφαλαίου. Το WACC υπολογίζεται για ένα σταθερό κόστος ιδίων κεφαλαίων και μια σταθερή αναλογία ιδίων κεφαλαίων προς χρέος 3:7. Το WACC ακολουθεί τις αλλαγές στο κόστος του χρέους που κυμαίνεται από 3% έως 7%. Το IRR του έργου δεν επηρεάζεται από μεταβολές στο κόστος του χρέους, επειδή οι μη μοχλευμένες ελεύθερες ταμειακές ροές δεν επηρεάζονται. Ωστόσο, το IRR ιδίων κεφαλαίων μειώνεται καθώς αυξάνεται το WACC επειδή οι καθαρές ταμειακές ροές επηρεάζονται από την αύξηση του κόστους του χρέους. Οι τιμές NPV επηρεάζονται αρνητικά από το αυξανόμενο WACC και στις δύο περιπτώσεις. Φαίνεται ότι για μια πληρωμή δυναμικότητας 10.000 €/MWh-y έργα με $WACC < 5,1\%$ (όπως είναι το έργο της παρούσας έκθεσης) θα ήταν οριακά βιώσιμα, ενώ για οποιοδήποτε WACC υψηλότερο από αυτό, το έργο θα είχε αρνητική NPV και, ως εκ τούτου, θα απορριπτόταν. Ο τρόπος με τον οποίο αυτό επηρεάζει τους επενδυτές των ΜΜΕ είναι ότι οι εταιρείες με χαμηλότερο WACC θα έχουν ανταγωνιστικό πλεονέκτημα σε μια επερχόμενη διαδικασία υποβολής προσφορών για την απόκτηση συμβάσεων

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία 71

CRM. Πρόκειται για εταιρείες όπως μεγάλοι ενεργειακοί όμιλοι που συγκεντρώνουν κεφάλαια με χαμηλό κόστος εκδίδοντας εταιρικά ομόλογα.

Πρακτικά, οι εταιρείες χαμηλού WACC θα είναι σε θέση να υποβάλουν προσφορές για χαμηλότερα τιμολόγια CRM, διατηρώντας παράλληλα τα έργα τους βιώσιμα. Ενώ οι μικρότερες ΜΜΕ που βασίζονται σε τραπεζικά δάνεια (συνήθως υψηλότερα επιτόκια από τα ομόλογα) έχουν υψηλότερο WACC και, ως εκ τούτου, δεν θα ήταν σε θέση να υποβάλουν τόσο χαμηλές προσφορές όσο οι μεγαλύτερες επιχειρήσεις που κινδυνεύουν να χάσουν τις πολύτιμες συμβάσεις CRM. Ως εκ τούτου, οι επενδυτές των ΜΜΕ πρέπει να δώσουν προσοχή στην κεφαλαιακή διάρθρωση που θα χρησιμοποιηθεί για τη χρηματοδότηση έργων, καθώς μπορεί να αποδειχθεί κρίσιμη για την απόκτηση μιας απολύτως απαραίτητης σύμβασης CRM.

5 Συμπεράσματα

Είναι γεγονός αδιαμφισβήτητο γεγονός πως η κλιματική αλλαγή και η είναι ένας τεράστιος κίνδυνος για τις ανθρώπινες ζωές και περιουσίες, για τη ζωή στον πλανήτη και για το φυσικό περιβάλλον. Σειρά διεθνών πρωτοβουλιών προσπαθούν να βρουν λύση και να αντιστρέψουν την κατάσταση, με την Ευρωπαϊκή Ένωση να αποτελεί πρωτοπόρο σε αυτόν τον τομέα, έχοντας θέσει ως στόχο την πλήρη απεξάρτηση από το ορυκτά καύσιμα ως το 2050, με την χρήση αποκλειστικά ΑΠΕ. Η Ελλάδα συμμετέχει σε αυτό το σχέδιο, έχοντας θέσει και ως στόχο πως η παραγωγή από ΑΠΕ θα φτάσει το 60% του ενεργειακού μίγματος μέχρι το 2030.

Όμως, η φύση των ΑΠΕ με τη εξάρτηση τους από τις καιρικές συνθήκες σε συνδυασμό με την απαίτηση των δικτύων να υπάρχει ανά πάσα στιγμή ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης, αλλά και η φύση του ηλεκτρικού ρεύματος που για τη μεταφορά του υπακούει σε πολύ σύνθετους κανόνες και δεν μπορεί να ρυθμιστεί, καθιστούσα έως τώρα την πλήρη απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα αδύνατη. Οι σταθμοί και η τεχνολογία της αποθήκευσης με μπαταρίες όμως έρχονται να δώσουν λύσεις σε αυτά τα προβλήματα. Στην Ελλάδα το επενδυτικό ενδιαφέρον είναι πολύ έντονο με τις άδειες που έχει εκδοθεί να ξεπερνούν τα 13GW, μέγεθος κατά πολύ μεγαλύτερο από τις υπολογιζόμενες ανάγκες του συστήματος.

Σε τεχνικό επίπεδο, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να ωφελήσει το σύστημα με πάρα πολλούς τρόπους, όπως το «αρμπιτράζ» (μετατόπιση χρόνου κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας), η ρύθμιση συχνότητας και τάσης, η παροχή εφεδρικής ισχύος, η εκκίνηση εν κενό, η παρακολούθηση φορτίου, η αύξηση των ΑΠΕ, η αναβολή αναβάθμισης και η αποσυμφόρηση των συστημάτων μεταφοράς και διανομής και η συμβολή στην ποιότητα της ισχύος. Σε οικονομικό επίπεδο, συμβάλει στην εξομάλυνση της παραγωγής με τη ζήτηση και στην απαλοιφή της αστάθειας των τιμών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και στην αγορά εξισορρόπησης. Μπορεί επίσης να συμμετάσχει στις αγορές PPA, αλλά και να μειώσει τις τελικές χρεώσεις όταν χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με καταναλωτές (net metering).

Κυριότερη μορφή αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας έως σήμερα αποτελούσε η αντλησιοταμίευση, ενώ πλέον οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι η κυριότερη και επικρατέστερη τεχνολογία μπαταριών, αφού συνδυάζει τα πλεονεκτήματα της υψηλότερης ειδικής ενέργειας, του μεγαλύτερου εύρους θερμοκρασίας λειτουργίας, της υψηλότερης ενεργειακής πυκνότητας κ.α. σε σχέση με άλλες τεχνολογίες μπαταριών. Παρόλα αυτά διάφορες προκλήσεις με κυριότερες τα μη επαρκώς κατηγοριοποιημένα και ορισμένα συστήματα διεθνώς, τον θολό διαχωρισμό ανάμεσα στην λειτουργία των σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σαν «σταθμοί παραγωγής» και τη σημασία σαν στοιχεία του δικτύου, το ανώριμο αδειοδοτικό και τιμολογιακό πλαίσιο, αλλά και θέματα ασφάλειας των μπαταριών κατά τη λειτουργία τους και της ανακύκλωσής τους μετά το πέρας της, πρέπει ακόμα να επιλυθούν.

Σε διεθνές επίπεδο σε πολλές χώρες, όπως ΗΠΑ, Αγγλία, Αυστραλία, Γαλλία, Ιταλία, Βέλγιο κ.α. σταθμοί αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ήδη βρίσκονται σε λειτουργία, αφού οι αγορές παρέχουν επαρκή μηχανισμό για τη στήριξη τους. Στην Αγγλία για παράδειγμα συμμετέχουν κατά κύριο λόγο στην αγορά εξισορρόπησης για τη στήριξη της συχνότητας, ενώ στην Αυστραλία κατά κύριο λόγο στην χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Σε κάθε περίπτωση, η διεθνής πρακτική θέλει τους σταθμούς αυτούς να συνδυάζονται με σταθμούς παραγωγής από ΑΠΕ, είτε στο ίδιο σημείο σύνδεσης στο σύστημα, ή σε περιοχές με έντονη διείσδυση ΑΠΕ.

Στη χώρα μας προς το παρόν δεν υπάρχουν σταθμοί αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες, παρά μόνο σταθμοί αντλησιοταμίευσης. Σε νομοθετικό επίπεδο, η ΟΔΕ το 2021 στην εισήγηση της ασχολήθηκε με όλα τα ζητήματα που άπτονται των σταθμών αποθήκευσης, δηλαδή τεχνικά, οικονομικά και αδειοδοτικά. Η ΚΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/55948/1087/2023 - ΦΕΚ 3416/Β/20-5-2023 που ψηφίστηκε τον περασμένο Μάιο ρύθμισε μια σειρά από ζητήματα, όπως, τη μέθοδο των ανταγωνιστικών διαδικασιών, τον αριθμό και το χρονοδιάγραμμά τους, τις τιμές εκκίνησής τους, τα όρια ισχύος για τη συμμετοχή σε αυτές, τη συνολική δημοπρατούμενη ισχύ, τα ελάχιστα τεχνικά χαρακτηριστικά και αδειοδοτικά θέματα, καθώς και το ύψος και τη διάρκεια της επενδυτικής ενίσχυσης κ.α.

Η αγορά ενέργειας στην Ελλάδα ακολουθεί τις Ευρωπαϊκές αρχές του Target Model. Τη χειρίζεται δηλαδή το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας και χωρίζεται στην αγορά της επόμενης ημέρας (περίπου το 85% των συναλλαγών), την ενδοημερήσια αγορά, την αγορά εξισορρόπησης καθώς και την αγορά παραγωγών. Η συμμετοχή των σταθμών στην αγορά εξισορρόπησης θεωρείται από την ΟΔΕ ως η βασική πηγή εσόδων τους, ενώ οι σταθμοί με μικρή και μεσαία χωρητικότητα θα πρέπει να συμμετάσχουν σε αυτήν μέσω κάποιου ΦΟΣΕ για να είναι επικερδής. Οι σταθμοί αποθήκευσης επίσης, βάσει της ΟΔΕ, θα μπορούν να έχουν σημαντικά κέρδη και από τις αγορές επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς μέσω του αρμπιτραζ, αλλά και από την αγορά παραγωγών.

Για να μελετήσουμε τη βιωσιμότητα των σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, έχουμε συλλέξει στοιχεία για τις οριακές τιμές συστήματος των τελευταίων τριών χρόνων από την ιστοσελίδα του ΕΧΕ. Από αυτά συμπεραίνουμε πως η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ συμβάλλει στη μείωση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ όπως είναι φυσικό, αυξάνεται με την αύξηση της ζήτησης.

Έχουμε θεωρήσει ένα σταθμό αποθήκευσης μεγάλης χωρητικότητας (100MW) με 20 χρόνια λειτουργίας με τυπικά τεχνικά χαρακτηριστικά ενώ για τα κόστη εγκατάστασης, λειτουργίας, συντήρησης, δανεισμού κλπ., έχουμε συμβουλευτεί τη διεθνή βιβλιογραφία και πρακτική. Θεωρούμε πως θα παρέχεται λειτουργική ενίσχυση για τα πρώτα 10 χρόνια λειτουργίας του σταθμού. Επίσης, έχουμε θεωρήσει σενάρια χαμηλής και υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ και σταθμών αποθήκευσης καθώς και την πρόβλεψη για τις οριακές τιμές συστήματος και τα έσοδα από την αγορά ενέργειας για κάθε ένα από αυτά, από την ελληνική βιβλιογραφία.

Με βάση της χρηματορροές που προκύπτουν από τα έσοδα και τα έξοδα του σταθμού για μηχανισμούς στήριξης από 0 έως 70.000€/MWh βλέπουμε πως κανένα έργο αποθήκευσης στην Ελλάδα δεν μπορεί να είναι βιώσιμο χωρίς κάποιο μηχανισμό στήριξης. Το IRR του έργου αρχίζει να γίνεται αποδεκτό στα 20.000€/MW το έτος και μόνο μετά τα σημεία αναφοράς των 30.000€/MW-έτος γίνεται υψηλότερο από το κόστος των ιδίων κεφαλαίων. Τα πράγματα είναι χειρότερα στην περίπτωση υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ και σταθμών αποθήκευσης. Είναι λοιπόν κομβικό οι επενδυτές να βασίζονται όλο και περισσότερο σε μηχανισμούς στήριξης όσο αυξάνεται η διείσδυση σταθμών αποθήκευσης και να παρακολουθούν στενά τις σχετικές εξελίξεις.

Το μεγαλύτερο μέρος των εσόδων της BESS προέρχεται από τη συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης, κατά συνέπεια οι επενδυτές θα μπορούσαν να κατευθυνθούν σε μπαταρίες υψηλότερης ισχύος και μικρότερης ενεργειακής χωρητικότητας. Τέλος, το ύψος του επιτοκίου επηρεάζει το κόστος κεφαλαίου οπότε όσο αυξάνεται μειώνεται το IRR (σε έργα με δανεισμό) και η NPV. Εταιρείες με χαμηλό κόστος κεφαλαίου (π.χ. μεγάλοι ενεργειακοί όμιλοι) έχουν συγκριτικό πλεονέκτημα αφού οι επενδύσεις τους μπορεί να είναι βιώσιμες και με μικρότερους μηχανισμούς στήριξης.

Βιβλιογραφία

Akhil, A. A., Huff, G., Currier, A. B., Kaun, B. C., Rastler, D. M., Chen, S. B., & Gauntlett, W. D. (2015). DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA (No. SAND2015-1002). Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States).

Biskas, P., (2021). “Financial Results of a Battery Energy Storage System participating in the Greek wholesale electricity market,” Power Systems Laboratory, School of Electrical and Computer Engineering, Thessaloniki,.

Bloomberg, (2021).“ Global Energy Storage Outlook,” BloombergNEF, 2021.
<https://about.bnef.com/blog/1h-2023-energy-storage-market-outlook/>
<https://news.b2green.gr/32958/%CE%B1%CF%80%CE%BF%CE%B8%CE%AE%CE%BA%CE%B5%CF%85%CF%83%CE%B7-%CE%B5%CE%BD%CE%AD%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1%CF%82-%CF%80%CF%89%CF%82-%CE%B8%CE%B1-%CE%B3%CE%AF%CE%BD%CE%BF%CF%85%CE%BD-%CE%BF%CE%B9>
Ανακτήθηκε: 15/2/2023

B2green, (2023). Αποθήκευση ενέργειας: Πως θα γίνουν οι διαγωνισμοί • Χρονοδιάγραμμα, τιμές εκκίνησης, ισχύς κ.λ.π. Ανακτήθηκε 1/6/2023

Cole, W. Frazier, W., Augustine, C., (2021). “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update,” National Renewable Energy Laboratory.

Colthorpe A., (2021). “Israel tenders for 609MW of solar, 2.4GWh of energy storage,”
<https://www.pv-tech.org/israel-tenders-for-609mw-of-solar-2-4gwh-of-energy-storage/>. Ανακτήθηκε 23/1/2023

Colthorpe, A., (2021). “Why 2020 was the UK’s ‘Year of Battery Storage,’”
<https://www.energy-storage.news/why-2020-was-the-uks-year-of-battery-storage/>
Ανακτήθηκε 18/2/2023

- Du Pasquier, A.; Plitz, I.; Menocal, S.; Amatucci, G. (2003). A comparative study of Li-ion battery, supercapacitor and nonaqueous asymmetric hybrid devices for automotive applications. *J. Power Sources* 2003, 115, 171–178.
- EC 713/2009 (2009). “Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Text with EEA relevance),”.
- EC 714/2009, (2009). “Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003,” European Parliament.
- EC, (2012). “Energy Roadmap 2050,” European Commission.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2014-10/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf
Ανακτήθηκε: 2023-06-01
- ENEL X (2021) “The ERCOT Responsive Reserve Service Program,” North America, 2021.
https://www.enelx.com/content/dam/local-northamerica/resources/brochures/pdfs/P20034_faq_ERCOT_LR.pdf Ανακτήθηκε 12/4/2023
- EU 2016/1222, (2015). “Establishing a guideline on capacity allocation and congestion management,” Commission Regulation (EU)
- EU 2016/1388, (2016). “Establishing a Network Code on Demand Connection,” Commission Regulation (EU)
- EU 2016/1447, (2016). “Establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules,” Commission Regulation (EU)
- EU 2016/1719, (2016). “Establishing a guideline on forward capacity allocation,” Commission Regulation (EU)
- EU 2016/2196, (2016). “Establishing a network code on electricity emergency and restoration,” Commission Regulation (EU)

- EU 2016/631, (2016). “Establishing a network code on requirements for grid connection of generators,” Commission Regulation (EU)
- EU 2017/1485, (2017). “Establishing a guideline on electricity transmission system operation,” Commission Regulation (EU)
- EU 2017/2195, (2017). “ “Establishing a guideline on electricity balancing,” Commission Regulation (EU)
- EU 2019/944, (2019). Common rules for the internal market for electricity, European Parliament Directive
- EUR-Lex (2019). “Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, The European Green Deal,” European Commission, Brussels, 2019. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52019DC0640>
Ανακτήθηκε: 12/4/2023
- EXE, (2021). “Day-Ahead & Intra-Day Markets Trading Rulebook,”
- Haschka, F.; Schlieck, D. (1986). High power nickel-cadmium cells with fiber electrodes (FNC). In Proceedings of the 32nd International Power Sources Symposium, Cherry Hill, NJ, USA, 9–12 June 1986.
- Hornsedale Power Reserve, (2019). “Hornsedale Power Reserve | South Australia's Big Battery,”. <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>. Ανακτήθηκε 12/4/2023
- HRMEE, (2019). “National Energy and Climate Plan,” Hellenic Republic Ministry of the Environment and Energy, Athens, 2019. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-03/el_final_necp_main_en_0.pdf Ανακτήθηκε: 20/3/2023
- IRENA, (2020). “Electricity Storage Valuation Framework,” 2020. <https://irena.org/publications/2020/Mar/Electricity-Storage-Valuation-Framework-2020>. Ανακτήθηκε: 23/1/2023
- Lazard, (2021) “Lazard's levelized cost of storage analysis - Version 7.0. <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>. Ανακτήθηκε 20/3/2023

- Lu, L.; Han, X.; Li, J.; Hua, J.; Ouyang, M. (2013). A review on the key issues for lithium-ion battery management in electric vehicles. *J. Power Sources*, 226, 272–288.
- Maggetto, G.; Mierlo, J.V. (2000). Electric and electric hybrid vehicle technology: A survey. In *Proceedings of the IEE Seminar Electric, Hybrid and Fuel Cell Vehicles* (Ref. No. 2000/050), Durham, UK, 11 April 2000.
- National Grid, (2017). “Duration-Limited Storage De-Rating Factor Assessment – Final Report,”
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/664272/capacity-market-consultation-improving-framework-response.pdf.
Ανακτήθηκε 20/3/2023
- Panagos, T., Goudis, V., Ioannou, G., Komnios, K., Biskas, P. Papastamatiou, P., Pitsos N., Philipporoulou O., (2021). Χονδρεμπορικές Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ρυθμιστικό Πλαίσιο και Λειτουργία [Wholesale Electricity Markets. Regulatory Framework and Operation], Σακούλας: Αθήνα
- Papathanasiou, S., Psarros, G., Papakonstantinou, A., (2020). “Ανάγκες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας του ΕΔΣ σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα [Medium term Electricity Storage needs of the Greek Transmission Network],” in *RAE online conference for electricity storage*, Athens
- Rao, A., Ismail, M., Rosmi, A., Leow, W., Suboh, S., Fahmi, M., Abdullah, A., (2021). “A Potential Controller for Smart Electrical Energy,” *Journal of Physics: Conference Series*.
- Sandia National Laboratories, (2013). “DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA” <https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2013-5131.pdf>. Ανακτήθηκε 19/3/2023
- Sessa, S.D.; Crugnola, G.; Todeschini, M.; Zin, S.; Benato, R. (2016) Sodium nickel chloride battery steady-state regime model for stationary electrical energy storage. *J. Energy Storage*, 6, 105–115.
- Sudworth, J.; Tiley, A. (1985). *Sodium Sulphur Battery*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 1985.

US DoE, (2020). “Energy Storage Grand Challenge Market Report 2020,” US Department of Energy, https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/12/f81/Energy%20Storage%20Market%20Report%202020_0.pdf Ανακτήθηκε 16/3/2023

ΑΔΜΗΕ (2021a). “Balancing Market Rulebook_v7,”.

ΑΔΜΗΕ (2021b). “HETS Grid Code v3,”

ΑΔΜΗΕ (χ.η.). “System Balancing,” <https://www.admie.gr/en/market/general/capacity-calculation>. Ανακτήθηκε 13/4/2023

ΑΔΜΗΕ, (2019). “Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2020-2030,” ΑΔΜΗΕ:Αθήνα.

AEMO, (2021). “Energy Explained: Big Batteries,”. <https://aemo.com.au/en/learn/energy-explained/energy-101/energy-explained-big-batteries>. Ανακτήθηκε 13/5/2023

Αποσπότης, Χ., (2021). “Στα 7 GW οι υπό αξιολόγηση αιτήσεις για αποθήκευση στη ΡΑΕ - 187 αιτήσεις υποβλήθηκαν από τις αρχές του 2020,” <https://energypress.gr/news/sta-7-gw-oi-ypro-axiologisi-aitiseis-gia-apothikeysi-sti-rae-187-aitiseis-yponolithikan-apo-tis> Ανακτήθηκε 17/3/2023

EXE, (2020). “Financial Energy Market Rulebook,”

Νόμος 4425/2016 (2016). ΦΕΚ 185/Α/30-9-2016 : Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις. ΕΤ: Αθήνα

Νόμος 4512/2018, (2018). ΦΕΚ 5/Α/17-1-2018 Ρυθμίσεις για την εφαρμογή των Διαρθρωτικών Μεταρρυθμίσεων του Προγράμματος Οικονομικής Προσαρμογής και άλλες διατάξεις.. ΕΤ: Αθήνα

ΟΔΕ, (2021). “Εισήγηση της Ομάδας Διαχείρισης Έργου Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας- Διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη και συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και σε Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

μηχανισμούς ισχύος,,” https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2021/07/Eisigisi_ODE_Apothikeysis-xwris-FEK-kai-praktika.pdf

Ανακτήθηκε: 19/2/2023

ΦΕΚ 1498/2000 (2000) “Κανονισμός Αδειών Παραγωγής και Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας -,” Εφημερίδα της Κυβερνήσεως: Αθήνα

Υπεύθυνη Δήλωση Συγγραφέα:

Δηλώνω ρητά ότι, σύμφωνα με το άρθρο 8 του Ν.1599/1986, η παρούσα εργασία αποτελεί αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλει κάθε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχει έργα/εισφορές τρίτων για τα οποία απαιτείται άδεια των δημιουργών/δικαιούχων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον και πληρούν τους κανόνες της επιστημονικής παράθεσης.

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

84