

Εθνικό Μετσοβίο Πολύτεχνειο

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Συμβολή της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην επάρκεια ισχύος των ηλεκτρικών συστημάτων

Διδακτορική Διατριβή Παντελής Αθ. Δράτσας

Αθήνα, Απρίλιος 2025



Εθνικό Μετσοβίο Πολύτεχνειο

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Συμβολή της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην επάρκεια ισχύος των ηλεκτρικών συστημάτων

Δ i Δ aktopikh Δ iatpibh

Παντελής Αθ. Δράτσας

Συμβουλευτική επιτροπή:

Καθ. Σταύρος Παπαθανασίου (επιβλέπων) Καθ. Γεώργιος Κορρές Αν. Καθ. Αντώνιος Αντωνόπουλος

Εγκρίθηκε από την επταμελή επιτροπή την 10η Απριλίου 2025

Σταύρος Παπαθανασίου Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Acins Rapartia

Αντώνιος Παπαβασιλείου Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Γεώργιος Κορρές Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Παύλος Γεωργιλάκης Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ιωάννης Προυσαλίδης Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Απρίλιος 2025

Αντώνιος Αντωνόπουλος Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Άρης-Ευάγγελος Δημέας Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Παντελής Αθ. Δράτσας

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών, Ε.Μ.Π. Μεταπτυχιακό Δίπλωμα στην Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας, Ε.Μ.Π. Διδάκτωρ Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών, Ε.Μ.Π.

Copyright © Παντελής Αθ. Δράτσας, 2025.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Βασικός στόχος της παρούσας διατριβής είναι η αξιολόγηση των δυνατοτήτων συμβολής της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην επάρκεια ισχύος των συστημάτων παραγωγής.

Για το σκοπό αυτό αρχικά αναπτύσσεται πλήρες στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος βασιζόμενο στην τεχνική προσομοιώσεων Monte Carlo. Εν συνεχεία παρουσιάζονται και αναπτύσσονται οι κυρίαρχες εναλλακτικές προσεγγίσεις για την εισαγωγή της αποθήκευσης στις μεθοδολογίες εκτίμησης της επάρκειας ισχύος που είναι σήμερα διαθέσιμες στη διεθνή βιβλιογραφία και ορίζεται η έννοια της ικανότητας συνεισφοράς σε ισχύ (capacity credit), που εκφράζει το ποσοστό της ισχύος των συστημάτων αποθήκευσης που συνιστά συμβολή στην επάρκεια του συστήματος.

Στο πρώτο μέρος της εργασίας εκτιμάται η συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος, για ένα σύνολο εναλλακτικών σεναρίων που επιτρέπουν να αξιολογηθεί η επίδραση διαφορετικών παραγόντων στο capacity credit των αποθηκευτικών σταθμών. Στην ανάλυση αυτή εφαρμόζεται πολιτική διαχείρισης της αποθήκευσης που αποσκοπεί στην ελαχιστοποίηση του μη εξυπηρετούμενου φορτίου, όπως είθισται στη βιβλιογραφία. Παράγοντες που αξιολογούνται στο πλαίσιο της παραμετρικής ανάλυσης περιλαμβάνουν τα χαρακτηριστικά των αποθηκευτικών σταθμών και του συστήματος στο οποίο αυτοί εισάγονται. Συγκεκριμένα, εξετάζονται εναλλακτικά σενάρια τεχνολογίας (σταθμοί αντλησιοταμίευσης και συσσωρευτών), μεγέθους (ισχύος και χωρητικότητας), βαθμού απόδοσης και αξιοπιστίας των σταθμών αποθήκευσης, διαφορετικές καταστάσεις ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) του συστήματος, όσον αφορά το μείγμα των τεχνολογιών και το επίπεδο διείσδυσής τους, ενώ εξετάζεται επιπλέον η επίδραση του επιπέδου επάρκειας του συστήματος και των χαρακτηριστικών αξιοπιστίας των μονάδων παραγωγής του στη υπολογιζόμενη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος.

Η συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τον τρόπο διαχείρισής της. Εντοπίζοντας τους περιορισμούς των διαθέσιμων προσεγγίσεων της βιβλιογραφίας, στο δεύτερο μέρος της εργασίας καταστρώνεται και αναπτύσσεται πρωτότυπη μεθοδολογία ενσωμάτωσης των αποθηκευτικών σταθμών στα στοχαστικά μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας ισχύος των ηλεκτρικών συστημάτων. Η νέα μεθοδολογία έχει ως αφετηρία τη διαχείριση των αποθηκευτικών σταθμών με βάση τη συμμετοχή τους στις αγορές ηλεκτρισμού, η οποία υπόκειται σε ανακατανομή πραγματικού χρόνου (real-time redispatch) σύμφωνα με τις ανάγκες του συστήματος, ώστε να μεγιστοποιηθεί η συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος όταν προκύπτουν γεγονότα βλαβών στα στοιχεία του συστήματος παραγωγής, που ενδέχεται να δημιουργήσουν έλλειμμα ισχύος. Στις καταστάσεις αυτές, η λειτουργία των αποθηκευτικών σταθμών τροποποιείται σε πραγματικό χρόνο με στόχο τη μείωση των περικοπών φορτίου, επιδιώκοντας παράλληλα την ελάχιστη δυνατή απόκλιση από το πρόγραμμα κατανομής βάσει του οποίου οι σταθμοί συμμετέχουν στην αγορά. Σε αντίθεση με τις συνήθεις προσεγγίσεις της βιβλιογραφίας, η προτεινόμενη μέθοδος δεν βασίζεται στην τέλεια πρόβλεψη μελλοντικών συμβάντων αξιοπιστίας, ούτε καταφεύγει σε μονοδιάστατες στρατηγικές διαχείρισης της αποθήκευσης, αμιγώς προσανατολισμένες στην ενίσχυση της επάρκειας του συστήματος, οι οποίες δεν αντικατοπτρίζουν μία ρεαλιστική πολιτική διαχείρισης οντοτήτων που συμμετέχουν στις αγορές. Αντίθετα, οι μονάδες αποθήκευσης ακολουθούν υπό κανονικές συνθήκες το πρόγραμμα κατανομής που υπαγορεύεται από τη συμμετοχή τους στις αγορές, από το οποίο δύνανται να παρεκκλίνουν σε πραγματικό χρόνο, όταν αυτό είναι απαραίτητο για λόγους επάρκειας. Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται για διαμορφώσεις σταθμών συσσωρευτών διαφορετικών μεγεθών και υπολογίζεται το επίπεδο αξιοπιστίας του συστήματος καθώς και το capacity credit των επιμέρους σταθμών, ενώ πραγματοποιείται συγκριτική αξιολόγησή της σε σχέση με τις διαθέσιμες τεχνικές της βιβλιογραφίας. Παράλληλα με την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων επάρκειας, η ανάλυση επιτρέπει τη συνολικότερη αποτίμηση της συμβολής της αποθήκευσης στη λειτουργία και το κόστος παραγωγής ενός ηλεκτρικού συστήματος.

Στη συνέχεια, η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο επεκτείνεται σε συστήματα μπαταριών που αναπτύσσονται κατάντη του μετρητή (behind-the-meter) σε φωτοβολταϊκούς (Φ/B) σταθμούς. Το πρόγραμμα κατανομής βάσει του οποίου οι Φ/Β σταθμοί με μπαταρία συμμετέχουν στην αγορά καταστρώνεται με στόχο τη μεγιστοποίηση των εσόδων τους και τροποποιείται σε πραγματικό χρόνο σύμφωνα με τις ανάγκες ισχύος του συστήματος, με εφαρμογή της μεθόδου ανακατανομής που αναπτύχθηκε. Παράλληλα με την προτεινόμενη μέθοδο εφαρμόζονται και οι υφιστάμενες στη βιβλιογραφία προσεγγίσεις κατανομής τέτοιων σταθμών στο πλαίσιο των μοντέλων εκτίμησης της επάρκειας και δείχνεται ότι οι προσεγγίσεις αυτές οριοθετούν το εύρος της δυνατής συμβολής των Φ/Β με μπαταρία στην επάρκεια ισχύος ενός συστήματος. Η προτεινόμενη και οι υφιστάμενες μέθοδοι εφαρμόζονται για πλήθος εναλλακτικών διαμορφώσεων Φ/Β με μπαταρία και υπολογίζονται και συγκρίνονται τα επίπεδα επάρκειας του συστήματος και το capacity credit των σταθμών υπό κάθε εναλλακτική.

Η συμβολή στην επάρκεια ισχύος μπαταριών που ενσωματώνονται σε Φ/Β σταθμούς συγκρίνεται με αυτή αντίστοιχων αυτόνομων σταθμών μπαταριών, εφαρμόζοντας και στις δύο περιπτώσεις την προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής πραγματικού χρόνου.

Λέξεις κλειδιά

Ανακατανομή σε πραγματικό χρόνο, αναμενόμενη απώλεια φορτίου, αναμενόμενη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, επάρκεια ισχύος, ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ, αποθήκευση ενέργειας, αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί, σταθμοί συσσωρευτών, φωτοβολταϊκά με μπαταρία, προσομοίωση Monte Carlo

Abstract

The fundamental objective of this thesis is to evaluate the contribution of energy storage to the capacity adequacy of power systems.

To this end, a comprehensive stochastic model for resource adequacy assessment (RAA) is initially developed, based on Monte Carlo simulation technique. Alternative methods for incorporating energy storage into RAA models, as described in the international literature, are introduced and elaborated, along with defining the concept of capacity credit, which indicates the share of storage capacity contributing to system adequacy.

In the first part of this thesis, the contribution of storage to capacity adequacy is assessed under a variety of scenarios that enable the evaluation of different factors affecting the capacity credit of storage facilities. This analysis implements a storage management policy aimed at minimizing unserved load, as is common in literature. The parametric analysis examines factors such as the characteristics of storage facilities and the features of the power system in which they are integrated. Specifically, the scenarios explore different technologies (e.g., pumped hydro storage stations and battery storage systems), sizes (power and energy capacity), round trip efficiency levels, and reliability levels of storage facilities. The analysis also considers varying conditions for the development of renewable energy sources (RES) in the system, including the technology mix and penetration levels, and investigates the impact of system adequacy levels and the reliability characteristics of generation units on the estimated contribution of storage to adequacy.

The contribution of storage to system capacity adequacy largely depends on how it is managed. Identifying the limitations and shortcomings of existing approaches, in the second part of this thesis, a novel approach for integrating stand-alone storage facilities into stochastic resource adequacy assessment models is proposed and developed. The new methodology is based on the management of storage facilities according to their participation in electricity markets, subject to real-time redispatch according to system needs, in order to maximize their contribution to capacity adequacy during generation system failures that may cause power deficits. In case of real-time contingencies, a realistic operating profile is generated for energy storage systems aiming to enhance system reliability by mitigating loss of load events, while maintaining their market schedule to the extent possible. Unlike traditional methods in the literature, the proposed approach does not rely on perfect foresight for future occurrences such as generator failures, nor does it utilize singledimensional adequacy-focused management strategies that are disconnected from regular operation of the assets. Instead, storages normally follow a market-driven schedule, being redispatched in real-time when necessary for capacity adequacy purposes, considering their energy and power capacity limitations.

The proposed methodology is applied to battery energy storage station configurations of different sizes to calculate system reliability levels and the capacity credit of storage. Additionally, a comparative analysis is conducted between the proposed methodology and existing approaches in the literature for integrating storage into resource adequacy assessment models. This includes interpreting and evaluating system adequacy outcomes and the contribution of storage to adequacy

under alternative methodologies. However, beyond adequacy results, the analysis extends to a holistic evaluation of storage's role in system operation and cost.

Following, the proposed real-time redispatch method is extended to battery energy storage systems deployed behind-the-meter of renewable energy facilities, specifically photovoltaic (PV) stations. The dispatch schedule, which represents the scheduled participation of PV-plus-battery stations in the market, is designed to maximize their market revenue but can be modified in real-time by applying the developed redispatch method, if generation shortfall events take place, to enhance the contribution of generation and storage assets to capacity adequacy. Alongside the proposed method, existing dispatch approaches from the literature for such stations are developed and implemented within resource adequacy assessment models, demonstrating that these approaches define the range of potential contribution of PV-plus-battery stations to capacity adequacy. The proposed and existing methods are applied to various alternative PV-plus-battery configurations, and the system adequacy levels, as well as the capacity credit of the stations are computed and compared under each alternative.

The capacity adequacy contribution of batteries integrated into PV stations is compared to that of stand-alone battery storage facilities, applying the proposed real-time redispatch methodology in both cases.

Key words

Real-time redispatch, loss of load expectation, expected energy not served, capacity adequacy, capacity credit, energy storage, pumped hydro storage stations, battery energy storage, PV-plus-battery systems, Monte Carlo simulations

Ευχαριστίες

Η παρούσα διδακτορική διατριβή αποτελεί προϊόν μιας ερευνητικής διαδικασίας που ξεκίνησε περίπου 5,5 χρόνια πριν, τον Οκτώβριο του 2019 στο εργαστήριο Ηλεκτρικών Μηχανών και Ηλεκτρονικών Ισχύος της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, υπό την καθοδήγηση του Καθηγητή κ. Σταύρου Παπαθανασίου. Η ολοκλήρωση της, σήμερα, θα ήταν ακατόρθωτη χωρίς τη βοήθεια και τη στήριξη ανθρώπων που συνέβαλαν τόσο στην ερευνητική πρόοδο και εξέλιξη μου όσο και στην ισορροπία της καθημερινότητάς μου και τη διατήρηση της απαραίτητης ενέργειας και ηρεμίας για την επίτευξη αυτού του στόχου.

Κατ' αρχάς οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στον Καθηγητή Σταύρο Παπαθανασίου, για την αμέριστη συμπαράστασή του όλα αυτά τα χρόνια, τις πολύτιμες συμβουλές του, σε επιστημονικό και προσωπικό επίπεδο, τον χρόνο που αφιέρωσε, καθώς και τη διαρκή επιστημονική καθοδήγησή του, χωρίς την οποία η περάτωση αυτής της διατριβής δεν θα ήταν εφικτή. Η συνεργασία μαζί του ήταν και είναι πολύτιμη για την ερευνητική και ευρύτερη επαγγελματική μου εξέλιξη.

Επιπρόσθετα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τα μέλη της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής μου, κ. Γεώργιο Κορρέ, Καθηγητή Ε.Μ.Π. και κ. Αντώνιο Αντωνόπουλο, Αναπληρωτή Καθηγητή Ε.Μ.Π., για τις εύστοχες παρατηρήσεις και συμβουλές τους. Ομοίως, ευχαριστώ θερμά τα υπόλοιπα μέλη της επιτροπής εξέτασης της διατριβής κ. Αντώνιο Παπαβασιλείου, Επίκουρο Καθηγητή Ε.Μ.Π., κ. Ιωάννη Προυσαλίδη, Καθηγητή Ε.Μ.Π., κ. Παύλο Γεωργιλάκη, Καθηγητή Ε.Μ.Π., και τον κ. Άρη-Ευάγγελο Δημέα, Επίκουρο Καθηγητή Ε.Μ.Π., για την τιμή που μου έκαναν να κρίνουν την παρούσα εργασία.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στο Δρ. Γεώργιο Ψαρρό ο οποίος ήταν δίπλα μου σε όλη την πορεία αυτών των ετών, συμβάλλοντας κομβικά στην περάτωση της διατριβής μου με τις συμβουλές του και την ερευνητική του εμπειρία. Επιπλέον, θέλω να πω ένα μεγάλο ευχαριστώ σε όλους ανεξαιρέτως τους υποψήφιους διδάκτορες και συνεργάτες του εργαστηρίου με τους οποίους μοιραστήκαμε τα τελευταία πέντε χρόνια μέρος της καθημερινότητάς μας στον χώρο του ΕΜΠ.

Αμέριστη ευγνωμοσύνη οφείλω στους γονείς και τον αδερφό μου καθώς και τους λοιπούς συγγενείς και φίλους, των οποίων η διαρκής ηθική και ψυχολογική συμπαράσταση ήταν προϋπόθεση για την ολοκλήρωση της παρούσας διατριβής. Τέλος, ένα ευχαριστώ που δεν αρκεί για να εκφράσει την ευγνωμοσύνη μου στη σύντροφό μου Αθηνά που με ανέχτηκε στα δύσκολα όλα αυτά τα χρόνια!

Περιεχόμενα

Περίληψη			5
Abstract			7
Ευχαριστίε	ς		9
Περιεχόμεν	α		11
Κεφάλαιο 1	Εισ	αγωγή	15
1.1	Επά	ρκεια ισχύος ΣΗΕ	16
1.1	.1	Βασικές έννοιες: αξιοπιστία, ασφάλεια και επάρκεια ΣΗΕ	16
1.1	.2	Ορισμός και μεθοδολογίες εκτίμησης επάρκειας ισχύος	17
1.1	.3	Μελέτες επάρκειας ισχύος στα σύγχρονα ΣΗΕ	23
1.2	Απο	θήκευση ενέργειας	26
1.2	.1	Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας στα σύγχρονα ΣΗΕ	26
1.2	.2	Εισαγωγή αποθήκευσης σε μελέτες επάρκειας	27
1.3	Βιβλ ισχύ	ιιογραφική ανασκόπηση εισαγωγής της αποθήκευσης στις μελέτες επάρ 10ς	κειας 29
1.3	.1	Ερευνητική εξέλιξη και προκλήσεις	29
1.3	.2	Προσεγγίσεις αξιολόγησης συμβολής αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος	30
1.3	.3	Δείκτες capacity credit αποθηκευτικών σταθμών	31
1.3.4 Βασικά σ [.] Τυπολογία, τεχνολο		Βασικά στοιχεία μελετών συμβολής αποθήκευσης στην επάρκεια ισ νία, τεχνολογίες, μεθοδολογίες και δείκτες επάρκειας	τχύος: 35
1.3 στα	.5 xθμώ\	Επίδραση διαφορετικών παραμέτρων στη συμβολή των αποθηκευ [,] ν στην επάρκεια ισχύος	τικών 40
1.3 επά	.6 άρκειο	Πολιτικές διαχείρισης αποθηκευτικών σταθμών στο πλαίσιο της εκτίμηση ας ισχύος	ις της 44
1.4	Σκοτ	πός, συμβολή και δομή της διατριβής	48
1.4	.1	Σκοπός της διατριβής	48
1.4	.2	Συμβολή της διατριβής	49
1.4	.3	Δομή διατριβής	50
Κεφάλαιο 2 αποθηκευτ	. Μον ικών α	ντέλο εκτίμησης επάρκειας ισχύος συστήματος παραγωγής και ενσωμά σταθμών βάσει υφιστάμενων μεθόδων	τωση 51
2.1	Κατα	άστρωση μοντέλου εκτίμησης επάρκειας ισχύος	52
2.1	.1	Μοντέλο παραγωγής	52

2.	.1.2	Μοντέλο ζήτησης		
2.	.1.3	Υπολογισμός δεικτών αξιοπιστίας56		
2. α	.1.4 ποθηκε	Αποτελέσματα εφαρμογής του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας απουσία υτικών σταθμών		
2.2	Εισα υφισ	γωγή αποθήκευσης στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος μέσω των στάμενων προσεγγίσεων61		
2.2.1 απωλειώ		Κατανομή αποθήκευσης με αποκλειστικό στόχο την ελαχιστοποίηση των ν φορτίου σε πραγματικό χρόνο61		
2.	.2.2	Σταθερή κατανομή αποθήκευσης63		
2.	.2.3	Κατανομή αποθήκευσης βάσει τέλειας πρόβλεψης συμβάντων65		
2.2.4 Αξιολόγηση εναλλακτικών προσεγγίσεων κατανομής της αποθήκευσης στο πλαίσιο των μοντέλων εκτίμησης επάρκειας				
2.3	Μεθ	οδολογία υπολογισμού του capacity credit των αποθηκευτικών σταθμών68		
Κεφάλαιο	3 Ект	ίμηση της συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος71		
3.1	Επίδ επάρ	ραση χαρακτηριστικών αποθηκευτικών σταθμών στη συμβολή τους στην οκεια ισχύος		
3. ко	.1.1 αι χωρη	Συμβολή αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος ανάλογα με την ισχύ τικότητα τους		
3.1.2 Συμβολή απο απόδοσης τους		Συμβολή αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος ανάλογα με το βαθμό ς τους		
3. 81	.1.3 πάρκεια	Επίπτωση της αξιοπιστίας των αποθηκευτικών σταθμών στη συμβολή τους στην ι ισχύος		
3.2	Επίδ αποθ	ραση χαρακτηριστικών του συστήματος παραγωγής στη συμβολή της Эήκευσης στην επάρκεια ισχύος81		
3.	.2.1	Μείγμα και διείσδυση ΑΠΕ81		
3.	.2.2	Χαρακτηριστικά αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής		
Κεφάλαιο εκτίμηση	4 Μεθ της συμ	θοδολογία ανακατανομής σταθμών αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο για την βολής τους στην επάρκεια ισχύος93		
4.1	Εισα	γωγή στη μέθοδο ανακατανομής αποθηκευτικών σταθμών σε πραγματικό χρόνο 94		
4.2	Μεθ	οδολογία ανακατανομής αποθηκευτικών σταθμών σε πραγματικό χρόνο97		
4.	.2.1	Αρχές ανακατανομής αποθηκευτικών σταθμών σε πραγματικό χρόνο		
4.2.2 Μαθηματική μοντελοποίηση ανακατανομής σταθμών αποθήκευσης πραγματικό χρόνο1				
4.	.2.3	Προγραμματισμός λειτουργίας αποθηκευτικών σταθμών104		

4.2.4	4 Σύνοψη προτεινόμενης μεθοδολογίας ανακατανομής αποθηκευτικών σταθμών.
4.3	Εφαρμογή και αξιολόγηση μεθοδολογίας ανακατανομής σταθμών αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο
4.3. πρα	1 Λειτουργία αποθήκευσης εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία ανακατανομής σε γματικό χρόνο
4.3. πρα	2 Αποτελέσματα επάρκειας εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία ανακατανομής σε γματικό χρόνο
4.3. απο	3 Υπολογιστική απόδοση της μεθοδολογίας ανακατανομής για σταθμούς θήκευσης σε πραγματικό χρόνο111
4.3.4 Αποτελέσματα συμβολής αποθηκευτικών σταθμών στην εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χ	
4.4	Σύγκριση της μεθοδολογίας ανακατανομής πραγματικού χρόνου με τις υφιστάμενες πολιτικές διαχείρισης
4.4.	1 Περιγραφή υφιστάμενων πολιτικών διαχείρισης
4.4.1 απο	2 Σύγκριση αποτελεσμάτων επάρκειας εναλλακτικών πολιτικών διαχείρισης θηκευτικών σταθμών
4.4. προ	3 Επιπλέον οφέλη στη λειτουργία του συστήματος με την εφαρμογή της τεινόμενης μεθόδου
4.5	Εφαρμογή μεθοδολογίας ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο για σταθμούς μικρότερης ισχύος
Κεφάλαιο 5 φωτοβολτα	Μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο μπαταριών ενσωματωμένων σε ϊκούς σταθμούς για την εκτίμηση της συμβολής τους στην επάρκεια ισχύος
5.1	Εισαγωγή στη μέθοδο ανακατανομής φωτοβολταϊκών σταθμών με συστήματα μπαταριών σε πραγματικό χρόνο
5.2	Εισαγωγή Φ/Β με μπαταρία στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος μέσω των υφιστάμενων προσεγγίσεων
5.2.	1 Σταθερή κατανομή Φ/Β με μπαταρία128
5.2. φορ	2 Κατανομή Φ/Β με μπαταρία με στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών στίου
5.3	Μεθοδολογία ανακατανομής φωτοβολταϊκών σταθμών με συστήματα μπαταριών σε πραγματικό χρόνο
5.3.	1 Αρχές ανακατανομής Φ/Β με μπαταρία σε πραγματικό χρόνο
5.3. χρό	2 Μαθηματική μοντελοποίηση ανακατανομής Φ/Β με μπαταρία σε πραγματικό

5.4 Αλγόριθμος οικονομικής κατανομής βάσει ιεραρχικής σειράς ένταξης των μονάδων				
5.5 Εφαρμογή μεθοδολογίας ανακατανομής φωτοβολταϊκών σταθμών με συστήματα μπαταριών σε πραγματικό χρόνο και σύγκριση με εναλλακτικές προσεγγίσεις 141				
5.5.1 Αποτελέσματα επάρκειας εφαρμόζοντας ανακατανομή σε πραγματικό χρόνο σε σταθμούς Φ/Β με μπαταρία142				
5.5.2 Υπολογιστική απόδοση της μεθοδολογίας ανακατανομής σταθμών Φ/Β με μπαταρία σε πραγματικό χρόνο143				
5.5.3 Αποτελέσματα συμβολής σταθμών Φ/Β με μπαταρία στην επάρκεια εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο 144				
5.5.4 Επίδραση εναλλακτικών προσεγγίσεων κατανομής των Φ/Β με μπαταρία στα έσοδα των σταθμών και στο κόστος αγοράς145				
5.5.5 Επίδραση ILR σταθμών Φ/Β με μπαταρία στο capacity credit148				
5.5.6 Σύγκριση συμβολής σταθμών Φ/Β με μπαταρία και ανεξάρτητων σταθμών μπαταριών στην επάρκεια151				
Κεφάλαιο 6 Ανακεφαλαίωση, συμπεράσματα και περαιτέρω έρευνα				
6.1 Ανακεφαλαίωση και συμπεράσματα154				
6.1.1 Συμπεράσματα αναφορικά με την επίδραση διαφορετικών παραμέτρων στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια				
6.1.2 Συμπεράσματα εφαρμογής της μεθοδολογίας ανακατανομής σταθμών αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο155				
6.1.3 Συμπεράσματα εφαρμογής της μεθοδολογίας ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς με ενσωματωμένη μπαταρία				
6.2 Μελλοντικές επεκτάσεις158				
Παράρτημα Α: Δεδομένα εισόδου προσομοιώσεων				
Παράρτημα Β: Γλωσσάριο αντιστοιχίας τεχνικών όρων164				
Βιβλιογραφία				
Δημοσιεύσεις του συγγραφέα				

1

Εισαγωγή

Στο παρόν Κεφάλαιο περιγράφονται οι βασικές έννοιες τις οποίες θα πραγματευτεί η εργασία. Αρχικά, ορίζεται η έννοια της επάρκειας ισχύος των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ), περιγράφονται οι μεθοδολογίες εκτίμησης της και υπογραμμίζονται οι νέες προκλήσεις που ανακύπτουν αναφορικά με την αξιοπιστία των σύγχρονων ΣΗΕ και άπτονται της μετάβασης σε συστήματα χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Έπειτα αναδεικνύεται ο ρόλος που μπορεί να διαδραματίσει η αποθήκευση ενέργειας στη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος των σημερινών ΣΗΕ καθώς και το αυξημένο σχετικό ερευνητικό ενδιαφέρον. Σε αυτό το πλαίσιο, διενεργείται αναλυτική βιβλιογραφική ανασκόπηση αναφορικά με τη συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος, αξιολογώντας ένα πλήθος δημοσιευμένων εργασιών σε έγκυρα επιστημονικά περιοδικά και συνέδρια. Έμφαση δίνεται στους παράγοντες που επιδρούν στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια και εξετάζονται στη διαθέσιμη βιβλιογραφία, καθώς και στις προσεγγίσεις και τις πολιτικές διαχείρισης που εφαρμόζονται. Τέλος αναλύεται η συνολική συνεισφορά και πρωτοτυπία της παρούσας εργασίας και παρατίθεται ο τρόπος οργάνωσής της.

1.1 Επάρκεια ισχύος ΣΗΕ

1.1.1 Βασικές έννοιες: αξιοπιστία, ασφάλεια και επάρκεια ΣΗΕ

Η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές με το χαμηλότερο δυνατό κόστος εξασφαλίζοντας την υψηλή ποιότητα και τη συνέχεια της τροφοδότησης τους αποτελεί τη βασική αποστολή των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ), ([1]). Η απαίτηση της ποιότητας αναφέρεται στην ανάγκη ικανοποίησης των προδιαγραφών παροχής ηλεκτρικής ισχύος στους καταναλωτές με συχνότητα και τάση τροφοδότησης που κυμαίνονται μέσα στα προδιαγραφόμενα επιτρεπτά όρια, ενώ η απαίτηση της συνέχειας αναφέρεται στην αδιάλειπτη τροφοδότηση των καταναλωτών. Η θεώρηση αυτών των απαιτήσεων στις μελέτες σκοπιμότητας, στον προγραμματισμό, στο σχεδιασμό και τη λειτουργία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται ως «αξιοπιστία ΣΗΕ», ([2], [3]). Η αξιοπιστία του συστήματος ηλεκτρική ενέργεια σε όλα τα σημεία κατανάλωσης εντός των αποδεκτών λειτουργικών ορίων και στις ποσότητες που απαιτείται, ([4]). Η αξιοπιστία ΣΗΕ διαχωρίζεται σε δύο βασικές έννοιες, την ασφάλεια και την επάρκεια, ή εναλλακτικά στην δυναμική και στατική αξιοπιστία αντίστοιχα.

Ο όρος της ασφάλειας των ΣΗΕ αφορά τον τρόπο με τον οποίο το σύστημα ανταποκρίνεται και ανταπεξέρχεται σε δυναμικές διαταραχές. Οι διαταραχές αυτές μπορεί να έχουν τοπικό ή εκτεταμένο χαρακτήρα και να οφείλονται αφενός σε απότομες μεταβολές του φορτίου ή της παραγωγής και αφετέρου σε σφάλματα κατά τη λειτουργία του συστήματος, όπως τα βραχυκυκλώματα. Επιπρόσθετα η ασφάλεια λειτουργίας ενός ΣΗΕ αναφέρεται στην ικανότητα του να διατηρήσει τη διασυνδεδεμένη δομή του και να αποφύγει τη δημιουργία νησίδων μετά την εμφάνιση ισχυρών διαταραχών, ([5]). Ως εκ τούτου, η έννοια της ασφάλειας ΣΗΕ αφορά την παροχή ισχύος κυρίως σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, ενώ συχνά συναντάται στη βιβλιογραφία με τον όρο λειτουργική ασφάλεια των ΣΗΕ, ([6], [7]). Στην πράξη οι προσεγγίσεις για την εκτίμηση της ασφάλειας του συστήματος περιλαμβάνουν αναλύσεις ροής φορτίου, αναλύσεις μόνιμης κατάστασης, αναλύσεις πτώσης τάσης και αναλύσεις δυναμικής ευστάθειας. Κατά την εκτίμηση της λειτουργικής ασφάλειας του συστήματος λαμβάνονται υπόψη αστοχίες και σφάλματα στα στοιχεία του δικτύου, τυχόν απώλειες παραγωγής ή άλλοι τύποι τυχαίων συμβάντων, ανάλογα με την πιθανότητα εμφάνισής τους. Η ανάλυση επικεντρώνεται στο πώς μπορεί επιτυχώς το σύστημα να αντιμετωπίσει τα προαναφερόμενα γεγονότα, πώς μπορεί να μεταβεί με ασφάλεια σε άλλη κατάσταση και πώς μπορεί να αντέξει τις απότομες διαταραχές, ([8]). Η αξιολόγηση της ασφάλειας του συστήματος επιτρέπει τον καθορισμό των λειτουργικών παραμέτρων του, όπως το μέγιστο αποδεκτό όριο ροής ισχύος στις γραμμές, την απαραίτητη ποσότητα των επικουρικών υπηρεσιών (πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία ενεργού ισχύος) και τη διαθεσιμότητα άεργου ισχύος για τον έλεγχο της τάσης.

Ο όρος της επάρκειας των ΣΗΕ σχετίζεται με την ύπαρξη των απαραίτητων στοιχείων του συστήματος για την ικανοποίηση του φορτίου ζήτησης των καταναλωτών κάθε χρονική στιγμή και υπό οποιεσδήποτε συνθήκες. Αυτά περιλαμβάνουν τα στοιχεία που απαιτούνται για την παραγωγή επαρκούς ενέργειας και τις εγκαταστάσεις μεταφοράς και διανομής που χρειάζονται για τη

μεταφορά της παραγόμενης ενέργειας στα σημεία κατανάλωσης. Υπό αυτή την έννοια, η επάρκεια ενός ΣΗΕ διακρίνεται με βάση το ιεραρχικό επίπεδο του ΣΗΕ στις εξής κατηγορίες, ([9]):

- Επάρκεια του συστήματος παραγωγής
- Επάρκεια του συστήματος μεταφοράς
- Επάρκεια του δικτύου διανομής

Κατά την εκτίμηση της επάρκειας των ΣΗΕ λαμβάνονται υπόψη όλες οι αβεβαιότητες που σχετίζονται με τις βλάβες του εξοπλισμού, τη μεταβλητότητα του φορτίου ζήτησης και της παραγωγής, αλλά και την εξέλιξη των παραμέτρων αυτών σε βάθος χρόνου, με στόχο την αξιολόγηση της ικανότητας εξυπηρέτησης της ζήτησης ανεξαρτήτως συνθηκών και τον προσδιορισμό τυχόν αναγκών για επέκταση ή αναβάθμιση του εξοπλισμού. Οι μελέτες επάρκειας συνιστούν αναπόσπαστο κομμάτι της διαδικασίας σχεδιασμού των ΣΗΕ και εκτείνονται σε μεσοπρόθεσμο ή μακροπρόθεσμο ορίζοντα.

Η ασφάλεια και η επάρκεια είναι οι δύο βασικές προϋποθέσεις για την αξιοπιστία ενός ΣΗΕ. Οι δύο αυτές έννοιες είναι στενά συνδεδεμένες αλλά όχι ταυτόσημες. Χωρίς την ασφάλεια του συστήματος, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, ανεξαρτήτως πόσο άφθονη είναι, δεν μπορεί να εξυπηρετήσει τους καταναλωτές. Αντίστοιχα, ένας υψηλός βαθμός ασφάλειας δεν έχει αξία αν δεν υπάρχουν επαρκείς πόροι παραγωγής για την κάλυψη των αναγκών των καταναλωτών, ([5]).

1.1.2 Ορισμός και μεθοδολογίες εκτίμησης επάρκειας ισχύος

Ως επάρκεια ισχύος του συστήματος παραγωγής ορίζεται η ικανότητα του να ικανοποιεί το φορτίο ζήτησης αδιάλειπτα υπό οποιεσδήποτε συνθήκες. Για το σκοπό αυτό το σύστημα παραγωγής ενός ΣΗΕ πρέπει να σχεδιάζεται με κατάλληλο τρόπο ώστε να είναι σε θέση να καλύπτει τις ανάγκες ισχύος και ενέργειας του συστήματος. Συγκεκριμένα το δυναμικό παραγωγής ενός ΣΗΕ πρέπει να σχεδιάζεται με κατάλληλο τρόπο ώστε να είναι σε θέση να καλύπτει τις ανάγκες ισχύος και ενέργειας του συστήματος. Συγκεκριμένα το δυναμικό παραγωγής ενός ΣΗΕ πρέπει να σχεδιάζεται με κατάλληλο τρόπο ώστε να είναι σε θέση να καλύπτει τις ανάγκες ισχύος και ενέργειας του συστήματος. Συγκεκριμένα το δυναμικό παραγωγής ενός ΣΗΕ πρέπει να δύναται να εξυπηρετήσει το φορτίο ζήτησης ανεξαρτήτως των αναμενόμενων και μη αναμενόμενων καταστάσεων μη διαθεσιμότητας των στοιχείων του και της ενδεχόμενης αύξησης του φορτίου ζήτησης. Η αξιολόγηση της ικανότητας των μονάδων παραγωγής ενός ΣΗΕ να ικανοποιήσουν το φορτίο ζήτησης και ο προσδιορισμός της απαιτούμενης επιπρόσθετης παραγωγικής ισχύος για την κάλυψη τυχόν ελλειμμάτων ισχύος αποτελούν το βασικό αντικείμενο των μελετών επάρκειας ισχύος των συστημάτων παραγωγής. Οι μελέτες επάρκειας ισχύος εστιάζουν αμιγώς στη σχέση παραγωγής και ζήτησης αμελώντας την αξιοπιστία λειτουργίας ή τους περιορισμούς των συστημάτων μεταφοράς και διανομής, θεωρώντας ότι το φορτίο του συστήματος είναι συνδεδεμένο σε ένα ισοδύναμο ζυγό που αναπαριστά τα συστήματα μεταφοράς και διανομής (Σχήμα 1.1), ([2], [9]). Οι επιμέρους μεθοδολογίες που εμφανίζονται στις μελέτες επάρκειας των συστημάτων παραγωγής διακρίνονται σε αιτιοκρατικές και πιθανοτικές, ([5]).





1.1.2.1 Αιτιοκρατικές μέθοδοι εκτίμησης επάρκειας ισχύος

Οι αιτιοκρατικές μέθοδοι βασίζονται στην ανάλυση συγκεκριμένων καταστάσεων του συστήματος που επιλέγονται ως πιο αντιπροσωπευτικές και κρίσιμες για το μέλλον και παρουσιάζουν μία συγκεκριμένη συχνότητα εμφάνισης. Οι πιο διαδεδομένες αιτιοκρατικές μέθοδοι εκτίμησης της επάρκειας ισχύος είναι:

Περιθώριο εφεδρείας σχεδιασμού (Planning Reserve Margin - PRM): Σε αυτή τη προσέγγιση υπολογίζεται ο δείκτης του ποσοστού εφεδρείας σχεδιασμού ως η διαφορά της αθροιστικής παραγωγικής ικανότητας συστήματος (*Firm Capacity*) από την αιχμή της ζήτησης (*Peak Demand*) ως ποσοστό της αιχμής, όπως φαίνεται στην εξίσωση (1.1), ([10]), και συγκρίνεται με μια τιμή κατώφλι η οποία αντιπροσωπεύει το όριο κάτω από το οποίο το σύστημα παραγωγής δεν θεωρείται επαρκές. Η τιμή αυτή κυμαίνεται βιβλιογραφικά στο 10%-20% ([11], [12]).

$$PRM = \frac{Firm \ Capacity - Peak \ Demand}{Peak \ Demand} \cdot 100\%$$
(1.1)

2) Κριτήριο N-1 ή μεγαλύτερης μονάδας: Σύμφωνα με το κριτήριο αυτό η επάρκεια ισχύος εξασφαλίζεται αν μετά την απώλεια δυναμικού ίσου με την ισχύ της μεγαλύτερης μονάδας του συστήματος το υπολειπόμενο δυναμικό παραγωγής υπερβαίνει την αιχμή του φορτίου, ([13]).

Οι αιτιοκρατικές μέθοδοι είναι γρήγορες και απλές σε εφαρμογή ενώ παρέχουν άμεσα ένα συμπέρασμα για την επάρκεια ισχύος τους συστήματος παραγωγής εφαρμόζοντας ένα εύληπτο κριτήριο. Ωστόσο ο περιορισμός των μεθόδων αυτών στην αξιολόγηση μεμονωμένων καταστάσεων του συστήματος που κρίνονται ως οι πιο κρίσιμες και ενδεικτικές για την επάρκειας ισχύος του, τις εκθέτει στον κίνδυνο παράλειψης ενός πλήθους καταστάσεων του συστήματος υπό τις οποίες η επάρκεια του μπορεί να διακινδυνευθεί. Κυρίαρχο μειονέκτημα των αιτιοκρατικών μεθόδων αποτελεί το γεγονός ότι αμελούν την εγγενή αβεβαιότητα των μεταβλητών του συστήματος που επάρκεια ισχύος του. Για παράδειγμα οι μέθοδοι αυτές δεν λαμβάνουν υπόψη τις τυχαίες βλάβες των μονάδων παραγωγής και τυχόν ταυτοχρονισμούς αυτών, τη μεταβλητότητα του φορτίου αλλά και της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), μη αξιολογώντας έτσι ένα πλήθος περιπτώσεων που εν δυνάμει μπορεί να οδηγήσει σε περικοπές φορτίου.

1.1.2.2 Πιθανοτικές μέθοδοι και δείκτες εκτίμησης επάρκειας ισχύος

Οι πιθανοτικές μέθοδοι στοχεύουν στον υπολογισμό της πιθανότητας κάλυψης του φορτίου λαμβάνοντας υπόψη τις διακυμάνσεις και τις αβεβαιότητες που σχετίζονται με την παραγωγή ή τη ζήτηση του συστήματος. Οι πιθανοτικές μέθοδοι λαμβάνουν υπόψη όλους τους παράγοντες που επηρεάζουν την αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής και εξετάζουν την επάρκεια αυτού σε όλες τις συνθήκες λειτουργίας του και όχι σε μεμονωμένες κρίσιμες συνθήκες. Δύο βασικές πιθανοτικές μέθοδοι συναντώνται ευρέως στη βιβλιογραφία, η αναλυτική μέθοδος ή μέθοδος συνέλιξης (convolution) και η μέθοδος προσομοιώσεων Monte Carlo (Monte Carlo simulations - MCS).

Η αναλυτική μέθοδος συνίσταται σε τρία μέρη: την ανάπτυξη του μοντέλου πρόβλεψης φορτίου με σκοπό τον υπολογισμό του αναμενόμενου φορτίου του συστήματος, την ανάπτυξη του μοντέλου διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής και την ανάπτυξη και την εφαρμογή πιθανοτικών μαθηματικών μεθόδων για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας που συνδέονται με τον συνδυασμό του φορτίου και της παραγωγής. Μαθηματικά, ο συνδυασμός των μοντέλων του φορτίου και της ικανότητας παραγωγής για τον προσδιορισμό των δεικτών αξιοπιστίας, πραγματοποιείται μέσω του υπολογισμού της πιθανοτικής κατανομής της διαφοράς των δύο τυχαίων μεταβλητών, δηλαδή της ζήτησης και της παραγωγής. Αν οι τυχαίες μεταβλητές είναι συνεχείς, η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της διαφοράς τους προκύπτει χρησιμοποιώντας το ολοκλήρωμα συνέλιξης. Εάν οι τυχαίες μεταβλητές είναι διακριτές, η μέση τιμή της διαφοράς τους υπολογίζεται χρησιμοποιώντας μέθοδο συνέλιξης διακριτών μεταβλητών, ([14]).

Η βασική τυχαία μεταβλητή που υπεισέρχεται στο μοντέλο παραγωγής είναι αυτή της διαθεσιμότητας των πόρων παραγωγής. Βασικός δείκτης που προσδιορίζει τη πιθανότητα μη διαθεσιμότητας ενός πόρου παραγωγής είναι ο ρυθμός μη προγραμματισμένων διακοπών (Forced Outage Ratio - FOR) που υπολογίζεται για μία μακρά περίοδο και μπορεί να εκφραστεί μέσω των παραμέτρων της συχνότητας βλαβών (λ) και του ρυθμού επισκευής της βλάβης (μ), όπως φαίνεται στην (1.2).

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \cdot 100\% \tag{1.2}$$

Αξιοποιώντας τους δείκτες FOR κατασκευάζεται ο πίνακας πιθανότητας απώλειας ισχύος (Capacity Outage Probability Table - COPT) που αποτελείται από όλα τα πιθανά επίπεδα μη προγραμματισμένης απώλειας ισχύος ενός συστήματος παραγωγής και τις αντίστοιχες πιθανότητες τους ([15]). Θεωρώντας δικαταστατικό μοντέλο πιθανοτήτων η κάθε μονάδα παραγωγής μπορεί να βρίσκεται σε δύο καταστάσεις, είτε να έχει διαθέσιμη την συνολική της ισχύ με πιθανότητα (1 – FOR), είτε να έχει μηδενική διαθέσιμη ισχύ (εκτός λειτουργίας) με πιθανότητα FOR. Για ένα σύστημα παραγωγής που αποτελείται από U μονάδες παραγωγής διαφορετικής διαθέσιμης ισχύος και διαφορετικού FOR, τα ζεύγη επιπέδων απώλειας ισχύος (και αντίστορφα διαθέσιμης ισχύος) και αντίστοιχης πιθανότητας είναι σε πλήθος 2^U . Ο υπολογισμός των πιθανοτήτων όλων των επιπέδων απώλειας ισχύος, βασίζεται στη συνέλιξη των πιθανοτικών κατανομών όλων των επιμέρους επιπέδων απώλειας ισχύος. Ο πίνακας πιθανότητας απώλειας ισχύος του συστήματος παραγωγής και της διαθέσιμης ισχύος του συστήματος παραγωγής και της διαθέσιμης ισχύος του συστήματος παραγωγής και προσδιορίζεται μέσω των επιμέρους κατανομών πιθανότητας απώλειας ισχύος του συστήματος παραγωγής και προσδιορίζεται μέσω των επιμέρους κατανομών πιθανότητας απώλειας ισχύος του συστήματος παραγωγής και προσδιορίζεται μέσω των επιμέρους κατανομών πιθανότητας απώλειας ισχύος του συστήματος παραγωγής και προσδιορίζεται μέσω των επιμέρους κατανομών πιθανότητας απώλειας ισχύος κάθε μονάδας, ([3]).

Το μοντέλο παραγωγής συνδυάζεται με το αντίστοιχο μοντέλο φορτίου ζήτησης για να υπολογιστούν οι δείκτες αξιοπιστίας. Στη βιβλιογραφία το μοντέλο ζήτησης αναπαριστά είτε το ημερήσιο φορτίο αιχμής κάθε ημέρας της περιόδου αναφοράς, ([2], [16]), είτε το ωριαίο φορτίο ζήτησης της περιόδου αυτής παρέχοντας μια ακριβέστερη αξιολόγηση της επάρκειας ισχύος συνυπολογίζοντας το ενδεχόμενο κίνδυνου ανεπάρκειας της διαθέσιμης ισχύος για την κάλυψη της ζήτησης σε περιπτώσεις επιπλέον της ημερήσιας αιχμής, ([17]). Ταξινομώντας τις τιμές του φορτίου ζήτησης σε φθίνουσα σειρά παράγεται η καμπύλη διάρκειας του φορτίου, η οποία συνδυάζεται με τον πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος για τον υπολογισμό του αναμενόμενου κινδύνου απώλειας φορτίου. Συγκεκριμένα ελέγχεται για κάθε επίπεδο του φορτίου ζήτησης αν αυτό είναι υψηλότερο από κάθε στάθμη διαθέσιμης ισχύος του πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος και προσδιορίζεται η αντίστοιχη πιθανότητα, ([18]). Η άθροιση των πιθανοτήτων αυτών οδηγεί στη συνολική πιθανότητα απώλειας φορτίου. Πέραν της πιθανότητας απώλειας φορτίου, μέσω της αναλυτικής μεθόδου υπολογίζονται τόσο η Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου που προσδιορίζει τη διάρκεια της περιόδου που εμφανίζεται πιθανότητα απώλειας φορτίου όσο και η Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια που προκύπτει συσχετίζοντας την εκάστοτε πιθανότητα απώλειας φορτίου με την αντίστοιχη ενέργεια του φορτίου ζήτησης που δεν εξυπηρετείται. Επιπλέον των παραπάνω δεικτών αξιοπιστίας, στη συνέχεια θα παρουσιαστούν αναλυτικά οι πιο διαδεδομένοι πιθανοτικοί δείκτες επάρκειας ισχύος που υπολογίζονται μέσω των πιθανοτικών μεθόδων και χρησιμοποιούνται ευρέως στη βιβλιογραφία.

Η μέθοδος προσομοιώσεων Monte Carlo αποτελεί μία κλασική τεχνική επίλυσης προβλημάτων τυχαίων μεταβλητών. Βασική ιδέα της μεθόδου αποτελεί η επαναλαμβανόμενη δειγματοληψία τυχαίων τιμών των μεταβλητών του προβλήματος βάσει των πιθανοτικών κατανομών τους, και η εφαρμογή τους κάθε φορά ως τιμές εισόδου στο μοντέλο προσομοίωσης ([19], [20]). Στο πλαίσιο της τεχνικής Monte Carlo η λειτουργία του συστήματος προσομοιώνεται εκατοντάδες ή χιλιάδες φορές, χρησιμοποιώντας κάθε φορά διαφορετικές τυχαία επιλεγμένες τιμές εισόδου. Όταν η επαναληπτική διαδικασία αυτή ολοκληρωθεί, παράγεται ένας μεγάλος αριθμός αποτελεσμάτων, βασιζόμενος στις τυχαίες τιμές εισόδου. Συνεπώς, για την υλοποίηση αυτής της μεθόδου απαιτείται οι τυχαίες μεταβλητές του υπό μελέτη συστήματος να εκφραστούν με τη χρήση συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας.

Στις μελέτες επάρκειας οι μεταβλητές αυτές αφορούν κατά βάση την κατάσταση διαθεσιμότητας των στοιχείων του συστήματος παραγωγής και αξιοποιούν το δείκτη πιθανότητας μη διαθεσιμότητας (FOR) των στοιχείων καθώς και τους χαρακτηριστικούς μέσους χρόνους διαθεσιμότητας (mean time to failure - MTTF) και μη διαθεσιμότητας (mean time to repair - MTTR). Οι τυχαίες μεταβλητές που αφορούν το φορτίο ζήτησης ή την παραγωγή των ΑΠΕ συνήθως εντάσσονται στο πρόβλημα εκτίμησης της επάρκειας ισχύος μέσω σημαντικού πλήθους εναλλακτικών σεναρίων για να αποτυπώσουν την τυχαιότητα των κλιματικών συνθηκών ([21]).

Δύο εναλλακτικές προσεγγίσεις της μεθόδου προσομοιώσεων Monte Carlo διακρίνονται στη βιβλιογραφία, η διαδοχική (sequential) και η μη διαδοχική προσομοίωση (non-sequential), ([9]). Η μη διαδοχική διαδικασία δεν ακολουθεί την πραγματική χρονολογική σειρά της εξέλιξης των μεταβλητών που υπεισέρχονται στο πρόβλημα εκτίμησης της επάρκειας, όπως του φορτίου ζήτησης ή της παραγωγής ΑΠΕ, αντίθετα εξετάζει πλήθος μεμονωμένων στιγμιότυπων της κατάστασης του συστήματος, θεωρώντας κάθε χρονικό σημείο ή κατάσταση ανεξάρτητη χρονολογικά από μία άλλη, ([22]). Η διαδοχική προσέγγιση ακολουθεί χρονολογικά βήματα προσομοίωσης κατά τη διάρκεια του διαστήματος που προσομοιώνεται, αναγνωρίζοντας την εξάρτηση των γεγονότων και σεβόμενη την χρονική ακολουθία των καταστάσεων προσομοιώνοντας ρεαλιστικά τη λειτουργία του ΣΗΕ κατά το χρονικό διάστημα που εξετάζεται σε μία μελέτη, ([14]). Στη διαδοχική μέθοδο, η διαδικασία προσομοίωσης προχωρά χρονολογικά, λαμβάνοντας υπόψη το γεγονός ότι η λειτουργία του συστήματος σε ένα δεδομένο χρονικό σημείο συσχετίζεται με αυτή ενός προηγούμενου. Αντιθέτως, στη μη διαδοχική μέθοδο, η διαδικασία δεν κινείται χρονολογικά και η συμπεριφορά του συστήματος σε κάθε χρονικό σημείο θεωρείται ότι είναι ανεξάρτητη από αυτή παρελθοντικών στιγμών, ([23]). Και στις δύο προσεγγίσεις Monte Carlo, διαδοχικές και μη διαδοχικές, οι προσομοιώσεις βασίζονται στην αναπαραγωγή με στοχαστικό τρόπο εναλλακτικών σεναρίων (δειγμάτων) ετήσιας διαθεσιμότητας κάθε στοιχείου του συστήματος και στον συνεχή επανυπολογισμό των δεικτών επάρκειας, έως ότου οι τιμές των δεικτών συγκλίνουν σε μία τελική τιμή (Σχήμα 1.2).



Σχήμα 1.2: Σύγκλιση υπολογιζόμενης τιμής κατά τις προσομοιώσεις Monte Carlo.

Οι ετήσιοι δείκτες αξιοπιστίας υπολογίζονται σε κάθε δείγμα της προσομοίωσης ως ο μέσος όρος των συσσωρευμένων αποτελεσμάτων έως ότου το τυπικό σφάλμα του μέσου όρου είναι ίσο ή μικρότερο από το επιλεγμένο κριτήριο σύγκλισης. Σε αυτό το πλαίσιο πρέπει να καθοριστεί κριτήριο σύγκλισης των τιμών των δεικτών επάρκειας με βάση το οποίο θα επιλέγεται ο τερματισμός ή η συνέχιση των προσομοιώσεων. Το εύρος της στατιστικής σύγκλισης ενός δείκτη αξιοπιστίας υπολογίζεται από την τυπική απόκλιση του δείκτη αυτού σε σχέση με τη μέση τιμή του, ([14]). Συγκεκριμένα για κάθε δείγμα *i* του Monte Carlo υπολογίζεται η τιμή x_i εξεταζόμενου δείκτη και η μέση τιμή των συσσωρευμένων αποτελεσμάτων του, σύμφωνα με την εξίσωση (1.3), όπου N το σύνολο των δειγμάτων μέχρι τότε. Ακολούθως υπολογίζεται η διακύμανση του εξεταζόμενου δείκτη, μέσω της εξίσωσης (1.4), ώστε τελικά να προσδιοριστεί ο συντελεστής σύγκλισης ή ακρίβειας του δείγματος ως ο λόγος της τυπικής απόκλισης προς τη μέση τιμή του δείγματος σύμφωνα με τη (1.5).

$$\bar{Q} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^{N} x_i \tag{1.3}$$

$$\sigma = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{i=1}^{N} (x_i - \bar{Q})^2$$
(1.4)

$$\alpha = \frac{\sqrt{\sigma}}{\bar{Q}} \cdot 100\% \tag{1.5}$$

Ο συντελεστής σύγκλισης αποτυπώνει την απόκλιση της τιμής ενός δείκτη από τη μέση τιμή του. Ως συνθήκη τερματισμού επιλέγεται μια δεδομένη τιμή του συντελεστή σύγκλισης ενός δείκτη επάρκειας, η οποία σηματοδοτεί ότι έχει πραγματοποιηθεί επαρκές πλήθος προσομοιώσεων Monte Carlo, ώστε η τιμή που λαμβάνει ο δείκτης, να αντιπροσωπεύει μια ασφαλή προσδοκία, που αναφέρεται ως η πραγματική του τιμή, ([9]). Διαφορετικοί συντελεστές ακρίβειας αντιστοιχούν στους διαφορετικούς δείκτες επάρκειας και ως εκ τούτου η ταχύτητα σύγκλισης στην τελική τιμή τους διαφέρει. Αξίζει να σημειωθεί πως η επιλογή ενός δυναμικού κριτηρίου, όπως ο συντελεστής ακρίβειας, ως συνθήκη τερματισμού του Monte Carlo, καθιστά άγνωστο εξ αρχής το πλήθος των επαναλήψεων N που θα πραγματοποιηθούν μέχρι την ολοκλήρωση της διαδικασίας. Για το λόγο αυτό και την αποφυγή τεράστιου όγκου προσομοιώσεων Monte Carlo συχνά στη βιβλιογραφία ορίζεται από πριν ένας ικανοποιητικά μεγάλος αριθμός προσομοιώσεων που απαιτείται να υλοποιηθεί για την ολοκλήρωση της διαδικασίας. Η μαθηματική υλοποίηση της μεθόδου Monte Carlo περιγράφεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 2, καθώς αποτελεί την υιοθετούμενη μέθοδο για το μοντέλο εκτίμησης επάρκειας ισχύος που εφαρμόζεται στην παρούσα εργασία.

Τόσο η αναλυτική μέθοδος όσο και η μέθοδος προσομοιώσεων Monte Carlo καταλήγουν στον προσδιορισμό δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος, οι οποίοι παρέχουν την εικόνα αναφορικά με την επάρκεια ισχύος του συστήματος. Οι δείκτες αυτοί αποσκοπούν στην ποσοτικοποίηση της εκτιμώμενης ανεπάρκειας και διαφοροποιούνται ως προς το μέγεθος που εξετάζουν (π.χ. διάρκεια, ενέργεια, συχνότητα ανεπάρκειας). Οι πιο συνηθισμένοι πιθανοτικοί δείκτες αξιοπιστίας που υπολογίζονται στις μελέτες επάρκειας είναι οι εξής ([5], [9], [14], [24]–[27]):

- Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου (Loss of Load Expectation LOLE)¹: Ορίζεται ως ο αναμενόμενος αριθμός ημερών ή ωρών για μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο (συνήθως για ένα έτος) κατά τις οποίες η ζήτηση υπερβαίνει τη διαθέσιμη ισχύ παραγωγής. Ο δείκτης συνήθως υπολογίζεται είτε σε ημέρες/έτος είτε σε ώρες/έτος.
- 2) Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου (Loss of Load Probability LOLP): Ορίζεται η πιθανότητα το φορτίο να υπερβαίνει τη διαθέσιμη παραγωγή σε μία δεδομένη χρονική περίοδο (συνήθως για ένα έτος). Συχνά ο δείκτης περιορίζεται στην ικανότητα του συστήματος παραγωγής να ικανοποιήσει την ετήσια ή εβδομαδιαία αιχμή του φορτίου ζήτησης.
- 3) Αναμενόμενη Απώλεια Ενέργειας ή Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια (Loss of Energy Expectation LOEE ή Expected Unserved Energy EUE ή Expected Energy Not Served EENS): Πρόκειται για το άθροισμα των MWh ή GWh της αναμενόμενης ζήτησης που δεν εξυπηρετείται κατά τη διάρκεια μίας δεδομένης περιόδου. Ο δείκτης συνήθως υπολογίζεται σε MWh ή GWh/έτος ή ‰ της συνολικής ζήτησης/έτος.
- 4) Συμβάντα Απώλειας Φορτίου ή Συχνότητα Απώλειας Φορτίου (Loss of Load Events LOLEV ή Loss of Load Frequency - LOLF): Ορίζεται ως το πλήθος των γεγονότων κατά τα οποία δεν εξυπηρετήθηκε η ζήτηση από το σύστημα παραγωγής, για μία δεδομένη χρονική περίοδο.
- 5) Διάρκεια απώλειας φορτίου ανά συμβάν (Loss of Load Duration LOLD): Ορίζεται ως η αναμενόμενη διάρκεια ενός συμβάντος μεμονωμένης ανεπάρκειας και ουσιαστικά προσδιορίζει τη μέση διάρκεια των γεγονότων απώλειας φορτίου.
- 6) Αναμενόμενη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια ανά διακοπή (Expected Energy Unserved per Interruption - EEUI): Κατά αντιστοιχία με τον δείκτη LOLD ο συγκεκριμένος δείκτης εκφράζει τη μέση μη εξυπηρετούμενη ενέργεια ανά συμβάν απώλειας φορτίου.
- 7) 95° εκατοστημόριο (95th percentile P95): Ο δείκτης αυτός αντιπροσωπεύει την τιμή ενός δείκτη αξιοπιστίας, συνήθως του LOLE ή του EENS, που είναι μεγαλύτερη ή ίση με το 95% και χαμηλότερη ή ίση με το 5% όλων των τιμών που περιέχονται στο σύνολο των πιθανών τιμών του εξεταζόμενου δείκτη. Οι τιμές του δείκτη αυτού είναι ιδιαίτερα χρήσιμες για την ανάδειξη

¹ Στη βιβλιογραφία συχνά ο δείκτης LOLE όταν υπολογίζεται σε ώρες/έτος αναφέρεται και ως ώρες απώλειας φορτίου (Loss of load hours - LOLH), ([14], [24]).

σοβαρών συμβάντων που θα μπορούσαν να συμβούν μία φορά στα 20 χρόνια. Σπανιότερα στη βιβλιογραφία υπολογίζεται, με αντίστοιχο τρόπο, και το 50° εκατοστημόριο, ([25]).

Όπως γίνεται αντιληπτό κάθε δείκτης προσεγγίζει την ενδεχόμενη ανεπάρκεια του συστήματος παραγωγής από διαφορετική σκοπιά και παρέχει διαφορετική πληροφορία αναφορικά με τα χαρακτηριστικά της. Η απάντηση αναφορικά με τα επίπεδα της ανεπάρκειας ενός συστήματος παραγωγής δεν είναι μονοσήμαντη, αντίθετα άπτεται της διάρκειας, του μεγέθους, της έντασης και της συχνότητας των πιθανών γεγονότων απώλειας φορτίου. Υπό αυτή την έννοια οι παραπάνω δείκτες λειτουργούν συμπληρωματικά μεταξύ τους για την παροχή μιας πλήρους εικόνας της επάρκειας ισχύος των ΣΗΕ.

Από τους παραπάνω, οι πλέον διαδεδομένοι δείκτες αξιοπιστίας που χρησιμοποιούνται διεθνώς στις μελέτες επάρκειας είναι η Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου (LOLE) και η Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια (EENS). Ο δείκτης LOLE χρησιμοποιείται ευρέως λόγω της απλότητας του και της δυνατότητας που παρέχει για άμεση σύγκριση του επιπέδου επάρκειας διαφορετικών συστημάτων. Η αξιολόγηση της τιμής του δείκτη αυτού οδηγεί στο συμπέρασμα περί επάρκειας ενός συστήματος παραγωγής. Συγκεκριμένα οι διαχειριστές των συστημάτων θέτουν το κατώφλι του δείκτη LOLE, κάτω από το οποίο το σύστημα θεωρείται επαρκές. Στις χώρες της Ευρώπης, σύμφωνα με το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSO-e), οι περισσότεροι διαχειριστές θέτουν ως στόχο για τον δείκτη LOLE τις 3-8 ώρες/έτος στα μεγάλα διασυνδεδεμένα συστήματα, ([28]). Ωστόσο, ο συγκεκριμένος δείκτης δεν παρέχει πληροφορία για το μέγεθος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου, γεγονός που καθιστά τον προσδιορισμό της ανεπάρκειας του συστήματος μόνο μέσω αυτού του δείκτη ελλιπή. Για παράδειγμα είναι πιθανό διαφορετικών διαστάσεων ανεπάρκειες να οδηγούν σε ίδιο αριθμό ωρών μη εξυπηρέτησης του φορτίου. Για το λόγο αυτό, συνήθως συμπληρωματικά του δείκτη LOLE, υπολογίζεται και ο δείκτης EENS. Ο δείκτης αυτός πέραν της ποσοτικοποίησης της ενέργειας που δεν εξυπηρετείται, χρησιμεύει και στην οικονομική αποτίμηση της απώλειας φορτίου και με αυτόν τον τρόπο στη σύγκριση διαφορετικών επενδυτικών επιλογών για την επίτευξη ενός στόχου αξιοπιστίας. Ο δείκτης ΕΕΝS μετρούμενος σε μονάδες ενέργειας δεν είναι κατάλληλος για τη σύγκριση του επιπέδου επάρκειας συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας διαφορετικών διαστάσεων, καθώς η απόλυτη τιμή του εξαρτάται από το μέγεθος του εκάστοτε συστήματος. Για το σκοπό αυτό, συνήθως προτιμάται η κανονικοποίηση του ΕΕΝS σε σχέση με την ζήτηση κάθε συστήματος, ([16]).

1.1.3 Μελέτες επάρκειας ισχύος στα σύγχρονα ΣΗΕ

Ιστορικά, κατά τον σχεδιασμό των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας η επάρκεια ισχύος και ο προσδιορισμός τυχόν ελλειμμάτων ισχύος εκτιμώνται αξιολογώντας τα διαστήματα αιχμής της ζήτησης. Με την αύξηση της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η έμφαση μετατοπίζεται στις ώρες καθαρής αιχμής, ώρες δηλαδή που το φορτίο ζήτησης που δεν καλύπτεται από παραγωγή ΑΠΕ είναι υψηλό, ενώ οι παρατεταμένες περίοδοι χαμηλής παραγωγής από ΑΠΕ καθίστανται ιδιαίτερα κρίσιμες για την αξιοπιστία των ΣΗΕ. Επιπλέον, κύριος υπεύθυνος για την εξασφάλιση της επάρκειας ισχύος ήταν παραδοσιακά οι θερμικοί σταθμοί παραγωγής ([29]), αφενός λόγω της υψηλής αξιοπιστίας τους ([30], [31]) και αφετέρου λόγω της δεδομένης διαθεσιμότητας του πρωτογενούς ενεργειακού τους πόρου. Ωστόσο, η τάση για ταχεία απανθρακοποίηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οδηγεί στη σταδιακή απόσυρση των σταθμών αυτών από τα ΣΗΕ δημιουργώντας νέες προκλήσεις αναφορικά με την ικανοποίηση της επάρκειας ισχύος των συστημάτων παραγωγής ([32]). Σε αυτό το πλαίσιο εναλλακτικά στοιχεία του συστήματος καλούνται να αναλάβουν αποτελεσματικά την αποστολή της διασφάλισης επάρκειας ισχύος των ΣΗΕ. Στο νέο τοπίο που διαμορφώνεται για τα σημερινά ΣΗΕ με υψηλά ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ και ενίσχυση της διασυνδεσιμότητας των συστημάτων, στοιχεία όπως οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οι σταθμοί αποθήκευσης, η απόκριση ζήτησης και οι διασυνοριακές διασυνδέσεις αποκτούν σημαντικό ρόλο για τη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος ([33], [34]).

Οι πιθανοτικές μέθοδοι εκτίμησης επάρκειας ισχύος είναι αυτές που μπορούν να αποτυπώσουν την πολυπλοκότητα που συνοδεύει τη μετάβαση σε συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, περιλαμβάνοντας χρονολογικές εξαρτήσεις και αλληλεπιδράσεις πόρων και συνεκτιμώντας τη στοχαστικότητα των κλιματικών συνθηκών και τα εξελισσόμενα πρότυπα ζήτησης, ([33]). Σε σύγκριση με τις αιτιοκρατικές, οι πιθανοτικές προσεγγίσεις απαιτούν μεγαλύτερο όγκο δεδομένων και περισσότερο υπολογιστικό χρόνο, καθώς εξετάζουν ένα πολύ μεγάλο πλήθος σεναρίων αναφορικά με τις ενδεχόμενές καταστάσεις που μπορεί να βρεθεί ένα ΣΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη κάθε είδους αβεβαιότητα σχετικά με την παραγωγή ή το φορτίο του συστήματος. Ωστόσο οι πιθανοτικές μέθοδοι ξεπερνούν τις κύριες ελλείψεις των αιτιοκρατικών προσεγγίσεων, επιτρέποντας την αναπαράσταση της πιθανότητας εμφάνισης κάθε κατάστασης του συστήματος. Ακόμη η χρήση πιθανοτικών μεθόδων καθιστά δυνατή τη βελτιστοποίηση του επιπέδου αξιοπιστίας στο πλαίσιο αναλύσεων κόστους οφέλους, οι οποίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την εύρεση αποτελεσματικών επενδύσεων και βελτίωσης της επάρκειας ισχύος, ([35]).

Η διαδοχική μέθοδος προσομοιώσεων Monte Carlo αποτελεί την πλέον κατάλληλη μεθοδολογία εκτίμησης της επάρκειας ισχύος των σύγχρονων ΣΗΕ. Η μέθοδος αυτή λαμβάνει υπόψη όλες τις αβεβαιότητες που υπεισέρχονται στο στοχαστικό πρόβλημα της εκτίμησης της επάρκειας, ενώ συνυπολογίζει την χρονική συσχέτιση των παραμέτρων του προβλήματος. Το τελευταίο είναι ιδιαίτερα κρίσιμο για την ένταξη και την κατάλληλη προσομοίωση της λειτουργίας πόρων με ενεργειακό περιορισμό, όπως τα συστήματα αποθήκευσης, στην επάρκεια ισχύος ([36], [37]). Επιπρόσθετα η διαδοχική μέθοδος προσομοιώσεων Monte Carlo προτείνεται από τον ευρωπαϊκό Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER), [38], και εφαρμόζεται τα τελευταία χρόνια στις μελέτες επάρκειας που διεξάγει σε ετήσια βάση ο ENTSO-e, [21].

Παρότι οι μεθοδολογίες και οι θεωρήσεις των μελετών επάρκειας ισχύος συνεχώς εξελίσσονται και ανανεώνονται ώστε να συγχρονίζονται με τα χαρακτηριστικά και τη λειτουργία των σύγχρονων ΣΗΕ, οι μελέτες αυτές εξακολουθούν σε μεγάλο βαθμό να παρουσιάζουν ελλείψεις και αδυναμίες στη διαχείριση και την ρεαλιστική αναπαράσταση της λειτουργίας πολλών στοιχείων των ΣΗΕ. Σε αυτό το πλαίσιο ενδεικτική είναι η προσπάθεια του ENTSO-e για συνεχή αναβάθμιση των μελετών επάρκειας που διεξαγάγει σε ετήσια βάση ([39]), καθώς και η μεθοδολογική εξέλιξη τους μέχρι σήμερα ([40]–[42]), σε συνδυασμό με τις αναβαθμισμένες απαιτήσεις που ορίζονται από τον ACER αναφορικά με τις μελέτες αυτές ([38]).

Οι τεχνικές ανάλυσης και τα λογισμικά εργαλεία που χρησιμοποιούνται μέχρι σήμερα στις μελέτες επάρκειας πόρων πρέπει να αναβαθμιστούν περαιτέρω για να λάβουν υπόψη και να αντιμετωπίσουν τις νέες προκλήσεις που θα εμφανιστούν στο μέλλον και άπτονται της μετάβασης σε συστήματα χαμηλών ή και μηδενικών εκπομπών άνθρακα συστημάτων αλλά και της κλιματικής αλλαγής ([29], [32]). Στον Πίνακα 1.1 συνοψίζονται οι υποθέσεις και οι παραδοχές που χρησιμοποιούνταν μέχρι πρόσφατα στις αξιολογήσεις επάρκειας πόρων και πώς αυτές είναι ή μπορεί να καταστούν προβληματικές καθώς τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας εξελίσσονται και αλλάζουν.

Δεδομένα και υποθέσεις εκτίμησης επάρκειας ισχύος μέχρι πρόσφατα	Σημεία προς αναθεώρηση
Οι πόροι παραγωγής είναι κυρίαρχα κατανεμόμενες μονάδες διαθέσιμες προς διαχείριση.	Κυριαρχούν μη-κατανεμόμενοι πόροι παραγωγής, η συμβολή των οποίων στην επάρκεια ισχύος χαρακτηρίζεται από μεγάλη αβεβαιότητα.
Η λειτουργία των κατανεμόμενων πόρων δεν	Η λειτουργία των πόρων αποθήκευσης και
εξαρτάται από το παρελθόν και συνεπώς δεν	ευελιξίας φορτίου εξαρτάται από προηγούμενες
απαιτείται χρονολογική προσομοίωση της	καταστάσεις και συνεπώς απαιτείται χρονολογική
λειτουργίας του συστήματος.	προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος.
Τα κρίσιμα διαστήματα για την επάρκεια ισχύος	Οι συνθήκες υψηλού κινδύνου απώλειας φορτίου
των ΣΗΕ εντοπίζονται κατά τη διάρκεια της αιχμής	μπορεί να μην συμβαίνουν σε περιόδους αιχμής
του φορτίου ζήτησης ή κάποιες λίγες ώρες υψηλού	ζήτησης, αλλά σε άλλες ώρες του έτους (π.χ.
φορτίου.	χαμηλής ηλιοφάνειας ή άπνοιας).
Ο προσδιορισμός των κρίσιμων συνθηκών για την επάρκεια ισχύος βασίζεται σε ιστορικά δεδομένα και στοιχεία.	Η συχνή εμφάνιση ακραίων καιρικών φαινόμενών σε συνδυασμό με την έντονη ανάπτυξη ΑΠΕ και η επικείμενη αύξηση του εξηλεκτρισμού τελικών χρήσεων καθιστούν τα ιστορικά δεδομένα λιγότερο αξιόπιστα, δημιουργώντας νέες προκλήσεις αναφορικά με τον προσδιορισμό κρίσιμων συνθηκών για την επάρκεια ισχύος.
Τα γεγονότα βλάβης των μονάδων είναι	Σημερινά στοιχεία δείχνουν υψηλή συσχέτιση
ασυσχέτιστα μεταξύ τους.	μεταξύ βλαβών μονάδων αντίστοιχης κατηγορίας.

Πίνακας 1.1: Προκλήσεις και σημεία προς αναθεώρηση στις σύγχρονές μελέτες εκτίμησης επάρκειας.

1.2 Αποθήκευση ενέργειας

1.2.1 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας στα σύγχρονα ΣΗΕ

Η μετάβαση σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διαθέσιμες τεχνολογίες αποθηκευτικών συστημάτων που βρίσκουν εφαρμογή και αναπτύσσονται σε πραγματικά ΣΗΕ ή εξετάζονται σε ερευνητικό επίπεδο είναι οι εξής, ([43]–[45]) :

- Αντλησιοταμίευση (pumped storage)
- Συσσωρευτές (μπαταρίες) διαφόρων τεχνολογιών (batteries)
- Αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα (compressed air energy storage)
- Αποθήκευση υγροποιημένου αέρα (liquefied air energy storage)
- Αποθήκευση θερμότητας (thermal energy storage)
- Αποθήκευση υδρογόνου (hydrogen energy storage systems)
- Σφόνδυλοι (flywheels)
- Πυκνωτές/Υπερπυκνωτές (capacitors/supercapacitors)

Οι παραπάνω τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας διαφοροποιούνται σημαντικά ως προς τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά και τις υπηρεσίες που μπορούν να παρέχουν σε ένα ΣΗΕ. Σήμερα η πιο ευρέως διαδεδομένη τεχνολογία αποθήκευσης παγκοσμίως είναι η αντλησιοταμίευση, ενώ τα επόμενα χρόνια προβλέπεται σημαντική αύξηση στη διείσδυση συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αντλησιοταμιευτικών σταθμών (ΑΤΣ) παγκοσμίως ήταν περίπου 160 GW το 2021, ενώ η χωρητικότητα τους προσέγγιζε τις 8500 GWh το 2020, αντιπροσωπεύοντας πάνω από το 90% της συνολικής παγκόσμιας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο στο μέλλον, οι μπαταρίες μεγάλης κλίμακας (grid-scale) αναμένεται να πλησιάσουν την ανάπτυξη των ΑΤΣ. Αν και αυτή τη στιγμή η εγκατεστημένη χωρητικότητα τους είναι πολύ μικρότερη από αυτή των ΑΤΣ, οι μπαταρίες προβλέπεται την επόμενη δεκαετία να ευθύνονται για την πλειονότητα της ανάπτυξης αποθήκευσης παγκοσμίως. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αποθήκευσης μπαταριών ήταν κοντά στα 28 GW στο τέλος του 2022, το μεγαλύτερο μέρος των οποίων προστέθηκε κατά τη διάρκεια των προηγούμενων έξι ετών. Σε σύγκριση με το 2021, οι εγκαταστάσεις συσσωρευτών αυξήθηκαν άνω του 65% το 2022, καθώς προστέθηκαν περίπου 11 GW αποθήκευσης. Οι Ηνωμένες Πολιτείες και η Κίνα ηγήθηκαν της ανάπτυξης συστημάτων μπαταριών με προσθήκες της κλίμακας των GW ([46]).

Στην Ελλάδα σήμερα λειτουργούν τέσσερα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας: δύο ΑΤΣ συνολικής ισχύος περίπου 700 MW και δύο συστήματα μπαταριών που εγκαθίστανται στο πλαίσιο υβριδικών σταθμών ΑΠΕ και αποθήκευσης, συνολικής εγγυημένης ισχύος περίπου 3 MW, στα μη διασυνδεδεμένα νησιά της Τήλου και της Ικαρίας. Σύμφωνα με τις πρόσφατες προβλέψεις του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα, ([47]), έως το 2030 προβλέπεται ότι η συνολική

ισχύς των αποθηκευτικών σταθμών θα ανέρθει στα 6,07 GW προερχόμενη αποκλειστικά από ΑΤΣ και σταθμούς μπαταριών.

Τα αποθηκευτικά συστήματα ενέργειας μεγάλης κλίμακας αναπτύσσονται είτε ως ανεξάρτητοι σταθμοί (stand-alone) στο σύστημα μεταφοράς και στο δίκτυο διανομής, είτε ενσωματωμένα σε εγκαταστάσεις χρηστών «κατάντη του μετρητή» (behind the meter - BtM) σε σταθμούς παραγωγής ΑΠΕ ή σε εγκαταστάσεις καταναλωτών (π.χ. αυτοπαραγωγοί ΑΠΕ). Η συνεγκατάσταση σταθμών παραγωγής με αποθηκευτικά συστήματα και ΑΠΕ διακρίνεται σε δύο κατηγορίες: α) σταθμοί χωρίς δυνατότητα απορρόφησης από το δίκτυο, συνεπώς η ενέργεια τροφοδότησης της αποθηκευτικής μονάδας προέρχεται αποκλειστικά από τον σταθμό ΑΠΕ και β) σταθμοί με δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο για λόγους φόρτισης των αποθηκευτικών μονάδων.

Η ανάπτυξη των αποθηκευτικών σταθμών τα επόμενα χρόνια τόσο στην Ελλάδα όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο θεωρείται δεδομένη, καθώς αποτελεί αναγκαία και ικανή προϋπόθεση για την επίτευξη υψηλών στόχων διείσδυσης ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής και την απανθρακοποίηση των ηλεκτρικών συστημάτων. Οι σταθμοί αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας παρέχουν πληθώρα υπηρεσιών που συμβάλει τόσο στη βιώσιμη ανάπτυξη και αξιοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ όσο και στην αξιόπιστη και ασφαλή λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος. Από τη μία οι αντικειμενικοί περιορισμοί που εμφανίζονται στην εκμετάλλευση και αξιοποίηση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και οφείλονται στην εγγενή στοχαστικότητα της παραγωγής τους, στην συσσώρευση της παραγωγής τους συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα (π.χ. της φωτοβολταϊκής παραγωγής κατά τις μεσημβρινές ώρες), αλλά και τον κορεσμό της χωρητικότητας των δικτύων που μπορούν να εξυπηρετήσουν την διεσπαρμένη παραγωγή των ΑΠΕ δύνανται σε μεγάλο βαθμό να αντιμετωπιστούν από συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (energy storage systems - ESS). Συγκεκριμένα η αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας ΑΠΕ, η χρονική μετατόπιση ενέργειας (energy arbitrage), η διαχείριση συμφόρησης των δικτύων είναι υπηρεσίες που ενισχύουν την διείσδυση της παραγωγής ΑΠΕ και μειώνουν τις περικοπές της ([48]-[52]). Από την άλλη η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ σε συνδυασμό με την απόσυρση συμβατικών μονάδων, που παραδοσιακά εξασφαλίζουν την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος, δημιουργεί αυξημένες ανάγκες ρύθμισης και εξισορρόπησης για τη διατήρηση της ευστάθειας και της ασφάλειας των ΣΗΕ. Τα συστήματα αποθήκευσης είναι σε θέση να προσφέρουν πλήθος επικουρικών υπηρεσιών στα ΣΗΕ ([53]), ώστε να διασφαλίσουν την ασφαλή λειτουργία τους αλλά και να καταστήσουν εφικτή την απεξάρτηση από τις συμβατικές μονάδες. Συγκεκριμένα η παροχή εφεδρειών ενεργού ισχύος, υπηρεσιών ταχείας απόκρισης για ρύθμιση συχνότητας, ακόμα και η δυνατότητα επανεκκίνησης του συστήματος από κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας, ([54]-[58]), συνιστούν λειτουργικότητες των μονάδων αποθήκευσης κομβικές για την μετάβαση σε ΣΗΕ με κυρίαρχο ενεργειακό πόρο τις ΑΠΕ.

1.2.2 Εισαγωγή αποθήκευσης σε μελέτες επάρκειας

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας δύνανται να συμβάλουν στην επάρκεια ισχύος των σύγχρονων ΣΗΕ. Ωστόσο, θεμελιώδεις διαφορές στον τρόπο λειτουργίας τους από άλλους πόρους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως οι θερμικές μονάδες ή οι ΑΠΕ, καθιστούν αναγκαία την διαφορετική αντιμετώπιση και διαχείριση τους στο πλαίσιο του προβλήματος εκτίμησης επάρκειας ισχύος. Τα στοιχεία εκείνα των μονάδων αποθήκευσης που χρήζουν ιδιαίτερης προσέγγισης στο πλαίσιο των μελετών επάρκειας συνοψίζονται παρακάτω, ([59], [60]):

- Κυρίαρχο χαρακτηριστικό που διαφοροποιεί την αποθήκευση ενέργειας από τους λοιπούς πόρους παραγωγής είναι ο περιορισμός στο ενεργειακό της απόθεμα. Ενώ οι συμβατικές μονάδες και οι ΑΠΕ περιορίζονται αποκλειστικά από την ισχύ τους, δηλαδή η δυνατότητα παραγωγής τους εξαρτάται μόνο από την ονομαστική τους ισχύ δεδομένης της διαθεσιμότητας των πρωτογενών ενεργειακών τους πόρων και του εξοπλισμού τους, η ικανότητα παραγωγής των σταθμών αποθήκευσης περιορίζεται επίσης από την χωρητικότητα τους. Υπό αυτή την έννοια οι αποθηκευτικοί σταθμοί πρέπει να διαθέτουν τόση ικανότητα εξόδου ισχύος όσο και αποθηκευμένη ενέργεια για να μπορούν να συμβάλουν στην κάλυψη του φορτίου ζήτησης. Με άλλα λόγια, ενώ οι θερμικοί σταθμοί και οι ΑΠΕ αντιμετωπίζουν μόνο περιορισμούς ισχύος, οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης αντιμετωπίζουν τόσο περιορισμούς ισχύος όσο και ενέργειας, καθιστώντας την χρονολογική εξέλιξη της λειτουργίας τους εξαιρετικά σημαντική.
- Οι σταθμοί αποθήκευσης ενέργειας δεν παράγουν ηλεκτρική ενέργεια αλλά χρησιμοποιούν τους πόρους παραγωγής του συστήματος για να αντλούν ενέργεια από το ανάντη δίκτυο. Συνεπώς το ενεργειακό τους περιεχόμενο, εκφραζόμενο κάθε στιγμή από το επίπεδο φόρτισης (State of Charge SoC) τους, εξαρτάται από τη διαθέσιμη παραγωγή των πόρων και τη συνολική λειτουργία του συστήματος. Ενώ η δυνατότητα παραγωγής των θερμικών μονάδων θεωρείται απεριόριστη δεδομένης της προμήθειας καυσίμου και των ΑΠΕ στοχαστική βάσει των καιρικών συνθηκών, το ενεργειακό περιεχόμενο της αποθήκευσης συνδέεται στενά με παράγοντες όπως, οι δυνατότητες παραγωγής και η διαθεσιμότητα των λοιπών στοιχείων παραγωγής του συστήματος, η διαθέσιμη δυνατότητα μεταφοράς του δικτύου, η μορφή της ζήτησης και η διείσδυση ΑΠΕ.
- Η αλληλουχία φόρτισης και εκφόρτισης των αποθηκευτικών σταθμών καθορίζει το ενεργειακό τους περιεχόμενο κάθε στιγμή και ως εκ τούτου την ικανότητα τους για έγχυση ισχύος στο ΣΗΕ. Με άλλα λόγια η πολιτική διαχείρισης, που διέπει την κατανομή της φόρτισης και της εκφόρτισης τους, καθορίζει τις δυνατότητες συμμετοχής τους στην κάλυψη της ζήτησης. Ενώ για τους θερμικούς σταθμούς και τις ΑΠΕ η διαθεσιμότητα του ενεργειακού τους πόρου θεωρείται σε μεγάλο βαθμό ανεξάρτητη από παρελθοντικές στιγμές για τους σταθμούς αποθήκευσης το ενεργειακό τους περιεχόμενο καθορίζεται εξορισμού από την προηγούμενη λειτουργία τους. Σε αυτό το πλαίσιο η στρατηγική που επιλέγεται να λειτουργούν, οι αποφάσεις δηλαδή για φόρτιση ή εκφόρτιση τους, είναι κομβική για τη συμβολή του στην κάλυψη της ζήτησης τόυς.

Όλα τα παραπάνω στοιχεία επηρεάζουν τις δυνατότητες συμβολής της αποθήκευσης ενέργειας στην επάρκεια ισχύος των ΣΗΕ και πρέπει να λαμβάνονται κατάλληλα υπόψη κατά την εισαγωγή τους στις μελέτες επάρκειας ισχύος.

Βιβλιογραφική ανασκόπηση εισαγωγής της αποθήκευσης στις μελέτες επάρκειας ισχύος

1.3.1 Ερευνητική εξέλιξη και προκλήσεις

Η συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος αναγνωρίζεται από το 1976 σε μελέτη του αμερικάνικου Ινστιτούτου Ερευνών Ηλεκτρικής Ενέργειας (EPRI-Electric Power Research Institute), ([61]), η οποία αναδεικνύει τη συμβολή αντλησιοταμιευτικών σταθμών στη μείωση των αιχμών του φορτίου ζήτησης ([59]) και συνετέλεσε στην κατασκευή περισσότερων από 20 GW ATΣ στις Ηνωμένες Πολιτείες τη δεκαετία του 1970, ([62]). Η συστηματική εισαγωγή των αποθηκευτικών σταθμών σε μελέτες επάρκειας ισχύος συστημάτων παραγωγής, καθώς και η προσπάθεια αποτίμησης της συμβολής τους σε αυτή ξεκινά από τη δεκαετία του 1990, με τις πρώτες μελέτες που το επιχειρούν να βρίσκουν εφαρμογή κυρίως σε μικρά μη διασυνδεδεμένα συστήματα ([63]–[65]). Από τότε έως σήμερα η επιστημονική έρευνα καθώς και οι πρακτικές προσεγγίσεις που υιοθετούνται για την εκτίμηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια έχουν εξελιχθεί σημαντικά ακολουθώντας τόσο την εξέλιξη των σύγχρονων ΣΗΕ όσο και την ταχεία τεχνολογική ανάπτυξη και τη συνεχώς αυξανόμενη τάση ένταξης των συστημάτων αποθήκευσης στα σημερινά συστήματα ενέργειας. Συγκεκριμένα, οι βασικοί παράγοντες που κινητροδοτούν την έρευνα και παράλληλα δημιουργούν συνεχώς νέα ερωτήματα σχετικά με τον κατάλληλο προσδιορισμό της αξίας της αποθήκευσης ενέργειας στην επάρκεια ισχύος είναι οι εξής:

- Μετάβαση σε «πράσινα» συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας: Οι διεθνείς στόχοι μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και απανθρακοποίησης ([66]) και η συνακόλουθη ευρεία ανάπτυξη σταθμών ΑΠΕ αλλάζει δομικά την εικόνα των σύγχρονων ΣΗΕ. Η μείωση ή η σταθεροποίηση της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων για ηλεκτροπαραγωγή παράλληλα με το συνεχή εξηλεκτρισμό των τελικών τομέων κατανάλωσης ([67]) οδηγεί στην ανάγκη περαιτέρω διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών και πόρων ευελιξίας στα σύγχρονα ΣΗΕ για την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού τους. Παραδοσιακά οι συμβατικές μονάδες παραγωγής παίζουν καθοριστικό ρόλο στη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος των ΣΗΕ, ωστόσο η δεδομένη μείωση του μεριδίου τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο επιτάσσει την ανάληψη αυτής της ευθύνης από εναλλακτικές μορφές παραγωγής και ευελιξίας όπως οι ΑΠΕ και η αποθήκευση ενέργειας ([33], [36]).
- Εξέλιξη και συνεχής αναβάθμιση των μελετών επάρκειας ισχύος: Η αλλαγή του τοπίου των σύγχρονων ΣΗΕ δημιουργεί την ανάγκη για ανανέωση και αναβάθμιση των τεχνικών ανάλυσης και των εργαλείων που χρησιμοποιούνται σήμερα στις μελέτες επάρκειας ισχύος ([32]). Η εγγενής στοχαστικότητα της παραγωγής των ΑΠΕ, η αυξανόμενη σύζευξη των επιμέρους ηλεκτρικών συστημάτων, η ανάπτυξη πόρων ευελιξίας όπως η αποθήκευση ενέργειας καθώς και οι αλληλεπιδράσεις όλων των παραπάνω αποτελούν χαρακτηριστικά των συστημάτων χαμηλών εκπομπών άνθρακα τα οποία πρέπει να συμπεριλαμβάνονται με κατάλληλο τρόπο στις μελέτες επάρκειας ισχύος.
- Τεχνολογική ανάπτυξη και αύξηση διείσδυσης συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας: Η ραγδαία ανάπτυξη ποικίλων τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας με διαφορετικά τεχνικά

χαρακτηριστικά που επιτρέπουν την εξυπηρέτηση πλήθους λειτουργικών αναγκών των ΣΗΕ ([43], [44]) σε συνδυασμό με την ταχεία μείωση του κόστους κατασκευής τους, ιδιαίτερα των μπαταριών ([68], [69]) αυξάνουν συνεχώς τις τάσεις διείσδυσής τους στα σύγχρονα ΣΗΕ και δημιουργούν διαρκώς νέα ερωτήματα αναφορικά με τη λειτουργία και τη διαχείριση τους. Υπό αυτό το πρίσμα, η συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος χρήζει διερεύνησης αναφορικά με τα επιμέρους χαρακτηριστικά, την κατάλληλη διαχείριση τους και το περιβάλλον του ΣΗΕ μέσα στο οποίο λειτουργούν.

Οικονομική βιωσιμότητα επενδύσεων σε έργα αποθήκευσης ενέργειας: Παρά τη συνεχή μείωση του κόστους κατασκευής των σταθμών αποθήκευσης, η οικονομική τους βιωσιμότητα μέσω των εσόδων τους από τη δραστηριοποίηση τους στις αγορές ενέργειας και εξισορρόπησης παραμένει σε πολλές περιπτώσεις αβέβαιη («missing money» πρόβλημα [70]). Το πρόβλημα αυτό ενδέχεται να γίνει ακόμα πιο έντονο καθώς η διείσδυση των ΑΠΕ αυξάνεται και οι τιμές της αγοράς ενέργειας μειώνονται, καθιστώντας ιδιαίτερα δύσκολο για τις μονάδες αποθήκευσης να ανακτήσουν το κόστος κεφαλαίου τους από την αγορά ενέργειας ([70]). Μια επιπλέον πηγή εσόδων για τέτοιες επενδύσεις που μπορεί να ενισχύσει σημαντικά τη βιωσιμότητα τους αποτελεί η αμοιβή διαθεσιμότητας ισχύος μέσω κατάλληλων μηχανισμών αμοιβής δυναμικού (capacity remuneration mechanisms - CRMs), ([71]). Οι αποθηκευτικοί σταθμοί θα συμμετέχουν σε τέτοιες διαγωνιστικές διαδικασίες και θα διεκδικούν αμοιβές σύμφωνα με την ικανότητα τους ο κατάλληλος υπολογισμός της συμβολής των μονάδων αυτών στην επάρκεια, προκειμένου να προσδιοριστούν οι αξιώσεις τους σε διαγωνισμούς δημοπράτησης συχόος.

Σήμερα στη διαθέσιμη βιβλιογραφία υπάρχει σημαντικός αριθμός άρθρων δημοσιευμένων σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά και συνέδρια, καθώς και εκθέσεων και μελετών διεθνών οργανισμών αναφορικά με τη συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος. Σε αυτά συναντώνται διαφορετικές προσεγγίσεις για την αξιολόγηση της συνεισφοράς των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια, εξετάζονται διαφορετικές τεχνολογίες και τυπολογίες τους, διερευνάται η επίδραση διάφορων χαρακτηριστικών τόσο του ΣΗΕ όσο και της αποθήκευσης στη συμβολής της στην επάρκεια, ενώ δοκιμάζονται και προτείνονται εναλλακτικές πολικές διαχείρισης της στο πλαίσιο των μελετών εκτίμησης της επάρκειας. Τα παραπάνω σημεία αναλύονται στις Παραγράφους 1.3.2-1.3.6 που ακολουθούν.

1.3.2 Προσεγγίσεις αξιολόγησης συμβολής αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος

Δυο βασικές προσεγγίσεις συναντώνται στη βιβλιογραφία για την εκτίμηση της συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια. Κατά την πρώτη αξιολογείται η μείωση που μπορεί να επιφέρει η ένταξη των σταθμών αυτών στους κλασικούς δείκτες αξιοπιστίας (LOLE, EENS). Η προσέγγιση αυτή προϋποθέτει την ενσωμάτωση της λειτουργίας των σταθμών αποθήκευσης σε πιθανοτικά μοντέλα μελετών επάρκειας που βασίζονται είτε στην αναλυτική μέθοδο, είτε στη μέθοδο προσομοιώσεων Monte Carlo. Η δεύτερη προσέγγιση εισάγει την έννοια της συνεισφοράς σε αξιόπιστη ισχύ, που αποδίδεται στα αγγλικά με τον όρο capacity credit² (ή capacity value³) και ο οποίος προσδιορίζει το ποσοστό της ονομαστικής ισχύος ενός αποθηκευτικού σταθμού που συνιστά τη συμβολή του στην επάρκεια ισχύος του συστήματος. Στη βιβλιογραφία, η ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ συχνά προσδιορίζεται μέσω του συντελεστή απομείωσης ισχύος (derating factor), ο οποίος επίσης εκφράζει το ποσοστό της ονομαστικής ισχύος μιας μονάδας που μπορεί να θεωρηθεί αξιόπιστα διαθέσιμο για τη διασφάλιση της επάρκειας του συστήματος.

Στον Πίνακα 1.2 η σχετική βιβλιογραφία που μελετήθηκε ομαδοποιείται με βάση την προσέγγιση που ακολουθείται για τον προσδιορισμό της συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος. Μελέτες που υπολογίζουν τόσο τη μείωση των τιμών των δεικτών επάρκειας εξαιτίας της αποθήκευσης όσο και το capacity credit της σημειώνονται στην τελευταία σειρά του πίνακα.

Enhancement of adequacy level (reduction of LOLE, LOLP, EENS etc.)	[74], [23], [75], [76], [77], [63], [78], [79], [80], [81], [82], [83], [65], [84], [85], [86], [87], [88], [89] , [90]
Capacity credit	[91], [92], [93], [59], [70], [94], [95], [96], [97], [98], [99], [100], [101], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108], [109], [110], [111], [112], [113], [114], [115], [116], [117]
Both	[27], [37], [60], [118], [119], [120], [121], [122], [123], [124], [125], [126]

Πίνακας 1.2: Προσεγγίσεις συμβολής αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος.

1.3.3 Δείκτες capacity credit αποθηκευτικών σταθμών

Η έννοια του capacity credit εμφανίζεται πρώτη φορά στη βιβλιογραφία από τον Garver ([127]) μέσω του δείκτη της αποτελεσματικής ικανότητας μεταφοράς φορτίου (Effective load carrying capability - ELCC) και χρησιμοποιείται για να προσδιορίσει τη συνεισφορά των θερμικών μονάδων στην επάρκεια για εναλλακτικά σενάρια φορτίου και διαθεσιμότητας (FOR) της θερμικής παραγωγής. Η έννοια ωστόσο του capacity credit βρίσκει εφαρμογή σε κάθε στοιχείο τροφοδότησης ηλεκτρικής ενέργειας ενός ΣΗΕ. Τα τελευταία χρόνια ο υπολογισμός του capacity credit εφαρμόζεται συστηματικά στις ΑΠΕ ([128], [129], [138], [130]–[137]), επιδιώκοντας να δημιουργήσει μία δίκαιη βάση σύγκρισης μεταξύ των συμβατικών και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αναφορικά με τη συμβολή τους στην αξιοπιστία του συστήματος ([128], [137]). Σήμερα η χρήση του όρου επεκτείνεται σταδιακά και στην αποθήκευση ενέργειας.

Βιβλιογραφικά εναλλακτικοί ορισμοί και αντίστοιχα διαφορετικοί δείκτες εμφανίζονται για τον προσδιορισμό του capacity credit των μονάδων αποθήκευσης. Οι δύο κυρίαρχες μεθοδολογίες υπολογισμού του capacity credit διακρίνονται σε προσεγγιστικές (approximation-based) και βασισμένες στην αξιοπιστία (reliability-based). Οι πρώτες εφαρμόζουν απλοποιητικές τεχνικές για

² Στην ελληνική βιβλιογραφία το capacity credit αποδίδεται με εναλλακτικούς όρους, όπως «ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ», «αξία συνεισφοράς σε ισχύ», «αξιόπιστη ισχύς» και «εγγυημένη ισχύς».

³ Στη διεθνή βιβλιογραφία οι δύο όροι (capacity credit και capacity value) είναι συνήθως ταυτόσημοι ([139]). Ωστόσο, σε ορισμένες τεχνικές εκθέσεις ([192]) προτείνεται ο όρος "capacity credit" να αντιπροσωπεύει την ισχύ του σταθμού που συμβάλει στην επάρκεια ισχύος σε MW και ο όρος "capacity value" τη χρηματική αξία της ισχύος αυτής σε οικονομικές μονάδες/MW.

τον προσδιορισμό του capacity credit εκτιμώντας σε ένα βαθμό εμπειρικά τις τιμές του. Οι βασικότερες προσεγγιστικές μεθοδολογίες για τον υπολογισμό του capacity credit των αποθηκευτικών μονάδων είναι οι εξής:

- Συντελεστής χρησιμοποίησης τις ώρες αιχμής (capacity factor approximation): Κατά τη μέθοδο αυτή υπολογίζεται η ενέργεια εκφόρτισης των αποθηκευτικών σταθμών για μια κρίσιμη από τη σκοπιά της επάρκειας περίοδο και διαιρείται με τις αντίστοιχες μονάδες χρόνου. Η περίοδος εξέτασης αφορά συνήθως τις ώρες υψηλού φορτίου ή τις ώρες που εμφανίζεται μεγαλύτερη πιθανότητα απώλειας φορτίου (με βάση τις τιμές του δείκτη LOLP).
- 2) Δυνατότητα μείωσης αιχμής (peak shaving): Η μέθοδος αυτή υπολογίζει το capacity credit ενός αποθηκευτικού σταθμού ως την ικανότητα του να περιορίσει την αιχμή του φορτίου συστήματος μέσω της έκχυσης ενέργειας στο σύστημα τις ώρες υψηλού φορτίου. Οι σταθμοί αποθήκευσης, ως κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής, είναι σε θέση να εγχέουν ισχύ και ενέργεια τις ώρες αιχμής του φορτίου που θεωρούνται οι κρισιμότερες για την επάρκεια του συστήματος. Για να καταστεί αυτό εφικτό, οι αποθηκευτικοί σταθμοί μεταθέτουν χρονικά τη διάθεση της παραγόμενης ενέργειας, απορροφώντας ενέργεια τις ώρες χαμηλού φορτίου και διαθέτοντάς τη στο σύστημα στην αιχμή. Αυτή η λειτουργία των σταθμών αποθήκευσης οδηγεί στην εξισορρόπηση της ημερήσιας καμπύλης υπολειπόμενου φορτίου (load-leveling), καθώς αυξάνει το φορτίο τις ώρες χαμηλής ζήτησης και το μειώνει τις ώρες αιχμής, ([99], [103], [117]).
- 3) Καμπύλη διάρκειας καθαρού φορτίου (net load duration curve ή 8760-based method): Η μέθοδος αυτή υπολογίζει την αξία συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια ως τη μέση διαφορά μεταξύ των δύο καμπυλών διάρκειας καθαρού φορτίου πριν και μετά την δράση του αποθηκευτικού σταθμού για δεδομένο αριθμό ωρών. Η προσέγγιση αυτή αναπτύχθηκε κυρίως για τον προσδιορισμό του capacity credit των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών, ([139],[140]) αλλά επεκτείνεται τα τελευταία χρόνια και σε αποθηκευτικά συστήματα που ενσωματώνονται σε κοινές εγκαταστάσεις με μονάδες ΑΠΕ, ([112], [113]).

Από την άλλη, οι μέθοδοι που εκτιμούν το capacity credit της αποθήκευσης με βάση την επίδραση της στην αξιοπιστία του ΣΗΕ προϋποθέτουν την εκτίμηση της επάρκειας του συστήματος παραγωγής συνολικά, μέσω συνήθως κάποιας πιθανοτικής μεθόδου. Οι μέθοδοι αυτές ποσοτικοποιούν την ισχύ με την οποία συμβάλει ο αποθηκευτικός σταθμός στην επάρκεια αντιστοιχίζοντας τη είτε σε ισχύ προερχόμενη από άλλο στοιχείο δυναμικού που θα επέφερε τα ίδια αποτελέσματα επάρκειας, είτε στην αύξηση του φορτίου ή την απόσυρση μονάδων που δεν θα μετέβαλε την επάρκεια του συστήματος μετά και την ένταξη αποθηκευτικών σταθμών. Οι πιο συνηθισμένοι δείκτες που χρησιμοποιούνται σε αυτές τις προσεγγίσεις αναλύονται παρακάτω, ενώ οι τρόποι υπολογισμού τους απεικονίζονται στο Σχήμα 1.3, ([91]):

 Αποτελεσματική ικανότητα μεταφοράς φορτίου (Effective load carrying capability - ELCC): Ο δείκτης αυτός εκφράζει την δυνατότητα οριζόντιας αύξησης του φορτίου μετά την ένταξη του αποθηκευτικού σταθμού που θα οδηγούσε σε επίπεδα επάρκειας του συστήματος πριν την ένταξη αυτού (original system), όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.3.a. Με άλλα λόγια ο δείκτης αυτός εκφράζει το capacity credit ως το περιθώριο αύξησης του φορτίου που μπορεί να εξυπηρετηθεί με την ένταξη της αποθήκευσης χωρίς να μεταβληθεί η αξιοπιστία του συστήματος.

- 2) Ισοδύναμη σταθερή ισχύς (Equivalent firm capacity EFC ή equivalent firm power EFP): Ο δείκτης αυτός εκφράζει την απαραίτητη ισχύ ιδανικής (πλήρως αξιόπιστης, FOR=0%) μονάδας παραγωγής που οδηγεί στην ίδια βελτίωση του επιπέδου επάρκειας σε σχέση με αυτή που επιτυγχάνεται με την είσοδο της αποθήκευσης. Ο δείκτης αυτός προσδιορίζεται από την τομή της ευθείας του Σχήματος 1.3.b με την ευθεία που ορίζει το επίπεδο επάρκειας του συστήματος με την παρουσία του αποθηκευτικού σταθμού. Στο Σχήμα 1.3.b ο δείκτης επάρκειας του συστήματος του συστήματος τείνει στο μηδέν με τη συνεχή αύξηση της ισχύος της ιδανικής μονάδας και τελικά μηδενίζεται για υψηλές τιμές της, γεγονός που καθιστά βέβαιη την τομή μεταξύ των δύο ευθειών και συνεπώς την ύπαρξη αντίστοιχου EFC. Σημειώνεται ότι ο δείκτης EFC παρέχει εκτίμηση ανεξάρτητη του πλήθους, της τεχνολογίας και των χαρακτηριστικών των μονάδων της ισοδύναμης ισχύος.
- Ισοδύναμη συμβατική ισχύς (Equivalent conventional capacity ECC ή equivalent conventional power - ECP): Ο δείκτης αυτός βασίζεται στην ίδια λογική με τον δείκτη EFC με τη διαφορά ότι εδώ η ισοδύναμη μονάδα δεν θεωρείται ιδανική, αντίθετα χρησιμοποιείται μια «πραγματική» συμβατική μονάδα με ορισμένα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας. Έτσι, ο δείκτης ECC είναι σε κάθε περίπτωση μεγαλύτερος από τον EFC. Επιπλέον η χρήση μιας μη πλήρως αξιόπιστης μονάδας οδηγεί σε κορεσμό της τιμής του δείκτη επάρκειας σε μια μη μηδενική τιμή όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.3.c. Είναι ενδιαφέρον ότι στην περίπτωση της καμπύλης (1) του Σχήματος 1.3.c το ΕСС εξ ορισμού δεν υπάρχει επειδή η μονάδα αναφοράς δεν μπορεί να παρέχει το ίδιο επίπεδο επάρκειας με τη μονάδα αποθήκευσης όσο και να αυξηθεί η ισχύς της. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην επιλογή της μονάδας αναφοράς. Για παράδειγμα μια θεωρούμενη μονάδα αναφοράς με σημαντική πιθανότητα μη διαθεσιμότητας (υψηλή τιμή FOR) αδυνατεί να οδηγήσει την επάρκεια του συστήματος στα επίπεδα που καταφέρνει ο αποθηκευτικός σταθμός. Από την άλλη πλευρά, στην περίπτωση της καμπύλης (2) η θεωρούμενη συμβατική μονάδα αναφοράς μπορεί να οδηγήσει το σύστημα στα επίπεδα επάρκειας που επιτυγχάνονται με την ένταξη της αποθήκευσης και το ECC της προσδιορίζεται ως η ισχύς της μονάδας αναφοράς όταν η καμπύλη (2) φτάσει το επίπεδο επάρκειας που επιτυγχάνεται με την αποθήκευση.
- 4) Ισοδύναμη ισχύς αντικατάστασης (Equivalent generation capacity substituted EGCS): Δεδομένου ότι η εισαγωγή αποθηκευτικών σταθμών στο σύστημα δύναται να μειώσει την αιχμή του φορτίου ζήτησης και να βελτιώσει την επάρκεια του συστήματος, μια ορισμένη ποσότητα πόρων παραγωγής, ιδίως οι μονάδες αιχμής, θα μπορούσε να αντικατασταθεί διατηρώντας παράλληλα το επίπεδο επάρκειας του συστήματος. Η ποσότητα αυτή προσδιορίζεται μέσω του δείκτη EGCS και η μέθοδος προσδιορισμού του απεικονίζεται στο Σχήμα 1.3.d. Συγκεκριμένα, θεωρείται ότι το σύστημα παραγωγής εμπεριέχει συμβατικές μονάδες U, οι οποίες ταξινομούνται με βάση κάποιο θεωρούμενο κριτήριο (συνήθως κατά φθίνουσα σειρά βάσει του λειτουργικού τους κόστους). Στη συνέχεια, στο σύστημα με ενταγμένο τον υπό εξέταση αποθηκευτικό σταθμό, οι μονάδες αποσύρονται μία προς μία και υπολογίζεται επαναληπτικά το επίπεδο επάρκειας που είναι ίσος ή υψηλότερος από αυτόν του αρχικού συστήματος, η μετατόπιση της παραγωγής σταματά. Στη συνέχεια, το EGCS της αποθήκευσης μπορεί να υπολογιστεί μέσω γραμμικής παρεμβολής. Έτσι ο δείκτης αυτός υποδεικνύει τη συμβατική

ικανότητα παραγωγής που θα μπορούσε να υποκατασταθεί από την αποθήκευσης ενέργειας χωρίς να διακυβεύεται το αρχικό επίπεδο επάρκειας του συστήματος.

Ο δείκτης ELCC χρησιμοποιείται συνήθως σε μελέτες ανάπτυξης του συστήματος, ενώ οι δείκτες EFC και ΕCC αξιοποιούνται σε περιπτώσεις που απαιτείται η σύγκριση συμβολής στην επάρκεια διαφορετικών πόρων παραγωγής, ([91]). Από την άλλη, ο δείκτης του EGCS παρέχει σαφή εικόνα σχετικά με το ποιες και πόσες μονάδες παραγωγής μπορούν να αντικατασταθούν μετά την είσοδο της αποθήκευσης. Ιδιαίτερη σημασία επίσης για τον υπολογισμό του capacity credit έχει ο δείκτης αξιοπιστίας που χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό του επιπέδου επάρκειας του συστήματος (Adequacy index στο Σχήμα 1.3). Βιβλιογραφικά τόσο οι δείκτες LOLE ή LOLP ([59], [74], [92], [93], [129], [131], [132], [137], [141]-[143]) όσο και ο δείκτης ΕΕΝS ([37], [60], [91], [94], [115]) χρησιμοποιούνται ως αναφορά για τον υπολογισμό του capacity credit των αποθηκευτικών σταθμών. Οι πρώτοι δίνουν άμεσα την εικόνα επάρκειας του συστήματος ανεξαρτήτως του μεγέθους του. Επιπλέον συνήθως από την τιμή του δείκτη LOLE συμπεραίνεται αν το σύστημα είναι επαρκές, υπό αυτή την έννοια η επίδραση του αποθηκευτικού σταθμού στο δείκτη αυτό είναι σημαντική. Από την άλλη η επίδραση των αποθηκευτικών σταθμών στη μείωση του δείκτη ΕΕΝS καθορίζεται αμιγώς από την ενέργεια που διαθέτει στο σύστημα και όχι από στρατηγικές εκφόρτισης του και υπό αυτή την έννοια ο υπολογισμός του capacity credit βάσει της τιμής του δείκτη αυτού γίνεται πιο αντικειμενικός και εν μέρει ανεξάρτητος των πολιτικών διαχείρισης της αποθήκευσης.



Σχήμα 1.3: Διαδικασία προσδιορισμού διαφορετικών δεικτών capacity credit αποθηκευτικών σταθμών: a) ELCC, b) EFC, c) ECC, και d) EGCS.

Ανεξάρτητα από τη μεθοδολογία υπολογισμού, το capacity credit μετριέται είτε σε καθαρές μονάδες ισχύος, είτε ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος του εκάστοτε σταθμού. Ο πρώτος τρόπος προσδιορισμού αναφέρεται στην καθαρή ισχύ με την οποία συμβάλλει ένας σταθμός στην επάρκεια και ορίζει άμεσα τις ανάγκες ισχύος του υπό εξέταση συστήματος που μπορούν να καλυφθούν από τον εν λόγω σταθμό, ενώ ο δεύτερος προσδιορίζει το κλάσμα της ονομαστικής ισχύος του σταθμού από που συνεισφέρει στην αξιοπιστία του συστήματος και ποσοτικοποιεί την απόδοση του σταθμού από τη σκοπιά της συμβολής του στην επάρκεια.

To capacity credit ενός πόρου μπορεί να υπολογιστεί είτε με τη μέση (average) είτε με την οριακή (marginal) προσέγγιση. Στην μέση προσέγγιση, το capacity credit υπολογίζεται ως η συνολική συνεισφορά του υπό εξέταση πόρου του συστήματος, ενώ στην οριακή προσέγγιση, η συνεισφορά ενός νέου πόρου αποτιμάται με βάση το πόσο αυξάνεται η αξιοπιστία του συστήματος με την προσθήκη μιας επιπλέον επιμέρους μονάδας του πόρου αυτού.

1.3.4 Βασικά στοιχεία μελετών συμβολής αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος: Τυπολογία, τεχνολογίες, μεθοδολογίες και δείκτες επάρκειας

Όπως αναφέρθηκε στην Παράγραφο 1.2.1 τα αποθηκευτικά συστήματα αναπτύσσονται είτε ως ανεξάρτητοι σταθμοί (stand-alone) είτε σε κοινές εγκαταστάσεις με μονάδες ΑΠΕ (hybrid). Στη βιβλιογραφία συστήματα και των δυο τυπολογιών εξετάζονται αναφορικά με τη συμμετοχή τους στη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος. Στους Πίνακες 1.3 και 1.4 παρουσιάζεται πλήθος μελετών που εξετάζουν τη συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος, αναπτυγμένοι είτε σαν ανεξάρτητοι σταθμοί είτε σε κοινές εγκαταστάσεις με ΑΠΕ αντίστοιχα, με χρονολογική σειρά βάσει του έτους έκδοσης τους, ενώ αναφέρεται η τεχνολογία της αποθήκευσης που εξετάζεται, η τεχνολογία ΑΠΕ με την οποία συνδυάζεται (για την περίπτωση των υβριδικών σταθμών), το σύστημα εφαρμογής που μελετάται, η μεθοδολογική προσέγγιση που εφαρμόζεται, οι δείκτες που υπολογίζονται, καθώς και τυχόν εμπορικά εργαλεία που χρησιμοποιούνται για την κατανομή των αποθηκευτικών σταθμών στης επάρκειας οι δείκτες που υπολογίζονται, καθώς και τυχόν εμπορικά εργαλεία που χρησιμοποιούνται για την κατανομή των αποθηκευτικών σταθμών στη κατανομή των αποθηκευτικών σταθμό και την εκτίμηση της επάρκειας ισχύος εφαρμογής που μελετάται η τη εκτίμηση της επάρκειας και το βιαρικά εργαλεία που χρησιμοποιούνται για την κατανομή των αποθηκευτικών σταθμών (Dispatch) και την εκτίμηση της επάρκειας (resource adequacy assessment - RAA).

Συχνά στη βιβλιογραφία η συνεισφορά στην επάρκεια ισχύος σταθμών ΑΠΕ και αποθήκευσης εξετάζεται και υπολογίζεται από κοινού, με κύριο στόχο την ανάδειξη της βελτίωσης που επιφέρει η αποθήκευση στη συμβολή των ΑΠΕ στην αξιοπιστία του συστήματος. Συγκεκριμένα αξιολογείται η συνολική ισχύς που εγχέουν μαζί στο σύστημα μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης υπολογίζοντας ένα ενιαίο capacity credit ή τη συνολική μείωση των δεικτών επάρκειας που πετυχαίνουν μαζί οι δύο πόροι ([90], [107], [108]). Στην πράξη αυτό δεν συνεπάγεται απαραίτητα ότι οι μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης συνεγκαθίστανται και λειτουργούν ως υβριδικοί σταθμοί. Ωστόσο επειδή στις μελέτες αυτές δεν επιμερίζεται η συμβολή ανά τεχνολογία παρά μόνο αξιολογείται η από κοινού συμβολή στην επάρκεια, ΑΠΕ και αποθήκευσης, στην παρούσα ανασκόπηση καταχρηστικά αυτές οι περιπτώσεις θεωρούνται υβριδικοί σταθμοί και εμπεριέχονται στον Πίνακα 1.4.

Οι τεχνολογίες αποθηκευτικών συστημάτων που διερευνώνται στις σχετικές μελέτες είναι κατά κύριο λόγο σταθμοί συσσωρευτών (battery energy storage systems-BESS) και αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί (pumped-hydro storage-PHS). Ωστόσο η ανάγκη για τον προσδιορισμό μιας γενικής μεθοδολογίας υπολογισμού της συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια του συστήματος ανεξάρτητη της τεχνολογίας οδηγεί συχνά τους ερευνητές στη υιοθέτηση αγνωστικιστικών μοντέλων αναφορικά με την τεχνολογία της αποθήκευσης ενέργειας (Techagnostic). Σε αυτές τις περιπτώσεις δίνονται τα βασικά χαρακτηριστικά των θεωρούμενων αποθηκευτικών σταθμών, όπως η χωρητικότητα τους, η ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης τους, ο βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου, χωρίς ωστόσο να πραγματοποιείται ευθεία αντιστοίχιση σε συγκεκριμένη τεχνολογία αποθήκευσης. Αναφορικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ που μελετώνται στο πλαίσιο των υβριδικών σταθμών κυρίαρχες είναι οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί (photovoltaic stations - PV) και τα αιολικά πάρκα (wind farms - WF).

Οι διάφορες μελέτες εφαρμόζονται είτε σε πραγματικά συστήματα ενέργειας είτε σε πρότυπα δοκιμαστικά συστήματα. Το σύστημα δοκιμών αξιοπιστίας που έχει σχεδιαστεί από την ομάδα εργασίας του Ινστιτούτου Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (Institute of Electrical and

Electronics Engineers - IEEE) το 1979 (IEEE-RTS, [144]) και οι αναθεωρήσεις του, το 1989 (IEEE-RBTS, [145]), το 1996 (IEEE-RTN,[146]) και το 2020 (RTS-GMLC, [147], [148]), χρησιμοποιούνται συνήθως ως πρότυπα συστήματα επίδειξης. Ωστόσο παρατηρείται ότι τα τελευταία χρόνια οι μελέτες που εφαρμόζονται σε πραγματικά ΣΗΕ αυξάνονται σημαντικά, αποτυπώνοντας έτσι το ενισχυμένο πρακτικό ενδιαφέρον της ερευνητικής κοινότητας για προσδιορισμό της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος.

Οι μεθοδολογίες που χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια διακρίνονται στους Πίνακες 1.3 και 1.4 σε προσεγγιστικές (approximation-based) και βασισμένες στην αξιοπιστία (reliability-based). Σημειώνεται ότι τόσο οι μεθοδολογίες που αξιολογούν την επίδραση των αποθηκευτικών σταθμών στους δείκτες επάρκειας όσο και οι μεθοδολογίες υπολογισμού του capacity credit βασισμένες στην αξιοπιστία αναφέρονται στους Πίνακες 1.3 και οι δύο προϋποθέτουν την εκτίμηση των δεικτών επάρκειας του υπό εξέταση συστήματος. Επιπλέον στη βιβλιογραφία εντοπίζονται μελέτες που προσδιορίζουν την μείωση στην μη εξυπηρετούμενη ενέργεια λόγω της ένταξης της αποθήκευσης στο σύστημα χωρίς την εφαρμογή πιθανοτικών μεθόδων. Σε αυτές η λειτουργία του συστήματος προσομοιώνεται ντετερμινιστικά χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τυχαίες μεταβλητές που υπεισέρχονται στο πρόβλημα εκτίμησης της επάρκειας ισχύος ([70], [74]).

Οι προσεγγιστικές μέθοδοι χρησιμοποιούνται κυρίως λόγω του μειωμένου υπολογιστικού κόστους και των μειωμένων αναγκών δεδομένων εισόδου ([59]), εστιάζοντας σε περιόδους με αυξημένο κίνδυνο απώλειας φορτίου. Η πρώτη από αυτές, ο συντελεστής χρησιμοποίησης τις ώρες αιχμής (CF@peaks), είναι μια μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε αρχικά για τις ΑΠΕ ([93], [132], [141]-[143]), και επεκτάθηκε στους σταθμούς αποθήκευσης. Η μέθοδος αυτή βασίζεται στην εκτίμηση της μεσοσταθμικής παραγωγής του σταθμού κατά τις ώρες αιχμής. Το πλήθος των ωρών αιχμής που εξετάζεται κυμαίνεται βιβλιογραφικά, ωστόσο συχνότερα υπολογίζεται για τις 100 ώρες του υψηλότερου φορτίου ([92], [96], [97]). Σε διάφορες μελέτες εξετάζεται η επίπτωση του πλήθους ωρών αιχμής που αξιολογείται, στην τιμή του συντελεστή χρησιμοποίησης και παρατηρείται ότι όσο η διάρκεια αυτή αυξάνεται τόσο μειώνεται η τιμή του συντελεστή χρησιμοποίησης ([59], [110]). Αξίζει να σημειωθεί ότι σε κάποια άρθρα η προσέγγιση αυτή εφαρμόζεται για τις ώρες με αυξημένη πιθανότητα απώλειας φορτίου (CF@scarcities), οι οποίες προκύπτουν μέσω πιθανοτικής ανάλυσης, ([93], [107], [123]). Η δεύτερη προσεγγιστική μέθοδος, αυτή της δυνατότητας μείωσης της αιχμής του φορτίου (Peak reduction), εφαρμόζεται συχνότερα σε ανεξάρτητους αποθηκευτικούς σταθμούς που λειτουργούν σε ημερήσια βάση φορτίζοντας τις ώρες χαμηλού φορτίου και εκφορτίζοντας τις ώρες αιχμής, όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.4, και αποτιμά την αξία συμβολής τους στην επάρκεια ως τη διαφορά της αιχμής πριν και μετά τη λειτουργία τους ([27], [91], [99], [100], [102], [103], [105]). Κατά τη μέθοδο αυτή η συμβολή στην επάρκεια φτάνει σε κορεσμό όταν δεν είναι εφικτή περαιτέρω μείωση της αιχμής λόγω πλήρους επιπεδοποίησης της καμπύλης του ημερήσιου φορτίου (Σχήμα 1.4 (d, h)). Η τρίτη προσεγγιστική μέθοδος, αυτή της καμπύλης διάρκειας καθαρού φορτίου, εφαρμόζεται σε συστήματα αποθήκευσης, κατά βάση συσσωρευτές, που ενσωματώνονται σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Κατά τη μέθοδο αυτή, το capacity credit της συνολικής εγκατάστασης υπολογίζεται ως η μεσοσταθμική διαφορά των καμπυλών διάρκειας του καθαρού φορτίου πριν και μετά τη δράση του σταθμού ΑΠΕ και αποθήκευσης για έναν ορισμένο αριθμό ωρών. Οι ώρες αυτές κυμαίνονται σε πλήθος από 10, ([112]) έως 100, ([111], [113]).


Σχήμα 1.4: (a-d) Εξισορρόπηση της ημερήσιας καμπύλης φορτίου και (e-h) λειτουργία αποθήκευσης για σταθμούς (a, e) ισχύος 12% της ημερήσιας αιχμής (P) και διάρκειας 2 ωρών, (b, f) ισχύος 12% της P και διάρκειας 5 ωρών, (c, g) ισχύος 12% της P και διάρκειας 8 ωρών, και (d, h) ισχύος 31% της P και διάρκειας 8 ωρών.

Οι μέθοδοι βασισμένες στην αξιοπιστία είναι οι πιο ευρέως αποδεκτές τεχνικές για την αποτίμηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια ([59], [131], [142]). Βασικό πλεονέκτημα των μεθόδων αυτών αποτελεί η εισαγωγή τυχαίων μεταβλητών που σχετίζονται με τη διαθεσιμότητα των πόρων του συστήματος στο πρόβλημα της επάρκειας παράλληλα με την αξιολόγηση της συμβολής της αποθήκευσης σε αυτή, μέσω πιθανοτικών τεχνικών. Ωστόσο όπως θα αναλυθεί στην Παράγραφο 1.3.6 παραμένει έως σήμερα σημαντική πρόκληση η ρεαλιστική αναπαράσταση της λειτουργίας της αποθήκευσης στο πλαίσιο ενός πιθανοτικού μοντέλου που προσομοιώνει τις τυχαίες βλάβες των στοιχείων του συστήματος παραγωγής. Όσον αφορά τις πιθανοτικές μεθόδους που εφαρμόζονται σε αυτές τις προσεγγίσεις, χρησιμοποιούνται τόσο αναλυτικές τεχνικές (Reliability-based – COPT) όσο και τεχνικές προσομοίωσης Monte Carlo (Reliability-based – SMCS), ([91]). Η αναλυτική προσέγγιση πλεονεκτεί σε υπολογιστικό χρόνο, ωστόσο μειονεκτεί σημαντικά στην ρεαλιστική αναπαράσταση της απόκρισης της λειτουργίας της αποθήκευσης απέναντι στα τυχαία γεγονότα απώλειας πόρων. Συγκεκριμένα η πλειοψηφία των μελετών που εφαρμόζουν την αναλυτική τεχνική για την εκτίμηση της επάρκειας δεν λαμβάνει υπόψη το ενδεχόμενο μεταβολής της λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών λόγω των τυχαίων συμβάντων απώλειας στοιχείων του συστήματος. Στη βιβλιογραφία σε περιορισμένες μελέτες γίνεται χρήση αναλυτικών μεθόδων και συνεκτιμάται παράλληλα η μεταβολή της λειτουργίας της αποθήκευσης λόγω βλαβών των πόρων παραγωγής, ωστόσο σε αυτές τις περιπτώσεις είτε γίνονται απλοποιητικές παραδοχές για τη λειτουργία των αποθηκευτικών σταθμών ([95]), είτε η αναλυτική μέθοδος συνδυάζεται με τη μέθοδο Monte Carlo, ([107]).

Στη διεθνή βιβλιογραφία συνομολογείται ότι η τεχνική διαδοχικών προσομοιώσεων Monte Carlo (SMCS) αποτελεί την πλέον κατάλληλη μέθοδο για την ενσωμάτωση των αποθηκευτικών σταθμών στις μελέτες επάρκεια ισχύος, ([23], [91], [124]). Η τεχνική αυτή επιτρέπει τη ρεαλιστική προσομοίωση της λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών λαμβάνοντας υπόψη την επίδραση σε αυτή τυχαίων γεγονότων βλάβης που συμβαίνουν σε πραγματικό χρόνο. Βασική πρόκληση των

μελετών που εφαρμόζουν την τεχνική διαδοχικών προσομοιώσεων Monte Carlo είναι η διατήρηση ενός εύλογου και ρεαλιστικού προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης και παράλληλα η διεξαγωγή ενός ικανοποιητικού αριθμού προσομοιώσεων Monte Carlo που θα εξασφαλίζει την ακρίβεια των αποτελεσμάτων αξιοπιστίας του συστήματος. Η δυσκολία στο συνδυασμό των δύο παραπάνω έγκειται στον υπολογιστικό χρόνο. Οι αλγόριθμοι προσομοίωσης της λειτουργίας της αποθήκευσης συνήθως περιλαμβάνουν μια σειρά διαδικασιών βελτιστοποίησης που εκτείνονται σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες και απαιτούν σημαντικό χρόνο για την εκτέλεση τους. Από την άλλη η μέθοδος Monte Carlo βασίζεται εξορισμού στην εκτέλεση πολλαπλών, της τάξεως των χιλιάδων, δειγμάτων προσομοίωσης. Υπό αυτή την έννοια ο συνδυασμός των δύο παραπάνω σε ένα ενιαίο μοντέλο οδηγεί σε τεράστιους υπολογιστικούς χρόνους εκτέλεσης. Στη βιβλιογραφία παρατηρείται ότι μελέτες που παρουσιάζουν ένα ικανοποιητικό πλήθος δειγμάτων Monte Carlo ([91]: 104, [120]: 2·104, [109]: 5·10⁴, [78]:10⁴-10⁵, [115]: 10⁵, [27]: 2·10⁵, [37], [60]: ~10⁶) συχνά καταφεύγουν σε απλοποιητικές παραδοχές αναφορικά με τη λειτουργία της αποθήκευσης, ή από την άλλη η ορθότερη, σε ένα βαθμό, αναπαράσταση της λειτουργίας της αποθήκευσης συνεπάγεται μείωση των δειγμάτων Monte Carlo [123], [124]: 1.000 δείγματα, [85], [90]: 100 δείγματα) σε επίπεδα που ενδεχομένως δεν εξασφαλίζουν ικανοποιητική ακρίβεια του στοχαστικού μοντέλου.

Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα ο προσδιορισμός του capacity credit μέσω μεθόδων βασισμένων στην αξιοπιστία προϋποθέτει τον υπολογισμό ενός δείκτη επάρκειας, ο οποίος ωστόσο συχνά δεν αποτυπώνεται στις σχετικές μελέτες. Σημειώνεται ότι στους Πίνακες 1.3 και 1.4 για τις δημοσιεύσεις όπου ο δείκτης επάρκειας δεν δίνεται, αλλά αναφέρεται ότι χρησιμοποιείται ως δείκτης αναφοράς για την εκτίμηση του capacity credit, η σχετική στήλη (Adequacy indices) μένει κενή. Οι συχνότεροι δείκτες επάρκειας που χρησιμοποιούνται ως αναφορά για τον υπολογισμό του capacity credit της αποθήκευσης στις μελέτες που εμπεριέχονται στην παρούσα βιβλιογραφική ανασκόπηση είναι οι δείκτες LOLE ([59], [90], [95], [96], [98], [101], [121]), LOLP ([93], [109], [118], [122]) και ΕΕΝS ([27], [37], [120], [125], [60], [70], [90], [91], [94], [107], [115], [119]). Επιπλέον, αξίζει να σημειωθεί ότι στους Πίνακες 1.3 και 1.4 αναγράφονται οι δείκτες capacity credit όπως προσδιορίζονται εννοιολογικά στην Παράγραφο 1.3.3 και ορίζονται στην πλειοψηφία της σχετικής διεθνούς βιβλιογραφίας και όχι απαραίτητα όπως αναφέρονται εντός της εκάστοτε δημοσίευσης, καθώς η εν λόγω αναφορά μπορεί να μη συμφωνεί με τον γενικό ορισμό του δείκτη. Για παράδειγμα σε κάποιες περιπτώσεις ο δείκτης ELCC χρησιμοποιείται όταν το capacity credit προσδιορίζεται μέσω της προσεγγιστικής μεθόδου του συντελεστή χρησιμοποίησης τις ώρες αιχμής, ([92]), ή της δυνατότητας μείωσης της αιχμής ([108]), ακόμα και μέσω του δείκτη ΕFC ([70]). Τέλος σημειώνεται ότι οι δείκτες capacity credit που αναγράφονται εντός παρενθέσεως στους Πίνακες 1.3 και 1.4 υπολογίζονται στις αντίστοιχες δημοσιεύσεις για λόγους σύγκρισης.

Η πλειοψηφία των μοντέλων προσομοίωσης που χρησιμοποιούνται στις περισσότερες δημοσιεύσεις που μελετήθηκαν κατασκευάζονται από τους μελετητές/ερευνητές (custom) και δεν βασίζονται σε έτοιμα εργαλεία. Ωστόσο σε μερικές περιπτώσεις αξιοποιούνται έτοιμα/εμπορικά εργαλεία κυρίως για την κατανομή λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών, όπως τα Wilmar tool ([149]), ReEDS ([150]), RPM ([151]), Temoa ([152]), RODeO ([153]), PLEXOS ([154]), και SIIP-PCM ([155]), ενώ σπανιότερα χρησιμοποιούνται αντίστοιχα εργαλεία για την εκτίμηση της επάρκειας όπως το MARS, ([156]) και το PRAS, ([157]).

Πίνακας 1.3: Τεχνολογία αποθήκευσης, σύστημα μελέτης, κατηγορία εφαρμοζόμενης μεθοδολογίας και εργαλεία προσομοίωσης μελετών αξιολόγησης της συμβολής ανεξάρτητων αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος.

Dof	Voor	Storage	Casa study	Mathadalagy	Adequacy	Capacity credit	Simulati	on tool
Kel.	rear	Technology	Case study	Methodology	indices	indices	Dispatch	RAA
[63]	1992	BESS	Kythnos, Greece	Reliability-based – COPT	LOLE, EENS	-	custom	custom
[23]	2005	Tech-agnostic	IEEE-RTS	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS	-	custom	custom
[76]	2005	BESS	IEEE-RTS	Reliability-based – SMCS	LOLE, LOLP		custom	custom
[92]	2009	PHS	Ireland	Approximation-based	-	CF@peaks	Wilr	nar
[80]	2010	Tech-agnostic	IEEE-RTS	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS	-	cust	om
[81]	2010	Tech-agnostic	IEEE RTS	Reliability-based – SMCS	LOLE	-	cust	om
[74]	2011	PHS	Ireland	Deterministic	LOLE	-	Wilr	nar
[84]	2012	BESS	IEEE-RTS	Reliability-based – COPT	EENS	-	cust	om
[96]*	2013	Tech-agnostic	IEEE-RTS	Reliability-based – COPT	-	ELCC, EFC, ECC (CF@peaks)	custom	custom
[97]	2013	PHS	Colorado, USA	Approximation-based	-	CF@peaks	PLEX	KOS
[59]	2014	Tech-agnostic	USA (5 regions)	Reliability-based – COPT	-	ELCC, ECC (CF@peaks)	custom	custom
[85]	2014	Tech-agnostic	IEEE-RTS	Reliability-based – SMCS	LOLP, EENS	-	cust	om
[27]	2015	Tech concetie	LEEE DTC	Reliability-based – SMCS	EENS, LOLD,	EGCS	avat	
[27]	2015	Tech-agnostic	IEEE-KIS	(Approximation-based)	EEUI	(Peak reduction)	cust	OIII
[01]	2016	Tech amostic	IFFF DTC	Reliability-based – SMCS		ELCC, EFC, ECC, EGCS,	custom	custom
[91]	2010	Tech-agnostic	IEEE-KIS	(Approximation-based)	-	(Peak reduction)	custom	custom
[118]	2017	Tech-agnostic	Canada/IEEE-RTS	Reliability-based – SMCS	LOLP	EFC	custom	custom
[78]	2017	BESS	Great Britain	Reliability-based – SMCS	EENS, P95 ^{eens}	-	custom	custom
[37]	2017	Tech-agnostic	Great Britain	Reliability-based – SMCS	EENS	EFC, ELCC	custom	custom
[106]*	2017	Batteries	Great Britain	Reliability-based – SMCS	-	ELCC, EFC, ECC, EGCS	custom	custom
[60]	2018	Tech-agnostic	IEEE-RTS	Reliability-based – SMCS	EENS	ELCC	custom	custom
[86]	2018	PHS	IEEE-RTS	Reliability-based – COPT	EENS	-	cust	om
[88]	2018	BESS	IEEE-RTN	Reliability-based – SMCS	EENS	-	cust	om
[121]	2018	BESS	Hawaii	Reliability-based – SMCS	LOLE	ELCC	undef.	MARS
[94]*	2019	PHS	Australia	Reliability-based – SMCS	-	EGCS	custom	custom
[79]	2019	BESS, PHS	Great Britain	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS	-	cust	om
[98]	2019	Tech-agnostic	Colorado & Upper Midwest, USA	Reliability-based – COPT	-	ELCC	custom	PLEXOS
[101]	2019	Tech-agnostic	Great Britain	Reliability-based – SMCS	-	EFC	cust	om
[99]	2020	BESS	USA (18 regions)	Approximation-based	-	Peak reduction	ReE	DS
[100]	2020	Tech-agnostic	Great Britain	Approximation-based	-	Peak reduction	cust	om
[103]	2020	BESS	Crete, Greece	Approximation-based Reliability-based – COPT	-	Peak reduction ECC	custom	custom
[105]	2020	BESS	USA (18 regions)	Approximation-based	-	Peak reduction	ReEDS, I	PLEXOS
[111]*	2020	BESS	Florida, USA (2 regions)	Approximation-based	-	8760-based	ReEDs	, RPM
[70]	2021	BESS	Texas, USA	Deterministic	-	EFC	custom	custom
[102]	2021	BESS	Belgium	Approximation-based	-	Peak reduction,	cust	om
[125]	2021	BESS	Undefined island	Reliability-based – SMCS	LOLE,EENS	EFC, ECC	custom	custom
[158]*	2021	BESS	Undefined island	Approximation-based	-	Peak reduction	cust	om
[95]	2022	Tech-agnostic	not mentioned	Reliability-based – COPT	-	ELCC	custom	custom
[120]	2022	Tech-agnostic	IEEE-RTS-GMLC	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS	EFC	cust	om
[124]*	2022	BESS	Test system, USA	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS	-	SIIP PCM	PRAS
[114]	2022	BESS, PHS	Cyprus	Approximation-based	-	Peak reduction	cust	om
[123]	2023	BESS	Belgium	Reliability-based – SMCS Approximation-based	LOLE, EENS	EFC, CF@scarcities	cust	om
[115]*	2023	BESS	Texas, USA	Reliability-based – SMCS	-	EFC	RODeO	PRAS
[117]	2023	BESS, Thermal, Hydrogen	USA (12 regions)	Approximation-based	-	Peak reduction	ReE	DS
[116]	2024	BESS	USA (11 regions)	Approximation-based	-	CF@peaks	ReE	DS

Πίνακας 1.4: Τεχνολογία αποθήκευσης, σύστημα μελέτης, κατηγορία εφαρμοζόμενης μεθοδολογίας και εργαλεία
προσομοίωσης μελετών αξιολόγησης της συμβολής αποθηκευτικών σταθμών ενσωματωμένων σε σταθμούς ΑΠΕ στην
επάρκεια ισχύος.

Dof	Voor	Storage	Coupled	l Casa study	Mathadalagy	Adequacy	Capacity credit	Simulati	on tool
Kel.	rear	Technology	RES	case study	Methodology	indices	indices	Dispatch	RAA
[65]	1999	BESS	PV, WF	Test system	Reliability-based- COPT	EENS	-	custom	custom
[75]	2009	BESS	WF	IEEE-RBTS	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS	-	custom	custom
[83]	2011	Tech-agnostic	WF	IEEE-RTS	Reliability-based- COPT	EENS	-	custom	custom
[82]	2012	BESS	PV, WF	IEEE-RTS	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS, LOLF	-	custom	custom
[93]	2013	Thermal	CSP	USA (3 SW locations)	Approximation-based	-	CF@scarcities (ECC)	custom	custom
[77]	2013	BESS	PV	Singapore / IEEE-RTS	Reliability-based – COPT	LOLE, EENS	-	custom	custom
[96]*	2013	Tech-agnostic	WF	IEEE-RTS	Reliability-based – COPT	-	ELCC, EFC, ECC (CF@peaks)	custom	custom
[106]*	2017	BESS	PV	Great Britain	Reliability-based – SMCS	-	ELCC, EFC, ECC, EGCS	custom	custom
[89]	2018	Cryogenic	WF	IEEE-RTBS	Reliability-based – SMCS	LOLE, LOLP	-	cust	om
[94]*	2019	PHS	PV, WF	Australia	Reliability-based – SMCS	-	EGCS	custom	custom
[87]	2019	BESS	PV, WF	IEEE-RTS	Reliability-based – SMCS	LOLE,EENS, LOLF	-	cust	om
[104]	2019	BESS	WF	Prince Edward Island, Canada	Approximation-based	-	CF@peaks	cust	om
[111]*	2020	BESS	PV	Florida, USA (2 regions)	Approximation-based	-	8760-based	ReEDs	, RPM
[90]	2020	Tech-agnostic	WF	IEEE-RTS-GLMC	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS	-	cust	om
[158]*	2021	BESS	WF	Undefined island	Approximation-based	-	Peak reduction	cust	om
[109]	2021	BESS	PV	Carolina, USA	Reliability-based – SMCS	-	ELCC	Temoa	custom
[110]	2021	BESS	PV	Netherlands	Approximation-based	-	CF@peaks	custom	-
[113]*	2021	BESS	PV	California/Texas /New York, USA	Approximation-based	-	8760-based	PLEXOS,	RODeO
[119]	2021	PHS	PV, WF	Australia	Reliability-based – SMCS	EENS	EGCS	cust	om
[112]*	2022	BESS	PV	California/Texas /New York, USA	Approximation-based	-	8760-based	PLEXOS,	RODeO
[124]*	2022	BESS	PV	Test system, USA	Reliability-based – SMCS	LOLE, EENS	-	SIIP PCM	PRAS
[126]	2022	BESS	WF	Undefined island	Reliability-based – SMCS	LOLE,EENS	EFC	custom	custom
[122]	2023	BESS	WF	China	Reliability-based – SMCS	LOLP	ELCC	cust	om
[115]*	2023	BESS	PV	Texas, USA	Reliability-based – SMCS	-	EFC	RODeO	PRAS
[107]	2024	BESS, PHS	PV, WF	China/IEEE-RTS	Reliability-based – COPT, SMCS (Approximation-based)	-	EFC (CF@scarcities)	custom	custom
[108]	2024	Tech-agnostic	PV	Thailand	Approximation-based	-	Peak reduction	cust	om

(*): both stand-alone and hybrid stations are examined

1.3.5 Επίδραση διαφορετικών παραμέτρων στη συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος

Η συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια επηρεάζεται από πλήθος παραμέτρων που σχετίζονται τόσο με τα χαρακτηριστικά των ίδιων των σταθμών όσο και με τα χαρακτηριστικά των ΣΗΕ που ενσωματώνονται. Στον Πίνακα 1.5 παρουσιάζονται οι βασικοί παράγοντες που επιδρούν στη συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια και εξετάζονται στη διεθνή βιβλιογραφία, διακρινόμενοι σε αυτούς που σχετίζονται με τα χαρακτηριστικά των αποθηκευτικών σταθμών και σε αυτούς που αφορούν το ΣΗΕ που εντάσσεται η αποθήκευση. Σημειώνεται ότι οι αναφορές που διατίθενται στον Πίνακα 1.5 δεν περιορίζονται μόνο στο συνυπολογισμό της εκάστοτε παραμέτρου στην ανάλυση τους αλλά εξετάζουν την επίδραση αυτής στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος.

Η πλειοψηφία των διαθέσιμων δημοσιεύσεων της βιβλιογραφίας διερευνά αποθηκευτικούς σταθμούς διαφορετικής ισχύος και χωρητικότητας για να εξετάσει την επίδραση αυτών των χαρακτηριστικών στη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος, αλλά συχνά και για να προσδιορίσει το κατάλληλο μέγεθος της αποθήκευσης που χρειάζεται για να επιτευχθεί ένα επιδιωκόμενο επίπεδο επάρκειας. Προφανώς η αύξηση της ισχύος και της χωρητικότητας της αποθήκευσης γενικά αυξάνει τη συμβολή της στην επάρκεια ισχύος είτε με όρους μείωσης των δεικτών επάρκειας είτε με όρους capacity credit, μετρούμενου σε μονάδες ισχύος. Φαίνεται ωστόσο σε πολλές μελέτες ότι η συμβολή της αποθήκευσης φτάνει σε κορεσμό από ένα ορισμένο μέγεθος και άνω ([70], [98]), με την οποιαδήποτε περαιτέρω αύξηση του μεγέθους της να μην βελτιώνει το επίπεδο επάρκειας του συστήματος ούτε να αυξάνει το capacity credit της ([27], [103], [158]). Η παραπάνω παρατήρηση οφείλεται είτε στον κορεσμό στη μείωση της αιχμής του φορτίου που μπορεί να επιφέρει η αποθήκευση (βλ. Σχήμα 1.4 (d, h)), είτε στην κάλυψη των αναγκών ισχύος του συστήματος. Επιπλέον στη βιβλιογραφία αναγνωρίζεται ότι η χωρητικότητα της αποθήκευσης παίζει σημαντικό ρόλο στη συμβολή της στην επάρκεια. Για δεδομένη ισχύ η συμβολή της αποθήκευσης αυξάνει με τη χωρητικότητα, ή ισοδύναμα τη διάρκεια της. Σταθμοί μεγαλύτερης χωρητικότητας μπορούν να αξιοποιήσουν μεγαλύτερες ποσότητες διαθέσιμης ενέργειας για τη φόρτιση τους καθώς και να καλύψουν ενδεχόμενες απώλειες φορτίου υψηλότερου ενεργειακού περιεχομένου. Αξιολογώντας το capacity credit της αποθήκευσης ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος φαίνεται ότι η αύξηση της διείσδυσης της αποθήκευσης σε ένα σύστημα από ένα επίπεδο και άνω μειώνει τη συμβολή της στην επάρκεια του, ([27], [96]).

Σπανιότερα στη βιβλιογραφία εξετάζεται η επίδραση του βαθμού απόδοσης των αποθηκευτικών σταθμών στην αξία της συμβολής τους στην επάρκεια. Γενικά αναγνωρίζεται ότι όσο μεγαλύτερος είναι ο βαθμός απόδοσης της αποθήκευσης τόσο υψηλότερο το capacity credit της, ωστόσο φαίνεται ότι από ένα επίπεδο της τιμής του βαθμού απόδοσης και άνω (~90%) επιτυγχάνεται η μέγιστη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ([27], [37], [91]). Επιπλέον στη βιβλιογραφία διαπιστώνεται ότι ο μειωμένος βαθμός απόδοσης επηρεάζει πιο έντονα τη συμβολή αποθηκευτικών σταθμών μεγαλύτερης χωρητικότητας ([60], [100]).

Η πλειοψηφία των μελετών της βιβλιογραφία υιοθετούν τη θεώρηση πλήρους διαθεσιμότητας των αποθηκευτικών σταθμών ([76], [85], [86], [91], [99], [120], [123]). Με άλλα λόγια στις αναλύσεις αυτές δεν λαμβάνεται υπόψη το ενδεχόμενο βλαβών των αποθηκευτικών σταθμών. Σε περιορισμένο αριθμό δημοσιεύσεων φαίνεται να λαμβάνεται υπόψη ο δείκτης μη διαθεσιμότητας των αποθηκευτικών σταθμών ([86], [101], [103], [125], [126]), ενώ μόνο στις [37], [60] αναλύεται η επίδραση του επιπέδου διαθεσιμότητας των σταθμών αποθήκευσης στην συμβολή τους στην επάρκεια. Στις τελευταίες φαίνεται ότι το capacity credit των σταθμών μειώνεται περίπου γραμμικά

με την αύξηση του ρυθμού μη προγραμματισμένων διακοπών της αποθήκευσης (FOR_{ESS}). Αξίζει να σημειωθεί ότι στις μελέτες αυτές η επίδραση της μη διαθεσιμότητας των αποθηκευτικών σταθμών στους δείκτες επάρκειας εισάγεται μέσω απλοποιητικής μεθόδου σταθμίζοντας τη τιμή του δείκτη ΕΕΝS με και χωρίς την αποθήκευση με βάση την πιθανότητα μη διαθεσιμότητας της.

Μελέτες που εστιάζουν σε υβριδικούς σταθμούς ή στη συνέργεια μεταξύ ΑΠΕ και αποθήκευσης για τη βελτίωση της επάρκειας του συστήματος συνήθως αξιολογούν το κατάλληλο μέγεθος της αποθήκευσης για την αποδοτικότερη αξιοποίηση ενός δεδομένου δυναμικού ή σταθμού ΑΠΕ. Ωστόσο σε μερικές από αυτές διερευνάται η επίδραση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στην συνολική συμβολή ΑΠΕ και αποθήκευσης στην επάρκεια ([65], [77], [94], [107]–[109], [122]. Στις περισσότερες από τις μελέτες αυτές συμπεραίνεται ένας κορεσμός του capacity credit ΑΠΕ και αποθήκευσης αποθήκευσης από ένα επίπεδο ισχύος ΑΠΕ και άνω, ([107], [109], [119]). Επιπλέον στην [108] διαπιστώνεται ότι το φαινόμενο κορεσμού της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια επιταχύνεται με την αύξηση της ισχύος των ανανεώσιμων πηγών. Ενδεικτικά για ισχύ αιολικού πάρκου που οδηγεί σε αρκετά χαμηλά επίπεδα διείσδυσης (8,4%), το capacity credit φτάνει σε κορεσμό όταν η ισχύς της αποθήκευσης είναι περίπου 4 φορές μεγαλύτερη από τη δυναμικότητα του αιολικού πάρκου, ωστόσο, σε υψηλότερα επίπεδα διείσδυσης (42,11%), απαιτείται αποθήκευση ισχύος περίπου το ½ της ισχύος του πάρκου ώστε η συμβολή ΑΠΕ και αποθήκευσης στην επάρκεια να φτάσει σε κορεσμό.

Πέραν των ενδογενών χαρακτηριστικών των σταθμών, η συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια εξαρτάται σημαντικά και από τα χαρακτηριστικά του συστήματος στο οποίο εντάσσεται. Συγκεκριμένα, παράγοντες όπως η μορφή της καμπύλης ζήτησης, η διείσδυση και οι τεχνολογίες ΑΠΕ του συστήματος, το επίπεδο επάρκειας του και τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας των στοιχείων του είναι παράγοντες που επηρεάζουν τόσο τις δυνατότητες φόρτισης της αποθήκευσης όσο και τη μορφή, τη διάρκεια, το ενεργειακό περιεχόμενο και τη συχνότητα των ανεπαρκειών που εν δυνάμει μπορεί να καλύψει η αποθήκευση.

Σε πολλές μελέτες διερευνάται τόσο η επίπτωση του συνολικού επιπέδου διείσδυσης ΑΠΕ στο συστήματα όσο και του μείγματος των τεχνολογιών ΑΠΕ στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια. Γενικά συμπεραίνεται ότι η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ ενισχύει σε κάποιο βαθμό τη συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ([63], [101], [103], [118]). Ωστόσο συχνά παρατηρείται ένας κορεσμός του capacity credit ή της μείωσης των τιμών των δεικτών επάρκειας που επιτυγχάνεται από την αποθήκευση από ένα επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ και άνω, ([81], [85], [86]). Η ανάπτυξη φωτοβολταϊκών σταθμών ευνοεί περισσότερο τη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια σε σχέση με την ανάπτυξη των αιολικών πάρκων λόγω των αυξημένων δυνατοτήτων φόρτισης της αποθήκευσης, ([23], [92], [99]). Ακόμα στην [99] φαίνεται ότι η αύξηση της δυναμικότητας των αιολικών πάρκων από ένα επίπεδο και άνω μειώνει σε κάποιες περιπτώσεις το capacity credit της αποθήκευσης δεί σου από ένα επίπεδο και άνω μειώνει σε κάποιες περιπτώσεις του capacity credit της αποθήκευση του συνολικών πάρκων από ένα επίπεδο και άνω μειώνει σε κάποιες περιπτώσεις το μαροτίτου υπολειπόνεισης των αιολικών της σχετικής επιπεδοποίησης που επιφέρει στην καμπύλη του υπολειπόμενου φορτίου.

Σε ορισμένες μελέτες εξετάζεται η επίδραση της μορφής της καμπύλης ζήτησης και του ύψους της αιχμής της στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια, ([23], [60], [85], [118], [120]). Αυτοί οι παράγοντες επηρεάζουν σημαντικά τόσο τη μορφή των ενδεχόμενων απωλειών φορτίου που μπορεί να μετριάσει η αποθήκευση όσο και τις δυνατότητες φόρτισης της από το σύστημα,

επιδρώντας έτσι καθοριστικά στις δυνατότητες συνεισφοράς της στην αξιοπιστία του συστήματος. Επιπρόσθετα παρατηρείται ότι παρόμοια επίπεδα ζήτησης μπορεί να έχουν διαφορετική επίδραση ανάλογα με τη χρονική κατανομή τους κατά τη διάρκεια της ημέρας. Ένα επίπεδο προφίλ ζήτησης προσφέρει λιγότερες ευκαιρίες φόρτισης σε σχέση με ένα προφίλ ζήτησης με αιχμές, γεγονός που περιορίζει τη συνεισφορά της αποθήκευσης στην αξιοπιστία του συστήματος. Στις [37], [60] συμπεραίνεται ότι όσο πιο ομοιόμορφο είναι το προφίλ του φορτίου ζήτησης τόσο μειώνεται η συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια. Στην [60] διαπιστώνεται επιπλέον ότι σε σημαντικά ανεπαρκή συστήματα αποθηκευτικοί σταθμοί μειωμένης χωρητικότητας παρουσιάζουν μειωμένο capacity credit λόγω της μειωμένης διαθέσιμης ενέργειας του συστήματος για τη φόρτιση τους. Στην [120] εξετάζονται τρία επίπεδα επάρκειας του συστήματος και προσδιορίζεται η απαραίτητη ισχύς και διάρκεια της αποθήκευσης για να επιτευχθεί ένα επιθυμητό επίπεδο ΕΕΝS. Στην [85] η μείωση των δεικτών επάρκειας λόγω της αποθήκευσης εξετάζεται για δύο επίπεδα φορτίου ζήτησης του συστήματος και συμπεραίνεται ότι η προσθήκη αποθήκευσης ενέργειας και ΑΠΕ προσφέρει μεγαλύτερη βελτίωση στην αξιοπιστία του συστήματος με το υψηλότερο φορτίο.

Τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας των στοιχείων του συστήματος παραγωγής επηρεάζουν σημαντικά τόσο το επίπεδο επάρκειας του συστήματος όσο και τα χαρακτηριστικά των πιθανών ανεπαρκειών (ενέργεια, μέγιστη ισχύς και συχνότητα) και ως εκ τούτου τα περιθώρια συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια. Στη βιβλιογραφία περιορισμένος αριθμός δημοσιεύσεων αξιολογεί την επίδραση των χαρακτηριστικών των βλαβών των μονάδων παραγωγής στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια. Συγκεκριμένα στις [37], [60] διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας του capacity credit της αποθήκευσης συναρτήσει της μέσης διάρκειας επισκευής των θερμικών μονάδων. Στις μελέτες αυτές φαίνεται ότι η αύξηση της διάρκειας επισκευής των θερμικών μονάδων μετά από βλάβη οδηγεί σε μειωμένα capacity credit της αποθήκευσης, με αρνητικότερες επιπτώσεις σε σταθμούς μικρής διάρκειας.

Ένας επιπλέον παράγοντας που επηρεάζει σημαντικά την συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια είναι τα χαρακτηριστικά και οι περιορισμοί του συστήματος μεταφοράς. Η συμφόρηση σε μεταφορικούς κλάδους ή οι βλάβες σε υποσταθμούς και γραμμές, μπορούν να μειώσουν την ικανότητα της αποθήκευσης να συνεισφέρει αποτελεσματικά σε περιπτώσεις απωλειών φορτίου. Στις μελέτες εκτίμησης της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια συχνά οι εν λόγω περιορισμοί αμελούνται ([76], [78], [93], [103], [105], [115], [120], [125]) δίνεται έμφαση αμιγώς στην επάρκεια του συστήματος παραγωγής και υιοθετείται η προσέγγιση ενός ισοδύναμου ζυγού μεταξύ μοντέλου παραγωγής και ζήτησης (βλ. Σχήμα 1.1). Ωστόσο αρκετές δημοσιεύσεις συνεκτιμούν τους περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς λαμβάνοντας υπόψη τη μεταφορική ικανότητα των γραμμών μεταφοράς, το ενδεχόμενο μη διαθεσιμότητας τους καθώς και τη συνολική τοπολογία του συστήματος, ([70] [83] [84] [87] [119]). Η συμπερίληψη τέτοιων παραγόντων έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της συνεισφοράς της αποθήκευσης στην επάρκεια των πόρων και την αξιοπιστία του συστήματος ([69], [116]). Στην [119] εξετάζονται τρία σενάρια αναφορικά με τους περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς, στο πρώτο αμελούνται, στο δεύτερο λαμβάνονται υπόψη οι μεταφορικές ικανότητες των διασυνδέσεων του συμπλέγματος συστημάτων που μελετάται, ενώ στο τρίτο συνυπολογίζονται και οι μη διαθεσιμότητες των διασυνδέσεων. Η εν λόγω μελέτη φανερώνει ότι το capacity credit ΑΠΕ και αποθήκευσης υπερεκτιμάται όταν δεν λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί δικτύου. Ακόμα το capacity credit μειώνεται περαιτέρω όταν λαμβάνεται υπόψη η πιθανότητα μη διαθεσιμότητας των διασυνδέσεων λόγω εντονότερων περιορισμών στις δυνατότητες συναλλαγής ενέργειας μεταξύ των κόμβων του συστήματος.

Factors under investigation		Reference
Energy storage characteristics	Storage energy capacity	[23], [27], [77], [78], [81], [83]–[88], [91], [37], [94]–[96], [100], [101], [103], [105], [107]–[109], [59], [110]–[112], [114], [118], [119], [122]–[125], [60], [126], [158], [63], [65], [74]–[76]
	Storage power capacity	[27], [37], [96], [98]–[101], [103], [105], [107]–[109], [60], [111], [112], [114], [118], [123]–[126], [158], [65], [75], [78], [83], [85], [86], [91]
	Roundtrip efficiency	[91], [37], [60], [27], [100], [83], [117]
	Energy storage availability	[37], [60]
	Coupled RES technology / capacity	[94], [77], [65], [107], [122], [108], [109], [119]
Power system haracteristics	RES penetration	[92], [74], [23], [76], [63], [118], [85], [86], [103], [101], [99], [105], [81]
	Load characteristics (peak, shape etc.) / System adequacy level	[23], [60], [85], [118], [120], [81]
	Availability characteristics of generation assets	[37], [60]
- 0	Network constraints	[70], [83], [84], [87], [119]

Π (1 Г. Пака (толого) 			
	1.5: HQOQVOVTE	το που επιδρούν στ	η συμβόλη της αποθήκευσης	στην επαρκεία ισγύος.
	,	,		

1.3.6 Πολιτικές διαχείρισης αποθηκευτικών σταθμών στο πλαίσιο της εκτίμησης της επάρκειας ισχύος

Οι αποθηκευτικοί σταθμοί ως κατανεμόμενες μονάδες μπορούν να ρυθμίζουν την εκφόρτιση και την φόρτιση τους. Η στρατηγική με την οποία επιλέγεται να λειτουργούν καθορίζει το ενεργειακό τους περιεχόμενο κάθε στιγμή και συνεπώς τις δυνατότητες τους για συμβολή στην επάρκεια ισχύος. Ενώ για τους συμβατικούς σταθμούς και τις ΑΠΕ η διαθεσιμότητα του ενεργειακού τους πόρου θεωρείται ανεξάρτητη από παρελθοντικές στιγμές, το ενεργειακό περιεχόμενο των αποθηκευτικών σταθμών καθορίζεται εξορισμού από την προηγούμενη λειτουργία τους. Σε αυτό το πλαίσιο η πολιτική διαχείρισης τους, οι αποφάσεις δηλαδή για φόρτιση ή εκφόρτιση τους, είναι κομβική για τη συμβολή τους στην κάλυψη της ζήτησης.

Στη βιβλιογραφία εναλλακτικές στρατηγικές διαχείρισης της αποθήκευσης παρουσιάζονται και προτείνονται τόσο κατά τις προσεγγιστικές όσο και τις βασισμένες στην αξιοπιστία μεθόδους. Οι διαφορές μεταξύ των εναλλακτικών προτάσεων έγκεινται στο βασικό σκοπό που επιτελεί η λειτουργία της αποθήκευσης υπό την εκάστοτε στρατηγική. Στις διαθέσιμες μελέτες συναντιούνται πολιτικές διαχείρισης της αποθήκευσης με διαφορετικούς στόχους, μεταξύ των οποίων: η μεγιστοποίηση της συμβολής της στην επάρκεια, η βέλτιστη αξιοποίηση της παραγωγής ΑΠΕ και η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής του συστήματος. Επιπρόσθετα, ανεξάρτητα από τη στρατηγική που υιοθετείται, μια σημαντική πρόκληση κατά τις μελέτες εκτίμησης της συμβολής της αποθήκευσης κατά τις μελέτες εκτίμησης της συμβολής της αποθήκευσης παραγωγής του συστήματος. Επιπρόσθετα, ανεξάρτητα και στη στρατηγική που υιοθετείται, μια σημαντική πρόκληση κατά τις μελέτες εκτίμησης της συμβολής της αποθήκευσης παραγωγής του συστήματος. Επιπρόσθετα, ανεξάρτητα από τη στρατηγική που υιοθετείται, μια σημαντική πού κατα τις μελέτες εκτίμησης της συμβολής της αποθήκευσης παραγωγής του συστήματος. Επιπρόσθετα, ανεξάρτητα από τη στρατηγική που υιοθετείται, μια σημαντική πρόκληση κατά τις μελέτες εκτίμησης της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια είναι η ρεαλιστική αναπαράσταση της λειτουργίας της, λαμβάνοντας υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς που τη διέπουν αλλά και τις ρεαλιστικές δυνατότητες για φόρτιση και εκφόρτιση της. Συγκεκριμένα συχνά στη βιβλιογραφία παραλείπεται η χρονολογική ανάλυση της λειτουργίας της αποθήκευσης ή γίνεται η υπόθεση για μέγιστη δυνατότητα εκφόρτισης της τις κρίσιμες για την επάρκεια του συστήματος περιόδους χωρίς να εξετάζεται το επίπεδο

φόρτισης της. Ακόμη η πλειοψηφία των μελετών της βιβλιογραφίας δεν λαμβάνουν υπόψη ή αδυνατούν να λάβουν υπόψη ρεαλιστικά την επίδραση ορισμένων στοχαστικών φαινομένων στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια. Για την ακρίβεια οι σχετικές δημοσιεύσεις συνήθως δεν αξιολογούν ενδεχόμενες μεταβολές που μπορεί να προκύψουν στη λειτουργία της αποθήκευσης λόγω αναπάντεχων συμβάντων απώλειας στοιχείων του συστήματος που εμφανίζονται τυχαία σε πραγματικό χρόνο, ή καταστρατηγούν τη στοχαστική φύση τέτοιων φαινομένων θεωρώντας γνωστή τόσο τη στιγμή όσο και τη διάρκεια εμφάνισης τους στο μέλλον.

Στον Πίνακα 1.6 τα άρθρα που περιλαμβάνονται στη παρούσα βιβλιογραφική ανασκόπηση και εφαρμόζουν προσεγγιστικές μεθόδους για την εκτίμηση της συνεισφοράς της αποθήκευσης στην επάρκεια ομαδοποιούνται ανά μέθοδο και αντίστοιχη πολική διαχείρισης. Η μέθοδος υπολογισμού του συντελεστή χρησιμοποίησης τις ώρες αιχμής χρησιμοποιείται με όλους τους πιθανούς εναλλακτικούς τρόπους διαχείρισης της αποθήκευσης που εφαρμόζονται στη βιβλιογραφία κατά τις προσεγγιστικές μεθόδους. Συγκεκριμένα, σε αυτή τη προσέγγιση η αποθήκευση μπορεί να κατανέμεται με στόχο: α) την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής του συστήματος και η λειτουργία της να προκύπτει από μοντέλα ένταξης μονάδων και οικονομικής κατανομής φορτίου (unit commitment & economic dispatch - UC-ED), ([92], [97]), ή βέλτιστης ανάπτυξης του συστήματος, ([116]), β) την μεγαλύτερη μείωση της αιχμής του φορτίου, ([96], [107], [110]), γ) τη μεγιστοποίηση των εσόδων της αποθήκευσης από την αγορά, ([59], [93], [123]), και η λειτουργία της να προκύπτει από μοντέλα λήψης τιμών (price-taker) και δ) την εξομάλυνση της διάθεσης παραγωγής από ΑΠΕ στο σύστημα, ([96], [107]). Από την άλλη, στις δημοσιεύσεις που εκτιμάται η δυνατότητα μείωσης της αιχμής του φορτίου από την αποθήκευση, αυτή λειτουργεί μόνο υπό το πρίσμα μείωσης της αιχμής, ενώ η μείωση του κόστους του συστήματος, η αποδοτικότερη αξιοποίηση των ΑΠΕ ή ακόμα και η υποκατάσταση της θερμικής παραγωγής προκύπτουν σαν παράγωγα της εν λόγω διαχείρισης, ([27], [108]), ή συχνά δεν αξιολογούνται, ([91], [99], [100], [102], [103], [105], [114], [117], [158]). Κατά τη μέθοδο της καμπύλης διάρκειας καθαρού φορτίου εφαρμόζεται συνήθως πολιτική διαχείρισης της με στόχο τη μεγιστοποίηση των εσόδων του σταθμού, ([112], [113]). Επιπλέον των πολιτικών διαχείρισης που παρουσιάζονται στον Πίνακα 1.6, στην [111] προτείνεται μεθοδολογία κατανομής της αποθήκευσης ώστε να μεγιστοποιείται το capacity credit υπολογιζόμενο με τη μέθοδο της καμπύλης διάρκειας καθαρού φορτίου, ενώ στην [104] η λειτουργία της αποθήκευσης καθορίζεται από το προφίλ παραγωγής των συμβατικών μονάδων που υποκαθιστά. Σημειώνεται ότι οι προσεγγιστικές μέθοδοι εξορισμού δεν λαμβάνουν υπόψη τυχαία γεγονότα απωλειών στοιχείων του συστήματος και ως εκ τούτου η επίδραση αυτών στη λειτουργία της αποθήκευσης δεν συνυπολογίζεται σε κανένα από τα άρθρα του Πίνακα 1.6.

Operation policy	Minimizing	Peak	Maximizing	RES		
Capacity credit	system cost	shaving	asset's profits	driven		
CF@peaks	[92], [97], [116]	[96], [107], [110]	[59], [93], [123]	[96], [107]		
Peak reduction	-	[27],[91],[99],[100],[102],[103], [105],[108],[114],[117],[158]	-	-		
8760-based	-	-	[112], [113]	-		

Πίνακας 1.6: Πολιτικές διαχε	είρισης αποθήκευσης στις	προσεγγιστικές μεθόδους.
------------------------------	--------------------------	--------------------------

Στις reliability-based μεθόδους οι τυχαίες βλάβες των μονάδων παραγωγής λαμβάνονται υπόψη, ωστόσο η επίδραση τους στη λειτουργία της αποθήκευσης πολλές φορές αμελείται ή δεν λαμβάνεται υπόψη ρεαλιστικά στο πρόβλημα. Από την άλλη, σε περιπτώσεις που συνεκτιμάται η επίδραση απρόοπτων γεγονότων πραγματικού χρόνου στη λειτουργία των αποθηκευτικών σταθμών υιοθετούνται μονοδιάστατες στρατηγικές διαχείρισης τους με στόχο μόνο την ενίσχυση της επάρκειας ισχύος. Οι τρεις ακόλουθες βασικές παραλλαγές διαχείρισης της αποθήκευσης εντοπίζονται στη βιβλιογραφία αναφορικά με την αντιμετώπιση των τυχαίων βλαβών:

- Κατανομή ελαχιστοποίησης των απωλειών φορτίου σε πραγματικό χρόνο (greedy dispatch): Η αποθήκευση λειτουργεί με μόνο στόχο την ελαχιστοποίηση των ανεπαρκειών, φορτίζοντας όταν υπάρχει περίσσεια διαθέσιμης ενέργειας στο σύστημα και εκφορτίζοντας σε περιπτώσεις που η διαθέσιμη παραγωγή του συστήματος υπολείπεται του φορτίου ζήτησης. Υπό τη στρατηγική αυτή η κατανομή της αποθήκευσης αποφασίζεται σε πραγματικό χρόνο βάσει της διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής και του ύψους του προς εξυπηρέτηση φορτίου. Η στρατηγική αποτελεί κλασική στρατηγική για την εκτίμηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια καθώς αποτυπώνει τη μέγιστη δυνατότητα συμβολής της. Παράλληλα εφαρμόζοντας τη στρατηγική αυτή η στοχαστική φύση των βλαβών λαμβάνεται υπόψη ρεαλιστικά χωρίς αυτές να αμελούνται ή να θεωρούνται γνωστές πριν τη χρονική στιγμή από την οποία εμφανίζονται. Βασικό μειονέκτημα της εν λόγω προσέγγισης είναι ότι αμελεί ένα πλήθος υπηρεσιών που μπορεί να παρέχει η αποθήκευση στο σύστημα, εστιάζοντας μόνο στη συμβολή της στην επάρκεια ισχύος. Το μόνο κριτήριο για έγχυση ισχύος από την αποθήκευση στο σύστημα είναι η αδυναμία κάλυψης της ζήτησης από τους υπόλοιπους πόρους του συστήματος, συνθήκη που μπορεί να εμφανίζεται σπάνια. Υπό αυτή την έννοια η στρατηγική αυτή διαμορφώνει ένα προφίλ λειτουργίας που δεν ανταποκρίνεται στο τρόπο που θα λειτουργούσε ο αποθηκευτικός σταθμός στον πραγματικό κόσμο.
- Σταθερή κατανομή (fixed dispatch): Η κατανομή της αποθήκευσης καθορίζεται θεωρώντας πλήρως διαθέσιμα όλα τα στοιχεία του συστήματος και εξυπηρετώντας ένα συγκεκριμένο στόχο. Ακολούθως το προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης που προκύπτει ενσωματώνεται στο φορτίο ζήτησης, και η επάρκεια του συστήματος εκτιμάται με βάση το νέο υπολειπόμενο φορτίο. Η λειτουργία της αποθήκευσης μπορεί να αποφασίζεται υπό το πρίσμα στόχων αντίστοιχων με αυτών που τίθενται στις προσεγγιστικές μεθόδους όπως η ελαχιστοποίηση του κόστους του συστήματος, η μεγιστοποίηση των εσόδων των σταθμών, η περικοπή των αιχμών του φορτίου, ή ελαχιστοποίηση των περικοπών ΑΠΕ. Κυρίαρχο μειονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι ότι η επίδραση των τυχαίων βλαβών των μονάδων παραγωγής δεν συνυπολογίζεται στη λειτουργία της αποθήκευσης. Η παράληψη αυτή ενέχει δύο κινδύνους. Αφενός, η αποθήκευση δεν προσαρμόζει την έγχυση της βάσει των πραγματικών αναγκών επάρκειας του συστήματος, συνεπώς ενδεχομένως υποτιμούνται οι δυνατότητες συμβολής της στην επάρκεια. Αφετέρου δεν αξιολογείται αν το προφίλ φόρτισης που προκύπτει θεωρώντας όλα τα στοιχεία του συστήματος παραγωγής διαθέσιμα είναι εφικτό βάσει των βλαβών που μπορεί να προκύψουν σε αυτά, διακινδυνεύοντας έτσι το προφίλ λειτουργίας που διαμορφώνεται να μην είναι ρεαλιστικό στην πράξη.
- Κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης (perfect foresight dispatch): Η αποθήκευση κατανέμεται θεωρώντας γνωστά όλα τα συμβάντα ανεπάρκειας των πόρων παραγωγής του συστήματος. Με αυτό τον τρόπο, η ιδανική λειτουργία της αποθήκευσης μπορεί να αποφασιστεί οδηγώντας στα βέλτιστα αποτελέσματα τόσο από τη σκοπιά της επάρκειας όσο και της οικονομικής λειτουργίας

του συστήματος. Ωστόσο η υπόθεση της τέλειας πρόβλεψης καταστρατηγεί τον στοχαστικό χαρακτήρα των απωλειών φορτίου που συμβαίνουν τυχαία σε πραγματικό χρόνο λόγω αστοχιών των στοιχείων του συστήματος ή σφαλμάτων πρόβλεψης, που δεν δύνανται να είναι γνωστά πριν το χρόνο εμφάνισης τους. Υπό αυτή την έννοια η προσέγγιση αυτή δεν κρίνεται πρακτικά εφαρμόσιμη σε πραγματικά συστήματα ενέργειας, ενώ ενδεχομένως οδηγεί σε υπερεκτίμηση των δυνατότητων συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια. Αξίζει να σημειωθεί ότι η συγκεκριμένη προσέγγιση χρησιμοποιείται σήμερα από τον ENTSO-e στις μελέτες επάρκειας του και επισημαίνεται ως ένας εγγενής περιορισμός της εφαρμοζόμενης μεθοδολογίας της μελέτης European Resource Adequacy Assessment-ERAA, ([26], [42]).

Στον Πίνακα 1.7 οι μελέτες της παρούσας βιβλιογραφικής ανασκόπησης που εφαρμόζουν reliability-based μεθόδους για την εκτίμηση της συνεισφοράς της αποθήκευσης στην επάρκεια ταξινομούνται με βάση τις τρεις παραπάνω προσεγγίσεις. Όπως γίνεται αντιληπτό, και συνοψίζεται στις δύο τελευταίες στήλες του Πίνακα 1.7, η κάθε εναλλακτική προσέγγιση από τις παραπάνω αδυνατεί να συμπεριλάβει την επίδραση απρόοπτων συμβάντων κατά τη λειτουργία ενός ΣΗΕ στην κατανομή της αποθήκευσης και ταυτόχρονα να διατηρήσει ένα ρεαλιστικό και εύλογο προφίλ λειτουργίας της. Για το λόγο αυτό οι παραπάνω προσεγγίσεις είναι πιθανό να οδηγούν σε υπερεκτίμηση ή υποεκτίμηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος.

Σε ορισμένες εργασίες επιχειρείται η αντιμετώπιση των παραπάνω ζητημάτων, προσδιορίζοντας τη λειτουργία της αποθήκευσης σε διαφορετικά στάδια προγραμματισμού, με στόχο τόσο την διαμόρφωση ενός εύλογου προφίλ λειτουργίας της όσο και την ρεαλιστική προσέγγιση της λειτουργίας της σε πραγματικό χρόνο, ([86], [124]). Ενώ τέτοιες προσεγγίσεις μοντελοποίησης αποτυπώνουν ορθότερα την πρακτική κατανομής της αποθήκευσης, εντούτοις χρησιμοποιούνται σε πολύ λίγες πιθανοτικές μελέτες επάρκειας λόγω του σημαντικού υπολογιστικού φόρτου της ενσωμάτωσης επαναλαμβανόμενων κυλιόμενων προβλημάτων βελτιστοποίησης εντός ενός μοντέλου προσομοίωσης Monte Carlo, ([120]).

Or or stion a slige			Main assumptions for ESS integration to RAA		
		Pof	models		
L. L.	peration policy	KCI.	reasonable market	realistic consideration	
			participation	of real-time events	
		[23],[37],[60],[63],[75],[76],[78],[79],[80],			
Greedy di	spatch	[81], [84],[88],[101],[115],[118],[120],[123],	×	\checkmark	
		[124],[126]			
	Minimizing system cost	[74],[94],[107],[119],[120],[124],[125]	\checkmark		
Fined	Peak shaving	[27],[37],[83],[91],[96],[103],[107],[123],[125]	×		
rixeu	Maximizing profits	[59],[93],[95],[109],[115],[120]	\checkmark	×	
uispattii	RES driven	[75],[77],[82],[83],[87],[88],[89],[96],[107],[118]	×		
	Hybrid	[75],[106],[123],[125]	\checkmark		
Perfect foresight dispatch		[65], [85], [90], [98], [120], [121], [122], [123]	\checkmark	×	

Πίνακας 1.7: Προσεγγίσεις κατανομής της αποθήκευσης στις μεθόδους βασισμένες στην αξια	πιστία.
--	---------

1.4 Σκοπός, συμβολή και δομή της διατριβής

1.4.1 Σκοπός της διατριβής

Αναγνωρίζοντας τη δραστική αλλαγή στο ενεργειακό μείγμα των ηλεκτρικών συστημάτων και τις προκλήσεις που αναπτύσσονται αναφορικά με την αδιάλειπτη εξυπηρέτηση της ζήτησης, η παρούσα διατριβή έχει ως κύριο αντικείμενο τη μελέτη της συμβολής της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην επάρκεια ισχύος των σύγχρονων ΣΗΕ και ειδικότερα την αξιολόγηση της δυνατής συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτή την κατεύθυνση, αρχικά αξιολογείται η επίδραση διαφόρων παραγόντων στο capacity credit των αποθηκευτικών σταθμών, εφαρμόζοντας υφιστάμενη μεθοδολογία μεγιστοποίησης της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος. Ακολούθως η εργασία εισάγει και αναπτύσσει πρωτότυπη προσέγγιση για την ενσωμάτωση της αποθήκευσης στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας, η οποία αξιολογείται συγκριτικά με τις υφιστάμενες στη βιβλιογραφία προσεγγίσεις.

Για τον σκοπό αυτό, αρχικά καταστρώνεται στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος με βάση την state-of-the-art τεχνική Monte Carlo και αναπτύσσονται οι διαθέσιμες στη βιβλιογραφία εναλλακτικές προσεγγίσεις για την εισαγωγή της αποθήκευσης σε αυτό. Αξιοποιώντας την κλασική τεχνική της greedy προσέγγισης, αξιολογείται η επίπτωση στο capacity credit της αποθήκευσης διαφόρων παραγόντων όπως η ισχύς, η χωρητικότητα, ο βαθμός απόδοσης και η αξιοπιστία των αποθηκευτικών διατάξεων, η διείσδυση και το μείγμα ΑΠΕ και το επίπεδο επάρκειας του συστήματος.

Στη συνέχεια, αναγνωρίζοντας τους περιορισμούς των υφιστάμενων προσεγγίσεων ως προς τον τρόπο ένταξης και την πολιτική διαχείρισης της αποθήκευσης στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας, αναπτύσσεται πρωτότυπη μεθοδολογία για την εισαγωγή της αποθήκευσης στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας, βασισμένη στην ανακατανομή πραγματικού χρόνου των συστημάτων αποθήκευσης (real-time redispatch). Συγκεκριμένα, με την προτεινόμενη μέθοδο αρχικά καταστρώνεται το πρόγραμμα λειτουργίας της αποθήκευσης βάσει της ορθολογικής δραστηριοποίησής της στην ημερήσια αγορά, το οποίο τροποποιείται σε πραγματικό χρόνο σε περιπτώσεις έκτακτων καταστάσεων ώστε να ενισχυθεί η αξιοπιστία του συστήματος, επιδιώκοντας παράλληλα την ελάχιστη δυνατή απόκλιση από το αρχικό προφίλ λειτουργίας. Η μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο αναπτύσσεται μέσω ευριστικών αλγορίθμων, μιας αλληλουχίας δηλαδή λογικών συνθηκών και εντολών που ορίζουν τη λειτουργία της αποθήκευσης βάσει των συνθηκών στις οποίες βρίσκεται κάθε στιγμή το σύστημα παραγωγής και οι ίδιοι οι αποθηκευτικοί σταθμοί. Τα αποτελέσματα της μεθόδου ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο συγκρίνονται με τις υφιστάμενες στη βιβλιογραφία προσεγγίσεις. Η μεθοδολογία αρχικά εφαρμόζεται σε αυτόνομους αποθηκευτικούς σταθμούς με μπαταριές, ωστόσο στη συνέχεια επεκτείνεται και σε συστήματα μπαταριών που αναπτύσσονται κατάντη του μετρητή σταθμών ΑΠΕ και συγκεκριμένα φωτοβολταϊκών σταθμών.

1.4.2 Συμβολή της διατριβής

1) Επίδραση διαφορετικών παραμέτρων στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος

Ο προσδιορισμός της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια για ένα σύνολο εναλλακτικών σεναρίων αναφορικά με κρίσιμες παραμέτρους των συστημάτων αποθήκευσης αλλά και των χαρακτηριστικών των ΣΗΕ στο οποίο αυτά εντάσσονται, εφαρμόζοντας πολιτική διαχείρισης που αποσκοπεί στην ελαχιστοποίηση του μη εξυπηρετούμενου φορτίου, συμβάλλει στην κατανόηση του τρόπου και του βαθμού επίδρασης των παραμέτρων αυτών στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος. Η ανάλυση επεκτείνεται στην αξιολόγηση παραμέτρων πέρα από αυτές που έχουν ήδη διερευνηθεί στη βιβλιογραφία.

2) Ανάπτυξη και εφαρμογή πρωτότυπης μεθοδολογίας για την εκτίμηση της συμβολής σταθμών αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος

Η πρωτότυπη μεθοδολογία εισαγωγής της αποθήκευσης στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας που προτείνεται στην παρούσα διατριβή: α) ξεπερνά τη μονοδιάστατη διαχείριση της αποθήκευσης υπό μια πολιτική που εστιάζει αποκλειστικά στην ενίσχυση της επάρκειας, β) εκμεταλλεύεται τις δυνατότητες άμεσης απόκρισης της αποθήκευσης στα απρόοπτα συμβάντα ελλείμματος ισχύος που συμβαίνουν τυχαία και σε πραγματικό χρόνο και γ) διατηρεί το στοχαστικό χαρακτήρα των απωλειών στοιχείων του συστήματος παραγωγής, αποφεύγοντας μη ρεαλιστικές υποθέσεις αναφορικά με τη γνώση αυτών πριν τον χρόνο εμφάνισής τους. Η προτεινόμενη μέθοδος συνεισφέρει συνολικά προς την κατεύθυνση της ρεαλιστικής εκτίμησης της συμβολής των συστημάτων αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος.

Η συγκριτική ανάλυση των αποτελεσμάτων της προτεινόμενης μεθόδου με αυτά των υφιστάμενων και διαθέσιμων στη βιβλιογραφία προσεγγίσεων, επιβεβαιώνει την εγκυρότητα της μεθόδου ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο, ενώ συμβάλλει στην κατανόηση των αρχών λειτουργίας των εναλλακτικών προσεγγίσεων και της επίδρασης αυτών στην εκτίμηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια.

Επέκταση μεθοδολογίας ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο σε αποθήκευση ενσωματωμένη σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς «κατάντη του μετρητή»

Η επέκταση της μεθοδολογίας ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο σε σταθμούς φωτοβολταϊκών με ενσωματωμένη αποθήκευση εισάγει μια πρωτότυπη προσέγγιση για την αξιολόγηση της συμβολής των εν λόγω σταθμών στην επάρκεια ισχύος που υπερβαίνει τα μειονεκτήματα των υφιστάμενων μεθόδων. Η εφαρμογή των υφιστάμενων προσεγγίσεων επιτρέπει τη συγκριτική αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου με αυτές της βιβλιογραφίας ενώ παράλληλα προσδιορίζει το ρεαλιστικό εύρος των τιμών του capacity credit των φωτοβολταϊκών σταθμών με

Τέλος η σύγκριση του capacity credit συστημάτων μπαταριών που είτε αναπτύσσονται ως αυτόνομοι σταθμοί είτε ενσωματώνονται σε σταθμούς ΑΠΕ και κατανέμονται μέσω της προτεινόμενης μεθόδου οδηγεί σε χρήσιμα συμπεράσματα αναφορικά με τις δυνατότητες συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια ανάλογα με τον τρόπο ανάπτυξης της.

1.4.3 Δομή διατριβής

Η οργάνωση της εργασίας έχει ως εξής:

- Στο Κεφάλαιο 1, περιγράφεται η έννοια της επάρκειας ισχύος και οι μεθοδολογίες εκτίμησης της και αναδεικνύεται ο ρόλος που μπορεί να διαδραματίσει η αποθήκευση ενέργειας στη διασφάλιση της επάρκειας των σύγχρονων ΣΗΕ. Ακολούθως, διεξάγεται βιβλιογραφική ανασκόπηση αναφορικά με τη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια, αξιολογώντας ένα πλήθος δημοσιευμένων εργασιών. Τέλος παρουσιάζεται η συνολική συνεισφορά και πρωτοτυπία της παρούσας εργασίας και παρατίθεται ο τρόπος οργάνωσής της.
- Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται η λεπτομερής μαθηματική διατύπωση του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας ισχύος, που βασίζεται στην τεχνική Monte Carlo, το οποίο εφαρμόζεται ενδεικτικά για σενάριο ανάπτυξης του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος απουσία αποθήκευσης και εξάγονται τα βασικά αποτελέσματα επάρκειας. Στη συνέχεια παρουσιάζονται και αξιολογούνται οι διαθέσιμες στη βιβλιογραφία προσεγγίσεις για την εισαγωγή των αποθηκευτικών στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας, ενώ τέλος ορίζεται και περιγράφεται ο τρόπος υπολογισμού του capacity credit.
- Στο Κεφάλαιο 3 εφαρμόζεται προσέγγιση κατανομής της αποθήκευσης με αποκλειστικό στόχο την ελαχιστοποίηση των γεγονότων απώλειας φορτίου (μέθοδος greedy) για πλήθος εναλλακτικών σεναρίων και υπολογίζεται και αξιολογείται το capacity credit της αποθήκευσης. Συγκεκριμένα, εξετάζονται σενάρια σταθμών αποθήκευσης διαφορετικής τεχνολογίας, μεγέθους, απόδοσης και αξιοπιστίας. Επιπλέον, εξετάζονται εναλλακτικά σενάρια αναφορικά με την ανάπτυξη των ΑΠΕ του συστήματος και το επίπεδο επάρκειας αυτού.
- Στο Κεφάλαιο 4 εισάγεται η μεθοδολογία ανακατανομής της αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο για την εκτίμηση της συμβολής της στην επάρκεια ισχύος. Αρχικά παρουσιάζονται οι αρχές και το μαθηματικό μοντέλο της προτεινόμενης μεθοδολογίας και εν συνεχεία αυτή εφαρμόζεται σε αποθηκευτικούς σταθμούς συσσωρευτών και συγκρίνεται με τις υφιστάμενες στη βιβλιογραφία προσεγγίσεις.
- Στο Κεφάλαιο 5 η μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο τροποποιείται κατάλληλα και εφαρμόζεται για Φ/Β σταθμούς με ενσωματωμένα συστήματα μπαταριών. Συγκεκριμένα αναπτύσσεται το μαθηματικό μοντέλο της προτεινόμενης μεθοδολογίας κατάλληλα προσαρμοσμένο για Φ/Β με μπαταρία και εφαρμόζεται για διαφορετικές διαμορφώσεις σταθμών. Τα αποτελέσματα της προτεινόμενης μεθόδου συγκρίνονται με τα αντίστοιχα των υφιστάμενων στη βιβλιογραφία πολιτικών κατανομής τέτοιων σταθμών.
- Στο Κεφάλαιο 6 συνοψίζονται τα κύρια συμπεράσματά της εργασίας και προτείνονται άξονες για την περαιτέρω συνέχισή της.
- Στο Παράρτημα Α παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου του υπό εξέταση συστήματος.
- Στο Παράρτημα Β παρουσιάζεται το γλωσσάριο αντιστοιχίας τεχνικών όρων.

2

Μοντέλο εκτίμησης επάρκειας ισχύος συστήματος παραγωγής και ενσωμάτωση αποθηκευτικών σταθμών βάσει υφιστάμενων μεθόδων

Στο παρόν Κεφάλαιο περιγράφεται και αναπτύσσεται το μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος που βασίζεται στην τεχνική προσομοιώσεων Monte Carlo, το οποίο θα αποτελέσει τη βάση για την ανάλυση της παρούσας εργασίας. Το μοντέλο εφαρμόζεται για σενάριο μελλοντικής ανάπτυξης του ελληνικού συστήματος παραγωγής χωρίς να περιλαμβάνει σε πρώτη φάση συστήματα αποθήκευσης ενέργειας. Ακολούθως περιγράφονται και μοντελοποιούνται οι προσεγγίσεις που εφαρμόζονται σήμερα για την εισαγωγή της αποθήκευσης στα μοντέλα επάρκειας στο πλαίσιο των reliability-based μεθοδολογιών και παρατίθεται ο αναλυτικός τρόπος υπολογισμού του EFC, που χρησιμοποιείται ως δείκτης capacity credit στην παρούσα εργασία.

Μέρος της μεθοδολογίας και των προσεγγίσεων που παρουσιάζονται παρακάτω έχει δημοσιευθεί στις εργασίες [125], [159].

2.1 Κατάστρωση μοντέλου εκτίμησης επάρκειας ισχύος

Στην παρούσα διδακτορική διατριβή αναπτύσσεται μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας πόρων παραγωγής ενός ΣΗΕ εφαρμόζοντας πιθανοτική μέθοδο ανάλυσης που βασίζεται στη διαδοχική τεχνική προσομοιώσεων Monte Carlo και λαμβάνει υπόψη τις παραμέτρους και αβεβαιότητες που επιδρούν τόσο στο δυναμικό παραγωγής όσο και στο φορτίο της ζήτησης. Τα στοιχεία που επηρεάζουν την επάρκεια ισχύος και συνυπολογίζονται στο μοντέλο που αναπτύσσεται είναι τα εξής:

- Το φορτίο ζήτησης του συστήματος.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ.
- Ο στόλος της θερμικής παραγωγής.
- Οι διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες.

Το μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας συνίσταται σε τρία μέρη: το μοντέλο παραγωγής, το μοντέλο ζήτησης και το μοντέλο υπολογισμού των δεικτών επάρκειας. Σε πρώτη φάση το μοντέλο επάρκειας παρουσιάζεται και εφαρμόζεται χωρίς να περιλαμβάνει τη λειτουργία αποθηκευτικών σταθμών. Στη συνέχεια του κεφαλαίου περιγράφονται και αναπτύσσονται οι εναλλακτικές προσεγγίσεις ένταξης των αποθηκευτικών σταθμών στο στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας που συναντώνται στη βιβλιογραφία.

2.1.1 Μοντέλο παραγωγής

Στο μοντέλο παραγωγής ενσωματώνεται η λειτουργία των θερμικών μονάδων του συστήματος και εισαγωγών ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων. Στόχος του μοντέλου είναι η προσομοίωση της διαθέσιμης ισχύος που μπορεί να διατεθεί από θερμικές μονάδες και διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες στο σύστημα σε χρονολογική βάση, λαμβάνοντας υπόψη ενδεχόμενη μη διαθεσιμότητα τόσο των μονάδων όσο και των διασυνδετικών γραμμών.

Η διαθέσιμη θερμική παραγωγή εξαρτάται αφενός από το συνολικό δυναμικό των μονάδων παραγωγής και αφετέρου από τη διαθεσιμότητα τους κάθε στιγμή της εξεταζόμενης περιόδου. Η διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων εξαρτάται τόσο από τις προγραμματισμένες συντηρήσεις, όσο και από πιθανές βλάβες τους. Για την εισαγωγή μη προγραμματισμένων βλαβών των θερμικών μονάδων χρησιμοποιείται η τεχνική προσομοιώσεων Monte Carlo. Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 1 η τεχνική αυτή βασίζεται στην αναπαραγωγή με στοχαστικό τρόπο πολλαπλών σεναρίων (δειγμάτων) ετήσιας διαθεσιμότητας κάθε μονάδας του συστήματος. Το πλήθος των πιθανών συνδυασμών μη διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια μιας περιόδου μελέτης αυξάνει με το πλήθος των μονάδων παραγωγής. Επιπλέον το πλήθος των συνδυασμών αυτών τείνει στο άπειρο, καθώς οι τυχαίες βλάβες μπορούν να εμφανιστούν σε οποιαδήποτε μονάδα του συστήματος, οποιαδήποτε στιγμή, με τυχαία διάρκεια και συχνότητα. Αναγνωρίζοντας τα παραπάνω η τεχνική προσομοιώσεων Monte Carlo αναπαράγει ένα πολύ μεγάλο πλήθος σεναρίων συνδυασμών μη διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη τα χαρακτηριστικά μεγέθη αξιοπιστίας των μονάδων.



Σχήμα 2.1: Μοντέλο δύο καταστάσεων για μονάδες παραγωγής.

Στην παρούσα εργασία η χρονολογική αναπαράσταση της διαθεσιμότητας των θερμικών μονάδων πραγματοποιείται με τη μέθοδο δειγματοληψίας διάρκειας καταστάσεων (state duration sampling), θεωρώντας δικαταστατικό μοντέλο διαθεσιμότητας των θερμικών μονάδων. Αυτή η προσέγγιση χρησιμοποιεί τις συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας της διάρκειας της κάθε κατάστασης των μονάδων παραγωγής. Στην περίπτωση εφαρμογής μοντέλου δύο καταστάσεων μιας μονάδας, που σημαίνει ότι μία μονάδα u μπορεί είτε να έχει διαθέσιμη την συνολική της ισχύ (up) με πιθανότητα (1 – FOR_u), είτε να έχει μηδενική διαθέσιμη ισχύ (down) με πιθανότητα FOR_u , (Σχήμα 2.1), χρησιμοποιούνται οι συναρτήσεις πιθανότητας της διάρκειας αδιάληπτης λειτουργίας και της διάρκειας επισκευής οι οποίες θεωρείται ότι ακολουθούν εκθετική κατανομή, ([9]). Με βάση τα παραπάνω, η προσέγγιση δειγματοληψίας διάρκειας κατάστασης που εφαρμόζεται μπορεί να συνοψιστεί στα εξής βήματα:

- Καθορισμός της αρχικής κατάστασης της κάθε μονάδας *u*. Γενικά, θεωρείται ότι όλες οι μονάδες βρίσκονται σε κατάσταση λειτουργίας κατά την έναρξη της προσομοίωσης.
- Δειγματοληψία της διάρκειας της συγκεκριμένης κατάστασής για κάθε μονάδα. Δεδομένης εκθετικής κατανομής⁴, η δειγματοληπτική τιμή της διάρκειας κατάστασης δίνεται από την (2.1),

$$T_u = -\frac{1}{k_u} ln U_u \tag{2.1}$$

όπου U_u είναι μια ομοιόμορφη κατανομή στο διάστημα [0, 1], που αντιστοιχεί στην u-στη μονάδα. Αν η τρέχουσα κατάσταση είναι η κατάσταση λειτουργίας, τότε το k_u είναι ο ρυθμός βλάβης της μονάδας, ενώ αν η τρέχουσα κατάσταση είναι εκτός λειτουργίας, τότε k_u είναι ο ρυθμός ρυθμός επισκευής της.

- Το βήμα 2 επαναλαμβάνεται, εναλλάσσοντας κατάσταση, έως ότου συμπληρωθεί το χρονικό διάστημα που μελετάται (έτος).
- 4) Τελικά διαμορφώνεται το τυχαίο προφίλ διαθεσιμότητας της κάθε μονάδας από την αλληλουχία των τυχαία παραγόμενων διαρκειών λειτουργίας και βλάβης ως μία χρονοσειρά με τιμές 0 και 1 που πολλαπλασιάζεται με την αποδιδόμενη ισχύ της εκάστοτε μονάδας, όπως φαίνεται ενδεικτικά στο Σχήμα 2.2 (a, b).

```
Συνάρτηση εκθετικής κατανομής: f(x) = k \cdot e^{-k \cdot x}, όπου k η μέση τιμή
```

```
Αθροιστική συνάρτηση εκθετικής κατανομής: F(x) = 1 - e^{-k \cdot x}, όπου k η μέση τιμή
```

Αντίστροφος μετασχηματισμός αθροιστικής συνάρτησης: $X = F^{-1}(U) = -\frac{1}{k} \cdot ln(1-U)$

⁴ Σημειώνεται ότι η εκθετική κατανομή χαρακτηρίζεται μόνο από τη μέση της τιμή (μονοπαραμετρική). Για την παραγωγή τυχαίων δειγμάτων από τις κατανομές αυτές χρησιμοποιείται η ακόλουθη ιδιότητα του αντίστροφου μετασχηματισμού των τυχαίων μεταβλητών: αν μία τυχαία μεταβλητή U ακολουθεί μια ομοιόμορφη κατανομή στο διάστημα [0,1], η τυχαία μεταβλητή X= $F^{-1}(U)$ έχει συνεχή αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της F(x). Με άλλα λόγια παράγοντας τυχαίους αριθμούς εντός του διαστήματος [0,1] και θέτοντάς τους ως ανεξάρτητη μεταβλητή στην αντίστροφη συνάρτηση της εκθετικής κατανομής παράγονται τυχαίες τιμές αυτής.

Συνεπώς γνωρίζοντας τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας των θερμικών μονάδων παραγωγής μπορούν να παραχθούν τυχαίες χρονοσειρές διαθεσιμότητας για την κάθε μονάδα. Η παραγωγή δειγματοληπτικών τιμών για τους χρόνους έως την εμφάνιση βλάβης (*TTF*) και για την επισκευή της (*TTR*), προκύπτουν σύμφωνα με την (2.1) ως εξής:

$$TTF = -MTTF \cdot ln(U) \tag{2.2}$$

$$TTR = -MTTR \cdot ln(U') \tag{2.3}$$

όπου ο δείκτης MTTF εκφράζει το μέσο χρόνο που μια μονάδα βρίσκεται εντός λειτουργίας, ή με άλλα λόγια, το μέσο χρόνο μεταξύ δύο αναγκαστικών διακοπών λειτουργίας και ο MTTR εκφράζει το μέσο χρόνο που μια μονάδα βρίσκεται εκτός λειτουργίας μετά από μία αναγκαστική διακοπή/βλάβη. Οι U και U' είναι δύο ομοιόμορφα κατανεμημένες ακολουθίες τυχαίων αριθμών στο διάστημα [0 1]. Σημειώνεται ότι για μοντέλο δύο καταστάσεων, οι μέσοι χρόνοι MTTF και MTTR συνδέονται με το ρυθμό μη προγραμματισμένων διακοπών μια μονάδας με τη σχέση (2.4).

$$FOR = \frac{MTTR}{MTTR + MTTF}$$
(2.4)

Οι τυχαίες διάρκειες αδιάληπτης λειτουργίας και επισκευής, *TTF* και *TTR*, μετριούνται σε ώρες ενώ οι χρονοσειρές διαθεσιμότητας έχουν διάρκεια ενός έτους (8760 ωρών). Μετά την κατασκευή των χρονοσειρών διαθεσιμότητας των μονάδων βάσει των χρονικών διαστημάτων εντός και εκτός λειτουργίας και της αποδιδόμενης ισχύος τους, αθροίζονται οι χρονοσειρές διαθεσιμότητας ισχύος όλων των μονάδων για την κατασκευή της χρονοσειράς διαθεσιμότητας θερμικής ισχύος του συστήματος παραγωγής. Στο Σχήμα 2.2 παρουσιάζεται η διαδικασία κατασκευής της χρονοσειράς διαθεσιμότητας της θερμικής παραγωγής για ένα απλοποιημένο σύστημα δύο θερμικών μονάδων.



Σχήμα 2.2: Παράδειγμα κατασκευής ετήσιας χρονοσειράς διαθεσιμότητας ισχύος θερμικής παραγωγής ενός απλοποιημένου συστήματος δύο θερμικών μονάδων: χρονοσειρά διαθέσιμης ισχύος a) μονάδας 1, b) μονάδας 2 και c) του συστήματος συνολικά.

Αναφορικά με τις δυνατότητες εισαγωγών από τις γειτονικές χώρες μέσω των διασυνδέσεων, αυτές αντιμετωπίζονται με όμοιο τρόπο με τις θερμικές μονάδες λαμβάνοντας υπόψη τη μεταφορική ικανότητα της γραμμής της εκάστοτε διασύνδεσης (net transfer capacity-NTC) και τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας της. Έτσι εφαρμόζοντας την ίδια μεθοδολογία με αυτή των θερμικών μονάδων και υποθέτοντας επίσης δικαταστατικό μοντέλο διαθεσιμότητας για τις διασυνδετικές γραμμές, αναπαράγεται τυχαία χρονοσειρά της διαθέσιμης εισαγωγικής ικανότητας της κάθε διασύνδεσης. Παρότι η μεθοδολογία προσομοίωσης της διαθεσιμότητας των διασυνοριακών γραμμών είναι όμοια με αυτή των θερμικών μονάδων, σημειώνονται σημαντικές διαφορές αναφορικά με τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας των δύο στοιχείων, τόσο αναφορικά με τη διάρκεια επισκευής τους όσο και με την πιθανότητα βλάβης τους.

Οι χρονοσειρές διαθεσιμότητας ισχύος των θερμικών μονάδων παραγωγής και των διασυνδέσεων αθροίζονται για την διαμόρφωση της χρονοσειράς της συνολικής διαθέσιμης ισχύος του συστήματος (*ACC*_{t,s}) όπως φαίνεται στην εξίσωση (2.5).

$$ACC_{t,s} = \sum_{u \in \mathcal{U}} (a_{u,t,s} \cdot NGC_{u,t}) + \sum_{i \in \mathcal{I}} (a_{i,t,s} \cdot NTC_{i,t})$$
(2.5)

Στο δεξί μέλος της εξίσωσης (2.5), ο πρώτος όρος ($\sum_{u \in U} (a_{u,t,s} \cdot NGC_{u,t})$) αναπαριστά την διαθέσιμη θερμική ισχύ και ο δεύτερος ($\sum_{i \in I} (a_{i,t,s} \cdot NTC_{i,t})$) τη διαθέσιμη εισαγωγική ικανότητα για κάθε ώρα t του έτους εξέτασης. Οι τυχαίες δυαδικές μεταβλητές $a_{u,t,s}$ και $a_{i,t,s}$ αφορούν τη διαθεσιμότητα της θερμικής μονάδας u και της διασύνδεσης i αντίστοιχα και παίρνουν την τιμή 1 όταν το στοιχείο είναι διαθέσιμο και την τιμή 0 όταν το στοιχείο είναι σε βλάβη, σύμφωνα με τις χρονοσείρες διαθεσιμότητας τους. Οι παράμετροι $NGC_{u,t}$ και $NTC_{i,t}$ εκφράζουν τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ της θερμικής μονάδας u και τη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης i αντίστοιχα. Σημειώνεται ότι οι παράμετροι αυτές είναι χρονικά εξαρτώμενες καθώς ενσωματώνουν μερικές ή ολικές συντηρήσεις των στοιχείων και εποχική μεταβολή της απόδοσης τους. Τέλος τα σύνολα U και J αφορούν όλες τις θερμικές μονάδες και τις διασυνδέσεις του συστήματος αντίστοιχα.

Με την παραπάνω διαδικασία διαμορφώνεται μία χρονοσειρά συνολικής διαθέσιμης ισχύος του συστήματος για ένα δείγμα s των δειγμάτων-ετών των προσομοιώσεων Monte Carlo. Η επανάληψη της διαδικασίας οδηγεί στην παραγωγή πλήθους χρονοσειρών συνολικής διαθέσιμης ισχύος που αξιοποιούνται για τον υπολογισμό των δεικτών επάρκειας του συστήματος.

2.1.2 Μοντέλο ζήτησης

Το μοντέλο ζήτησης περιλαμβάνει το φορτίο ζήτησης του συστήματος και την παραγωγή από ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών σταθμών (ΥΗΣ). Στόχος του μοντέλου είναι η προσομοίωση του προς κάλυψη φορτίου από τη διαθέσιμη ισχύ του μοντέλου παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες και την τυχαιότητα της ζήτησης και της παραγωγής ΑΠΕ. Σημειώνεται ότι στο μοντέλο ζήτησης θα ενσωματωθεί παρακάτω και η λειτουργίας της αποθήκευση ενέργειας. Στις μελέτες επάρκειας, για την αντιμετώπιση της στοχαστικής φύσης και της αδυναμίας τέλειας πρόβλεψης του φορτίου ζήτησης και της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ εξετάζονται εναλλακτικά σενάρια μετεωρολογικών ετών. Ενδεικτικά ο ENTSO-e στη μελέτη ERAA χρησιμοποιεί δεδομένα φορτίου, παραγωγής ΑΠΕ και φυσικών εισροών που αποτυπώνουν τις κλιματικές συνθήκες 35 διαφορετικών ετών, ([21]). Στην παρούσα εργασία σημειώνεται ότι εξετάζεται ένα κλιματικό έτος.

Για την περίπτωση που στο σύστημα δεν περιλαμβάνεται αποθήκευση ενέργειας, παράγεται η χρονοσειρά καθαρού φορτίου ($NL_{t,s}$) σε ετήσια βάση σύμφωνα με την (2.6). Αυτή υπολογίζεται ως το φορτίο ζήτησης (p_t^d) μειωμένο κατά το σύνολο της παραγωγής των τεχνολογιών ΑΠΕ του συστήματος συμπεριλαμβανομένων και των ΥΗΣ, ($\sum_{res\in\mathcal{R}} p_{res,t}$) και τις συνολικές εξαγωγές ($\sum_{i\in\mathcal{I}}(a_{i,t,s}\cdot p_{i,t}^{exp})$), όπου res η κάθε τεχνολογία και \mathcal{R} το σύνολο των τεχνολογιών ΑΠΕ. Σημειώνεται ότι στην (2.6) εισάγεται η πρωτογενώς διαθέσιμη παραγωγή των μη κατανεμόμενων ΑΠΕ, όπως φωτοβολταϊκών σταθμών, αιολικών πάρκων κ.α., ενώ η παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών προσδιορίζεται από μοντέλο ένταξης μονάδων και οικονομικής κατανομής φορτίου (UC-ED) που περιγράφεται στην Παράγραφο 2.2.2. Τέλος από το ίδιο μοντέλο εξάγεται και το προφίλ των εξαγωγών του συστήματος ($p_{i,t}^{exp}$).

$$NL_{t,s} = p_t^d - \sum_{res \in \mathcal{R}} p_{res,t} + \sum_{i \in \mathcal{I}} (a_{i,t,s} \cdot p_{i,t}^{exp})$$
(2.6)

2.1.3 Υπολογισμός δεικτών αξιοπιστίας

Για τον υπολογισμό των δεικτών επάρκειας του συστήματος τα μοντέλα παραγωγής και ζήτησης συνδυάζονται. Συγκεκριμένα για κάθε δείγμα Monte Carlo, η διαθέσιμη ισχύς του ($ACC_{t,s}$) συγκρίνεται με το καθαρό φορτίο ($NL_{t,s}$) και προκύπτουν οι τυχόν ωριαίες απώλειες φορτίου, όπως φαίνεται ενδεικτικά για δύο δείγματα στο Σχήμα 2.3. Στο σχήμα φαίνονται δύο δείγματα έτους προσομοίωσης της τεχνικής Monte Carlo, ένα στο οποίο δεν υπάρχει απώλεια φορτίου (Σχήμα 2.3(a)) και ένα κατά το οποίο παρατηρείται απώλεια φορτίου (Σχήμα 2.3(b)). Οι απώλειες φορτίου υπολογίζονται για κάθε δείγμα του Monte Carlo είτε ως συνολική διάρκεια σε ώρες εντός του έτους (Loss of Load Duration- LLD), είτε ως περικοπή ενέργειας σε MWh (Energy not supplied-ENS), μέσω των σχέσεων (2.7) και (2.8) αντίστοιχα.

$$LLD_{s} = \sum_{t=1}^{8760} LOL_{t,s}, \text{ όπου } LOL_{t,s} = \begin{cases} 1, NL_{t,s} > ACC_{t,s} \\ 0, NL_{t,s} \le ACC_{t,s} \end{cases}$$
(2.7)

$$ENS_{s} = \sum_{t=1}^{8760} \max(0, NL_{t,s} - ACC_{t,s})$$
(2.8)



Σχήμα 2.3: Υπέρθεση διαθέσιμης ισχύος συστήματος και καθαρού φορτίου για τον υπολογισμό των δεικτών επάρκειας, για δύο δείγματα Monte Carlo: a) χωρίς και b) με απώλεια φορτίου.

Η σύγκριση αυτή επαναλαμβάνεται για πολλαπλά δείγματα Monte Carlo και κάθε φορά υπολογίζονται εκ νέου οι ποσότητες LLD_s και ENS_s . Σε κάθε επανάληψη της διαδικασίας υπολογισμού των ενδεχόμενων απωλειών φορτίου, οι δείκτες αξιοπιστίας LOLE και EENS προκύπτουν ως ο μέσος όρος των ποσοτήτων LLD_s και ENS_s όλων των προσομοιώσεων Monte Carlo που έχουν εκτελεστεί, N, όπως φαίνεται, στις εξισώσεις (2.9) και (2.10). Σημειώνεται ότι κατά τις προσομοιώσεις ακολουθείται ωριαίο βήμα.

$$LOLE_N = \frac{\sum_{s=1}^{N} LLD_s}{N}$$
(2.9)

$$EENS_N = \frac{\sum_{s=1}^N ENS_s}{N}$$
(2.10)

Όπως περιεγράφηκε στην Ενότητα 1.1 η μέθοδος Monte Carlo βασίζεται στον συνεχή επανυπολογισμό των δεικτών επάρκειας για ένα μεγάλο πλήθος επαναλήψεων N_{MCS}, έως ότου οι τιμές των δεικτών συγκλίνουν σε μία τιμή. Η σύγκλιση των δεικτών επάρκειας επιτυγχάνεται μετά το πέρας αρκετών επαναλήψεων της μεθόδου. Για τον τερματισμό της επαναληπτικής διαδικασίας αξιολογείται ο συντελεστής σύγκλισης των δεικτών επάρκειας και θεωρείται τιμή κατώφλι κάτω από την οποία η σύγκλιση κρίνεται ικανοποιητική, έτσι το πλήθος των ετών προσομοίωσης της μεθόδου (N_{MCS}), καθορίζεται από την επιδιωκόμενη ακρίβεια.

Η ακρίβεια σύγκλισης της επαναληπτικής τεχνικής Monte Carlo, a_N , υπολογίζεται σε κάθε της επανάληψη από τη σχέση (2.11).

$$a_{N_X} = \frac{\sigma_{N_X}}{E_N(X)} \tag{2.11}$$

Όπου X ο υπό εξέταση δείκτης αξιοπιστίας (LOLE ή EENS), σ_{N_X} η τυπική απόκλιση του και $E_N(X)$ η μέση του τιμή. Η μέση τιμή και η διακύμανση της εκτίμησης του δείκτη αξιοπιστίας προκύπτει από τις σχέσεις (2.12) και (2.13) αντίστοιχα.

$$E_N(X) = \frac{\sum_{s=1}^N X_s}{N}$$
(2.12)

$$\sigma_{N_X}^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{s=1}^{N} [X_s - E_N(X)]^2$$
(2.13)

Καθώς το πλήθος των προσομοιώσεων Monte Carlo αυξάνεται οι δείκτες αξιοπιστίας συγκλίνουν γύρω από μία τιμή, η οποία θεωρείται η «πραγματική» τους τιμή. Ο δείκτης αξιοπιστίας που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ακρίβειας της διαδικασίας είναι ο δείκτης *EENS* ο οποίος έχει τη χαμηλότερη ταχύτητα σύγκλισης σε σύγκριση με άλλους δείκτες, ([9]). Με βάση το κριτήριο της ακρίβειας η προσομοίωση Monte Carlo σταματά όταν αυτή γίνει μικρότερη από την προκαθορισμένη τιμή ανοχής.

2.1.4 Αποτελέσματα εφαρμογής του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας απουσία αποθηκευτικών σταθμών

Στην παρούσα παράγραφο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα εφαρμογής του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας ισχύος. Το μοντέλο εφαρμόζεται για σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που προσομοιάζει με το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα, τα θεωρούμενα χαρακτηριστικά του οποίου παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α. Στην παρούσα φάση θεωρείται ότι στο σύστημα δεν αναπτύσσονται αποθηκευτικοί σταθμοί. Τα αποτελέσματα των βασικών δεικτών επάρκειας LOLE και ΕΕΝS παρουσιάζονται στο Πίνακα 2.1⁵.

LOLE [h]	EENS [‰]	EENS [MWh]
4,76	0,026	1.631

Πίνακας 2.1: Αποτελέσματα δεικτών επάρκειας απουσία αποθηκευτικών σταθμών.

Στο Σχήμα 2.4 παρουσιάζονται οι τιμές της απώλειας φορτίου ανά έτος δείγμα του Monte Carlo (Σχήμα 2.4(a)), η εξέλιξη της τιμής του δείκτη ΕΕΝS (Σχήμα 2.4(b)) και η ακρίβεια σύγκλισης της (Σχήμα 2.4(c)), καθώς αυξάνονται τα δείγματα. Όπως παρατηρείται από το Σχήμα 2.4(a), ετήσιες απώλειες φορτίου άνω των 20GWh παρατηρούνται μόνο σε 133 δείγματα του Monte Carlo ενώ σε περίπου 11.180 δείγματα δεν εμφανίζεται απώλεια φορτίου. Το κριτήριο σύγκλισης της διαδικασίας τίθεται ίσο με 1% και επιτυγχάνεται μετά το πέρας ~36.000 δειγμάτων.

⁵ Σημειώνεται ότι οι τιμές των δεικτών επάρκειας προκύπτουν με βάση τις υποθέσεις που έχουν γίνει στην παρούσα εργασία και εξυπηρετούν του σκοπούς αυτής.



Σχήμα 2.4: (a) Χρονοσειρά και καμπύλη διάρκειας απωλειών φορτίου (ENS), (b) εξέλιξη της τιμής του δείκτη ΕΕΝS και (c) της ακρίβειας της δειγματοληψίας για τα έτη-δείγματα των προσομοιώσεων Monte Carlo.

Στο Σχήμα 2.5 παρουσιάζεται το μέσο ημερήσιο προφίλ της απώλειας φορτίου ανά μήνα, ενώ παρατίθεται και το αντίστοιχο προφίλ του φορτίου ζήτησης και του καθαρού φορτίου. Σημειώνεται ότι το μέσο ημερήσιο προφίλ απώλειας φορτίου προκύπτει από τη μέση ετήσια χρονοσειρά απώλειας φορτίου των 36.000 δειγμάτων που εκτελέστηκαν. Όπως φαίνεται από το σχήμα η αναμενόμενη απώλεια φορτίου είναι ευθέως εξαρτώμενη από το ύψος της καμπύλης καθαρού φορτίου, καθώς τους μήνες με τις υψηλότερες τιμές καθαρού φορτίου, παρουσιάζονται και οι υψηλότερες τιμές της αναμενόμενης απώλειας φορτίου. Επιπλέον, ο κίνδυνος απώλειας φορτίου εντοπίζεται σχεδόν αποκλειστικά τις βραδινές και νυχτερινές ώρες, συγκεκριμένα μεταξύ 19:00 και 00:00, όπου παρουσιάζονται και οι αιχμές του υπολειπόμενου φορτίου.



Σχήμα 2.5: Μέσο ημερήσιο προφίλ φορτίου ζήτησης και καθαρού φορτίου και μέσο ημερήσιο προφίλ αναμενόμενης απώλειας φορτίου ανά μήνα.

2.2 Εισαγωγή αποθήκευσης στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος μέσω των υφιστάμενων προσεγγίσεων

Στην παρούσα εργασία εφαρμόζονται reliability-based μέθοδοι για την αξιολόγηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια. Η λειτουργία των αποθηκευτικών σταθμών ενσωματώνεται στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος μέσω του μοντέλου ζήτησης. Συγκεκριμένα η εισαγωγή της αποθήκευσης στο σύστημα προσαυξάνει το καθαρό φορτίο κατά την ισχύ φόρτισης ($p_{t,s}^{ess-c}$) της από το σύστημα και το μειώνει κατά την ισχύ εκφόρτισης ($p_{t,s}^{ess-c}$), όπως φαίνεται στην σχέση (2.14). Στο πλαίσιο του μοντέλου λαμβάνεται υπόψη η διαθεσιμότητα της αποθήκευσης, λόγω τυχαίων βλαβών της, μέσω της τυχαίας δυαδικής μεταβλητής ($a_{t,s}^{ess}$), η οποία παράγεται με τον ίδιο τρόπο με τις αντίστοιχες δυαδικές μεταβλητές διαθεσιμότητας των θερμικών μονάδων και των διασυνδέσεων. Μη διαθεσιμότητα του αποθηκευτικού σταθμού για μία συγκεκριμένη ώρα σημαίνει μη δυνατότητα φόρτισης ή εκφόρτισης του και διατήρηση της στάθμης

$$R_{t,s} = p_t^d - \sum_{res \in \mathcal{R}} p_{res,t} + \sum_{i \in \mathcal{I}} (a_{i,t,s} \cdot p_{i,t}^{exp}) + a_{t,s}^{ess} \cdot p_{t,s}^{ess-c} - a_{t,s}^{ess} \cdot p_{t,s}^{ess-d}$$
(2.14)

Όπως αναλύθηκε στη βιβλιογραφική ανασκόπηση της Ενότητας 1.3 εναλλακτικές πολιτικές διαχείρισης για την εισαγωγή της λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών στο μοντέλο επάρκειας ισχύος αναπτύσσονται και προτείνονται στη σχετική βιβλιογραφία κατά την εφαρμογή reliabilitybased μεθόδων. Η διαφοροποίηση μεταξύ των πολιτικών έγκειται κατά κύριο λόγο στον τρόπο προσομοίωσης της λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών σε συνάρτηση με τα γεγονότα απώλειας στοιχείων του συστήματος που συμβαίνουν τυχαία σε πραγματικό χρόνο και μοντελοποιούνται μέσω της τεχνικής Monte Carlo. Στην συνέχεια επαναλαμβάνεται εν συντομία το πλαίσιο διαχείρισης της αποθήκευσης σε καθεμία από τις υφιστάμενες πολίτικες διαχείρισης και παρέχονται τα μαθηματικά μοντέλα προσομοίωσης τους στο πλαίσιο του μοντέλου επάρκειας ισχύος.

2.2.1 Κατανομή αποθήκευσης με αποκλειστικό στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών φορτίου σε πραγματικό χρόνο

Κατά την πολιτική διαχείρισης της αποθήκευσης με αποκλειστικό στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών φορτίου (greedy dispatch) επιδιώκεται η ελαχιστοποίηση των απωλειών φορτίου του συστήματος αξιοποιώντας τις μέγιστες δυνατότητες συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος. Αυτό επιτυγχάνεται διατηρώντας τους αποθηκευτικούς σταθμούς κατά το μέγιστο δυνατόν φορτισμένους κατά τις ώρες που δεν υπάρχει κίνδυνος απώλειας φορτίου και εκφορτίζοντας τους κατάλληλα τις ώρες που εμφανίζεται ανεπάρκεια ισχύος. Η λειτουργία των σταθμών αποφασίζεται σε πραγματικό χρόνο ώρα-ώρα λαμβάνοντας υπόψη τη διαθεσιμότητα ισχύος του συστήματος και το καθαρό προς εξυπηρέτηση φορτίο. Συγκεκριμένα η αποθήκευση φορτίζει όταν δεν υπάρχει κίνδυνος απώλειας φορτίου, εφόσον υπάρχει περίσσεια διαθέσιμης ενέργειας στο σύστημα και περιθώριο φόρτισης βάσει του επιπέδου πλήρωσης της χωρητικότητας της (SoC) και εκφορτίζει σε περιπτώσεις που η διαθέσιμη παραγωγή του συστήματος υπολείπεται του φορτίου ζήτησης στο μέτρο που της επιτρέπει το ενεργειακό της απόθεμα. Επιπλέον η ωριαία φόρτιση και εκφόρτιση των αποθηκευτικών σταθμών δεν ξεπερνούν την μέγιστη ικανότητα απορρόφησης και έγχυσης τους αντίστοιχα. Ώρες κινδύνου απώλειας φορτίου ή δυνητικής απώλειας φορτίου ορίζονται ώρες κατά τις οποίες το καθαρό φορτίο υπολείπεται της διαθέσιμης ισχύος του συστήματος. Η greedy πολιτική διαχείρισης υλοποιείται μέσω ευριστικού αλγορίθμου που αποφασίζει ώρα-ώρα τη λειτουργία της. Η πολιτική εφαρμόζεται σε κάθε δείγμα των προσομοιώσεων Monte Carlo, συνεπώς διαφορετικό προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης διαμορφώνεται για κάθε έτος-δείγμα.

Στον Πίνακα 2.2 παρουσιάζεται ο αλγόριθμος υλοποίησης της greedy πολιτικής διαχείρισης για σταθμούς αποθήκευσης. Ο αλγόριθμος εφαρμόζεται σε ετήσια βάση ώρα-ώρα για κάθε έτος-δείγμα των προσομοιώσεων Monte Carlo. Στο τέλος κάθε ώρας υπολογίζεται η στάθμη φόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού ($SoC_{t,s}^{ess}$) εξασφαλίζοντας τη συνέχεια και τη ρεαλιστική αναπαράσταση του προφίλ λειτουργίας του. Δεδομένα εισόδου του αλγορίθμου αποτελούν τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά των αποθηκευτικών σταθμών, συγκεκριμένα, η μέγιστη ισχύς απορρόφησης ($\overline{p^{ess-c}}$) και έγχυσης ($\overline{p^{ess-d}}$) τους, η ελάχιστη (E^{ess}), και η μέγιστη ($\overline{E^{ess}}$) χωρητικότητα τους και ο βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου λειτουργίας τους (n_{ess})⁶. Επιπλέον ο αλγόριθμος λαμβάνει υπόψη τη διαθέσιμη ισχύ του συστήματος ($ACC_{t,s}$), την τιμή του καθαρού φορτίου κάθε ώρας ($NL_{t,s}$), και την κατάσταση διαθεσιμότητας του αποθηκευτικού σταθμού ($a_{t,s}^{ess-d}$) των αποθηκευτικών σταθμών φόρτισης ($p_{t,s}^{ess-c}$) και εκφόρτισης ($p_{t,s}^{ess-d}$) των αποθηκευτικών σταθμώς του συστήματος του αποθηκευτικού σταθμού ($a_{t,s}^{ess}$) για κάθε δείγμα S του διαθεσιμότητας του αποθηκευτικών σταθμού του συστήματος του αποθηκευτικού σταθμού ($a_{t,s}^{ess-d}$) των αποθηκευτικών σταθμών για κάθε δείγμα Monte Carlo το οποίο τελικά εισάγεται στη σχέση (2.14), για τη διαμόρφωση του υπολειπόμενου φορτίου και χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της στάθμης φόρτισης τους ($SoC_{t,s}^{ess}$).

Πίνακας 2.2: Αλγόριθμος greedy	κατανομής αποθηκευτικών σταθμών.
--------------------------------	----------------------------------

Croady dispatch	for stand along ES	C
Greeuy dispatch	101 Stand-alone ESS	2

Input : $\overline{p^{ess-c}}$, $\overline{p^{ess-d}}$, $\overline{E^{ess}}$, $\underline{E^{ess}}$, n_{ess} , $a_{t,s}^{ess}$, $ACC_{t,s}$, $NL_{t,s}$ Output : $p_{t,s}^{ess-c}$, $p_{t,s}^{ess-d}$, $SoC_{t,s}^{ess}$	
2:	if $ACC_{t,s} \ge NL_{t,s}$ then
3:	$p_{t,s}^{ess-c} \leftarrow \min\left\{ACC_{t,s} - NL_{t,s}, \overline{p^{ess-c}}, \frac{\overline{E^{ess}} - SoC_{t-1,s}^{ess}}{\sqrt{n_{ess}}}\right\} \cdot a_{t,s}^{ess}$
4:	$p_{t,s}^{ess-d} \leftarrow 0$
5:	else
6:	$p_{t,s}^{ess-c} \leftarrow 0$
7:	$p_{t,s}^{ess-d} \leftarrow min \left\{ NL_{t,s} - ACC_{t,s}, \overline{p^{ess-d}}, \left(SoC_{t-1,s}^{ess} - \underline{E}^{ess} \right) \cdot \sqrt{n_{ess}} \right\} \cdot a_{t,s}^{ess}$
8:	end if
9:	$SoC_{t,s}^{ess} \leftarrow SoC_{t-1,s}^{ess} + p_{t,s}^{ess-c} \cdot \sqrt{n_{ess}} - \frac{p_{t,s}^{ess-d}}{\sqrt{n_{ess}}}$
10:	end for

 $^{^{6}}$ Γίνεται η υπόθεση ότι οι βαθμοί απόδοσης εισόδου και εξόδου της αποθήκευσης είναι όμοιοι και συνεπώς ίσοι με $\sqrt{n_{ess}}$.

Όταν η διαθέσιμη ισχύς ξεπερνά το καθαρό φορτίο του συστήματος ($ACC_{t,s} \ge NL_{t,s}$), οι σταθμοί φορτίζονται με την περίσσεια ενέργειας του συστήματος, χωρίς ωστόσο η ισχύς φόρτισης τους να ξεπερνά τη μέγιστη ικανότητα φόρτισης τους και η ενέργεια φόρτισης να ξεπερνά το περιθώριο πλήρωσης τους. Αντίθετα όταν η διαθέσιμη ισχύς του συστήματος υπολείπεται του καθαρού φορτίου τότε ο σταθμός εκφορτίζεται σύμφωνα με τα αποθέματα ενέργειας του χωρίς να ξεπερνιέται η μέγιστη ισχύς εκφόρτισης του, αλλά και το ωριαίο έλλειμμα ισχύος.

2.2.2 Σταθερή κατανομή αποθήκευσης

Κατά την πολιτική διαχείρισης σταθερής κατανομής (fixed dispatch), το προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης προσδιορίζεται χωρίς να συνυπολογίζονται απρόβλεπτες βλάβες στοιχείων του συστήματος. Συγκεκριμένα η λειτουργία της αποθήκευσης καθορίζεται πριν το πραγματικό χρόνο θεωρώντας πλήρως διαθέσιμα όλα τα στοιχεία του συστήματος και εξυπηρετώντας ένα συγκεκριμένο στόχο. Συνεπώς σε επίπεδο μοντελοποίησης, η λειτουργία της αποθήκευσης αποφασίζεται ανεξάρτητα από το μοντέλο εκτίμησης επάρκειας και παραμένει αμετάβλητη σε κάθε έτος-δείγμα του Monte Carlo. Όπως αναλύθηκε στην Ενότητα 1.3, στη βιβλιογραφία όταν εφαρμόζεται η πολιτική αυτή, η λειτουργία της αποθήκευσης μπορεί να αποφασίζεται υπό το πρίσμα της ελαχιστοποίησης του κόστους παραγωγής του συστήματος, της μείωσης των αιχμών του καθαρού φορτίου, της μεγιστοποίησης των εσόδων των σταθμών αποθήκευσης από την αγορά ή ακόμα και της μείωσης των περικοπών ΑΠΕ. Στην παρούσα εργασία, η κατάστρωση του προφίλ λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών στο πλαίσιο της σταθερής κατανομής πραγματοποιείται είτε με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας του συστήματος, είτε την ημερήσια περικοπή των αιχμών φορτίου.

Για να προσδιοριστεί το προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης όταν αυτή λειτουργεί με στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους συστήματος χρησιμοποιείται μοντέλο ένταξης μονάδων και οικονομικής κατανομής φορτίου (UC-ED) προ-ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού (day-ahead scheduling), με το στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους (cost optimal approach). Κατά την εφαρμογή του μοντέλου προσομοιώνεται η λειτουργία όλων των στοιχείων του συστήματος παραγωγής, το οποίο περιλαμβάνει θερμικές μονάδες, μονάδες ΑΠΕ, μεταξύ των οποίων και ΥΗΣ, διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες και προφανώς σταθμούς αποθήκευσης.

Το μοντέλο διαμορφώνεται ως ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (Mixed Integer Linear Programming - MILP). Ως χρονικός ορίζοντας της βελτιστοποίησης ορίζεται το διάστημα των 24 ωρών και η επίλυση πραγματοποιείται με διακριτότητα ώρας. Για την προσομοίωση της λειτουργίας ενός πλήρους έτους πραγματοποιούνται 365 διαδοχικές επιλύσεις του ημερήσιου προβλήματος, με τις αρχικές συνθήκες κάθε επόμενης μέρας να καθορίζονται από τα αποτελέσματα επίλυσης της προηγούμενης. Η αντικειμενική συνάρτηση (2.15) και οι περιορισμοί του προβλήματος (2.16)⁷ διατυπώνονται μέσω γραμμικών σχέσεων κάνοντας χρήση ενός συνόλου συνεχών και δυαδικών μεταβλητών. Βασικός στόχος του

⁷ Οι περιορισμοί του προβλήματος, όπως και η συνολική περιγραφή του μαθηματικού μοντέλου του προβλήματος βελτιστοποίησης δίνεται αναλυτικά στην [51].

προβλήματος είναι η ανεύρεση λύσης που ελαχιστοποιεί τις αποκλίσεις από την ικανοποίηση των περιορισμών του συστήματος και οδηγεί στην ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής του συστήματος. Η προς ελαχιστοποίηση αντικειμενική συνάρτηση, αποτελεί τη συνολική συνάρτηση κόστους του προβλήματος και απαρτίζεται κυρίως από το μεταβλητό κόστος της θερμικής παραγωγής, σε συνδυασμό με ένα σύνολο τιθέμενων τεχνικών απαιτήσεων και περιορισμών που πρέπει ταυτόχρονα να ικανοποιούνται. Αναφορικά με τους περιορισμούς του προβλήματος, αυτός του ισοζυγίου ενέργειας αποτελεί τον βασικότερο περιορισμό του προβλήματος βελτιστοποίησης. Επιπλέον το μοντέλο UC-ED λαμβάνει υπόψη όλους τους περιορισμούς που άπτονται των τεχνικών χαρακτηριστικών των θερμικών μονάδων (τεχνικά όρια λειτουργίας, ρυθμοί μεταβολής της ισχύος εξόδου, υποχρεωτικοί χρόνοι λειτουργίας και στάσης, χρόνοι έναυσης και σβέσης) και των μονάδων αποθήκευσης (ονομαστική ισχύς, χωρητικότητα, βαθμοί απόδοσης φόρτισης-εκφόρτισης), καθώς και περιορισμούς για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος (απαιτήσεις εφεδρειών, περιορισμοί στη διείσδυση ΑΠΕ). Το μοντέλο UC-ED δεν λαμβάνει υπόψη την τοπολογία και τους περιορισμούς των συστημάτων μεταφοράς και διανομής, υιοθετώντας την προσέγγιση ενός ισοδύναμου ζυγού μεταξύ παραγωγής και ζήτησης, θεώρηση που χρησιμοποιείται και στο μοντέλο εκτίμησης επάρκειας ισχύος.

$$obj = min\{C_{system}\}$$
(2.15)

$$A \cdot x \le B \tag{2.16}$$

Στο πλαίσιο του UC-ED μοντέλου η αποθήκευση αντιμετωπίζεται ως στοιχείο του συστήματος που λειτουργεί ελεύθερα, με στόχο τη συνολική βελτίωση της οικονομικότητας του ΣΗΕ, υποκείμενο μόνο σε διαχειριστικούς κανόνες που επιβάλλονται από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της. Η αντιμετώπιση των αποθηκευτικών μονάδων ως ενσωματωμένων στοιχείων ευελιξίας του συστήματος οδηγεί στη βέλτιστη αξιοποίησή τους, από τη σκοπιά της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος. Έτσι η διαχείριση των σταθμών αποθήκευσης πραγματοποιείται ενδογενώς από τον αλγόριθμο με στόχο τη βελτιστοποίηση του συστήματος. Δεν αποδίδεται κόστος στην παραγόμενη ενέργειά τους, ενώ η απορρόφηση ενέργειας για την πλήρωση των αποθηκευτικών συστημάτων καθορίζεται από τον αλγόριθμο, προσαυξάνοντας το επίπεδο της ζήτησης την αντίστοιχη χρονική περίοδο, με έμμεση επίπτωση στο κόστος παραγωγής, ανάλογα με το εν λειτουργία μείγμα μονάδων. Οι κύριοι τεχνικοί περιορισμοί των αποθηκευτικών σταθμών που ενσωματώνονται στο μοντέλο περιγράφονται στις σχέσεις (2.17)-(2.23) και περιλαμβάνουν την ελάχιστη και μέγιστη αποδεκτή στάθμη φόρτισης της αποθήκης τους, τη μέγιστη και ελάχιστη ισχύ φόρτισης και εκφόρτισης τους, τους βαθμούς απόδοσης κατά τη φόρτιση και εκφόρτιση και την ικανότητά τους για παροχή εφεδρειών ανά τύπο. Στο πλαίσιο του μοντέλου δεν επιτρέπεται η ανακύκλωση ενέργειας, δηλαδή η ταυτόχρονη παραγωγή και απορρόφηση ενέργειας ανά σταθμό. Οι περιορισμοί (2.17) και (2.18) διασφαλίζουν ότι η ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης αποθήκευσης, αντίστοιχα, παραμένει εντός των μέγιστων ορίων, ενώ ο περιορισμός (2.19) αποκλείει την ταυτόχρονη φόρτιση και εκφόρτιση των σταθμών χρησιμοποιώντας τις δυαδικές μεταβλητές st_t^{ess-c} και s_t^{ess-d} . Η στάθμη φόρτισης της αποθήκευσης καθορίζεται από τις σχέσεις (2.20) και (2.21), η οποία λαμβάνει υπόψη το βαθμό απόδοσης ενός πλήρους κύκλου της αποθήκευσης και τα ανώτερα και κατώτερα όρια της στάθμης φόρτισης της. Οι περιορισμοί (2.22) και (2.23) προσδιορίζουν την παροχή θετικών (r_r^{e+}) και αρνητικών εφεδρειών (r_t^{e-}) από τους αποθηκευτικούς σταθμούς, με το δείκτη e να εκφράζει τον τύπο εφεδρείας που παρέχεται.

$$p_t^{ess-c} \le \overline{p^{ess-c}} \cdot st_t^{ess-c} \tag{2.17}$$

$$p_t^{ess-d} \le \overline{p^{ess-d}} \cdot st_t^{ess-d} \tag{2.18}$$

$$st_t^{ess-c} + st_t^{ess-d} \le 1 \tag{2.19}$$

$$\underline{E^{ess}} \le SoC_{t,s}^{ess} \le \overline{E^{ess}}$$
(2.20)

$$SoC_{t,s}^{ess} = SoC_{t-1,s}^{ess} + p_t^{ess-c} \cdot \sqrt{n_{ess}} - \frac{p_t^{ess-d}}{\sqrt{n_{ess}}}$$
(2.21)

$$p_t^{ess-d} + \sum_e r_t^{e+} \le \overline{p^{ess-d}} + p_t^{ess-c}$$
(2.22)

$$p_t^{ess-c} + \sum_e r_t^{e-} \le \overline{p^{ess-c}} + p_{SCH_t}^{ess-d}$$
(2.23)

Όταν η λειτουργία της αποθήκευσης στοχεύει στην ημερήσια περικοπή των αιχμών φορτίου τότε στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης ενσωματώνεται ο επιπλέον όρος κόστους C_{LL} που δίνεται στην (2.24). Ο όρος αυτός αντιπροσωπεύει ένα εικονικό κόστος που περιλαμβάνεται στην αντικειμενική συνάρτηση για να δοθεί προτεραιότητα στην περικοπή των αιχμών και την εξισορρόπηση του φορτίου (load-leveling) από την αποθήκευση έναντι άλλων ενδεχομένως πιο αποδοτικών από τη σκοπιά του κόστους συστήματος λειτουργικοτήτων της. Για την επιβολή της λειτουργίας της αποθήκευσης με στόχο το ημερήσιο load-leveling, ποινικοποιούνται οι αποκλίσεις του υπολειπόμενου φορτίου (R_t) από τον ημερήσιο μέσο όρο του (R_{avg}), κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής, μέσω κατάλληλου συντελεστή ποινής (c_{LL}). Η σχέση (2.25) προσδιορίζει τον μέσο όρο του ημερήσιου υπολειπόμενου φορτίου υπολειπόμενου φορτίου, όπου T_D η διάρκεια της ημέρας κατάλληλης γραμμικοποίησης, ([160]).

$$C_{LL} = \sum_{t} c_{LL} \cdot \left(R_{avg} - R_t \right)^2 \tag{2.24}$$

$$R_{avg} = \frac{\sum_{t \in T_D} R_t^{SCH}}{T_D}$$
(2.25)

Ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης αναπτύσσεται στο πρόγραμμα GAMS [161], με χρήση του επιλυτή CPLEX [162], ενώ η αρχικοποίηση του αλγορίθμου πραγματοποιείται σε Matlab [163].

2.2.3 Κατανομή αποθήκευσης βάσει τέλειας πρόβλεψης συμβάντων

Κατά την πολιτική διαχείρισης της αποθήκευσης βάσει τέλειας πρόβλεψης των μη διαθεσιμοτήτων των στοιχείων παραγωγής του συστήματος (perfect foresight dispatch) η

λειτουργία των σταθμών αποθήκευσης αποφασίζεται θεωρώντας γνωστά όλα τα συμβάντα απώλειας θερμικών μονάδων και διασυνδέσεων τα οποία θα συμβούν στο μέλλον. Έτσι το τυχαίο προφίλ διαθεσιμότητας ισχύος του συστήματος κάθε έτους-δείγματος των προσομοιώσεων Monte Carlo αποτελεί δεδομένο εισόδου για το μοντέλο προσδιορισμού της λειτουργίας της αποθήκευσης. Υπό αυτή την έννοια το μοντέλο λειτουργίας της αποθήκευσης εφαρμόζεται για κάθε έτος-δείγμα του Monte Carlo παράγοντας κάθε φορά διαφορετικό προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης, όπως συμβαίνει και στην greedy κατανομή. Ωστόσο στην πολιτική διαχείρισης τέλειας πρόβλεψης, το μοντέλο λειτουργίας της αποθήκευσης δεν αποφασίζει ώρα-ώρα τη λειτουργίας της, αντίθετα αυτή αποφασίζεται για ένα μελλοντικό διάστημα θεωρώντας γνωστό πότε εμφανίζονται βλάβες στοιχείων κατά τη διάρκεια αυτού. Ένα μοντέλο UC-ED αντίστοιχο με αυτό που περιεγράφηκε στην πολιτική σταθερής κατανομής της αποθήκευσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σε αυτή την περίπτωση, με την διαφορά ότι για κάθε ημέρα προσομοίωσης η μέγιστη ισχύς εξόδου των θερμικών μονάδων, η μεταφορική ικανότητά των διασυνδέσεων αλλά και οι δυνατότητες φόρτισης και εκφόρτισης των αποθηκευτικών σταθμών τροποποιούνται με βάση τη διαθεσιμότητας τους για το έτος-δείγμα των προσομοιώσεων Monte Carlo που εξετάζεται.

2.2.4 Αξιολόγηση εναλλακτικών προσεγγίσεων κατανομής της αποθήκευσης στο πλαίσιο των μοντέλων εκτίμησης επάρκειας

Τόσο η κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης όσο και η σταθερή κατανομή της αποθήκευσης συνιστούν δύο επιλογές μη εφαρμόσιμες στον πραγματικό κόσμο για τους σταθμούς αποθήκευσης, λόγω των υποθέσεων τους αναφορικά με την εμφάνιση των τυχαίων γεγονότων μη διαθεσιμότητας στοιχείων του συστήματος. Υπό αυτή την έννοια οι προσεγγίσεις αυτές έχουν μόνο θεωρητικό χαρακτήρα. Συγκεκριμένα η προσέγγιση της perfect foresight κατανομής καταστρατηγεί το στοχαστικό χαρακτήρα των απρόοπτων γεγονότων, θεωρώντας τα γνωστά κατά το στάδιο προγραμματισμού λειτουργίας της αποθήκευσης. Η υπόθεση αυτή δεν ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα καθώς τέτοια συμβάντα λαμβάνουν χώρα τυχαία στον πραγματικό χρόνο και δεν μπορούν να προβλεφθούν πριν την εμφάνιση τους. Από την άλλη, η προσέγγιση της fixed κατανομής αμελεί πλήρως την εμφάνιση απρόοπτης μη διαθεσιμότητας ισχύος του συστήματος κατά την κατάστρωση του τρόπου λειτουργίας της αποθήκευσης υποθέτοντας πλήρως διαθέσιμα όλα τα στοιχεία του συστήματος παραγωγής. Το γεγονός αυτό εκθέτει τη συγκεκριμένη προσέγγιση στον κίνδυνο το προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης να μην είναι εφικτό να ακολουθηθεί στην πράξη, καθώς ενδεχόμενες απώλειες τους συστήματος παραγωγής μπορεί να οδηγήσουν σε αδυναμία φόρτισης της αποθήκευσης. Με άλλα λόγια, ενώ κατά την προσέγγιση αυτή η φόρτιση της αποθήκευσης προγραμματίζεται θεωρώντας όλους τους πόρους παραγωγής που μπορούν να την επιτελέσουν διαθέσιμους, στην πραγματικότητα ένα μέρος αυτών μπορεί να είναι μη διαθέσιμο και ως εκ τούτου η επιδιωκόμενη από την σταθερή κατανομή φόρτιση να μην μπορεί να πραγματοποιηθεί, καθιστώντας το προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης ανέφικτο να πραγματοποιηθεί στην πράξη. Παράλληλα η προσέγγιση της fixed κατανομής αγνοεί τη δυνατότητα άμεσης απόκρισης της αποθήκευσης στις ανάγκες ισχύος του συστήματος.

Η μόνη από τις τρείς προσεγγίσεις της βιβλιογραφίας που η εφαρμογή της θα ήταν εφικτή στον πραγματικό κόσμο είναι η greedy στρατηγική. Η προσέγγιση αυτή λαμβάνει υπόψη το στοχαστικό

χαρακτήρα των συμβάντων απώλειας δυναμικού, χωρίς να τα θεωρεί γνωστά από πριν ή να αμελεί την εμφάνιση τους. Αντίθετα, η αποθήκευση λειτουργεί με βάση τις πραγματικές δυνατότητες φόρτισης και ανάγκες ισχύος του συστήματος, όπως προκύπτουν σε πραγματικό χρόνο βάσει των τυχαίων γεγονότων απώλειας στοιχείων του συστήματος. Η φόρτιση της αποθήκευσης πραγματοποιείται μόνο από τους διαθέσιμους πόρους παραγωγής, ενώ η εκφόρτιση της ενεργοποιείται αμέσως μόλις διαπιστωθεί ανεπάρκεια ισχύος στο σύστημα σε πραγματικό χρόνο. Με αυτό τον τρόπο παράγεται ένα προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης το οποίο είναι εφικτό να λάβει χώρα στον πραγματικό κόσμο. Η μέθοδος αυτή αξιοποιεί την αποθήκευση αμιγώς για την ενίσχυση της επάρκειας του συστήματος αποτυπώνοντας τελικά τη μέγιστη συμβολή της στην επάρκεια ισχύος. Ωστόσο, στην πράξη μια τέτοια προσέγγιση θα μπορούσε να αφορά τη διαχείριση της αποθήκευσης με μοναδικό σκοπό τη συμβολή στην επάρκεια (π.χ. ως πάγιο του Διαχειριστή Συστήματος), αγνοώντας παντελώς τη συμμετοχή της στις αγορές και τις λοιπές και πολλαπλές υπηρεσίες που μπορεί να παρέχει ένας αποθηκευτικός σταθμός, η αξία των οποίων μπορεί τελικώς να είναι μεγαλύτερη από τη συμβολή του στην επάρκεια ισχύος.

Αναγνωρίζοντας τα παραπάνω, στο Κεφάλαιο 3 υιοθετείται η greedy πολιτική διαχείρισης για την αξιολόγηση της επίδρασης των διάφορων παραμέτρων στην μέγιστη δυνατότητα συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια, ενώ στο Κεφάλαιο 4 εκτίθενται τα αποτελέσματα και των τριών ανωτέρω προσεγγίσεων για λόγους σύγκρισης με την προτεινόμενη πρωτότυπη μεθοδολογία για την εκτίμηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια.

2.3 Μεθοδολογία υπολογισμού του capacity credit των αποθηκευτικών σταθμών

Στο πλαίσιο των reliability-based μεθόδων εκτίμησης της συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος, το capacity credit υπολογίζεται αξιολογώντας την επίδραση της λειτουργίας της αποθήκευσης στους δείκτες επάρκειας του συστήματος. Στην παρούσα εργασία ο δείκτης της ισοδύναμης αξιόπιστης ισχύος (EFC), που παρουσιάστηκε στην Ενότητα 1.3, χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό του capacity credit. Ο δείκτης αυτός προσδιορίζει την αποδιδόμενη ισχύ μίας ιδανικής, πάντοτε διαθέσιμης στην πλήρη της ισχύ, μονάδας παραγωγής που αν εντασσόταν στο σύστημα αντί αποθηκευτικών σταθμών θα βελτίωνε το επίπεδο επάρκειας του όσο και οι υπό εξέταση σταθμοί. Ο δείκτης αυτός παρέχει μια αντικειμενική εικόνα για τη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια, ανεξάρτητη του πλήθους, της τεχνολογίας και των χαρακτηριστικών των μονάδων παραγωγής που θα χρησιμοποιούνταν για να επιφέρουν την ίδια βελτίωση του επιπέδου επάρκειας.

Ο υπολογισμός του δείκτη EFC της αποθήκευσης πραγματοποιείται μέσω επαναληπτικής διαδικασίας, το διάγραμμα ροής της οποίας παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.6.



Σχήμα 2.6: Διάγραμμα ροής επαναληπτικής διαδικασίας προσδιορισμού του δείκτη EFC.

Αρχικά, υπολογίζεται το επίπεδο επάρκειας του συστήματος παρουσία αποθήκευσης (RI^{withESS}). Σημειώνεται ότι το επίπεδο επάρκειας εκφράζεται από τον δείκτη αξιοπιστίας που έχει επιλεχθεί ως δείκτης αναφοράς για τον προσδιορισμός του EFC. Εν συνεχεία ο αποθηκευτικός σταθμός αφαιρείται από το σύστημα και στη θέση του προστίθεται σταδιακά ιδανική πλήρως αξιόπιστη παραγωγή σε βήματα (G_{step}). Για κάθε ποσότητα ισχύος που προστίθεται, επανυπολογίζεται το επίπεδο επάρκειας $R_i^{W/oESS}$. Συνεπώς το μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας εφαρμόζεται για κάθε επανάληψη *i* της διαδικασίας. Σε κάθε επανάληψη της διαδικασίας, στο δείκτη EFC_i προστίθεται η νέα ποσότητα ισχύος, G_{step}, που εισάγεται στο σύστημα. Σε επίπεδο μοντελοποίησης η επιπλέον πλήρως αξιόπιστη ισχύς προστίθεται απευθείας στη χρονοσειρά διαθέσιμης ισχύος του συστήματος ($ACC_{t,s}$). Όσο ο εξεταζόμενος δείκτης επάρκειας ξεπερνά τον αντίστοιχο δείκτη του συστήματος όταν σε αυτό εντάσσεται η αποθήκευση (RI^{withESS}) η διαδικασία σταματά και ο τελικός δείκτης ΕFC υπολογίζεται μέσω γραμμικής παρεμβολής των τιμών του στην τελευταία και την προηγούμενη αυτής επανάληψη. Ο δείκτης EFC προσδιορίζεται τελικά σε MW, αλλά κανονικοποιείται ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος της αποθήκευσης.

Σημειώνεται ότι η πλήρως αξιόπιστη ισχύς θεωρείται ότι εισάγεται στο σύστημα για όλη τη διάρκεια της περιόδου εξέτασης, δηλαδή του έτους. Επιπλέον, όπως γίνεται αντιληπτό, η μεθοδολογία προσδιορισμού του EFC είναι πλήρως ανεξάρτητη της πολιτικής διαχείρισης που χρησιμοποιείται για την ένταξη της αποθήκευσης στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας και εφαρμόζεται με τον ίδιο τρόπο σε κάθε περίπτωση. Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας τόσο ο δείκτης LOLE όσο και ο δείκτης EENS χρησιμοποιούνται ως δείκτες αναφοράς για τον προσδιορισμό του capacity credit.

3

Εκτίμηση της συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος

Στο παρόν Κεφάλαιο υπολογίζεται ποσοτικά η συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος και αξιολογείται η επίδραση διαφόρων παραγόντων, όπως τα χαρακτηριστικά των αποθηκευτικών σταθμών, η διείσδυση ΑΠΕ και ο βαθμός επάρκειας του συστήματος. Για το σκοπό αυτό εφαρμόζεται πολιτική διαχείρισης της αποθήκευσης προσανατολισμένη στην επάρκεια και συγκεκριμένα η greedy προσέγγιση που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 2. Η ανάλυση γίνεται για πλήθος διαμορφώσεων αποθηκευτικών σταθμών, διαφορετικών τεχνολογιών και χαρακτηριστικών και υπό διαφορετικές συνθήκες συστήματος, ώστε να αξιολογηθεί η επίδραση χαρακτηριστικών των ίδιων των σταθμών και του ΣΗΕ στο οποίο αυτοί εντάσσονται.

Μέρος των αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται παρακάτω έχει δημοσιευθεί στις εργασίες [164], [165].

3.1 Επίδραση χαρακτηριστικών αποθηκευτικών σταθμών στη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος

Στην παρούσα ενότητα αξιολογείται ο τρόπος με τον οποίο τα τεχνικά χαρακτηριστικά των αποθηκευτικών σταθμών επηρεάζουν τη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος, ενώ εκτιμώνται οι μεταβολές στο capacity credit τους ανάλογα τον δείκτη επάρκειας που χρησιμοποιείται ως αναφορά ή την προσέγγιση (μέσο ή οριακό capacity credit) που υιοθετείται. Για το σκοπό εφαρμόζεται η greedy στρατηγική κατανομής για πλήθος διαμορφώσεων αποθηκευτικών σταθμών με διάφορες παραλλαγές στα τεχνικά χαρακτηριστικά τους. Αξιολογείται η επίδραση του μεγέθους των αποθηκευτικών σταθμών καθώς και παραγόντων όπως ο βαθμός απόδοσης τους και αξιοπιστίας τους στη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος. Περισσότερες από 100 διαμορφώσεις αποθήκευσης εξετάζονται στην παρούσα ενότητα. Τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας και ο βαθμός απόδοσης ανά τεχνολογία αποθήκευσης δίνονται στο Παράρτημα Α. Οι σχετικές υποθέσεις διαφοροποιούνται μόνο σε περιπτώσεις που εξετάζεται η ευαισθησία του capacity credit συναρτήσει αυτών. Τα χαρακτηριστικά του συστήματος εφαρμογής της ανάλυσης δίνονται στο Παράρτημα Α. Σημειώνεται ότι στην παρούσα διερεύνηση αφαιρούνται 334 MW θερμικής ισχύος από το μίγμα παραγωγής (αφαιρείται η μονάδα 9 του Πίνακα Α.3), ώστε να αυξηθούν οι ανάγκες επάρκειας του συστήματος και να αναδειχθεί καλύτερα η μεταβολή της συμβολής της αποθήκευσης με τις διαφορετικές υποθέσεις. Στην περίπτωση αυτή οι δείκτες LOLE και ΕΕΝS υπολογίζονται στις 10,32 ώρες και 3658 MWh αντίστοιχα.

3.1.1 Συμβολή αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος ανάλογα με την ισχύ και χωρητικότητα τους

Οι αποθηκευτικοί σταθμοί χαρακτηρίζονται τόσο από την ονομαστική ισχύ φόρτισης και εκφόρτισης τους, όσο και από τη χωρητικότητα τους. Η ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης εκφράζει τη μέγιστη ικανότητα απορρόφησης και έγχυσης ισχύος από και προς το σύστημα. Σε όλη την ανάλυση γίνεται η θεώρηση ότι η ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης είναι ίσες για όλες τις διαμορφώσεις αποθήκευσης που εξετάζονται. Από την άλλη η χωρητικότητα εκφράζει τη μέγιστη ενέργεια που μπορεί να διαθέσει στο σύστημα ο αποθηκευτικός σταθμός. Η χωρητικότητα του εκάστοτε αποθηκευτικού σταθμού δίνεται είτε σε MWh εκφράζοντας την ενέργεια που μπορεί να τροφοδοτήσει ο αποθηκευτικός σταθμός στο σύστημα όντας πλήρως φορτισμένος, είτε σε ώρες (h) εκφράζοντας τις συνεχόμενες ώρες εκφόρτισης στην ονομαστική του ισχύ όντας επίσης πλήρως φορτισμένος. Οι ώρες αυτές υπολογίζονται διαιρώντας την χωρητικότητα του σταθμού με την ονομαστική του ισχύ και αναφέρονται είτε ως διάρκεια του σταθμού είτε ως λόγος ενέργειας προς ισχύ (E/P). Στην παρούσα ενότητα εξετάζονται 32 διαμορφώσεις αποθήκευσης μέσω συσσωρευτών διάρκειας 2, 3, 4 και 6 ωρών, συνολικής ισχύος από 250 MW έως 2 GW.

Αρχικά στα Σχήματα 3.1 και 3.2 παρουσιάζονται οι δείκτες επάρκειας, LOLE και EENS του συστήματος μετά την εισαγωγή των σταθμών συσσωρευτών και αντλησιοταμίευσης αντίστοιχα. Όπως φαίνεται από τα σχήματα η αύξηση της ισχύος των αποθηκευτικών σταθμών μειώνει τις τιμές
των δεικτών βελτιώνοντας την επάρκεια του συστήματος. Με άλλα λόγια η αύξηση της διείσδυσης της αποθήκευσης στο σύστημα ενισχύει την αξιοπιστία του. Επιπλέον παρατηρείται ότι για δεδομένο επίπεδο ισχύος σταθμοί μεγαλύτερης διάρκειας συνεισφέρουν περισσότερο στην επάρκεια του συστήματος μειώνοντας εντονότερα τους δείκτες επάρκειας. Για τους σταθμούς συσσωρευτών που η διάρκεια τους ξεκινά από τις 2 ώρες και φτάνει τις 6 οι διαφορές στη μείωση LOLE και ΕΕΝS ανά επίπεδο αποθηκευτικής ισχύος είναι σημαντικές. Ωστόσο, για τους ΑΤΣ φαίνεται ότι η αύξηση της χωρητικότητας ακόμα και από τις 6 στις 8 ώρες έχει μικρή επίδραση στη βελτίωση του επιπέδου επάρκειας, ενώ άνω των 8 ωρών η αύξηση της χωρητικότητας των σταθμών έχει αμελητέα επίδραση στην ενίσχυση της επάρκειας το συστήματος.







Σχήμα 3.2: Δείκτες επάρκειας (a) LOLE και (b) ΕΕΝS με την εισαγωγή στο σύστημα ΑΤΣ διαφορετικών μεγεθών (χωρητικότητα και ισχύς) εφαρμόζοντας τη greedy στρατηγική.

Οι παραπάνω διαπιστώσεις οφείλονται στην ικανότητα σταθμών αποθήκευσης μεγαλύτερης χωρητικότητας να αντιμετωπίζουν αποτελεσματικότερα πιθανές ανεπάρκειες του συστήματος σημαντικής διάρκειας. Για να γίνει αυτό καλύτερα αντιληπτό στο Σχήμα 3.3 παρουσιάζεται η λειτουργία του συστήματος για ένα ενδεικτικό διάστημα δύο ημερών κατά το οποίο απουσία αποθήκευσης εμφανίζεται απώλεια φορτίου 3,69 GWh, διάρκειας 16 ωρών και μέγιστης ισχύος 0,45 GW (Σχήμα 3.3(a)). Η ένταξη συσσωρευτών συνολικής ισχύος 1 GW και χωρητικότητας 2 GWh μειώνει την απώλεια φορτίου σε 1,29 GWh και την περιορίζει σε διάστημα 6 ωρών (Σχήμα 3.3(b)), αδυνατώντας ωστόσο να την εξαλείψει πλήρως λόγω εξάντλησης των ενεργειακών αποθεμάτων τους. Συγκεκριμένα οι συσσωρευτές φορτίζονται πλήρως το διάστημα 1h-5h και εγχέουν ισχύ στο σύστημα το διάστημα 19h-25h για να ικανοποιήσουν το φορτίο ζήτησης που δεν καλύπτεται από τη διαθέσιμη ισχύ του συστήματος, έως ότου τελικά εκφορτιστούν πλήρως (Σχήμα 3.3(d)). Αντίθετα, η εισαγωγή ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1 GW και χωρητικότητας 8 GWh εξαλείφει πλήρως την απώλεια φορτίου (Σχήμα 3.3(c)), καθώς η χωρητικότητα της, της επιτρέπει την πλήρη ικανοποίηση του φορτίο αξιοποιώντας μάλιστα μόνο ένα μέρος αυτής (Σχήμα 3.3(d)).



Σχήμα 3.3: Λειτουργία συστήματος: (a) χωρίς αποθήκευση, (b) με συσσωρευτές 1GW/2GWh/2-h και (c) με ΑΤΣ 1GW/ 8GWh/8-h και (d) και (e) η αντίστοιχη λειτουργία των αποθηκευτικών σταθμών κατανεμόμενων υπό τη greedy στρατηγική για ενδεικτική περίπτωση απώλειας φορτίου.

Στα Σχήματα 3.4 και 3.5 παρουσιάζεται το capacity credit των συσσωρευτών και ΑΤΣ που εξετάζονται, τόσο σε MW όσο και κανονικοποιημένο ως προς την ονομαστική τους ισχύ. Στα αποτελέσματα αυτά ως δείκτης αναφοράς για τον προσδιορισμό του capacity credit χρησιμοποιείται το EENS, ενώ υπολογίζεται το μέσο capacity credit της συνολικής αποθηκευτικής ισχύος. Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα ο παράγοντας της χωρητικότητας παίζει σημαντικό ρόλο, με τους σταθμούς συσσωρευτών χαμηλής διάρκειας (έως 4 ώρες) να επιδεικνύουν σημαντικά χαμηλότερο capacity credit από τους ΑΤΣ. Ακόμα και για τους ΑΤΣ το capacity credit τους αυξάνεται με την αύξηση της διάρκειας, ιδιαίτερα σε υψηλά επίπεδα διείσδυσης της αντλησιοταμίευσης. Ενδεικτικά για ΑΤΣ συνολικής ισχύος 500 MW το μέσο capacity credit τους είναι 87,4%, 91,4%, 91,8% και 92,1% για διάρκεια σταθμών 6, 8, 10 και 12 ωρών αντίστοιχα, ενώ για επίπεδο ισχύος 2000 MW οι αντίστοιχες τιμές είναι 71,2%, 80,4%, 83,9% και 85,8%.

Επιπλέον παρατηρείται ότι το capacity credit μετρούμενο σε καθαρές μονάδες ισχύος (MW) αυξάνει με την αύξηση της διείσδυσης της αποθήκευσης στο σύστημα (Σχήματα 3.4(a) και 3.5(a)), ωστόσο αξιολογώντας το κανονικοποιημένο capacity credit της αποθήκευσης (Σχήματα 3.4(b) και 3.5(b)) παρατηρείται μείωση του όσο η αποθηκευτική ισχύς αυξάνει και για τις δύο τεχνολογίες σε όλο το εύρος των διαρκειών που εξετάζονται. Ο λόγος είναι διττός: πρώτον, πάνω από ένα συγκεκριμένο επίπεδο ισχύος παραγωγής, το σύστημα δεν αντιμετωπίζει σοβαρά ζητήματα αξιοπιστίας, με αποτέλεσμα η περαιτέρω ενίσχυση της επάρκειας να γίνεται οριακή.

απαιτούνται μεγαλύτερες διάρκειες για σταθμούς αυξημένης ισχύος προκειμένου να αξιοποιήσουν το σύνολο της ισχύος τους για την κάλυψη των ενδεχόμενων σημαντικής ισχύος ανεπαρκειών.



Σχήμα 3.4: Capacity credit συσσωρευτών από 250 MW έως 2000 MW και διάρκειας 2, 3, 4 και 6 ωρών: (a) σε MW και (b) κανονικοποιημένο ως προς την ονομαστική τους ισχύ των διαμορφώσεων με δείκτη αναφοράς το EENS.



Σχήμα 3.5: Capacity credit ΑΤΣ από 250 MW έως 2000 MW και διάρκειας 6, 8, 10 και 12 ωρών: (a) σε MW και (b) κανονικοποιημένο ως προς την ονομαστική τους ισχύ με δείκτη αναφοράς το EENS.

Η φθίνουσα τάση του μέσου capacity credit των αποθηκευτικών συστημάτων καθώς αυξάνεται η ισχύς τους, υποδεικνύει τη μείωση της συμβολής στην επάρκεια της πρόσθετης αποθηκευτικής ισχύος. Η επιμέρους συμβολή κάθε επιπλέον ποσότητας αποθήκευσης αποδίδεται μέσω του οριακού capacity credit. Στο Σχήμα 3.6 παρουσιάζεται το οριακό capacity credit πρόσθετης ισχύος συσσωρευτών και ΑΤΣ, για μια συγκεκριμένη διείσδυση αντίστοιχων σταθμών της ίδιας διάρκειας. Για παράδειγμα, το άνω δεξιά σημείο στο Σχήμα 3.6(a) απεικονίζει το οριακό capacity credit συσσωρευτών 250 MW και 6 ωρών, υποθέτοντας ότι υπάρχει ήδη συνολική ισχύς συσσωρευτών 1750 MW και 6 ωρών στο σύστημα. Σημειώνεται ότι το αρχικό σημείο στο ίδιο διάγραμμα αντιπροσωπεύει την περίπτωση όπου δεν υπάρχει ήδη εγκατεστημένη αποθήκευση στο σύστημα.

Το Σχήμα 3.6 δείχνει ότι η συμβολή κάθε επιπλέον αποθηκευτικής ισχύος μειώνεται σε σχέση με αυτή της ήδη υφιστάμενης αποθήκευσης. Η μείωση στο οριακό capacity credit των σταθμών με τα ίδια χαρακτηριστικά υπό διαφορετικές συνθήκες διείσδυσης αποθήκευσης είναι σημαντική. Ενδεικτικά, το οριακό capacity credit συσσωρευτών 250 MW/3 ωρών μειώνεται από ~66% σε ~30% καθώς η εγκατεστημένη ισχύς σταθμών συσσωρευτών αυξάνεται από μηδέν σε 1750 MW, ενώ οι αντίστοιχες τιμές για ΑΤΣ 12 ωρών υπολογίζονται σε ~92% και ~76%.



Σχήμα 3.6: Οριακό capacity credit (a) συσσωρευτών και (b) αντλησιοταμίευσης 250 MW για διείσδυση σταθμών έως 2000 MW, με δείκτη αναφοράς το EENS.

Όπως αναφέρθηκε στην Παράγραφο 1.3.3 διαφορετικοί δείκτες επάρκειας μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως αναφορά για τον προσδιορισμό του capacity credit. Προκειμένου να εκτιμηθεί η επίδραση του χρησιμοποιούμενου δείκτη επάρκειας ως αναφορά για τον υπολογισμό του capacity credit, τα capacity credit των αποθηκευτικών διαμορφώσεων που παρουσιάζονται στα Σχήματα 3.4 και 3.5 επανυπολογίζονται χρησιμοποιώντας σαν δείκτη αναφοράς το LOLE. Στα Σχήματα 3.7 και 3.8 παρουσιάζεται το capacity credit των αντλησιοταμιευτικών σταθμών και των σταθμών συσσωρευτών αντίστοιχα χρησιμοποιώντας ως δείκτη επάρκειας αναφοράς το LOLE, ενώ στο Σχήμα 3.9 παρουσιάζεται το αντίστοιχο οριακό capacity credit σταθμών αντλησιοταμίευσης και μπαταριών συνολικής ισχύος 250 MW.

Τα αποτελέσματα φανερώνουν ότι η χρήση του δείκτη LOLE οδηγεί σε αύξηση του capacity credit ιδίως των αποθηκευτικών σταθμών μικρότερης διάρκειας. Αυτή η μεταβολή στα αποτελέσματα του capacity credit οφείλεται στην εν γένει διαφορά μεταξύ των δεικτών ΕΕΝS και LOLE, με τον δείκτη ΕΕΝS να αποτυπώνει την ενέργεια του φορτίου που δεν εξυπηρετείται και το LOLE τις ώρες μη εξυπηρέτησης ανεξαρτήτως του μεγέθους της ανεπάρκειας. Υπό αυτή την έννοια δύο διαστήματα ωριαίας ανεπάρκειας είναι ισοδύναμα κατά τον υπολογισμό του LOLE όποια και αν είναι η διαφορά τους σε επίπεδο περικοπτόμενου φορτίου. Ενδεχόμενη σημαντική μείωση του LOLE μέσω της αποθήκευσης μπορεί να μην συνεπάγεται σημαντική μείωση του ΕΕΝS σε περιπτώσεις μικρού μεγέθους ωριαίων ανεπαρκειών και αντίστροφα σημαντικές μειώσεις του ΕΕΝS χάρη στην αποθήκευση να μην οδηγούν σε αντίστοιχη μείωση του LOLE σε περίπτωση μη δυνατότητας ολικής

εξάλειψης των ωριαίων ανεπαρκειών. Λαμβάνοντας τα παραπάνω υπόψη εξάγεται ότι το αποτέλεσμα της αύξησης του capacity credit με τη χρήση του δείκτη LOLE δεν γενικεύεται απαραίτητα σε κάθε σύστημα καθώς άπτεται σημαντικά της μορφής των ανεπαρκειών του συστήματος.



Σχήμα 3.7: Capacity credit συσσωρευτών από 250 MW έως 2000 MW και διάρκειας 2, 3, 4 και 6 ωρών: (a) σε MW και (b) κανονικοποιημένο ως προς την ονομαστική τους ισχύ των διαμορφώσεων με δείκτη αναφοράς το LOLE.



Σχήμα 3.8: Capacity credit ΑΤΣ από 250 MW έως 2000 MW και διάρκειας 6, 8, 10 και 12 ωρών: (a) σε MW και (b) κανονικοποιημένο ως προς την ονομαστική τους ισχύ με δείκτη αναφοράς το LOLE.



Σχήμα 3.9: Οριακό capacity credit (a) συσσωρευτών και (b) αντλησιοταμίευσης 250 MW για διείσδυση σταθμών έως 2000 MW, με δείκτη αναφοράς το LOLE.

3.1.2 Συμβολή αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος ανάλογα με το βαθμό απόδοσης τους

Ο βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου ενός αποθηκευτικού σταθμού αποτελεί βασικό χαρακτηριστικό του και εκφράζει το ποσοστό της ενέργειας φόρτισης που φτάνει τελικά στο σύστημα με την εκφόρτιση του σταθμού μετά την ολοκλήρωση ενός κύκλου λειτουργίας. Ο βαθμός απόδοσης ενός πλήρους κύκλου επηρεάζεται από διάφορες απώλειες που προκύπτουν κατά τη διάρκεια της φόρτισης, αποθήκευσης και εκφόρτισης της ενέργειας. Αυτές μπορεί να περιλαμβάνουν απώλειες μετατροπής, απωλειες ιδιοκαταναλώσεων (ψύξη, θέρμανση, αερισμός, κλιματισμός, φωτισμός ασφαλείας, σύστημα διαχείρισης και λειτουργίας του σταθμού), απώλειες στους μετασχηματιστές, τους μετατροπείς και τις γραμμές μέχρι το σημείο σύνδεσης με το σύστημα, απώλειες διαρροής και μηχανικές απώλειες.

Ο βαθμός απόδοσης των συστημάτων αποθήκευσης κυμαίνεται ανάλογα με την τεχνολογία, αλλά και την ποιότητα του εξοπλισμού του εκάστοτε σταθμού. Ιδιαίτερα για σταθμούς αντλησιοταμίευσης βιβλιογραφικά η τιμή του βαθμού απόδοσης τους κινείται σε εύρος τιμών 60%-85%, ([166]–[170]). Στην παρούσα παράγραφο εξετάζεται η τιμή του capacity credit αντλησιοταμιευτικών σταθμών συνολικής ισχύος 1000 MW, διάρκειας από 6 έως 12 ώρες και βαθμού απόδοσης στο εύρος των τιμών που εντοπίζονται στη βιβλιογραφία. Στο σημείο αυτό είναι σημαντικό να διευκρινιστούν οι τρόποι με τους οποίους πραγματοποιείται η μεταβολή στο βαθμό απόδοσης των σταθμών για τους σκοπούς της διερεύνησης. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω η διάρκεια του εκάστοτε αποθηκευτικού σταθμού αναφέρεται στις συνεχόμενες ώρες εκφόρτισης του στην ονομαστική ισχύ όντας πλήρως φορτισμένος. Με αυτή την έννοια η διάρκεια υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη και το βαθμό απόδοσης εξόδου του σταθμού. Η μείωση ή η αύξηση του βαθμού απόδοσης του συνεπάγεται αντίστοιχη μείωση ή αύξηση στη διάρκεια του σταθμού. Για το λόγο αυτό στην πρώτη διερεύνηση (Σχήμα 3.10(a)) η αρχική εγκατεστημένη χωρητικότητα του σταθμού θεωρείται σταθερή ανά επίπεδο διάρκειας που εξετάζεται μεταξύ των εναλλακτικών σεναρίων του βαθμού απόδοσης αλλά αποδίδει στην έξοδο τις διάρκειες που αναφέρονται μόνο για σταθμούς με βαθμό απόδοσης 75%. Συμπεραίνεται λοιπόν ότι σε αυτή την περίπτωση η μεταβολή του βαθμού απόδοσης γύρω από αυτή την τιμή οδηγεί και σε αντίστοιχη μεταβολή στη διάρκεια εκφόρτισης του σταθμού. Από το Σχήμα 3.10(a) φαίνεται ότι ο βαθμός απόδοσης για δεδομένη εγκατεστημένη χωρητικότητα παίζει σημαντικό ρόλο, ειδικά για σταθμούς χαμηλότερης διάρκειας, όπου οι απώλειες κατά ένα πλήρη κύκλο λειτουργίας έχουν πιο έντονη επίδραση στην διαθέσιμη ενέργεια εκφόρτισης. Ενδεικτικά, το capacity credit ΑΤΣ 1000 MW και 6 ωρών με βαθμό απόδοσης 60% εκτιμάται στο 74,8%, ενώ αυξάνεται στο 83,9% για απόδοση 85%, από την άλλη οι αντίστοιχες τιμές για διαμορφώσεις 12 ωρών είναι 90,3% και 90,9%. Στη δεύτερη διερεύνηση (Σχήμα 3.10(b)) η εγκατεστημένη χωρητικότητα του εκάστοτε σταθμού προσαρμόζεται βάσει του βαθμού απόδοσης του έτσι ώστε η διάρκεια εκφόρτισης στην έξοδο του σταθμού να αντιστοιχεί στις ώρες που αναφέρονται στο σχήμα. Σε αυτή την περίπτωση μεταβάλλεται μόνο η απαραίτητη περίοδος και ενέργεια φόρτισης των σταθμών ανά επίπεδο βαθμού απόδοσης λόγω των διαφορετικών απωλειών, ωστόσο η διάρκεια εκφόρτισης στην έξοδο παραμένει ίδια ανά επίπεδο διάρκειας που εξετάζεται μεταξύ σταθμών με διαφορετικούς βαθμούς απόδοσης. Από τα αποτελέσματα του Σχήματος 3.10(b) φαίνεται ότι σε αυτή την περίπτωση η μεταβολή του βαθμού απόδοσης επηρεάζει ανεπαίσθητα τη συμβολή των σταθμών στην επάρκεια. Το γεγονός αυτό δείχνει ότι το σύστημα έχει σημαντικά περιθώρια φόρτισης των σταθμών που ακόμα και μια σημαντική αύξηση των απωλειών τους δεν μειώνει τη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος.





3.1.3 Επίπτωση της αξιοπιστίας των αποθηκευτικών σταθμών στη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος

Όπως και για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, η διαθεσιμότητα του εξοπλισμού των αποθηκευτικών σταθμών, η πιθανότητα δηλαδή να βρίσκονται εκτός λειτουργίας μετά από

εξαναγκασμένη διακοπή της λειτουργίας τους λόγω βλάβης, επηρεάζει σημαντικά τη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος. Η διαθεσιμότητα τους εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, όπως η ηλικία, η κατάσταση των εγκαταστάσεων και τα χαρακτηριστικά του σταθμού. Όπως αναφέρθηκε στην Ενότητα 2.2 η διαθεσιμότητα της αποθήκευσης, λόγω τυχαίων βλαβών συνυπολογίζεται μέσω της τεχνικής προσομοιώσεων Monte Carlo βάσει των χαρακτηριστικών αξιοπιστίας των σταθμών.

Για την αξιολόγηση της επίδρασης της διαθεσιμότητας των σταθμών αποθήκευσης στη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος, υπολογίζεται και παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.11 το capacity credit διαμορφώσεων αντλησιοταμιευτικών σταθμών συνολικής ισχύος 1000 MW, διάρκειας από 6 έως 12 ώρες με διαφορετικούς δείκτες αξιοπιστίας FOR_{ess} , κυμαινόμενους από 0% έως 10%. Σημειώνεται ότι στην παρούσα ανάλυση η θεωρούμενη μέση διάρκεια βλάβης των σταθμών (MTTR), όπως αυτή δίνεται στο Παράρτημα Α, παραμένει αμετάβλητη, ενώ τροποποιείται ο μέσος χρόνος που μια μονάδα βρίσκεται εντός λειτουργίας (MTTF) ώστε να προκύψει το εξεταζόμενο επίπεδο του δείκτη FOR_{ess} .

Τα αποτελέσματα του Σχήματος 3.11 αναδεικνύουν ότι το επίπεδο αξιοπιστίας των αντλησιοταμιευτικών σταθμών επηρεάζει έντονα το capacity credit τους, για οποιονδήποτε λόγο ενέργειας προς ισχύ. Συγκεκριμένα, παρατηρείται μέση μείωση του capacity credit ~8,2% όταν ληφθεί υπόψη δείκτης FOR_{ess} ίσος με 2%, σε σύγκριση με το ιδανικό σενάριο όπου οι σταθμοί θεωρούνται πλήρως διαθέσιμοι ($FOR_{ess} = 0$ %), ενώ η αντίστοιχη μέση μείωση φτάνει το ~18,2% για δείκτη FOR_{ess} ίσο με 10%.



Σχήμα 3.11: Capacity credit ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1000 MW για διαφορετικά επίπεδα αξιοπιστίας των σταθμών (*FOR*_{ess}).

3.2 Επίδραση χαρακτηριστικών του συστήματος παραγωγής στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος

Το capacity credit της αποθήκευσης δεν εξαρτάται μόνο από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της, αλλά και από τα χαρακτηριστικά του ΣΗΕ στο οποίο ενσωματώνεται. Η διάρκεια, το μέγεθος και η συχνότητα των ενδεχόμενων ανεπαρκειών ισχύος του συστήματος παραγωγής σε συνδυασμό με τα περιθώρια φόρτισης της αποθήκευσης επηρεάζουν τις δυνατότητες συνεισφοράς της στη διασφάλιση της επάρκειας. Τα παραπάνω χαρακτηριστικά ενός ΣΗΕ εξαρτώνται από παράγοντες όπως η διείσδυση και το μείγμα των ΑΠΕ, το επίπεδο επάρκειας του συστήματος πριν την εισαγωγή της αποθήκευσης και τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας των στοιχείων του. Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω στην παρούσα ενότητα διερευνάται η επίδραση αυτών των παραγόντων στο capacity credit αποθηκευτικών σταθμών ΑΤΣ, εφαρμόζοντας και εδώ την greedy πολιτική κατανομής. Οι ίδιες υποθέσεις με την Ενότητα 3.1 υιοθετούνται ως σενάριο βάσης (base-case scenario) για την ανάπτυξη του συστήματος. Ωστόσο υποθέσεις σχετικά με την σύνθεση του μείγματος παραγωγής ή τα χαρακτηριστικά του ΣΗΕ διαφοροποιούνται σε περιπτώσεις που εξετάζεται η ευαισθησία του capacity credit συναρτήσει αυτών. Σημειώνεται ότι σε κάθε ανάλυση ευαισθησίας διαφοροποιείται σε σχέση με το σενάριο βάσης μόνο η προς εξέταση παράμετρος.

3.2.1 Μείγμα και διείσδυση ΑΠΕ

Η παραγωγή των ΑΠΕ παίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του υπολειπόμενου φορτίου, καθώς αφαιρείται απευθείας από το φορτίο ζήτησης του συστήματος, όπως φαίνεται στην εξίσωση (2.14). Με τη σειρά της, η μορφή της καμπύλης του υπολειπόμενου φορτίου έχει σημαντική επίδραση στη διαμόρφωση των ενδεχόμενων απωλειών φορτίου του συστήματος, σε σχέση με τη διάρκεια, το ύψος και την ενέργεια τους, επιδρώντας τελικά στις δυνατότητες συμβολής της αποθήκευσης στην κάλυψη αυτών. Σε αυτό το πλαίσιο τόσο το μείγμα όσο και η διείσδυση των ΑΠΕ ενδέχεται να επηρεάσουν το capacity credit της αποθήκευσης.

Στο Σχήμα 3.12 παρουσιάζεται το μέσο capacity credit ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1000 MW διαφορετικών διαρκειών για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών σταθμών (Σχήμα 3.12(a)) και αιολικών πάρκων (Σχήμα 3.12(b)). Συγκεκριμένα το Σχήμα 3.12(a) παρουσιάζει το capacity credit της αποθήκευσης, υποθέτοντας σταθερή εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων στα 7,5 GW και διάφορα επίπεδα φωτοβολταϊκής ισχύος, από 5 GW έως 20 GW. Είναι φανερό ότι η αυξημένη συμμετοχή των Φ/Β σταθμών στο ενεργειακό μείγμα ενισχύει το capacity credit της αποθήκευσης, ιδιαίτερα για εγκαταστάσεις μικρότερης διάρκειας, κάτω των 8 ωρών. Αξιοσημείωτο είναι ότι μια δεδομένη διαμόρφωση ΑΤΣ θα συμβάλλει λιγότερο στην επάρκεια του συστήματος για επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β παραγωγής κάτω των ~8 GW. Από την άλλη, στο Σχήμα 3.12(b) απεικονίζεται το capacity credit της αποθήκευσης για επίπεδα αιολικής ισχύος από 2,5 GW έως 17,5 GW. Φαίνεται ότι οι διακυμάνσεις της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών πάρκων, για ένα δεδομένο επίπεδο ισχύος σωτοβολταϊκής παραγωγής, δεν έχουν σημαντικό αντίκτυπο στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια στην επάρκεια ισχύος ανεξάρτητα από τη χωρητικότητα της αποθήκευσης.

Στο Σχήμα 3.13(a) φαίνεται η συσχέτιση μεταξύ του επιπέδου διείσδυσης των ΑΠΕ και του capacity credit σταθμών ΑΤΣ ισχύος 1000 MW και 6 ωρών για επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ από 50% έως 110% της ζήτησης, είτε διατηρώντας σταθερή την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών σταθμών και μεταβάλλοντας την αντίστοιχη ισχύ των αιολικών πάρκων (πράσινη γραμμή), είτε αντίστροφα διατηρώντας σταθερή την ισχύ των αιολικών πάρκων και μεταβάλλοντας την ισχύ των Φ/Β σταθμών (κίτρινη γραμμή). Σημειώνεται ότι το ποσοστό της διείσδυσης ΑΠΕ που αναγράφεται στον οριζόντιο άξονα του Σχήματος 3.13(a) εκτός παρενθέσεως προκύπτει μη συνυπολογίζοντας την παραγωγή των ΥΗΣ στη μερίδιο κάλυψης της ζήτησης από ΑΠΕ, ενώ το αντίστοιχο εντός παρενθέσεως λαμβάνοντας τη υπόψη ως παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές. Η τιμή του capacity credit της αποθήκευσης παραμένει σχετικά σταθερή, μεταξύ του 80,5% και του 82,0%, όταν η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων κυμαίνεται από 4,3 GW έως 20,4 GW με σταθερή ισχύ Φ/B στα 10 GW. Ωστόσο, εάν η εγκατεστημένη αιολική ισχύς κρατηθεί σταθερή στα 7,5 GW, το capacity credit των ΑΤΣ αυξάνεται καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών από 5,0 έως 30,0 GW. Η παραπάνω παρατήρηση, δείχνει ότι η αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ δεν συνεπάγεται απαραίτητα σημαντική βελτίωση στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια, αντίθετα το μείγμα των τεχνολογιών ΑΠΕ φαίνεται να είναι αυτό που επηρεάζει σημαντικά το capacity credit της αποθήκευσης, φτάνοντας τελικά στο συμπέρασμα ότι η αύξηση της φωτοβολταϊκής ισχύος του συστήματος παραγωγής ενισχύει την συνεισφορά της αποθήκευσης στην επάρκεια.

Αυτό γίνεται πιο ξεκάθαρο και γενικεύεται για αποθηκευτικές διαμορφώσεις μεγαλύτερης χωρητικότητας στο Σχήμα 3.13(b), όπου παρουσιάζεται το capacity credit ATΣ 1000 MW για δύο σενάρια 100% διείσδυσης AΠΕ, που προκύπτουν από μονομερή πρόσθετη ανάπτυξη είτε αιολικής είτε φωτοβολταϊκής ισχύος, σε σύγκριση με τις αντίστοιχες τιμές του βασικού σεναρίου, το οποίο αντιστοιχεί σε διείσδυση AΠΕ 63% (χωρίς να προσμετράται στο μερίδιο των AΠΕ η παραγωγή των YHΣ). Για όλες τις εξεταζόμενες διάρκειες των σταθμών, το σενάριο της 100% διείσδυσης AΠΕ όπου υπερισχύουν τα φωτοβολταϊκά οδηγεί στην υψηλότερη τιμή του capacity credit της αποθήκευσης. Ωστόσο, παρατηρείται ότι όσο αυξάνεται η διάρκεια των ATΣ, οι διαφορές στο capacity credit μεταξύ των εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης των AΠΕ ελαχιστοποιούνται.

Σχήμα 3.13: Capacity credit: (a) ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1000 MW και διάρκειας 6 ωρών συναρτήσει διαφορετικών επιπέδων διείσδυσης ΑΠΕ που επιτυγχάνονται από διαφορετικούς συνδυασμούς Φ/Β σταθμών και αιολικών πάρκων, και (b) ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1000 MW και διαφορετικών διαρκειών για το επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ του βασικού σεναρίου και διείσδυση ΑΠΕ 100% προερχόμενης από μονομερή ανάπτυξη αιολικών πάρκων ή Φ/Β σταθμών.

Η ισχυρή επίδραση της ανάπτυξης των Φ/Β σταθμών στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια εξηγείται από τον αντίκτυπο της φωτοβολταϊκής παραγωγής στη μορφή της καμπύλης του καθαρού φορτίου, γνωστής βιβλιογραφικά ως "duck curve effect", ([171], [172]). Η ορολογία αυτή χρησιμοποιείται για να περιγράψει το σχήμα της ημερήσιας καμπύλης του καθαρού φορτίου του συστήματος, (όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.14(a)), η οποία διαμορφώνεται από σημαντική πτώση του κατά τις μεσημεριανές ώρες, όταν η παραγωγή των φωτοβολταϊκών είναι υψηλή εξαιτίας της έντονης ηλιοφάνειας, και επακόλουθη απότομη αύξηση του τις βραδινές ώρες, όταν μειώνεται και τελικά μηδενίζεται η φωτοβολταϊκή παραγωγή, ([171]).

Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών το μεσημέρι (Σχήμα 3.14(b)) αυξάνει τη δυνατότητα των αποθηκευτικών σταθμών να καλύπτουν αποδοτικότερα ενδεχόμενα γεγονότα απώλειας φορτίου. Αυτό αποδίδεται στο γεγονός ότι η παραγωγή των φωτοβολταϊκών μειώνει τη διάρκεια των κρίσιμων για την επάρκεια διαστημάτων αιχμής του φορτίου, δίνοντας τη δυνατότητα στους σταθμούς αποθήκευσης, ιδιαίτερα αυτούς με χαμηλότερους λόγους ενέργειας προς ισχύ, να διαχειρίζονται αποτελεσματικότερα πιθανά συμβάντα απώλειας φορτίου. Συγκεκριμένα τα ενδεχόμενα συμβάντα ανεπάρκειας περιορίζονται σε ένα ορισμένο διάστημα κατά τις βραδινές ώρες, όπου διαπιστώνονται τα υψηλότερα φορτία, ενώ πριν από αυτό διαμορφώνονται συνθήκες πρόσφορες για φόρτιση της αποθήκευσης λόγω πολύ χαμηλού φορτίου ή ακόμα και περίσσειας φωτοβολταϊκής ενέργειας. Το συμπέρασμα αυτό ευθυγραμμίζεται με τα ευρήματα των [111], [173]. Αντίθετα, στην περίπτωση όπου τα αιολικά πάρκα κυριαρχούν στο μείγμα των ανανεώσιμων πηγών, το σχήμα της καμπύλης φορτίου παραμένει σε μεγάλο βαθμό αμετάβλητο, καθώς το μέσο ημερήσιο μοτίβο παραγωγής τους είναι σχετικά σταθερό (Σχήμα 3.14(b)), μη επιδρώντας έτσι σημαντικά στη μορφή του καθαρού φορτίου του συστήματος και εν τέλει στο capacity credit των αποθηκευτικών σταθμών.

Σχήμα 3.14: (a) Μέσο ημερήσιο καθαρό φορτίο συστήματος για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β σταθμών και (b) μέση ημερήσια παραγωγή από Φ/Β σταθμούς και αιολικά πάρκα εκφρασμένη σε ανά μονάδα.

3.2.2 Χαρακτηριστικά αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής

3.2.2.1 Επίπεδο επάρκειας του συστήματος παραγωγής

Οι προκλήσεις που παρουσιάζει η εκτίμηση της συνεισφοράς των συστημάτων αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος σε σχέση με τις παραδοσιακές μονάδες παραγωγής επαφίονται σε δύο βασικούς λόγους. Ο πρώτος λόγος είναι ότι οι μονάδες αποθήκευσης αντιμετωπίζουν περιορισμούς τόσο ισχύος όσο και ενέργειας, σε αντίθεση με τις συμβατικές μονάδες και τις ανανεώσιμες πηγές, που υπόκεινται μόνο σε περιορισμούς ισχύος. Υπό αυτή την έννοια οι αποθηκευτικές μονάδες απαιτείται να έχουν όχι μόνο επαρκή ισχύ αλλά και αποθηκευμένη ενέργεια για την κάλυψη της ζήτησης. Ο δεύτερος λόγος συνίσταται στη μη παραγωγική φύση της αποθήκευσης ενέργειας. Συγκεκριμένα οι μονάδες αυτές δεν παράγουν ενέργεια, αλλά αξιοποιούν τη διαθέσιμη ενέργεια από πόρους παραγωγής του συστήματος για τη λειτουργία τους. Επομένως, η ικανότητά τους να συμβάλουν στην κάλυψη της ζήτησης και ενδεχομένως στην άμβλυνση των ανεπαρκειών εξαρτάται άμεσα από τη διαθέσιμη παραγωγική ισχύ και ενέργεια του συστήματος και, κατ' επέκταση, από το επίπεδο επάρκειας ισχύος του. Όπως αναλύεται στη βιβλιογραφική ανασκόπηση που πραγματοποιείται στην Ενότητα 1.3, η πλειονότητα της βιβλιογραφίας σχετικά με το capacity credit της αποθήκευσης εστιάζει στον πρώτο παράγοντα, εξετάζοντας την επίδραση της χωρητικότητας και της ισχύος των σταθμών στη συνεισφορά τους στην επάρκεια. Ωστόσο, στην πλειοψηφία των μελετών δεν λαμβάνεται υπόψη η πιθανή επίδραση του επιπέδου επάρκειας του συστήματος στο capacity credit της αποθήκευσης, υποθέτοντας ένα δεδομένο αρχικό επίπεδο επάρκειας του συστήματος. Στην παρούσα παράγραφο λοιπόν διερευνάται η επίδραση του επιπέδου επάρκειας ισχύος του συστήματος στη συνεισφορά της αποθήκευσης στην επάρκεια.

Όπως προαναφέρθηκε η συμβολή των συστημάτων αποθήκευσης στην επάρκεια του συστήματος σχετίζεται με τα χαρακτηριστικά των πιθανών γεγονότων απώλειας φορτίου (διάρκεια, μέγεθος, συχνότητα) και το διαθέσιμο πλεόνασμα παραγωγής για τη φόρτιση του. Υποθέτοντας μια δεδομένη χρονοσειρά καθαρού φορτίου ζήτησης (net load), η φόρτιση της αποθήκευσης και τα διαστήματα αδυναμίας του συστήματος παραγωγής να καλύψει τη ζήτηση εξαρτώνται αποκλειστικά από το επίπεδο ισχύος του συστήματος (system capacity). Χαμηλά επίπεδα ισχύος του συστήματος οδηγούν σε παρατεταμένα και έντονα γεγονότα ανεπάρκειας και περιορισμένες δυνατότητες φόρτισης της αποθήκευσης. Από την άλλη η αύξηση της δυναμικότητας

συστήματος, ενισχύει το διαθέσιμο πλεόνασμα παραγωγής για απορρόφηση από την αποθήκευση, ενώ μειώνει την εμφάνιση γεγονότων απώλειας φορτίου. Το Σχήμα 3.15 παρουσιάζει ένα παράδειγμα αυτού του φαινομένου, δείχνοντας ότι τα διαφορετικά επίπεδα ισχύος του συστήματος επηρεάζουν άμεσα τις δυνατότητες των σταθμών αποθήκευσης να συμβάλουν στην επάρκεια του συστήματος, επηρεάζοντας σημαντικά το capacity credit τους.

Σχήμα 3.15: Μεταβολές στις δυνατότητες φόρτισης της αποθήκευσης και στα πιθανά γεγονότα απώλειας φορτίου για διαφορετικά επίπεδα ισχύος του συστήματος.

Για να αποτυπωθεί η επίδραση του παραπάνω φαινομένου στη συνεισφορά της αποθήκευσης στην επάρκεια, το capacity credit της υπολογίζεται για διάφορα επίπεδα δυναμικότητας του συστήματος, πέραν αυτού του βασικού σεναρίου, που κυμαίνονται από το μηδέν έως επίπεδα πάνω από την αιχμή του φορτίου ζήτησης. Για τη δημιουργία διαφορετικών συνθηκών επάρκειας, μεταβάλλεται η θερμική ισχύς και η μεταφορική ικανότητα των διασυνδέσεων του συστήματος. Συγκεκριμένα περισσότερα από 30 εναλλακτικά σενάρια ανάπτυξης του στόλου των θερμικών μονάδων και της εισαγωγικής ικανότητας των διασυνδέσεων, που οδηγούν σε διαφορετικά επίπεδα επάρκειας, εξετάζονται. Στο Σχήμα 3.16 παρουσιάζεται το εύρος των επιπέδων επάρκειας του συστήματος που εξετάζεται, εκτιμώμενο είτε μέσω του δείκτη ΕΕΝS (Σχήμα 3.16(a)) είτε μέσω του LOLE (Σχήμα 3.16(b)) σε συνάρτηση με το επίπεδο ισχύος του συστήματος. Όπως φαίνεται, εξετάζεται όλο το εύρος των επιπέδων επάρκειας μεταξύ των ακραίων σεναρίων, μηδενικής θερμικής και εισαγωγικής ικανότητας του συστήματος⁸, που οδηγεί σε ένα πλήρως ανεπαρκές σύστημα με πολύ υψηλές τιμές δεικτών επάρκειας (EENS=20 TWh και LOLE=7482 ώρες), και πλήρως επαρκούς συστήματος (EENS=0 και LOLE=0) με συμβατικό δυναμικού περί του 130% της αιχμής του συστήματος. Η ανάλυση αρχικά πραγματοποιείται για μία ενδεικτική αποθηκευτική διαμόρφωση, από όπου εξάγονται βασικά συμπεράσματα για τη συμπεριφορά του capacity credit με βάση το επίπεδο επάρκειας του συστήματος και στη συνέχεια επεκτείνεται σε πλήθος διαμορφώσεων για την επιβεβαίωση και τη γενίκευση των εν λόγω συμπερασμάτων. Οι υποθέσεις σχετικά με τα τεχνικά χαρακτηριστικά, τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας και το μέγεθος των επιμέρους σταθμών αποθήκευσης παραμένουν όμοια με αυτά του βασικού σεναρίου.

⁸ Σημειώνεται ότι η ανάπτυξη ενός συστήματος χωρίς καθόλου θερμική ισχύ και εισαγωγική ικανότητα σε συνδυασμό με περιορισμένες εγκαταστάσεις ΑΠΕ για την τροφοδότηση του φορτίου θεωρείται μη ρεαλιστική. Ωστόσο, εξετάζεται για λόγους πληρότητας και γενίκευσης της ανάλυσης.

Σχήμα 3.16: Δείκτες (a) EENS και (b) LOLE συναρτήσει της ισχύος του συστήματος (% της ετήσιας αιχμής) των σεναρίων που εξετάζονται στο πλαίσιο της διερεύνησης για την συσχέτιση του capacity credit αποθήκευσης με το επίπεδο επάρκειας του συστήματος.

Για την καλύτερη κατανόηση της επίπτωσης των διαφορετικών επιπέδων ισχύος του συστήματος στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια στο Σχήμα 3.17 παρουσιάζεται ένα ενδεικτικό παράδειγμα τριών ημερών λειτουργίας αποθήκευσης συνολικής ισχύος 1000 MW και διάρκειας 6 ωρών σε τρία διαφορετικά σενάρια επιπέδων ισχύος του συστήματος: 6,8 GW, 5,5 GW και 4,0 GW, θεωρώντας τη πλήρως διαθέσιμη κατά το εν λόγω διάστημα. Παράλληλα παρουσιάζεται η διαμόρφωση του μη εξυπηρετούμενου φορτίου με και χωρίς την αποθήκευση καθώς και με πλήρως αξιόπιστη ισχύ που οδηγεί για το εν λόγω διάστημα σε ίση ενέργεια περικοπτόμενου φορτίου ζήτησης με αυτή του σεναρίου με αποθήκευση. Σημειώνεται ότι ο δείκτης EFC που αναγράφεται στα Σχήματα 3.17 (j, k, l) χρησιμοποιείται καταχρηστικά για το συγκεκριμένο παράδειγμα εκφράζοντας ισοδυναμία μεταξύ της συμβολής της αποθήκευσης και όχι για το σύνολο του έτους.

Όπως φαίνεται από το Σχήμα 3.17 στην περίπτωση του χαμηλότερου επιπέδου δυναμικού του συστήματος (Σχήμα 3.17 (a, d, g, j)), παρατηρείται σημαντική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (ENS), γεγονός που οδηγεί την αποθήκευση να πραγματοποιεί πλήρεις ημερήσιους κύκλους φόρτισης και εκφόρτισης σε μια προσπάθεια να την περιορίσει. Ωστόσο, λόγω της περιορισμένης χωρητικότητας ενέργειας και ισχύος, η αποθήκευση αποτυγχάνει να εξαλείψει τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, με αποτέλεσμα φορτίο ζήτησης της τάξης των 25,5 GWh να μην εξυπηρετείται. Σε αυτό το σενάριο, μία ισοδύναμη πλήρως αξιόπιστη μονάδα ισχύος 583 MW επιτυγχάνει το ίδιο αποτέλεσμα όσον αφορά την απώλεια φορτίου, υποδεικνύοντας capacity credit 58,3% για το σύστημα αποθήκευσης. Η αύξηση της συμβατικής ισχύος στα 5,5 GW (Σχήμα 3.17(b, e, h, k)) οδηγεί σε λιγότερα συμβάντα ανεπάρκειας με μικρότερες ενεργειακές απαιτήσεις, τις οποίες η αποθήκευση μπορεί να καλύψει πιο αποτελεσματικά εκμεταλλευόμενη το σύνολο της ισχύος της. Η προκύπτουσα απώλεια φορτίου μετά τη δράση των ΑΤΣ υπολογίζεται στις 0,9 GWh, εμφανιζόμενη κατά τις ώρες που αυτοί εκφορτίζουν στη μέγιστη ισχύ τους. Σε αυτή την περίπτωση, ισοδύναμη πλήρως αξιόπιστη μονάδα παραγωγής ίσης ισχύος με την αποθήκευση, 1000 MW, οδηγεί σε αντίστοιχα αποτελέσματα μη εξυπηρετούμενου φορτίου υποδεικνύοντας capacity credit 100% για την αποθήκευση. Τέλος, για επίπεδα συμβατικής ισχύος συστήματος 6,8 GW (Σχήμα 3.17(c, f, i, l)), οι αποθηκευτικοί σταθμοί παραμένουν πλήρως φορτισμένοι και εκφορτίζουν μόνο για μία ώρα ώστε να αντιμετωπιστεί ένα

μεμονωμένο περιστατικό ανεπάρκειας 317 MWh. Το αντίστοιχο EFC σε αυτή την περίπτωση είναι 317 MW, υποδεικνύοντας ότι αποθήκευση 1000 MW υπερκαλύπτει τις απαιτήσεις επάρκειας του συστήματος και συμβάλει στην επάρκεια κατά 31,7% της ισχύος της.

Σχήμα 3.17: Ενδεικτικό τριήμερο διάστημα που παρουσιάζει: (a, b, c) το καθαρό φορτίο σε σχέση με το επίπεδο ισχύος του συστήματος, (d, e, f) τη λειτουργία ΑΤΣ 1000 MW / 6 ωρών, την μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (g, h, i) μετά τη λειτουργία της αποθήκευσης και (j, k, l) με την ισοδύναμη πλήρως αξιόπιστη ισχύ (EFC) για τρία ενδεικτικά επίπεδα ισχύος συστήματος: (a, d, g, j) 4000 MW, (b, e, h, k) 5500 MW και (c, f, i, l) 6800 MW.

Στο Σχήμα 3.18 το capacity credit αποθηκευτικού σταθμού 1000 MW και 6 ωρών υπολογίζεται σε ετήσια βάση για διαφορετικά επίπεδα συμβατικής ικανότητας συστήματος. Επιπλέον στα Σχήματα 3.19(a) και (b) παρουσιάζεται το capacity credit της ίδιας διαμόρφωσης σε σχέση με τα επίπεδα αναμενόμενης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (EENS) και αναμενόμενης απώλειας φορτίου (LOLE) του συστήματος αντίστοιχα πριν την εισαγωγή της αποθήκευσης στο σύστημα. Όπως παρατηρείται, σε κάθε ένα από αυτά τα διαγράμματα διαμορφώνονται τρεις διακριτές περιοχές.

Στην Περιοχή Ι, το capacity credit ξεκινά από ~9% όταν δεν υπάρχει συμβατική ισχύς στο σύστημα (Σχήμα 3.18), και παρατηρείται ΕΕΝS περίπου 20 TWh (Σχήμα 3.19(a)) και LOLE 7482 ώρες (Σχήμα 3.19(b)),υποδεικνύοντας ότι το διαθέσιμο ενεργειακό πλεόνασμα του συστήματος, που

προέρχεται μόνο από την υπερπαραγωγή ΑΠΕ σε αυτή την περίπτωση, δεν επαρκεί για να φορτίσει επαρκώς την αποθήκευση. Τα παρατεταμένα και σοβαρά συμβάντα απώλειας φορτίου σε αυτή την περίπτωση δεν μπορούν να μετριαστούν αποτελεσματικά από την υπό εξέταση διαμόρφωση αποθήκευσης. Καθώς η συμβατική ικανότητα του συστήματος αυξάνεται σταδιακά, αλλά παραμένει εντός της Περιοχής Ι, οι τιμές των δεικτών επάρκειας μειώνονται και η συμβολή της αποθήκευσης σε αυτή αυξάνεται. Αυτό συμβαίνει επειδή η παρουσία πρόσθετης συστημικής ισχύος αυξάνει τη διαθεσιμότητα πόρων του συστήματος, οδηγώντας έτσι σε επιπλέον διαστήματα πλεονάσματος ενέργειας, επιτρέποντας στην αποθήκευση να φορτίζει πιο συχνά και, κατά συνέπεια, να αντιμετωπίζει πιο αποτελεσματικά περιόδους πιθανών ανεπαρκειών μέσω της εκφόρτισης της.

Στην Περιοχή ΙΙ, όπου η συμβατική ισχύς του συστήματος κυμαίνεται μεταξύ 71%-109% της ετήσιας αιχμής της ζήτησης, το capacity credit σταθεροποιείται γύρω από τη μέγιστη τιμή του. Οι μεταβολές στη ισχύ του συστήματος έχουν αμελητέες επιπτώσεις στην τιμή του capacity credit, υποδεικνύοντας ότι σε αυτό το εύρος ισχύος, το σύστημα διαθέτει επαρκή ενέργεια για φόρτιση αποθηκευτικών σταθμών 1000 MW και 6 ωρών, ενώ παράλληλα, η εκφόρτιση τους ανταποκρίνεται αποτελεσματικά στα συμβάντα απώλειας φορτίου.

Στην Περιοχή ΙΙΙ, η συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια φαίνεται να μειώνεται ξανά καθώς αυξάνεται η ισχύς του συστήματος και βελτιώνεται το επίπεδο επάρκειας του, φτάνοντας τελικά σε μηδενικό επίπεδο για επίπεδα συμβατικής ισχύος ίσα περίπου με το 130% της αιχμής της ζήτησης. Αυτό συμβαίνει επειδή, καθώς αυξάνεται η ισχύς του συστήματος, οι ανάγκες επάρκειας του μειώνονται, οδηγώντας την αποθήκευση να συμβάλει στην επάρκεια χρησιμοποιώντας μόνο ένα μόρος της ισχύος της για την αποφυγή περικοπών φορτίου. Με άλλα λόγια, τα πιθανά συμβάντα απώλειας φορτίου είναι πολύ μικρότερα από τη ικανότητα εκφόρτισης των σταθμών αποθήκευσης, υποδεικνύοντας ότι η ισχύς της υπερβαίνει κατά πολύ τις ανάγκες του συστήματος.

Σχήμα 3.18: Capacity credit ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1000 MW και διάρκειας 6 ωρών συναρτήσει των διαφορετικών επιπέδων συμβατικής ισχύος του συστήματος.

Σχήμα 3.19: Capacity credit ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1000 MW και διάρκειας 6 ωρών συναρτήσει των δεικτών (a) ΕΕΝS και (b) LOLE.

Για να διαπιστωθεί αν η παραπάνω παρατηρούμενη τάση του capacity credit μπορεί να γενικευτεί για διαφορετικά μεγέθη αποθήκευσης, η ανάλυση επεκτείνεται για να συμπεριλάβει αποθηκευτικές διαμορφώσεις διαφορετικών μεγεθών. Πιο συγκεκριμένα, το Σχήμα 3.20(a) παρουσιάζει το capacity credit ATΣ διάρκειας 6 ωρών διαφορετικής ονομαστικής ισχύος, από 500 έως 2000 MW. Για όλες τις διαμορφώσεις, το capacity credit ακολουθεί παρόμοιο προφίλ βάσει των μεταβολών της ισχύος του συστήματος. Συγκεκριμένα αρχικά αυξάνεται με το επίπεδο ισχύος του συστήματος αυξηθεί σημαντικά, άνω του 100%-115% ανάλογα την διαμόρφωση. Ωστόσο, παρουσιάζονται ορισμένες διαφορές μεταξύ των διαμορφώσεων που εξετάζονται. Συγκεκριμένα, παρατηρείται ότι για δεδομένη διάρκεια αποθήκευσης, καθώς αυξάνεται η ονομαστική της ισχύ:

- Η μέγιστη τιμή του capacity credit μειώνεται, υποδηλώνοντας ότι χρειάζεται μεγαλύτερη διάρκεια αποθήκευσης για την πλήρη αξιοποίηση της ισχύος της.
- Η μέγιστη τιμή του capacity credit παρατηρείται σε χαμηλότερα επίπεδα ισχύος του συστήματος, γεγονός που δείχνει όσο η αποθηκευτική ισχύς αυξάνεται η μέγιστη απόδοσή της, από τη σκοπιά της ενίσχυσης της επάρκειας, επιτυγχάνεται για χαμηλότερα επίπεδα αξιοπιστίας του συστήματος.
- Το εύρος ισχύος συστήματος στο οποίο το capacity credit μεγιστοποιείται μειώνεται, υποδεικνύοντας ότι η μέγιστη αξιοποίηση μονάδων αποθήκευσης με σχετικά υψηλή ονομαστική ισχύ επιτυγχάνεται για περιορισμένο αριθμό περιπτώσεων επιπέδων επάρκειας συστήματος.

Το Σχήμα 3.20(b) δείχνει το capacity credit αποθηκευτικών σταθμών συνολικής ισχύος 1000 MW με λόγους ενέργειας προς ισχύ 6, 8, 10 και 12 ωρών. Και σε αυτή την περίπτωση, το capacity credit

ακολουθεί παρόμοιο μοτίβο καθώς αυξάνεται το επίπεδο ικανότητας του συστήματος. Επιπλέον, παρατηρείται ότι το capacity credit αυξάνεται με τον λόγο ενέργειας προς ισχύ για επίπεδα ισχύος συστήματος κάτω από το 110% της μέγιστης ζήτησης φορτίου, υποδεικνύοντας ότι όσο μεγαλύτερη είναι η χωρητικότητα των σταθμών, τόσο πιο αποτελεσματικά αξιοποιείται η ισχύς τους για τη συμβολή στην επάρκεια του συστήματος. Ωστόσο, για επιπλέον συμβατική ισχύ συστήματος, πάνω από το 110% της αιχμής του φορτίου ζήτησης, η συμβολή των διαφορετικών διαμορφώσεων είναι σχεδόν ίδια, ανεξάρτητα από το λόγο ενέργειας προς ισχύ που εξετάζεται. Αυτό συμβαίνει επειδή τα πιθανά συμβάντα απώλειας φορτίου μειώνονται σε διάρκεια, επιτρέποντας στις μονάδες αποθήκευσης όλων των εξεταζόμενων διαρκειών να τις αντιμετωπίζουν με ισοδύναμο τρόπο.

Σχήμα 3.20: Capacity credit (a) ΑΤΣ διάρκειας 6 ωρών και ισχύος 500, 1000, 1500 και 2000 MW και (b) ΑΤΣ ισχύος 1000 ΜW και διάρκειας 6, 8, 10 και 12 ωρών.

Η παραπάνω ανάλυση φανερώνει ότι το επίπεδο συμβολής των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας στην επάρκεια ισχύος, εκφρασμένο μέσω του capacity credit, ποικίλει ανάλογα με το αρχικό επίπεδο επάρκειας του συστήματος. Ωστόσο, όταν οι μονάδες αποθήκευσης συμμετέχουν σε δημοπρασίες αποζημίωσης ισχύος και ανταγωνίζονται άμεσα μονάδες συμβατικής παραγωγής, μονάδες ΑΠΕ ή άλλους πόρους, απαιτείται μία ενιαία τιμή για τη συνεισφορά τους στην επάρκεια ισχύος.

Στο πλαίσιο αυτό, σε περιπτώσεις όπου η σύνθεση του συστήματος παραγωγής δεν είναι γνωστή πριν από τη διαδικασία δημοπρασίας ή η τιμή του δείκτη αξιοπιστίας που πληροί το κριτήριο επάρκειας βρίσκεται εντός της Περιοχής ΙΙ (Σχήμα 3.18 και Σχήμα 3.19), εξασφαλίζοντας την επάρκεια του συστήματος ταυτόχρονα με τη μεγιστοποίηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια, μπορεί να θεωρηθεί εύλογο να αποδίδεται στους αποθηκευτικούς σταθμούς η μέγιστη τιμή του capacity credit όταν συμμετέχουν στις εν λόγω διαγωνιστικές διαδικασίες. Τα Σχήματα 3.21(a) και (b) παρουσιάζουν τις μέγιστες τιμές των capacity credit των νωρίτερα εξεταζόμενων διαμορφώσεων αποθήκευσης βάσει των καμπυλών των Σχημάτων 3.20(a) και (b) αντίστοιχα. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα συμπεράσματα σχετικά με την επίδραση της αύξησης της ισχύος και της χωρητικότητας των σταθμών στη συμβολή τους στην επάρκεια, που εξήχθησαν στην Παράγραφο 3.1.1 ισχύουν και σε αυτή τη προσέγγιση. Σε κάθε περίπτωση οι τιμές αυτές αποτελούν μια ένδειξη του capacity credit της αποθήκευσης για ένα δεδομένο καθαρό φορτίο ζήτησης, εξασφαλίζοντας ότι η αποθήκευση σε καμία περίπτωση δεν μπορεί να συνεισφέρει περισσότερο στην επάρκεια από αυτήν την τιμή.

Σχήμα 3.21: Μέγιστες τιμές capacity credit του Σχήματος 3.19: (a) ΑΤΣ διάρκειας 6 ωρών και ισχύος 500, 1000, 1500 και 2000 MW και (b) ΑΤΣ ισχύος 1000 MW και διάρκειας 6, 8, 10 και 12 ωρών.

Επιπλέον, όταν το δυναμικό παραγωγής και το επίπεδο επάρκειας του συστήματος στο οποίο εισάγεται η αποθήκευση είναι δεδομένο, το capacity credit της μπορεί να προκύψει άμεσα από καμπύλες αντίστοιχες με αυτές των Σχημάτων 3.18-3.20. Αυτές οι καμπύλες προσφέρουν επίσης πληροφορίες για την μεταβολή της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια με τη μείωση της συμβατικής ισχύος, η οποία μπορεί να προκύψει λόγω απόσυρσης παλαιών θερμικών μονάδων. Συνδυάζοντας πληροφορίες από τα Σχήματα 3.18-3.20, μπορεί να προσδιοριστεί το ελάχιστο επίπεδο συμβατικής παραγωγής που απαιτείται, καθώς και το αντίστοιχο επίπεδο αποθήκευσης που χρειάζεται για τη διατήρηση της επάρκειας.

3.2.2.2 Χαρακτηριστικά αξιοπιστίας των θερμικών μονάδων του συστήματος

Πέραν του επιπέδου επάρκειας του συστήματος, ιδιαίτερη σημασία στις δυνατότητες συμβολής της αποθήκευσης στη μείωση των απωλειών φορτίου έχουν τα χαρακτηριστικά των όποιων ανεπαρκειών. Λαμβάνοντας αυτό υπόψη επιπλέον του πλήθους και της ισχύος των συμβατικών πόρων παραγωγής του συστήματος αξίζει να εκτιμηθεί και η επίδραση των χαρακτηριστικά αξιοπιστίας τους στο capacity credit της αποθήκευσης. Η διάρκεια επισκευής των βλαβών των θερμικών μονάδων, η οποία ποσοτικοποιείται μέσω του δείκτη MTTR, και διαφέρει ανάλογα με την τεχνολογία, τη συντήρηση και την ηλικία της μονάδας επηρεάζει άμεσα τη διάρκεια των γεγονότων ανεπάρκειας. Για το λόγο αυτό η σημασία της διάρκειας μη διαθεσιμότητας των θερμικών σταθμών για τη συμβολή αποθήκευσης στην επάρκεια εξετάζεται στην παρούσα ενότητα. Συγκεκριμένα στο Σχήμα 3.22 παρουσιάζονται τα capacity credit ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1000 MW διαφορετικής χωρητικότητας, όταν ο χρόνος επισκευής και επαναφοράς σε λειτουργία των θερμικών μονάδων αυξάνεται από 24 ώρες σε 168 ώρες, με βήμα 24 ωρών.

Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η συμβολή των ΑΤΣ στην επάρκεια του συστήματος μειώνεται για υψηλότερο MTTR των θερμικών μονάδων, ειδικά για διαμορφώσεις με χαμηλότερο λόγο ενέργειας προς ισχύ. Για παράδειγμα, το capacity credit αντλησιοταμιευτικών σταθμών 6 ωρών μειώνεται από 81,48% σε 64,56% καθώς το MTTR αυξάνεται από τις 24 ώρες στις 144 ώρες, ενώ η αντίστοιχη τιμή για διαμορφώσεις 12 ωρών επηρεάζεται λιγότερο, μειούμενη από 90,65% σε 82,59%. Ο λόγος για αυτό είναι ότι όσο μεγαλύτερη είναι η διάρκεια κατά την οποία οι θερμικές μονάδες βρίσκονται σε βλάβη, δηλαδή όσο υψηλότερη η παράμετρος MTTR, τόσο σοβαρότερα και πιο παρατεταμένα είναι τα γεγονότα ανεπάρκειας, απαιτώντας συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υψηλότερο λόγο ενέργειας προς ισχύ για την αποτελεσματική αντιμετώπιση τους.

Σχήμα 3.22: Capacity credit ΑΤΣ συνολικής ισχύος 1000 MW για διαφορετικούς μέσους χρόνους επισκευής (MTTR) των θερμικών μονάδων.

4

Μεθοδολογία ανακατανομής σταθμών αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο για την εκτίμηση της συμβολής τους στην επάρκεια ισχύος

Στο παρόν Κεφάλαιο παρουσιάζεται και αναπτύσσεται πρωτότυπη μεθοδολογία εισαγωγής των συστημάτων αποθήκευσης στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας, η οποία επιχειρεί να υπερβεί τους περιορισμούς των υφιστάμενων προσεγγίσεων. Η μέθοδος προτείνει την ανακατανομή των αποθηκευτικών σταθμών σε πραγματικό χρόνο (real-time redispatch), σε σχέση με τον αρχικό προγραμματισμό λειτουργίας, σύμφωνα με τις ανάγκες ισχύος του συστήματος. Η προτεινόμενη προσέγγιση εφαρμόζεται για πλήθος σταθμών αποθήκευσης διαφορετικής ισχύος και χωρητικότητας και υπολογίζονται οι δείκτες επάρκειας του συστήματος και το capacity credit των διαμορφώσεων που εξετάζονται. Επιπλέον, εφαρμόζονται οι διαθέσιμες στη βιβλιογραφία

Μέρος των αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται στο παρόν κεφάλαιο έχει δημοσιευθεί στην εργασία [159].

4.1 Εισαγωγή στη μέθοδο ανακατανομής αποθηκευτικών σταθμών σε πραγματικό χρόνο

Η ανασκόπηση που πραγματοποιήθηκε στην Ενότητα 1.3 φανερώνει ότι διαφορετικές πολιτικές κατανομής και μεθοδολογίες ένταξης των αποθηκευτικών σταθμών στο πλαίσιο των μελετών επάρκειας συναντώνται στη βιβλιογραφία. Ωστόσο η ρεαλιστική προσομοίωση της λειτουργίας της αποθήκευση εντός ενός στοχαστικού μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας παραμένει υπό συζήτηση, με τρεις βασικές προκλήσεις να ανακύπτουν:

- Ο στοχαστικός χαρακτήρας των γεγονότων απώλειας στοιχείων παραγωγής του συστήματος που συμβαίνουν τυχαία και σε πραγματικό χρόνο πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά την προσομοίωση της λειτουργιάς των αποθηκευτικών σταθμών. Για την ακρίβεια οι σταθμοί αποθήκευσης πρέπει να προσαρμόζουν τη λειτουργία τους κατάλληλα σε πραγματικό χρόνο με βάση τις πραγματικές δυνατότητες του συστήματος για φόρτιση τους, αλλά και σύμφωνα με τις ανάγκες ισχύος του συστήματος.
- 2) Η πολιτική λειτουργίας της αποθήκευσης πρέπει να ανταποκρίνεται σε ρεαλιστικές πρακτικές διαχείρισης της, που θα εκμεταλλεύονται το σύνολο των δυνατοτήτων της και όχι σε μονοδιάστατες προσεγγίσεις που αποσκοπούν μεμονωμένα στη συμβολή της στην επάρκεια ισχύος.
- 3) Η υψηλή σύγκλιση και ακρίβεια του στοχαστικού μοντέλου επάρκειας δεν πρέπει να θυσιάζεται προς χάριν της ρεαλιστικότερης αναπαράστασης της λειτουργιάς της αποθήκευσης.

Σε καμία από τις διαθέσιμες σχετικές μελέτες τα παραπάνω τρία σημεία δεν ικανοποιούνται ταυτόχρονα. Η σταθερή πολιτική κατανομής (fixed dispatch) και η κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης (perfect foresight dispatch), που χρησιμοποιούνται συχνά στη βιβλιογραφία, δεν αντιμετωπίζουν ρεαλιστικά τον τυχαίο χαρακτήρα των βλαβών στα στοιχεία παραγωγής του συστήματος, καθώς η πρώτη αγνοεί την επίδραση τους στη λειτουργία της αποθήκευσης και η δεύτερη τις θεωρεί γνωστές κατά τη διαδικασία προγραμματισμού της λειτουργίας της αποθήκευσης. Από την άλλη, η greedy κατανομή της αποθήκευσης λαμβάνει υπόψη την επίδραση των τυχαίων βλαβών του συστήματος στη λειτουργία της, παράγοντας ένα προφίλ λειτουργίας που είναι εφικτό να υλοποιηθεί στον πραγματικό κόσμο, ωστόσο δεν ανταποκρίνεται σε μία εύλογη πρακτική διαχείρισης. Συγκεκριμένα υπό τη greedy κατανομή οι αποθηκευτικοί σταθμοί παραμένουν πλήρως φορτισμένοι εφόσον το υπόλοιπο σύστημα παραγωγής δύναται να καλύψει τη ζήτηση, ώστε να συνεισφέρουν κατά μέγιστο όταν προκύψει έλλειμμα παραγωγής. Έτσι η πολιτική αυτή αγνοεί το γεγονός ότι η αποθήκευση θα παρέχει ένα πλήθος επιπλέον υπηρεσιών στο σύστημα πέραν της ενίσχυσης της επάρκειας διαθέτοντας ένα πολύ πιο περίπλοκο προφίλ λειτουργίας λόγω της συμμετοχής της στην αγορά. Τέλος σε λίγες περιπτώσεις που επιχειρείται ταυτόχρονα η ρεαλιστική αποτύπωση της επίδρασης των απρόοπτων γεγονότων πραγματικού χρόνου και η υιοθέτηση μιας εύλογης πολιτικής διαχείρισης της αποθήκευσης θυσιάζεται ο στοχαστικός χαρακτήρας του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας. Συγκεκριμένα στις περιπτώσεις αυτές αναπτύσσονται μοντέλα βελτιστοποίησης για την προσομοίωση της λειτουργίας της αποθήκευσης σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες που απαιτούν σημαντικούς χρόνους επίλυσης, γεγονός που

καθιστά απαγορευτική την εφαρμογή τους στο πλαίσιο μοντέλων επάρκειας που βασίζονται στην τεχνική Monte Carlo. Σε αυτές τις μελέτες τα έτη δείγματα των προσομοιώσεων Monte Carlo μειώνονται σημαντικά, με αποτέλεσμα την προβληματική αναπαράσταση της στοχαστικής φύσης των τυχαίων γεγονότων που επηρεάζουν την επάρκεια του συστήματος.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω στο παρόν κεφάλαιο αναπτύσσεται μεθοδολογία εισαγωγής των αποθηκευτικών σταθμών στο στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος, που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 2, με στόχο την αντιμετώπιση των κύριων προβλημάτων των μεθοδολογιών που συναντώνται στη βιβλιογραφία και αναλύθηκαν παραπάνω. Η μεθοδολογία βασίζεται στην ιδέα ανακατανομής των αποθηκευτικών σταθμών σε πραγματικό χρόνο (real-time redispatch) λαμβάνοντας υπόψη τις τυχαίες βλάβες των στοιχείων παραγωγής τη στιγμή που αυτές συμβαίνουν, παρεκκλίνοντας από τον αρχικό προγραμματισμό λειτουργίας. Το προτεινόμενο μοντέλο ξεπερνά την υπόθεση της τέλειας πρόβλεψης των μελλοντικών απρόσπτων γεγονότων μη διαθεσιμότητας, χωρίς να αγνοεί την επίδραση των βλαβών στην προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης. Η μέθοδος ακολουθεί σε κάποιο βαθμό παρόμοιες αρχές λειτουργίας με τη greedy στρατηγική καθώς αντιμετωπίζει τα γεγονότα σε πραγματικό χρόνο. Ωστόσο, σε αντίθεση με τη greedy πολιτική κατανομής, που αξιοποιεί την αποθήκευση αποκλειστικά για την ενίσχυση της επάρκειας του συστήματος, η προτεινόμενη μέθοδος επιχειρεί να αξιολογήσει τη συνεισφορά της αποθήκευσης στην επάρκεια, υιοθετώντας ένα ορθολογικό προφίλ λειτουργίας με βάση τη συμμετοχή της στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας.

Η προτεινόμενη μεθοδολογία διακρίνεται σε δύο στάδια κατανομής. Στο πρώτο στάδιο προγραμματίζεται η λειτουργία της αποθήκευσης αγνοώντας τα άγνωστα και τυχαία μελλοντικά συμβάντα απώλειας στοιχείων του συστήματος και επιδιώκοντας κυρίαρχα τη βέλτιστη λειτουργία της στο πλαίσιο προ-ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους του συστήματος. Με αυτό τον τρόπο καταστρώνεται ένα αρχικό εύλογο προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης που αξιοποιεί το σύνολο των λειτουργικοτήτων της και συμβάλλει συνολικά στη λειτουργία του συστήματος, μειώνοντας το κόστος παραγωγής, ενισχύοντας τη διείσδυση των ΑΠΕ και την ασφάλεια λειτουργίας του ΣΗΕ μέσω παροχής επικουρικών υπηρεσιών. Κατά το στάδιο αυτό δεν λαμβάνονται υπόψη τυχαία γεγονότα απώλειας στοιχείων παραγωγής που μπορεί να συμβούν σε επόμενο χρόνο, κατά τη λειτουργία του συστήματος, και να απειλήσουν την επαρκή εξυπηρέτηση της ζήτησης, καθώς αυτά δεν είναι γνωστά στη φάση του προγραμματισμού. Στο επόμενο στάδιο, που πλησιάζει στον πραγματικό χρόνο, πραγματοποιείται ανακατανομή της αποθήκευσης με βάση τυχόν απρόοπτα συμβάντα μη διαθεσιμότητας που μπορεί να λάβουν χώρα. Για το σκοπό αυτό, στο στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος που αναπτύχθηκε ενσωματώνεται μια σειρά εντολών ανακατανομής για τους αποθηκευτικούς σταθμούς, οι οποίες αναπροσαρμόζουν τη λειτουργία τους για αποτροπή γεγονότων απώλειας φορτίου, διασφαλίζοντας ταυτόχρονα ένα εφικτό προφίλ λειτουργίας των αποθηκών. Συγκεκριμένα, σε περιπτώσεις που το σύστημα παραγωγής δεν μπορεί να καλύψει το φορτίο λόγω κάποιας απρόσμενης αστοχίας, η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης τροποποιείται ώστε οι αποθηκευτικοί σταθμοί να συμβάλουν στην κάλυψη της ζήτησης. Η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης μπορεί επίσης να τροποποιηθεί σε πραγματικό χρόνο λόγω μη δυνατότητας επαρκούς φόρτισης της, ακόμα και όταν η απώλεια συνιστωσών παραγωγής δεν διακυβεύει την επάρκεια του συστήματος. Ακολούθως, όταν το σύστημα παραγωγής είναι σε θέση να καλύψει το φορτίο ζήτησης, η προτεινόμενη μέθοδος επιτρέπει στους αποθηκευτικούς σταθμούς να επιστρέψουν στο αρχικό πρόγραμμά λειτουργίας τους, εφαρμόζοντας εκ νέου τις κατάλληλες εντολές ανακατανομής.

Σε αυτό το σημείο, είναι σημαντικό να γίνει διάκριση μεταξύ της χρήσης του όρου «ανακατανομή» στην παρούσα διατριβή και στο άρθρο 13 του Κανονισμού 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, ([174]). Συγκεκριμένα, στην παρούσα εργασία ως ανακατανομή νοείται η τροποποίηση του αρχικού προγράμματος κατανομής (αγοράς) των αποθηκευτικών σταθμών, ώστε να ληφθούν υπόψη γεγονότα που συμβαίνουν σε επόμενο χρόνο, πλησιέστερο στη λειτουργία, και έχει ως στόχο την καλύτερη αναπαράσταση της δραστηριοποίησης αυτών των πόρων, όπως θα συνέβαινε στην πράξη, μέσω της συμμετοχής των πόρων αποθήκευσης σε επόμενες αγορές (ενδοημερήσια, εξισορρόπησης) και όχι κατ' ανάγκην κατά τρόπο εξωγενώς επιβαλλόμενο, μέσω εντολών του Διαχειριστή.

Η προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής της αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο υλοποιείται μέσω αλληλουχίας λογικών συνθηκών και εντολών που ορίζουν τη λειτουργία της βάσει των συνθηκών στις οποίες βρίσκεται κάθε στιγμή το σύστημα παραγωγής και οι ίδιοι οι αποθηκευτικοί σταθμοί. Συγκεκριμένα, αναπτύσσονται ευριστικοί αλγόριθμοι (heuristics) οι οποίοι επιλύονται χωρίς να επιβαρύνουν απαγορευτικά το συνολικό χρόνο επίλυσης του μοντέλου, επιτρέποντας στη μεθοδολογία ανακατανομής πραγματικού χρόνου να εφαρμοστεί εσωτερικά στο μοντέλο επάρκειας στο πλαίσιο προσομοιώσεων Monte Carlo με μεγάλο πλήθος ετήσιων δειγμάτων και εξασφάλιση επαρκούς ακρίβειας.

Στη συνέχεια του κεφαλαίου περιγράφονται αναλυτικά οι αρχές της προτεινόμενης μεθοδολογίας και αναπτύσσεται το μαθηματικό της μοντέλο. Η μεθοδολογία εφαρμόζεται για αποθηκευτικούς σταθμούς συσσωρευτών, θεωρώντας την ανάπτυξη του συστήματος που δίνεται στο Παράρτημα Α, και συγκρίνεται με τις διαθέσιμες προσεγγίσεις της βιβλιογραφίας. Η σύγκριση δεν περιορίζεται στα αποτελέσματα συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια, αλλά αξιολογείται η συνολική συνεισφορά των αποθηκευτικών σταθμών στη λειτουργία τους συστήματος. Τέλος υπολογίζεται το capacity credit των αποθηκευτικών σταθμών εφαρμόζοντας όλες τις διαθέσιμες μεθόδους και σχολιάζονται οι διαφορές τους.

4.2 Μεθοδολογία ανακατανομής αποθηκευτικών σταθμών σε πραγματικό χρόνο

4.2.1 Αρχές ανακατανομής αποθηκευτικών σταθμών σε πραγματικό χρόνο

Η εισαγωγή των αποθηκευτικών σταθμών στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας μέσω ενός δεδομένου προφίλ λειτουργίας που αποφασίζεται εξωτερικά της στοχαστικής διαδικασίας του Monte Carlo, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι βλάβες που συμβαίνουν σε πραγματικό χρόνο στα στοιχεία του συστήματος παραγωγής ή υποθέτοντας πλήρη γνώση αυτών πριν την χρονική στιγμή εμφάνισης τους είναι μη ρεαλιστική και απλουστευτική. Συγκεκριμένα υποθέτοντας ότι οι βλάβες των στοιχείων του συστήματος θεωρούνται γνωστές εκ των προτέρων, ο προγραμματισμός της λειτουργίας της αποθήκευσης αποφασίζεται έτσι ώστε να αντιμετωπίσει μελλοντικά τυχαία γεγονότα, οδηγώντας σε ιδανική διαχείριση της και υπερεκτίμηση της συμβολής της στην αξιοπιστία του συστήματος. Από την άλλη πλευρά, εάν οι βλάβες σε πραγματικό χρόνο παραβλέπονται κατά την προσομοίωση της λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών, η συμβολή τους στην επάρκεια υποτιμάται, ενώ ενδέχεται να προκύψει κίνδυνος μη εφικτών προγραμμάτων λειτουργίας εάν οι πόροι παραγωγής δεν επαρκούν για την υποστήριξη της φόρτισης της αποθήκευσης λόγω βλαβών.

Η λειτουργία της αποθήκευσης με βάση μια εύλογη πολιτική διαχείρισης της στο πλαίσιο της συμμετοχής της στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και η δυνατότητα τροποποίησης αυτού σε πραγματικό χρόνο λόγω απρόοπτων αστοχιών που μπορεί να συμβούν στο σύστημα παραγωγής είναι απαραίτητα στοιχεία για να καταστήσουν την εισαγωγή της αποθήκευσης στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας έγκυρη και ανταποκρίνονται παράλληλα σε μια ρεαλιστική πρακτική. Η ανακατανομή της λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών για την ικανοποίηση του ισοζυγίου ενέργειας τους συστήματος, στην πράξη θα μπορούσε να προκύψει από τη συμμετοχή των αποθηκευτικών σταθμών για την ικανοποίηση του ισοζυγίου ενέργειας τους συστήματος, στην πράξη θα μπορούσε να προκύψει από τη συμμετοχή των αποθηκευτικών πόρων στις ημερήσιες αγορές και στις αγορές εξισορρόπησης σε πραγματικό χρόνο, καθώς οι αυξημένες τιμές που επικρατούν σε περιπτώσεις έλλειψης παραγωγής θα ωθήσουν τους αποθηκευτικούς σταθμούς να εκφορτίσουν για να μεγιστοποιήσουν το κέρδος τους, ([78], [79]). Βάσει της παραπάνω συλλογιστικής, η προτεινόμενη μεθοδολογία ακολουθεί τις κάτωθι αρχές για την εισαγωγή της αποθήκευσης στο μοντέλο εκτίμησης επάρκειας ισχύος:

- Σε περίπτωση απρόβλεπτων βλαβών, οι αποθηκευτικοί σταθμοί υπόκεινται σε ανακατανομή σε πραγματικό χρόνο, αποκλίνοντας από τον αρχικό προγραμματισμό τους, προσπαθώντας να μετριάσουν την ενδεχόμενη απώλεια φορτίου.
- 2) Οι σταθμοί αποθήκευσης που προηγουμένως ανακατανέμονταν, σύμφωνα με το σημείο (1), θα επανέλθουν στο αρχικό τους πρόγραμμα αγοράς το συντομότερο δυνατόν, μετά το πέρας των συνθηκών ανεπάρκειας παραγωγής.
- Σε όλες τις άλλες περιπτώσεις, οι σταθμοί αποθήκευσης λειτουργούν βάσει το αρχικού προγραμματισμού τους, ακολουθώντας το πρόγραμμα αγοράς τους.

Αναφορικά με το σημείο (2) παραπάνω, το προγραμματισμένο επίπεδο φόρτισης (SoC^{SCH}) είναι αυτό που αποτελεί οδηγό για τη συμμόρφωση της αποθήκευσης κάθε στιγμή με το πρόγραμμα αγοράς της κατά τη λειτουργία της σε πραγματικό χρόνο. Με άλλα λόγια όταν η στάθμη φόρτισης σε πραγματικό χρόνο Με άλλα λόγια όταν η στάθμη φόρτισης σε πραγματικό χρόνο, και αυτό την αντίστοιχη της προγραμματισμένης λειτουργίας λόγω πρότερης ανακατανομής, εξαιτίας αδυναμίας φόρτισης ή απόπειρας μείωσης κάποιου ελλείμματος ισχύος, εφαρμόζεται εκ νέου ανακατανομή για την σταδιακή επαναφορά της αποθήκευσης στην προγραμματισμένη στάθμη φόρτισης της. Η επαναφορά στο προγραμματισμένο επίπεδο φόρτισης, στον βαθμό που αυτό είναι εφικτό, εξασφαλίζει ότι η αποθήκευση είναι σε θέση να ικανοποιήσει το εναπομένον πρόγραμμα λειτουργίας.

Για να γίνει καλύτερα κατανοητός ο τρόπος λειτουργίας της αποθήκευσης υπό την προτεινόμενη μεθοδολογία στο Σχήμα 4.1 παρουσιάζεται ενδεικτικά η λειτουργία της κατά μία ημέρα που απρόοπτη μη διαθεσιμότητα μέρους της συνολικής ισχύος του συστήματος οδηγεί σε ανακατανομή αυτής. Στο Σχήμα 4.1(a), η διακεκομμένη γαλάζια γραμμή δείχνει το υπολειπόμενο φορτίο (RSCH) σύμφωνα με το αρχικό πρόγραμμα λειτουργίας της αποθήκευσης και υποθέτοντας απουσία βλαβών στα στοιχεία παραγωγής κατά την συγκεκριμένη ημέρα κατανομής, η κόκκινη συνεχής γραμμή δείχνει την πραγματικά διαθέσιμη ισχύ του συστήματος (ACC) κατά τη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο συμπεριλαμβανομένων και των όποιων βλαβών, ενώ η μπλε συνεχής γραμμή δείχνει το υπολειπόμενο φορτίο (R^{RT}) όπως διαμορφώνεται μετά την ανακατανομή των αποθηκευτικών σταθμών. Στο Σχήμα 4.1(b) παρουσιάζεται η λειτουργία της αποθήκευσης βάσει προγραμματισμού (SCH) ενώ στο Σχήμα 4.1(c) η λειτουργία της σε πραγματικό χρόνο μετά την ανακατανομή (RT). Τα κόκκινα πλαίσια στο Σχήμα 4.1(c) υποδεικνύουν τα διαστήματα κατά τα οποία η αποθήκευση υπόκειται σε ανακατανομή. Τέλος, στο Σχήμα 4.1(d) παρουσιάζονται οι αποκλίσεις της λειτουργίας της αποθήκευσης από το αρχικό της προγραμματισμό λειτουργίας. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.1, τα συστήματα αποθήκευσης ακολουθούν την προγραμματισμένη λειτουργία τους μέχρι τις 12:00, καθώς η διαθέσιμη ισχύς του συστήματος επαρκεί για την κάλυψη του υπολειπόμενου φορτίου. Στις 12:00, απρόβλεπτες βλάβες μονάδων παραγωγής ή διασυνδέσεων μειώνουν τη διαθέσιμη ισχύ κάτω από το υπολειπόμενο φορτίο που θα πρόκυπτε αν ακολουθούνταν η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης (R^{sch}), για συνολική διάρκεια 6 ωρών, έως τις 17:00. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, ενεργοποιείται η ανακατανομή της αποθήκευσης για τον μετριασμό των γεγονότων απώλειας φορτίου. Δύο διαστήματα διακρίνονται σε αυτή την περίοδο:

- Κατά τις πρώτες 4 ώρες του συμβάντος απώλειας ισχύος (12:00-15:00), η φόρτιση της αποθήκευσης μειώνεται στον απαραίτητο βαθμό ώστε το υπολειπόμενο φορτίο να φτάσει σε επίπεδο που μπορεί να εξυπηρετηθεί από τους υπόλοιπους πόρους παραγωγής του συστήματος. Αυτή η πολιτική λειτουργίας προτιμάται έναντι μιας πιο δραστικής προσέγγισης, όπως η πλήρης διακοπή της φόρτισης, δεδομένου ότι η διάρκεια της βλάβης και το έλλειμμα ισχύος δεν είναι γνωστά, καθιστώντας έτσι τη διατήρηση ενός επιπέδου φόρτισης της αποθήκευσης κρίσιμη για επόμενα διαστήματα.
- 2) Κατά τις τελευταίες 2 ώρες του συμβάντος (16:00-17:00), η αποθήκευση συνεχίζει να στηρίζει το σύστημα αυξάνοντας αυτή τη φορά την εκφόρτιση σε σχέση με την προγραμματισμένη. Η απόρριψη φορτίου αποφεύγεται και σε αυτό το διάστημα, καθώς η αποθήκευση διαθέτει επαρκή ισχύ και ενέργεια για την αντιστάθμιση του ελλείμματος.

Στις 18:00, η διαθέσιμη ισχύς του συστήματος επανέρχεται στο επίπεδο που βρισκόταν στην αρχή της εν λόγω μέρας κατανομής χωρίς να παρουσιάζεται πλέον κίνδυνος ανεπάρκειας, ενώ η αποθήκευση λόγω της ανακατανομής της κατά τις προηγούμενες 6 ώρες βρίσκεται σε χαμηλότερη στάθμη φόρτισης από την προγραμματισμένη. Λόγω αυτού του γεγονότος δεν είναι δυνατόν τα συστήματα αποθήκευσης να ακολουθήσουν το αρχικό τους πρόγραμμα αγοράς για το υπόλοιπο της ημέρας κατανομής, καθώς τα ενεργειακά τους αποθέματα έχουν μερικώς εξαντληθεί. Δεδομένου ότι επαρκής συμβατική ισχύς είναι πλέον διαθέσιμη, η αποθήκευση ανακατανέμεται εκ νέου, μεταβαίνοντας σε κατάσταση φόρτισης για δύο συνεχόμενες ώρες (18:00-19:00), αντί για εκφόρτιση που υποδείκνυε ο προγραμματισμός, ώστε να αποκατασταθεί το επίπεδο φόρτισης της στο αρχικό πρόγραμμα (SoC^{SCH}), επιτρέποντας τελικά τη συνέχιση της προγραμματισμένης λειτουργίας της από τις 20:00 έως το τέλος της ημέρας.

Σχήμα 4.1: (a) Διαθέσιμη ισχύς συστήματος και υπολειπόμενο φορτίο βάσει προγραμματισμένης λειτουργίας και λειτουργίας πραγματικού χρόνου της αποθήκευσης, (b) προγραμματισμένη λειτουργία αποθήκευσης, (c) λειτουργία αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο μετά την ανακατανομής της και (d) αποκλίσεις ισχύος φόρτισης, εκφόρτισης και στάθμης φόρτισης της αποθήκευσης μεταξύ προγραμματισμού και πραγματικού χρόνου για ένα ενδεικτικό 24-ωρο.

4.2.2 Μαθηματική μοντελοποίηση ανακατανομής σταθμών αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο

Στην παρούσα παράγραφο αναπτύσσεται το μαθηματικό μοντέλο ανακατανομής της αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο. Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω η διαδικασία της ανακατανομής των αποθηκευτικών σταθμών εκτελείται ενδογενώς του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας για κάθε έτος-δείγμα του Monte Carlo. Συγκεκριμένα κάθε ώρα του έτους δείγματος ελέγχεται αν υπάρχει ανάγκη για ανακατανομή των αποθηκευτικών σταθμών, με τις συνθήκες που την ενεργοποιούν να είναι οι ακόλουθες:

- 1) Περιπτώσεις αδυναμίας κάλυψης του φορτίου ζήτησης αν τηρηθεί η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης, δηλαδή όταν $ACC_{t,s} < R_{t,s}^{SCH}$, όπου $R_{t,s}^{SCH}$ το υπολειπόμενο φορτίο με βάση την προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης.
- 2) Όταν η στάθμη φόρτισης της αποθήκευσης στον πραγματικό χρόνο είναι χαμηλότερη από την αντίστοιχη του προγραμματισμού ($SoC_{t,s}^{RT} < SoC_{t,s}^{SCH}$), εξαιτίας προηγούμενης ανακατανομής της αποθήκευσης λόγω βλαβών σε στοιχεία παραγωγής⁹.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η συνθήκη (1) αξιολογεί το υπολειπόμενο φορτίο βάσει προγραμματισμού και όχι το καθαρό φορτίο. Με αυτό τον τρόπο η συνθήκη συμπεριλαμβάνει τόσο πιθανές περιπτώσεις αδυναμίας κάλυψης του φορτίου αλλά και περιπτώσεις αδυναμίας φόρτισης της αποθήκευσης λόγω περιορισμένης διαθεσιμότητας ισχύος από το σύστημα. Επιπλέον σημειώνεται ότι η συνθήκη (1) έχει προτεραιότητα έναντι της συνθήκης (2). Με άλλα λόγια κατά τη διαδικασία ανακατανομής δίνεται προτεραιότητα στην ικανοποίηση του φορτίου ζήτησης και δευτερευόντως στην τήρηση της προγραμματισμένης λειτουργίας.

Ο αλγόριθμος ανακατανομής πραγματικού χρόνου εκτελείται κάθε ώρα του έτους-δείγματος του Monte Carlo. Συγκεκριμένα ανάλογα με τη κατάσταση λειτουργίας που βρίσκεται η αποθήκευση (φόρτιση, εκφόρτιση ή αδράνεια) ελέγχονται οι συνθήκες (1) και (2) και εκτελείται η κατάλληλη ανακατανομή της λειτουργίας της. Στον Πίνακα 4.1 δίνεται μια υψηλού επιπέδου εικόνα του αλγορίθμου ανακατανομής. Συγκεκριμένα για κάθε ώρα του έτους-δείγματος ελέγχεται η προγραμματισμένη κατάσταση λειτουργίας της αποθήκευσης, που εκφράζεται μέσω των δυαδικών μεταβλητών st^{ess-c} και st^{ess-d} για τη φόρτιση και την εκφόρτιση αντίστοιχα, και καλείται ο κατάλληλος υπό-αλγόριθμος. Στο τέλος της διαδικασίας η τελική στάθμη φόρτισης της αποθήκευσης ($SOC_{t,s}^{RT}$) υπολογίζεται βάσει της όποιας αλλαγής έχει προκύψει στη φόρτιση ($p_{RT_{t,s}}^{ess-c}$) ή την εκφόρτιση ($p_{RT_{t,s}}^{ess-d}$) μετά την ανακατανομή. Σημειώνεται ότι ο αλγόριθμος ανακατανομής δέχεται σαν δεδομένα εισόδου τα τεχνικά χαρακτηριστικά της αποθήκευσης, την προγραμματισμένη λειτουργία της, το υπολειπόμενο φορτίο βάσει αυτής και την διαθέσιμη ισχύ του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Όποια μεταβλητή σχετίζεται με την προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης σημειώνεται με τον εκθέτη SCH, ενώ όποια αναφέρεται στον πραγματικό χρόνο με τον εκθέτη RT.

⁹ Σε αυτή την περίπτωση, η αποθήκευση ανακατανέμεται για να επαναφέρει τη στάθμη φόρτισης της στο προγραμματισμένο επίπεδο, παρότι το σύστημα δεν αντιμετωπίζει ζητήματα επάρκειας δυναμικότητας (ACC_{t,s} > R^{SCH}_{t,s}).

Πίνακας 4.1: Περίγραμμα	αλγορίθμου	ανακατανομής	αποθηκευτικών	σταθμών.

Algorithm RTR.SA: Real-time redispatch for stand-alone ESS

Input : $\overline{p^{ess-c}}$, $\overline{p^{ess-d}}$, $\overline{E^{ess}}$, $\underline{E^{ess}}$, n_{ess} , $a_{t,s}^{ess}$, $A_{t,s}^{$	ACC _{t,s} , $R_{t,s}^{SCH}$, $p_{SCH_t}^{ess-c}$, p_{s}^{ess-c}	SCH_t^{ess-d} , SoC_t^{SCH} , $St_{SCH_t}^{ess-c}$, SCH_t^{ess-c} , S	$st_{SCH_t}^{ess-d}$, $ACC_{t,s}$, $R_{t,s}^{SCH}$
Output : $p_{RT_{t,c}}^{ess-c}$, $p_{RT_{t,c}}^{ess-d}$, $SoC_{t,s}^{RT}$			

-	
1:	for $t = 1:8760$ do
2:	// Scheduled status: Charging
3:	if $st_{SCH_t}^{ess-c} == 1$ then
4:	go to Algorithm RTR.SA.1
5:	// Scheduled status: Idling
6:	else if $(st_{SCH_t}^{ess-c} == 0)$ and $(st_{SCH_t}^{ess-d} == 0)$ then
7:	go to Algorithm RTR.SA.2
8:	// Scheduled status: Discharging
9:	else if $st_{SCH_t}^{ess-d} == 1$ then
10:	go to Algorithm RTR.SA.3
11:	end if
12:	$SoC_{t,s}^{RT} \leftarrow SoC_{t-1,s}^{RT} + p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \cdot \sqrt{n_{ess}} - \frac{p_{RT_{t,s}}^{ess-d}}{\sqrt{n_{ess}}}$
13.	end

Ανάλογα με την προγραμματισμένη κατάσταση λειτουργίας της, η αποθήκευση υπόκεινται σε ενέργειες ανακατανομής, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.2. Συγκεκριμένα η κατάσταση A (Mode A) υποδεικνύει κανονικές συνθήκες λειτουργίας του συστήματος, όπου η διαθέσιμη ισχύς του συστήματος *ACC_{t,s}* επαρκεί για την κάλυψη του υπολειπόμενου φορτίου, και η αποθήκευση δεν χρειάζεται να αποκλίνει από την προγραμματισμένη λειτουργία της. Στην περίπτωση αυτή καμία ενέργεια ανακατανομής δεν πραγματοποιείται. Η κατάσταση B (Mode B) ανταποκρίνεται σε περιπτώσεις όπου η αποθήκευση πρέπει να ανακατανεμηθεί για την αποτροπή γεγονότος απώλειας φορτίου (Loss of Load-LoL), είτε μειώνοντας τη φόρτιση της (Mode B1) είτε αυξάνοντας το επίπεδο εκφόρτισης σε σχέση με το προγραμματισμένο (Mode B2). Τέλος στην κατάσταση C (Mode C), η διαθέσιμη ισχύς του συστήματος επαρκεί για την κάλυψη του υπολειπόμενου φορτίου, αλλά η αποθήκευση πρέπει να ανακατανεμηθεί λόγω πρότερων αποκλίσεων που επιβλήθηκαν κατά την κατάσταση Β. Σε αυτή την περίπτωση η αποθήκευση είτε μειώνει την εκφόρτισης της (Mode C1) είτε αυξάνει τη φόρτιση της (Mode C2) για να επανακτήσει το ενεργειακό της περιεχόμενο και να φτάσει το προγραμματισμένο επίπεδο φόρτισης της.

Σχήμα 4.2: Ενέργειες ανακατανομής ανάλογα με την προγραμματισμένη κατάσταση λειτουργίας της αποθήκευσης.

Οι Αλγόριθμοι RTR.SA.1-3 που παρουσιάζονται στους Πίνακες 4.2 έως 4.4 παρέχουν τη μαθηματική διατύπωση για την υλοποίηση όλων των περιπτώσεων ανακατανομής της αποθήκευσης που εμφανίζονται στο Σχήμα 4.2 ανάλογα με την κατάσταση που βρίσκεται η αποθήκευση βάσει προγράμματος λειτουργίας (φόρτιση/αδράνεια/εκφόρτιση). Σε κάθε υπόαλγόριθμο, αξιολογείται η δυνατότητα τήρησης του προγραμματισμού, ικανοποίησης της ζήτησης και τήρησης της προγραμματισμένης στάθμης φόρτισης της αποθήκευσης. Σε περίπτωση που η προγραμματισμένη λειτουργία δεν μπορεί να εφαρμοστεί στον πραγματικό χρόνο εφαρμόζονται εντολές ανακατανομής βάσει όσων περιεγράφηκαν νωρίτερα. Οι επιμέρους αλγόριθμοι εξασφαλίζουν ότι οι όποιες ενέργειες ανακατανομής θα πραγματοποιηθούν σύμφωνα με τις αντικειμενικές δυνατότητες της υπό εξέτασης αποθήκευσης (ονομαστική ισχύς, χωρητικότητα, βαθμός απόδοσης) και βάσει των συνθηκών που επικρατούν στο σύστημα σε πραγματικό χρόνο. Ιδιαίτερα για την περίπτωση που η αποθήκευση έχει προγραμματιστεί για εκφόρτιση χρειάζεται να υπολογιστεί μία ενδιάμεση μεταβλητή, πριν την μεταβλητή εκφόρτισης πραγματικού χρόνου, που εκφράζει τη μέγιστη δυνατότητα εκφόρτισης της αποθήκευσης κατά την υπό εξέταση χρονική στιγμή $(p_{feasible_{ts}}^{ess-d})$, καθώς και επιπλέον το ελάχιστο δυνατό υπολειπόμενο φορτίο βάσει αυτής ($R_{t.s}^{feasible}$). Σημειώνεται ότι η πιθανότητα μη διαθεσιμότητας των αποθηκευτικών σταθμών λαμβάνεται επίσης υπόψη κατά τη διαδικασία της ανακατανομής.

Πίνακας 4.2: Αλγόριθμος ανακατανομής σε περίπτωση προγραμματισμένης φόρτισης της αποθήκευσης.

Algorithm RTR.SA.1: Real-time redispatch for stand-alone ESS

1: //Mode A: Compliance with schedule if $(ACC_{t,s} \ge R_{t,s}^{SCH})$ and $(SoC_{t-1,s}^{RT} + p_{SCH_t}^{ess-c} \cdot \sqrt{n_{ess}} = SoC_t^{SCH})$ then 2: $p_{RT_{ts}}^{ess-c} \leftarrow p_{SCH_t}^{ess-c} \cdot a_{ts}^{ess}$ 3: $p_{RT_ts}^{ess-d} \leftarrow 0$ 4: 5: //Mode B1: Charging reduction else if $(ACC_{t,s} < R_{t,s}^{SCH})$ and $(ACC_{t,s} \ge R_{t,s}^{SCH} - p_{SCH_t}^{ess-c})$ then 6: $p_{RT_{ts}}^{ess-c} \leftarrow \left(ACC_{ts} - \left(R_{ts}^{SCH} - p_{SCH_{t}}^{ess-c}\right)\right) \cdot a_{ts}^{ess}$ 7: $p_{RT_ts}^{ess-d} \leftarrow 0$ 8: 9: //Mode B2: Switch to discharging else if $(ACC_{t,s} < R_{t,s}^{SCH})$ and $(ACC_{t,s} < R_{t,s}^{SCH} - p_{SCH_t}^{ess-c})$ then 10: $p_{RT_{tc}}^{ess-c} \leftarrow 0$ 11: $p_{RT_ts}^{ess-d} \leftarrow min\left\{\overline{p^{ess-d}}, \left(SoC_{t-1,s}^{RT} - \underline{E}^{ess}\right) \cdot \sqrt{n_{ess}}, R_{ts}^{SCH} - p_{SCH_t}^{ess-c} - ACC_{ts}\right\} \cdot a_{ts}^{ess}$ 12: //Mode C1: Increase of charging 13: else if $(ACC_{t,s} \ge R_{t,s}^{SCH})$ and $(SoC_{t-1,s}^{RT} + p_{SCH_t}^{ess-c} \cdot \sqrt{n_{ess}} < SoC_t^{SCH})$ then 14: $p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \leftarrow min \left\{ ACC_{t,s} - \left(R_{t,s}^{SCH} - p_{SCH_t}^{ess-c} \right), \frac{SoC_t^{SCH} - SoC_{t-1,s}^{RT}}{\sqrt{n_{ess}}}, \overline{p^{ess-c}} \right\} \cdot a_{t,s}^{ess}$ 15: $p_{RT_{x,t,s}}^{ess-d} \leftarrow 0$ 16: 17: end if

Πίνακας 4.3: Αλγόριθμος ανακατανομής σε περίπτωση προγραμματισμένης αδράνειας της αποθήκευσης.

Algorithm RTR.SA.2: Real-time redispatch for stand-alone ESS

1: //Mode A: Compliance with schedule if $(ACC_{t,s} \ge R_{t,s}^{SCH})$ and $(SoC_{t-1,s}^{RT} == SoC_t^{SCH})$ then 2: $p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \leftarrow 0$ 3: $p_{RT_{t,s}}^{ess-d} \leftarrow 0$ 4: 5: // Mode B2: Switch to discharging else if $(ACC_{t,s} < R_{t,s}^{SCH})$ then 6: $p_{RT_{ts}}^{ess-c} \leftarrow 0$ 7: $p_{RT_{t,s}}^{ess-d} \leftarrow min\{\overline{p^{ess-d}} \cdot a_{t,s}^{ess}, (SoC_{t-1,s}^{RT} - \underline{E}^{ess}) \cdot \sqrt{n_{ess}}, R_{t,s}^{SCH} - ACC_{t,s}\}$ 8: 9: // Mode C1: Switch to charging else if $(ACC_{t,s} \ge R_{t,s}^{SCH})$ and $(SoC_{t-1,s}^{RT} < SoC_t^{SCH})$ then 10: $p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \leftarrow min\{ACC_{t,s} - R_{t,s}^{SCH}, (SoC_t^{SCH} - SoC_{t-1,s}^{RT})/\sqrt{n_{ess}}, \overline{p^{ess-c}} \cdot a_{t,s}^{ess}\}$ 11: $p_{RT_{t,s}}^{ess-d} \leftarrow 0$ 12: 13: end if

Πίνακας 4.4: Αλγόριθμος ανακατανομής σε περίπτωση προγραμματισμένης εκφόρτισης της αποθήκευσης.

Algorithm RTR.SA.3: Real-time redispatch for stand-alone ESS

1:
$$p_{feasible_{t,s}}^{esseld_{t,s}} \leftarrow min\{(SoC_{t-1,s}^{ET} - \underline{P}^{ess}) \cdot \sqrt{n_{ess}}, \overline{p}^{ess-d}\}$$

2: $R_{t,s}^{feasible} \leftarrow R_{t,s}^{SCH} + p_{SCH_t}^{ess-d} - p_{feasible_{t,s}}^{ess-d}\}$
3: //Mode A: Compliance with schedule
4: if $(ACC_{t,s} \ge R_{t,s}^{feasible})$ and $\left(\frac{SoC_{t-1,s}^{ET} - p_{feasible_{t,s}}^{ess-d}}{\sqrt{n_{ess}}} = SoC_t^{SCH}\right)$ then
5: $p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \leftarrow 0$
6: $p_{ess-d}^{ess-d} \leftarrow p_{feasible_{t,s}}^{ess} \cdot a_{t,s}^{ess}$
7: //Mode B2: Increase of discharging
8: else if $ACC_{t,s} < R_{t,s}^{feasible}$ then
9: $p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \leftarrow 0$
10: $p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \leftarrow 0$
11: //Mode C: SoC restoration
12: else if $(ACC_{t,s} \ge R_{t,s}^{feasible})$ and $\left(\frac{SoC_{t-1,s}^{RT} - p_{feasible_{t,s}}^{ess-d}}{\sqrt{n_{ess}}} < SoC_t^{SCH}\right)$ then
13: $p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \leftarrow min \left\{max \left\{ACC_{t,s} - (R_{t,s}^{SCH} + p_{SCH_t}^{ess-d}), \frac{SoC_s^{SCH} - SoC_{t-1,s}^{RT}}{\sqrt{n_{ess}}}, 0\right\}, \overline{p}^{ess-c} \right\} \cdot a_{t,s}^{ess}$
14: $p_{RT_{t,s}}^{ess-c} \leftarrow max \{R_{t,s}^{SCH} + p_{SCH_t}^{ess-d} - ACC_{t,s}, (SoC_{t-1,s}^{RT} - SoC_t^{SCH}) \cdot \sqrt{n_{ess}}, 0\} \cdot a_{t,s}^{ess}$
15: end if

4.2.3 Προγραμματισμός λειτουργίας αποθηκευτικών σταθμών

Για την ενίσχυση της συμβολής των συστημάτων αποθήκευσης στη διασφάλιση της επάρκειας, βιβλιογραφικά έχουν προταθεί προσεγγίσεις όπως η greedy στρατηγική λειτουργίας τους, κατά την οποία τα αποθηκευτικά συστήματα παραμένουν πλήρως φορτισμένα, αναμένοντας περιστατικά ανεπάρκειας του συστήματος. Ωστόσο, μια τέτοια πολιτική είναι μη ρεαλιστική, καθώς αγνοεί πλήρως την περαιτέρω συμβολή που θα μπορούσε να είχε η αποθήκευση στη λειτουργία του συστήματος μέσω της αξιοποίησής της για arbitrage, αλλά και παροχή ενός συνόλου επικουρικών υπηρεσιών στο σύστημα. Άλλες προσεγγίσεις επιβάλουν ένα ημερήσιο πρότυπο λειτουργίας για μείωση αιχμών, στο πλαίσιο της στρατηγικής του load-leveling, το οποίο είναι πιο ρεαλιστικό σε σχέση με τη greedy στρατηγική ενώ παραμένει αποτελεσματικό για την ενίσχυση της επάρκειας. Παρότι, η στρατηγική του load-leveling μπορεί να πραγματοποιείται σε περιόδους υψηλής ζήτησης, η υπόθεση ότι αυτό θα συμβαίνει συστηματικά σε καθημερινή βάση είναι και πάλι υποβέλτιστη και μη ρεαλιστική.

Λαμβάνοντας υπόψη τους παραπάνω προβληματισμούς, προτείνεται μια υβριδική προσέγγιση για τον προγραμματισμό λειτουργίας της αποθήκευσης. Αρχικά πρέπει να σημειωθεί ότι ακολουθείται ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός ολόκληρου του συστήματος παραγωγής στο πλαίσιο του οποίου αποφασίζεται και η λειτουργία της αποθήκευσης. Κατά την προτεινόμενη προσέγγιση το προφίλ ημερήσιας λειτουργίας της αποθήκευσης καταρτίζεται προ-ημερησίως με το στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους του συστήματος (cost-optimal)[.] δύναται ωστόσο να τροποποιηθεί με στόχο την εξισορρόπηση φορτίου (load-leveling) μέσω της αποθήκευσης για την υποστήριξη της επάρκειας του συστήματος όταν κρίνεται απαραίτητο.

Για να καθοριστεί αν μια ημέρα κατανομής, *D*, είναι «κρίσιμη» όσον αφορά την επάρκεια ισχύος, εισάγεται εντός του μοντέλου επάρκειας και της επαναληπτικής διαδικασίας του Monte Carlo ένας δείκτης ημερήσιου περιθωρίου ισχύος (Daily Capacity Margin-DCM) και ορίζεται ως ο λόγος της διαθέσιμης ισχύος του συστήματος στο τέλος της προηγούμενης ημέρας, *D* – 1, ($ACC_{t=24,s}^{t\in(D-1)}$), προς την αιχμή της ημέρας κατανομής, *D*, ($max\{p_{t,t\in D}^d\}$), όπως δίνεται στη σχέση (4.1). Το ημερήσιο περιθώριο ισχύος αποτελεί ένδειξη της επάρκειας του συστήματος παραγωγής για την ημέρα κατανομής *D*, δηλαδή όσο μικρότερο είναι αυτό το περιθώριο, τόσο μεγαλύτερος είναι ο κίνδυνος για συμβάντα απώλειας φορτίου.

$$DCM = \frac{ACC_{t=24,s}^{t\in(D-1)}}{max\{p_{t,t\in D}^{d}\}}$$
(4.1)

Στην προτεινόμενη υβριδική μέθοδο προγραμματισμού της λειτουργίας της αποθήκευσης το ημερήσιο περιθώριο ισχύος συγκρίνεται σε καθημερινή βάση με ένα προκαθορισμένο κατώφλι, φ, και αν είναι μικρότερο από αυτό η ημέρα χαρακτηρίζεται ως «κρίσιμη». Στην περίπτωση που μια ημέρα κατανομής κριθεί κρίσιμη εφαρμόζεται προ-ημερήσιος προγραμματισμός λειτουργίας της αποθήκευσης προσανατολισμένος στην επάρκεια ισχύος (*adequacy-oriented*), επιβάλλοντας στα συστήματα αποθήκευσης να εκτελούν λειτουργία εξισορρόπησης φορτίου, διαφορετικά

εφαρμόζεται προγραμματισμός προσανατολισμένος στην αγορά ενέργειας (market-oriented policy), η συνθήκη αυτή περιγράφεται μαθηματικά στην (4.2). Σημειώνεται ότι η μαθηματική διατύπωση των δύο εναλλακτικών πολιτικών ημερήσιου προγραμματισμού της αποθήκευσης περιγράφεται αναλυτικά στην Παράγραφο 2.2.2.

$$DCM \ge \varphi \rightarrow market \text{-} oriented policy}$$

$$DCM < \varphi \rightarrow adequacy \text{-} oriented policy}$$

$$(4.2)$$

Η εφαρμογή της συνθήκης (4.2) στο πλαίσιο της επαναληπτικής διαδικασίας του Monte Carlo οδηγεί στην επιλογή του κατάλληλου καθημερινού προφίλ λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών, ανάλογα με τις επικρατούσες συνθήκες διαθεσιμότητας των πόρων παραγωγής του συστήματος. Ωστόσο η εφαρμογή του εκάστοτε μοντέλου ένταξης μονάδων και οικονομικής κατανομής φορτίου (UC-ED) σε ημερήσια βάση για κάθε έτος-δείγμα των προσομοιώσεων Monte Carlo είναι υπολογιστικά απαγορευτική. Για το λόγο αυτό, διαμορφώνονται προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης με βάση τις δύο εναλλακτικές πολιτικές διαχείρισης για κάθε ημέρα του έτους πριν την εκτέλεση του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας και βάσει της συνθήκης (4.2) ανακτάται το κατάλληλο προφίλ λειτουργίας. Το προφίλ που τελικά χρησιμοποιείται προσδιορίζει την προγραμματισμένη στάθμη φόρτισης της αποθήκευσης για την εξεταζόμενη ημέρα που μπορεί να τροποποιηθεί σε πραγματικό χρόνο μέσω ανακατανομής, όπως αναλύθηκε στις προηγούμενες παραγράφους.

Η επιλογή του κατωφλίου φ καθορίζει τη συχνότητα εφαρμογής της ημερήσιας διαχείρισης της αποθήκευσης υπό τη στρατηγική load-leveling, επηρεάζοντας τελικά τη συμβολή της στην επάρκεια ισχύος. Στην πραγματικότητα σε περίπτωση απώλειας σημαντικής ισχύος του συστήματος ο προγραμματισμός στο πλαίσιο μιας cost-optimal προσέγγισης θα οδηγούσε σε ένα πρόγραμμα λειτουργίας που θα παρέπεμπε σε αυτό της στρατηγικής load-leveling είτε για λόγους ικανοποίησης της ζήτησης ή οικονομικότερης λύσης. Ωστόσο επειδή η επίλυση του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού για το εκάστοτε επίπεδο ημερήσιου περιθωρίου ισχύος είναι ανέφικτη στο πλαίσιο της διαδικασίας Monte Carlo, επιχειρείται, εξωγενώς του μοντέλου επάρκειας, ο προσδιορισμός εκείνου του επιπέδου της τιμής φ που οδηγεί στην εφαρμογή της στρατηγικής loadleveling σε περιπτώσεις που και μια cost-optimal προσέγγιση θα οδηγούσε σε αντίστοιχο προφίλ λειτουργίας. Για να προσδιοριστεί το εύρος των κατάλληλων τιμών φ, προσομοιώνεται η λειτουργία του συστήματος σε καθημερινή βάση ετησίως, υπό την προσανατολισμένη στην αγορά πολιτική, για σενάρια μειωμένης ισχύος, αφαιρώντας έως και 2 GW θερμικών μονάδων από το μείγμα παραγωγής του συστήματος. Μέσω αυτής της ανάλυσης, είναι δυνατός ο προσδιορισμός του βαθμού στον οποίο μια cost-optimal προσέγγιση, μέσω της εγγενούς τιμολόγησης σπανιότητας, θα οδηγήσει την αποθήκευση στην εκτέλεση load-leveling, και έτσι θα λειτουργεί με προσανατολισμό στην επάρκεια, μειώνοντας την καθημερινή αιχμή της ζήτησης κατά ένα ποσοστό της διαθέσιμης ισχύος της αποθήκευσης.

Το Σχήμα 4.3 απεικονίζει τη μείωση της ημερήσιας αιχμής ως ποσοστό της αποθηκευτικής ισχύος συναρτήσει του ημερήσιου περιθωρίου ισχύος. Έτσι το σχήμα παρουσιάζει τη συσχέτιση μεταξύ των συνθηκών έλλειψης παραγωγής, που εκφράζονται μέσω του DCM, και της υιοθέτησης ενός προγράμματος λειτουργίας με προσανατολισμό στην επάρκεια για την αποθήκευση, που εκφράζεται μέσω της μείωσης της καθημερινής αιχμής του φορτίου. Δημιουργείται ένα νέφος σημείων, με τις πορτοκαλί γραμμές να υποδεικνύουν το εύρος αυτού, και την σκιασμένη περιοχή να υποδεικνύει το διάστημα των τιμών ημερήσιου περιθωρίου ισχύος εντός του οποίου προκύπτει από την επίλυση της αγοράς ότι η αποθήκευση θα λειτουργεί υπό τη load-leveling στρατηγική. Είναι σαφές ότι η πολιτική εξισορρόπησης του φορτίου μέσω της αποθήκευσης πραγματοποιείται συστηματικά για ημερήσια περιθώρια ισχύος κάτω από το 100%, ενώ η εφαρμογή της εν λόγω στρατηγικής είναι περιορισμένη για περιθώρια πάνω από το 120%, υποδεικνύοντας ότι μια τιμή για το φ εντός της περιοχή αυτής (100%-120%) είναι κατάλληλη για να αναπαραστήσει τη πραγματική κατανομή των πόρων του συστήματος, όπως θα πρόκυπτε μέσω διαδικασιών αγοράς.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τα αποτελέσματα της προτεινόμενης μεθόδου για την αξιολόγηση μιας ημέρας ως «κρίσιμη» με στόχο τον καθορισμό της προγραμματισμένης ημερήσιας λειτουργίας της αποθήκευσης μπορεί να διαφοροποιείται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά και τα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ που επιδεικνύει κάθε διαφορετικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, για συστήματα με φιλόδοξους στόχους απανθρακοποίησης και διαθέτουν ελάχιστη θερμική παραγωγή, η έννοια της «κρίσιμης» ημέρας όπως αναπτύσσεται στην παρούσα παράγραφο ενδέχεται να μην βρίσκει εφαρμογή. Σε αυτή την περίπτωση, η εξέταση της λογικής συνθήκης (4.2) μπορεί να παραλειφθεί και η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης να καθορίζεται από μία ενιαία πολιτική διαχείρισης.

4.2.4 Σύνοψη προτεινόμενης μεθοδολογίας ανακατανομής αποθηκευτικών σταθμών

Γίνεται αντιληπτό ότι η προτεινόμενη προσέγγιση ένταξης της αποθήκευσης στο στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος αναπτύσσεται σε δύο στάδια αυτό του προ-ημερήσιου προγραμματισμού και αυτό του πραγματικού χρόνου. Η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης ορίζει το πλαίσιο λειτουργίας της και εν πολλοίς τα περιθώρια συνεισφοράς της στην επάρκεια ισχύος, ωστόσο η ανακατανομή της σε πραγματικό χρόνο εξασφαλίζει τη ρεαλιστική αναπαράσταση της λειτουργίας της και την πλήρη εκμετάλλευση των περιθωρίων συμβολής της στη μείωση των απωλειών φορτίου. Τα δύο στάδια εφαρμόζονται σειριακά σε ημερήσια βάση και για κάθε έτος-δείγμα της επαναληπτικής διαδικασίας του Monte Carlo. Στο Σχήμα 4.4 παρουσιάζεται ένα διάγραμμα ροής με όλα τα βήματα που απαιτούνται για την εκτέλεση της προτεινόμενης

εξωτερικά του μοντέλου επάρκειας εκτελείται το μοντέλο ένταξης μονάδων και οικονομικής κατανομής φορτίου για τις δύο εναλλακτικές πολιτικές διαχείρισης της αποθήκευσης για κάθε μέρα του έτους-δείγματος και αποθηκεύεται σε δύο αντίστοιχες βάσεις δεδομένων. Η διαδικασία ξεκινά με την αξιολόγηση του ημερήσιου περιθωρίου ισχύος. Βάσει αυτού και της επιλεγμένης τιμής του φ καθορίζεται το προφίλ της προγραμματισμένης λειτουργίας της αποθήκευσης. Στη συνέχεια εκκινά η διαδικασία ημερήσιας ανακατανομής που εφαρμόζεται σε πραγματικό χρόνο ανά ώρα λαμβάνοντας υπόψη τη διαθεσιμότητα ισχύος του συστήματος. Στο διάγραμμα ροής φαίνονται οι τρεις διαφορετικές περιπτώσεις που μπορεί να προκύψουν σχετικά με την κατάσταση επάρκειας του συστήματος και τη θέση της αποθήκευσης και οι αντίστοιχες ενέργειες που θα πραγματοποιηθούν. Μετά την ολοκλήρωση της αποθήκευσης στον πραγματικό χρόνο και η διαδικασία επαναλαμβάνεται έως ότου συμπληρωθούν όλες οι ημέρες του έτους.

Σχήμα 4.4: Διάγραμμα ροής της προτεινόμενης μεθόδου εφαρμογής για ένα έτος-δείγμα της διαδικασίας Monte Carlo.

4.3 Εφαρμογή και αξιολόγηση μεθοδολογίας ανακατανομής σταθμών αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο

Η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής εφαρμόζεται για σταθμούς συσσωρευτών διαφορετικών μεγεθών που εισάγονται στο σύστημα, όπως αυτό αναπτύσσεται σύμφωνα με το Παράρτημα Α. Συγκεκριμένα η μεθοδολογία εφαρμόζεται για τον υπολογισμό των δεικτών επάρκειας του συστήματος και του capacity credit συστημάτων αποθήκευσης μπαταριών ιόντων λιθίου, που αναπτύσσονται σε επίπεδα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από 500 έως 2000 MW και λόγους ενέργειας προς ισχύ 2, 4 και 6 ωρών στην ονομαστική ισχύ. Για όλες τις υπό εξέταση διαμορφώσεις πραγματοποιούνται διερευνήσεις σχετικά με το επίπεδο της τιμής του κατωφλίου φ και την επίδραση του στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια. Τα χαρακτηριστικά των αποθηκευτικών σταθμών δίνονται στο Παράρτημα Α.

4.3.1 Λειτουργία αποθήκευσης εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο

Μια ενδεικτική περίοδος τριών ημερών επιλέγεται ως παράδειγμα στο Σχήμα 4.5 για την παρουσίαση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής και αποθήκευσης μπαταριών ισχύος 1000 MW με τη μέθοδο ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο, για διαμορφώσεις διαφορετικής χωρητικότητας δοκιμάζοντας εναλλακτικές τιμές για το κατώφλι φ . Για $\varphi = 100\%$, (Σχήματα 4.5(a-d)), υιοθετείται πρόγραμμα λειτουργίας της αποθήκευσης στη βάση της ελαχιστοποίησης του κόστους παραγωγής του συστήματος (*market-oriented* πολιτική) τις δύο πρώτες ημέρες που εξετάζονται, καθώς ο δείκτης ημερήσιου περιθωρίου ισχύος υπερβαίνει το 100%. Η πολιτική προσανατολισμένη στην επάρκεια ενεργοποιείται μόνο την τελευταία ημέρα, όπως φαίνεται στα Σχήματα 4.5(b) και (d). Για $\varphi = 110\%$ η λειτουργία εξισορρόπησης φορτίου εφαρμόζεται και τη δεύτερη ημέρα, όπως παρουσιάζεται στην Σχήμα 4.5(f).

Την πρώτη ημέρα, η αποθήκευση ακολουθεί το προφίλ λειτουργίας της με βάση την αγορά και στις τρεις περιπτώσεις που εξετάστηκαν, καθώς η διαθέσιμη συμβατική παραγωγή στην αρχή της ημέρας υπερκαλύπτει την αναμενόμενη ημερήσια αιχμή ζήτησης του φορτίου. Η απώλεια ισχύος περίπου 1 GW στις 16:00 της δεύτερης ημέρας (40η ώρα στο Σχήμα 4.5) ενεργοποιεί την ανακατανομή της αποθήκευσης για $\varphi = 100\%$, καθώς η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης για $\varphi = 100\%$, καθώς η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης για $\varphi = 100\%$, καθώς η προγραμματισμένη λειτουργία της αποθήκευσης θα οδηγούσε σε απώλεια φορτίου τόσο για τη διαμόρφωση των 2 ωρών (Σχήμα 4.5(b)) όσο και για αυτή των 6 ωρών (Σχήμα 4.5(d)). Ωστόσο, η αποθηκευμένη ενέργεια των μπαταριών και στις δύο περιπτώσεις δεν επαρκεί για να αποφευχθούν οι περικοπές φορτίου (ΕΕΝS) είτε για διαμόρφωση 2 ωρών είτε 6 ωρών, με συνέπεια να σημειώνονται απώλειες φορτίου 761 MWh / 3 ώρες και 408 MWh / 2 ώρες αντίστοιχα (Σχήματα 4.5(a) και (c)). Στις 23:00 (47η ώρα στο Σχήμα 4.5), όταν το υπολειπόμενο φορτίο είναι χαμηλό και δεν υπάρχει κίνδυνος απώλειας φορτίου, η αποθήκευση ανακατανέμεται ξανά (Σχήματα 4.5(b) και (d)) για να επιστρέψει στην προγραμματισμένη στάθμη φόρτισης της (SoC_{SCH}). Από την άλλη, όταν εφαρμόζεται φ = 110%, οι συσσωρευτές ισχύος 1000 MW / 6 ωρών δύνανται να αποτρέψουν την περικοπή φορτίου, χωρίς ανάγκη ανακατανομής τους σε πραγματικό χρόνο λόγω της εφαρμογής της πολιτικής προ-
ημερήσιου προγραμματισμού προσανατολισμένης στην επάρκεια, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.5(e). Την τρίτη ημέρα, η αποθήκευση 1000 MW και 2 ωρών δεν μπορεί να αποτρέψει τη απόρριψη φορτίου, παρότι ακολουθεί πρόγραμμα λειτουργίας προσανατολισμένο στην επάρκεια (Σχήμα 4.5(b)). Συγκεκριμένα, οι μπαταρίες φορτίζονται πλήρως κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης, και ανακατανέμονται κατά την περίοδο 17:00-20:00 (65-68η ώρα στο Σχήμα 4.5) για την κάλυψη της αιχμιακής ζήτησης, ωστόσο το ενεργειακό της απόθεμα δεν αρκεί και αναπόφευκτα σημειώνεται γεγονός απώλειας φορτίου 1123 MWh / 3 ώρες (Σχήμα 4.5(a)). Αντίθετα με αποθήκευση 1000 MW και 6 ωρών που λειτουργεί υπό πολιτική προσανατολισμένη στην επάρκεια, δεν σημειώνεται απώλεια φορτίου κατά την τρίτη ημέρα (Σχήματα 4.5(c) και (e)).



Σχήμα 4.5: Λειτουργία (a, c, e) συστήματος και (b, d, f) διαφορετικών διαμορφώσεων αποθήκευσης, για διαφορετικές τιμές φ εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μέθοδο ανακατανομής πραγματικού χρόνου για ένα ενδεικτικό διάστημα 3 ημερών[·] (a, b) μπαταρίες 1000MW, 2 ωρών και φ = 100%, (c, d) μπαταρίες 1000MW, 6 ωρών και φ = 100%, (e, f) μπαταρίες 1000MW, 6 ωρών και φ = 110%.

4.3.2 Αποτελέσματα επάρκειας εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο

Οι δείκτες LOLE και EENS για το υπό μελέτη σύστημα υπολογίζονται με την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας ανακατανομής της αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο για τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις συσσωρευτών και για διαφορετικές τιμές του κατωφλίου φ. Υπενθυμίζεται ότι χωρίς την παρουσία αποθηκευτικών σταθμών στο σύστημα ο δείκτης LOLE υπολογίζεται στις 4,8 ώρες ενώ ο δείκτης EENS ανέρχεται σε 1631 MWh.

Τα αποτελέσματα του δείκτη LOLE παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.6. Όπως είναι αναμενόμενο, το LOLE βελτιώνεται καθώς αυξάνεται τόσο η ισχύς όσο και η χωρητικότητα των σταθμών. Το ίδιο ισχύει και για το κατώφλι φ , με μεγαλύτερες τιμές να οδηγούν σε πιο συστηματική εφαρμογή της προσανατολισμένης στην επάρκεια διαχείρισης της αποθήκευσης, και συνεπώς σε μεγαλύτερη συμβολή της στην επάρκεια του συστήματος. Ωστόσο φαίνεται ότι αυτή η βελτίωση φτάνει σε έναν κορεσμό για τιμές του φ που υπερβαίνουν το 110%-120%, κάτι που δείχνει ότι η συνεχής και αδιάκοπη εφαρμογή μιας πολιτικής διαχείρισης αποθήκευσης με στόχο την επάρκεια, στη βάση της στρατηγικής εξισορρόπησης φορτίου, προσφέρει ελάχιστα πρόσθετα οφέλη στην επάρκεια του συστήματος αυστήματος.

Λαμβάνοντας υπόψη την παραπάνω παρατήρηση αλλά και το γεγονός ότι η ενεργοποίηση της στρατηγικής load-leveling για την αποθήκευση θα πρόκυπτε ενδογενώς κατά την επίλυση του προημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού στο πλαίσιο μιας cost-optimal προσέγγισης σε περιπτώσεις που το ημερήσιο περιθώριο ισχύος είχε τιμές κατώτερες του 120% (Σχήμα 4.3), προτείνεται η υιοθέτηση μια τιμής κατωφλίου ίσης με 110%.



Σχήμα 4.6: Δείκτης LOLE συναρτήσει της ισχύος των σταθμών συσσωρευτών, για διαφορετικές διάρκειες αποθήκευσης και τιμές φ, σταθμοί (a) 2, (b) 4 και (c) 6 ωρών.

Στο Σχήμα 4.7 παρατίθενται οι αντίστοιχες τιμές του δείκτη ΕΕΝS βάσει της προτεινόμενης μεθόδου για διαφορετικές τιμές του φ και όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις συσσωρευτών.



Όπως φαίνεται η επίδραση της τιμής του δείκτη φ αλλά και της ισχύος και της χωρητικότητας των σταθμών στην τιμή του ΕΕΝS είναι παρόμοια με αυτή του δείκτη LOLE.

Σχήμα 4.7: Δείκτης EENS συναρτήσει της ισχύος των σταθμών συσσωρευτών, για διαφορετικές διάρκειες αποθήκευσης και τιμές φ, σταθμοί (a) 2, (b) 4 και (c) 6 ωρών.

4.3.3 Υπολογιστική απόδοση της μεθοδολογίας ανακατανομής για σταθμούς αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο

Η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής των αποθηκευτικών σταθμών εισάγει επιπλέον διαδικασίες στο κλασικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας οι οποίες εκτελούνται επαναληπτικά στο πλαίσιο της τεχνικής Monte Carlo. Ωστόσο, ο τρόπος δόμησης του αλγορίθμου ανακατανομής μέσω αλληλουχίας λογικών συνθηκών και εντολών επιτρέπει αποδεκτούς χρόνους εκτέλεσης του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας. Το γεγονός αυτό αποτελεί σημαντικό πλεονέκτημα της προτεινόμενης μεθόδου καθώς επιτρέπεται η εκτέλεση σημαντικού πλήθους δειγμάτων Monte Carlo εξασφαλίζοντας έτσι την υψηλή ακρίβεια της στοχαστικής διαδικασίας.

Ο Πίνακας 4.5 παρουσιάζει στατιστικά στοιχεία αναφορικά με τον χρόνο εκτέλεσης και τα δείγματα του Monte Carlo που εκτελέστηκαν σε κάποιες από τις διερευνήσεις, ενώ στο Σχήμα 4.8(a) φαίνεται ο χρόνος εκτέλεσης του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας για όλες τις διερευνήσεις που πραγματοποιήθηκαν συναρτήσει της τιμής του δείκτη LOLE και στο Σχήμα 4.8(b) ο χρόνος εκτέλεσης του μοντέλου συναρτήσει των δειγμάτων του Monte Carlo. Όπως φαίνεται ο χρόνος εκτέλεσης του μοντέλου από την τιμή του LOLE, με σημαντικά μεγαλύτερη διάρκεια εκτέλεσης να εμφανίζεται για περιπτώσεις χαμηλών τιμών LOLE. Το γεγονός αυτό εξηγείται από την αύξηση του πλήθους των ετών-δειγμάτων που απαιτούνται σε τέτοιες περιπτώσεις για την επίτευξη της σύγκλισης του Monte Carlo. Επιπλέον όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.8 σε καμία από τις προσομοιώσεις ο χρόνος εκτέλεσης δεν ξεπέρασε τις 2 ώρες.

BESS Rated Power	BESS Energy Capacity	(0)	LOLE	Number of SMCS	Execution time
[MW]	[h]	Ψ	[h]	samples	[min]
500	2	0%	2.13	64343	~15.0
500	6	0%	1.84	75040	~21.9
2000	2	0%	1.10	117532	~38.9
2000	6	0%	0.56	175678	~63.3
750	4	100%	1.35	95689	~27.9
750	2	110%	1.36	94591	~27.1
500	6	120%	1.35	109233	~29.0
500	4	130%	1.38	94567	~26.7

Πίνακας 4.5: Υπολογιστικά στοιχεία ενδεικτικών εφαρμογών του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας με ενσωματωμένη την προτεινόμενη μέθοδο ανακατανομής της αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο.



Σχήμα 4.8: Χρόνος εκτέλεσης του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας με ενσωματωμένη της προτεινόμενη μέθοδο συναρτήσει (a) του LOLE και (b) των δειγμάτων Monte Carlo .

4.3.4 Αποτελέσματα συμβολής αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο

Το capacity credit των υπό εξέταση σταθμών συσσωρευτών με εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.9 για το εύρος των τιμών του κατωφλίου φ που εξετάζονται και στο Σχήμα 4.10 για την προτεινόμενη τιμή του. Είναι σαφές ότι όσο υψηλότερη είναι η χωρητικότητα της αποθήκευσης, τόσο υψηλότερο είναι το capacity credit για μια δεδομένη ισχύ, λόγω της αποτελεσματικότερης αντιμετώπισης ελλειμμάτων ισχύος του συστήματος παραγωγής μεγάλης διάρκειας. Ταυτόχρονα, καθώς η ονομαστική ισχύς των αποθηκευτικών σταθμών αυξάνεται, το κανονικοποιημένο ως προς την ισχύ τους capacity credit μειώνεται, ανεξαρτήτως της χωρητικότητας, αφενός γιατί σταθμοί υψηλότερης ισχύος απαιτούν μεγαλύτερη χωρητικότητα για την καλύτερη αξιοποίηση τους και αφετέρου γιατί οι ανάγκες ισχύος του συ στήματος καλύπτονται σταδιακά. Επιπλέον στο Σχήμα 4.9 φαίνεται ότι η επίδραση των τιμών του capacity credit να υπολογίζεται κατά μέσο όρο περίπου στο 13,5% για μπαταρίες 2 ωρών και περίπου στο 21% για συστήματα υψηλότερης διάρκειας.



Σχήμα 4.9: Capacity credit συσσωρευτών από 500 MW έως 2000 MW διάρκειας (a) 2, (b) 4 και (c) 6 ωρών εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής τους σε πραγματικό χρόνο για το εύρος τιμών φ από 0% έως 130%.



Σχήμα 4.10: Capacity credit συσσωρευτών από 500 MW έως 2000 MW και διάρκειας 2, 4 και 6 ωρών εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής τους σε πραγματικό χρόνο.

4.4 Σύγκριση της μεθοδολογίας ανακατανομής πραγματικού χρόνου με τις υφιστάμενες πολιτικές διαχείρισης

Για την ανάδειξη των πλεονεκτημάτων της μεθόδου ανακατανομής της αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο στην παρούσα ενότητα διεξάγεται συγκριτική ανάλυση της προτεινόμενης προσέγγισης με τις διαθέσιμες στη βιβλιογραφία τεχνικές. Συγκεκριμένα οι τρεις βασικές διαθέσιμες μεθοδολογίες εισαγωγής των αποθηκευτικών σταθμών στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος εφαρμόζονται για όλα τα σενάρια που εξετάζονται στην Ενότητα 4.3 και τα αποτελέσματα που προκύπτουν συγκρίνονται με αυτά της προτεινόμενης μεθόδου. Η συγκριτική ανάλυση δεν περιορίζεται μόνο στα αποτελέσματα επάρκειας, αντίθετα αξιολογείται η συνεισφορά της αποθήκευσης στο σύνολο της λειτουργίας και του κόστους λειτουργίας του συστήματος.

4.4.1 Περιγραφή υφιστάμενων πολιτικών διαχείρισης

Στην παρούσα παράγραφο περιγράφονται οι βασικές αρχές λειτουργίας των υφιστάμενων μεθόδων κατανομής της αποθήκευσης στο πλαίσιο των στοχαστικών μοντέλων επάρκειας, ενώ παρατίθεται ενδεικτικό παράδειγμα λειτουργίας του συστήματος και της αποθήκευσης κατανεμόμενης με βάση την εκάστοτε εναλλακτική πολιτική για την ανάδειξη των διαφορών των προσεγγίσεων. Παρακάτω συνοψίζονται οι βασικές θεωρήσεις της κάθε μεθόδου:

1) Σταθερή κατανομή (fixed dispatch): Η λειτουργία των σταθμών αποθήκευσης βασίζεται σε ένα προκαθορισμένο πρόγραμμα κατανομής, το οποίο καθορίζεται πριν από την εκτέλεση του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας και δεν λαμβάνει υπόψη συμβάντα απώλειας στοιχείων του συστήματος που μπορεί να προκύψουν κατά τη διάρκεια της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος. Στην παρούσα ανάλυση οι σταθμοί αποθήκευσης κατανέμονται υπό τη στρατηγική του load-leveling σε ημερήσια βάση. Το μαθηματικό μοντέλο υλοποίησης περιγράφεται αναλυτικά στην Παράγραφο 2.2.2.

2) Κατανομή ελαχιστοποίησης των απωλειών φορτίου σε πραγματικό χρόνο (greedy dispatch): Σε αυτή την προσέγγιση, τα συστήματα αποθήκευσης λειτουργούν αποκλειστικά με στόχο την αντιμετώπιση γεγονότων απώλειας φορτίου, παραμένοντας πλήρως φορτισμένα και εκφορτίζοντας μόνο όταν εμφανίζονται κίνδυνοι ελλείμματος ισχύος. Η λειτουργία τους καθορίζεται ενδογενώς του μοντέλου επάρκειας και το μοντέλο υλοποίησης της προσέγγισης αυτής διατίθεται στην Παράγραφο 2.2.1.

3) Κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης (perfect foresight dispatch): Σε αυτή την προσέγγιση τα μελλοντικά γεγονότα βλαβών των στοιχείων παραγωγής του συστήματος που λαμβάνουν χώρα τυχαία σε πραγματικό χρόνο είναι γνωστά κατά το στάδιο προγραμματισμού της λειτουργίας της αποθήκευσης. Με αυτό τον τρόπο η λειτουργία των μπαταριών καθορίζεται με βέλτιστο τρόπο αποδίδοντας τα μέγιστα οφέλη στο σύστημα.

Στο Σχήμα 4.11 συγκρίνεται η λειτουργία του συστήματος και των σταθμών συσσωρευτών για μια ενδεικτική ημέρα, εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μέθοδο και τις τρεις παραπάνω εναλλακτικές. Θεωρείται αποθήκευση ισχύος 2000 MW και 4 ωρών ενώ απουσία αυτής, αναμένεται απώλεια φορτίου ~5446 MWh σε διάρκεια 4 ωρών. Σημειώνεται ότι η ονομαστική ισχύς και η χωρητικότητα της αποθήκευσης αρκούν για την πλήρη αντιμετώπιση του γεγονότος ανεπάρκειας όλες τις ώρες που αυτό εμφανίζεται.



Σχήμα 4.11: Λειτουργία (a, c, e, g) συστήματος και (b, d, f, h) αποθήκευσης εφαρμόζοντας εναλλακτικές μεθόδους διαχείρισης: (a, b) σταθερή κατανομή (fixed dispatch), (c, d) κατανομή ελαχιστοποίησης των απωλειών φορτίου σε πραγματικό χρόνο (greedy dispatch), (e, f) κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης (perfect foresight dispatch), (g, h) ανακατανομή σε πραγματικό χρόνο (real-time redispatch).

Εφαρμόζοντας την προσέγγιση της σταθερής κατανομής (Σχήματα 4.11(a) και (b)), η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια ανέρχεται σε 776 MWh και κατανέμεται σε 2 ώρες. Σε αυτή την περίπτωση, το προφίλ λειτουργίας της αποθήκευσης δεν τροποποιείται σε πραγματικό χρόνο, με αποτέλεσμα να μην αξιοποιείται πλήρως η ενέργεια που διαθέτουν οι αποθηκευτικοί σταθμοί για την περαιτέρω μείωση της απώλειας φορτίου. Κατά την κατανομή ελαχιστοποίησης των απωλειών φορτίου σε πραγματικό χρόνο (Σχήματα 4.11(c) και (d)), η αποθήκευση φορτίζεται πλήρως έως τις 06:00 και παραμένει πλήρως φορτισμένη έως τις 18:00, οπότε και εκφορτίζει για να αποτρέψει την απώλεια φορτίου (18:00-21:00). Μέσω της προσέγγισης αυτής επιτυγχάνεται η πλήρης ικανοποίηση του φορτίου (Σχήμα 4.11(c)), αλλά η αποθήκευση δεν συμμετέχει σε συνεχή βάση στη λειτουργία του συστήματος παρά μόνο κατά την διάρκεια έκτακτων συνθηκών. Με την εφαρμογή

της προσέγγισης κατανομής βάσει τέλειας πρόβλεψης (Σχήματα 4.11(e) και (f)), όπου η λειτουργία της αποθήκευσης προγραμματίζεται με ακριβή γνώση των μελλοντικών γεγονότων απώλειας στοιχείων του συστήματος επίσης δεν σημειώνεται απώλεια φορτίου (Σχήμα 4.11(e)). Ωστόσο όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.11(f), η λειτουργία της αποθήκευσης είναι πιο εύλογη από αυτή της greedy προσέγγισης, φορτίζοντας σταδιακά όταν το φορτίο ζήτησης είναι χαμηλό έτσι ώστε να διαθέτει αρκετή ενέργεια για την αντιμετώπιση του μελλοντικού ελλείμματος ισχύος χωρίς παράλληλα να αυξάνει υπερβολικά το υπολειπόμενο φορτίο του συστήματος. Τέλος κατά την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου (Σχήματα 4.11(g) και (h)) η αποθήκευση ανακατανέμεται κατάλληλα όταν μέρος της διαθέσιμης ισχύος του συστήματος χάνεται, μετριάζοντας την αποτρέπει, καθώς η αποθηκευμένη της ενέργεια δεν αρκεί για την κάλυψη του συνόλου του φορτίου οδηγώντας τελικά σε περικοπή 389 MW στις 21:00.

4.4.2 Σύγκριση αποτελεσμάτων επάρκειας εναλλακτικών πολιτικών διαχείρισης αποθηκευτικών σταθμών

Τα αποτελέσματα του δείκτη LOLE μετά την εφαρμογή των εναλλακτικών προσεγγίσεων παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.12. Όπως είναι αναμενόμενο η κάθε προσέγγιση οδηγεί και σε διαφορετικά αποτελέσματα επάρκειας. Συγκεκριμένα ξεκινώντας από την προσέγγιση σταθερής κατανομής (fixed dispatch), αυτή αποδίδει τα χειρότερα αποτελέσματα για όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις αποθήκευσης. Το γεγονός αυτό φανερώνει ότι η συνεισφορά της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος υποτιμάται όταν δεν συνυπολογίζεται η δυνατότητα άμεσης απόκρισης της σε ελλείμματα ισχύος που λαμβάνουν χώρα σε πραγματικό χρόνο, ακόμα και όταν ακολουθείται μία στρατηγική κατανομής προσανατολισμένη στην επάρκεια όπως αυτή του load-leveling. Οι μέθοδοι κατανομής για την ελαχιστοποίηση των απωλειών φορτίου σε πραγματικό χρόνο (greedy dispatch) και κατανομής βάσει τέλειας πρόβλεψης (perfect foresight dispatch) αποδίδουν τα χαμηλότερα αποτελέσματα για τον δείκτη LOLE. Ο μονοδιάστατος χαρακτήρας της greedy κατανομής που εκμεταλλεύεται αποκλειστικά την αποθήκευση για την αντιμετώπιση περιστατικών απώλειας φορτίου, παραλείποντας όλο το εύρος των υπηρεσιών που μπορεί να προσφέρει η αποθήκευση στο σύστημα την καθιστά μη εφαρμόσιμη σε πραγματικές συνθήκες. Από την άλλη πλευρά, η μέθοδος κατανομής βάσει τέλειας πρόβλεψης επιβάλλει ένα ιδανικό πρόγραμμα λειτουργίας της αποθήκευσης, θεωρώντας γνωστά όλα τα τυχαία γεγονότα απώλειας ισχύος παραγωγής. Ωστόσο, μια τέτοια υπόθεση καταστρατηγεί πλήρως το στοχαστικό χαρακτήρα των συμβάντων που οδηγούν σε αναπάντεχη μη διαθεσιμότητα πόρων παραγωγής και κρίνεται μη ρεαλιστική. Κατά συνέπεια, και οι δύο αυτές πολιτικές διαχείρισης, για διαφορετικούς λόγους, υπερεκτιμούν τη συνεισφορά της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος. Η προτεινόμενη μέθοδος προσφέρει μια πιο ισορροπημένη εκτίμηση της ενίσχυσης της επάρκειας μέσω της αποθήκευσης οδηγώντας την τιμή του δείκτη LOLE μεταξύ των ακραίων τιμών των άλλων μεθόδων. Η μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο αντιμετωπίζει αποτελεσματικά τους βασικούς περιορισμούς και τα κύρια μειονεκτήματα των εναλλακτικών μεθόδων. Συγκεκριμένα η μέθοδος αποτυπώνει τη δυνατότητα της αποθήκευσης να προσαρμόζει τη λειτουργία της σε πραγματικό χρόνο με βάση τις ανάγκες του συστήματος οδηγώντας σε καλύτερα αποτελέσματα σε σχέση με την σταθερή κατανομή. Παράλληλα η προτεινόμενη προσέγγιση υιοθετεί μία εύλογη πολιτική διαχείρισης της αποθήκευσης,

σε αντίθεση με την greedy κατανομή, και ένα ρεαλιστικό τρόπο εισαγωγής της στο μοντέλο επάρκειας λαμβάνοντας υπόψη τον απρόβλεπτο χαρακτήρα των τυχαίων βλαβών, σε αντίθεση με την κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης. Ο Πίνακας 4.6 συνοψίζει τους συμβιβασμούς στους οποίους καταφεύγει η κάθε μέθοδος μεταξύ της ρεαλιστικής εκτίμησης των απρόοπτων γεγονότων σε πραγματικό χρόνο και μιας εύλογης στρατηγικής λειτουργίας της αποθήκευσης.



BESS Rated Power [MW]

Σχήμα 4.12: Δείκτης LOLE με την εφαρμογή των εναλλακτικών προσεγγίσεων διαχείρισης, ως συνάρτηση της ισχύος των σταθμών συσσωρευτών διάρκειας (a) 2, (b) 4 και (c) 6 ωρών.

Πίνακας 4.6: Συγκριτική αξιολόγηση ποιοτικών χαρακτηριστικών εναλλακτικών πολιτικών διαχείρισης αποθηκευτικών
σταθμών στο πλαίσιο των μοντέλων εκτίμησης της επάρκειας.

Management	realistic consideration	reasonable market
method	of real-time events	participation
Fixed dispatch	×	~
Greedy dispatch	\checkmark	×
Perfect foresight dispatch	×	\checkmark
Real-time redispatch	\checkmark	\checkmark

Αξίζει να σημειωθεί ότι η διαφορά στα αποτελέσματα του δείκτη LOLE μεταξύ της greedy μεθόδου και της μεθόδου κατανομής της αποθήκευσης βάσει τέλειας πρόβλεψης αποδίδεται στο «άδικο» πλεονέκτημα της δεύτερης να γνωρίζει εκ των προτέρων τα μελλοντικά γεγονότα απώλειας ισχύος και να κατανέμει έτσι την εκφόρτιση της αποθήκευσης ώστε να ελαχιστοποιεί τόσο την μη εξυπηρετούμενη ενέργεια του φορτίου όσο και τις ώρες που αυτή εμφανίζεται. Για την ακρίβεια οι δύο μέθοδοι, greedy και perfect foresight, είναι ισοδύναμες αναφορικά με τη μείωση που επιφέρουν στον δείκτη ΕΕΝS, καθώς τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας καταλήγουν να παρέχουν τη μέγιστη δυνατή αποθηκευμένη ενέργεια για την άμβλυνση των περικοπών φορτίου ζήτησης και στις δύο προσεγγίσεις. Ωστόσο ενδέχεται το προφίλ εκφόρτισής τους να διαφέρει. Συγκεκριμένα στη greedy μέθοδο, η αποθήκευση φορτίζεται πάντα στο μέγιστο δυνατό βαθμό όταν υπάρχει περίσσεια ισχύος στο σύστημα και παραμένει πλήρως φορτισμένη για να αντιμετωπίσει πιθανές ανεπάρκειες όταν αυτές συμβούν. Έτσι η πρώτη ανεπάρκεια ισχύος που θα παρουσιαστεί αντιμετωπίζεται πλήρως, εφόσον αυτό είναι εφικτό βάσει των τεχνικών χαρακτηριστικών της αποθήκευσης,

ακολουθώντας μια λογική άμεσης απόκρισης. Αντίθετα στην περίπτωση της τέλειας πρόβλεψης, οι σταθμοί φορτίζονται κατάλληλα ώστε να διαθέτουν επαρκές ενεργειακό απόθεμα για πετυχαίνουν τη μέγιστη δυνατή μείωση των περικοπών φορτίου, γνωρίζοντας εκ των προτέρων τον ακριβή χρόνο και το μέγεθος του μελλοντικού περιστατικού ελλείμματος ισχύος. Έτσι και οι δύο μέθοδοι επιφέρουν όμοια αποτελέσματα στη μείωση του δείκτη της αναμενόμενης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Ωστόσο όσον αφορά το δείκτη LOLE, η κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης πλεονεκτεί λόγω της μη ρεαλιστικής υπόθεσης περί πλήρους γνώσης των μελλοντικών βλαβών. Έτσι ενώ στη greedy μέθοδο, οι αποθηκευτικοί σταθμοί εκφορτίζονται πλήρως μόλις παρουσιαστούν κίνδυνοι απώλειας φορτίου, στη μέθοδο perfect foresight, η αποθηκευμένη ενέργεια διατίθεται με βέλτιστο τρόπο για να ελαχιστοποιηθεί τόσο η διάρκεια (LOLE) όσο και η ενέργεια που δεν εξυπηρετείται (EENS). Το γεγονός αυτό μπορεί να οδηγήσει σε εκφόρτιση της αποθήκευσης για μεγαλύτερη διάρκεια, μειώνοντας έτσι τις απώλειες φορτίου που συμβαίνουν σε διαφορετικές περιόδους και τελικά μειώνοντας τον δείκτη LOLE, αντί να αντιμετωπίζεται κάθε περιστατικό στο μέγιστο βαθμό όταν συμβαίνει. Στο Σχήμα 4.13 δίνεται ένα απλουστευμένο παράδειγμα κάλυψης του ελλείμματος από τις δύο προσεγγίσεις. Το Σχήμα 4.13(a) παρουσιάζει τη μορφή ελλείμματος ισχύος που εμφανίζεται στο σύστημα απουσία αποθήκευσης, ενώ τα Σχήματα 4.13(b) και (c) απεικονίζουν τη μερική μείωση του ελλείμματος που επιτυγχάνεται από αποθήκευση 500 MW και 2 ωρών, που θεωρείται πλήρως φορτισμένη τη χρονική στιγμή t_0 , υπό τη στρατηγική greedy και τη perfect foresight αντίστοιχα. Όπως φαίνεται από το σχήμα, κατά τη greedy μέθοδο η αποθήκευση τις ώρες t_1 και t_2 εκφορτίζεται το μέγιστο δυνατό για να αντιμετωπίσει τις ανεπάρκειες ισχύος χωρίς να προβλέπει μελλοντικές ανάγκες ισχύος του συστήματος καταλήγοντας τελικά την ώρα t₃ να έχει εξαντλήσει πλήρως τα ενεργειακά της αποθέματα. Από την άλλη κατά την κατανομή τέλειας πρόβλεψης, γνωρίζοντας ότι την ώρα t₃ αναμένεται απώλεια ισχύος που μπορεί να καλυφθεί πλήρως από της αποθήκευση επιλέγεται η μερική εκφόρτιση της την ώρα t₂, παρότι δύναται να μειώσει περαιτέρω την απώλεια φορτίου, έτσι ώστε να είναι σε θέση να μπορεί να εξαλείψει την ανεπάρκεια της ώρας t₃. Στην πράξη, η προσέγγιση τέλειας πρόβλεψης παρέχει τα βέλτιστα δυνατά αποτελέσματα όσον αφορά τη μείωση των δεικτών LOLE και EENS σε σύγκριση με οποιαδήποτε άλλη διαθέσιμη μέθοδο, καθώς προγραμματίζει τη λειτουργία της αποθήκευσης γνωρίζοντας όλα τα μελλοντικά γεγονότα. Ωστόσο, παραμένει μια θεωρητική προσέγγιση, που δεν μπορεί να εφαρμοστεί στον πραγματικό κόσμο, όπου οι αστοχίες των στοιχείων και οι έκτακτες ανάγκες προκύπτουν τυχαία.



Σχήμα 4.13: Έλλειμμα ισχύος (a) χωρίς αποθήκευση και με αποθήκευση 500 MW 2ωρών εφαρμόζοντας (b) κατανομή ελαχιστοποίησης των απωλειών φορτίου σε πραγματικό χρόνο και (c) κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης.

Τα αποτελέσματα του δείκτη ΕΕΝS εφαρμόζοντας τις εναλλακτικές προσεγγίσεις παρατίθενται στο Σχήμα 4.14. Όπως φαίνεται τα αποτελέσματα είναι παρόμοια με αυτά του δείκτη LOLE, με τη διαφορά ότι ο δείκτης ΕΕΝS που προκύπτει από την εφαρμογή της greedy κατανομής και της κατανομής βάσει τέλειας πρόβλεψης ταυτίζονται για τους λόγους οι οποίοι αναλύθηκαν παραπάνω.



BESS Rated Power [MW]

Σχήμα 4.14: Δείκτης ΕΕΝS με την εφαρμογή των εναλλακτικών προσεγγίσεων διαχείρισης, ως συνάρτηση της ισχύος των σταθμών συσσωρευτών διάρκειας (a) 2, (b) 4 και (c) 6 ωρών.

Fixed Dispatch 🛞 Real-Time Redispatch 💿 Greedy Dispatch 🔵 Perfect Foresight Dispatch 100% 100% 100% (a) (b) **c** 75% 75% 75% **Capacity credit** 50% 50% 50% 25% 25% 25% 2h 6h 0% 0% 0% 500 750 000 250 500 1750 2000 750 000 1250 1500 2000 750 000 250 500 2000 1750 500 1750 500 **BESS Rated Power [MW]**

Στο Σχήμα 4.15 παρουσιάζεται το capacity credit των σταθμών συσσωρευτών που εξετάζονται, κατανεμόμενων με τις τέσσερις εναλλακτικές προσεγγίσεις βάσει του δείκτη LOLE.

Σχήμα 4.15: Capacity credit συσσωρευτών από 500 MW έως 2000 MW διάρκειας (a) 2, (b) 4 και (c) 6 ωρών εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής των εναλλακτικών προσεγγίσεων διαχείρισης.

Παρατηρείται ότι τα αποτελέσματα διαφέρουν σημαντικά ανάλογα με τη μέθοδο που χρησιμοποιείται. Για παράδειγμα, η τιμή του capacity credit σταθμών μπαταριών 500 MW και διάρκειας 2 ωρών μπορεί να κυμαίνεται μεταξύ 45% και 89%, ενώ αντίστοιχα για σταθμούς 2000

MW ίδιας διάρκειας κυμαίνεται μεταξύ 23% και 41%. Οι σημαντικές αποκλίσεις μεταξύ των αποτελεσμάτων των εναλλακτικών μεθόδων φανερώνουν ότι το capacity credit που αποδίδεται στην αποθήκευση σχετίζεται στενά με την προσέγγιση που χρησιμοποιείται για την ένταξη της στα μοντέλα εκτίμησης επάρκειας.

4.4.3 Επιπλέον οφέλη στη λειτουργία του συστήματος με την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου

Παρότι η κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης και η greedy μέθοδος κατανομής φαίνεται να αποδίδουν την υψηλότερη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος του συστήματος, δεν συνιστούν εύλογες εναλλακτικές για εφαρμογή στον πραγματικό κόσμο. Η πρώτη λόγω της μη εφικτής εφαρμογής στην πράξη, όπως αναλύθηκε στις προηγούμενες ενότητες, και η δεύτερη λόγω της μονοδιάστατης φύσης της. Στην παρούσα ενότητα αναλύεται ο τελευταίος ισχυρισμός. Συγκεκριμένα αναλύονται και ποσοτικοποιούνται τα πλεονεκτήματα της προτεινόμενης μεθόδου ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο έναντι της greedy μεθόδου κατανομής πέραν της ενίσχυσης που επιφέρουν στην επάρκεια ισχύος. Για το λόγο αυτό υπολογίζεται και συγκρίνεται το οικονομικό όφελος από την εισαγωγή αποθήκευσης στο σύστημα, λαμβάνοντας υπόψη το οικονομικό όφελος από την ενίσχυση της αξιοπιστίας του και τη μείωση του μεταβλητού κόστος λειτουργίας του, υπό τις δύο αυτές πολιτικές διαχείρισης. Επιπλέον παρουσιάζονται πρόσθετες υπηρεσίες που προσφέρει η αποθήκευση στο σύστημα όταν λειτουργεί υπό την προτεινόμενη μεθοδολογία οι οποίες δεν αποδίδονται στο σύστημα όταν η αποθήκευση επιλέγεται να λειτουργεί με αποκλειστικό στόχο την ενίσχυση της επάρκειας. Το οικονομικό όφελος από τη μείωση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας λόγω της εισαγωγής της αποθήκευσης στο σύστημα ΔΕΕΝS (Σχήμα 4.16) παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.17, με την υπόθεση ότι η αξία απώλειας φορτίου (Value of Loss of Load-VOLL) ισούται με 15.000 €/MWh, ([175]). Όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.17 το όφελος από τη μείωση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας λόγω της εισαγωγής της αποθήκευσης είναι υψηλότερο εφαρμόζοντας τη greedy μέθοδο καθώς το αναμενόμενο φορτίο που περικόπτεται και αποζημιώνεται στην τιμή του VOLL είναι το ελάχιστο δυνατό εφαρμόζοντας την εν λόγω προσέγγιση.







Σχήμα 4.17: Οικονομικό όφελος από τη μείωση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας του συστήματος λόγω της εισαγωγής σταθμών συσσωρευτών (a) 2, (b) 4 και (c) 6 ωρών κατανεμόμενων υπό την greedy και την προτεινόμενη μεθοδολογία.

Ωστόσο υπό τη greedy μέθοδο οι αποθηκευτικοί σταθμοί δεν παρέχουν πρόσθετες υπηρεσίες στο σύστημα πέραν της ενίσχυσης της επάρκειας του, παραμένοντας ανενεργοί εν αναμονή συμβάντων ελλείμματος ισχύος. Επομένως, η εισαγωγή αποθήκευσης δεν συμβάλλει στη μείωση του μεταβλητού κόστους λειτουργίας του συστήματος. Αντίθετα, η προτεινόμενη προσέγγιση ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο εξασφαλίζει την αξιοποίηση των υπηρεσιών που δύνανται να προσφέρουν οι αποθηκευτικοί σταθμοί στο σύστημα, με σημαντική επίδραση στο κόστος παραγωγής του συστήματος.

Ενδεικτικά στο Σχήμα 4.18 παρουσιάζονται στοιχεία που δείχνουν τη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος λόγω της παρουσίας αποθήκευσης 4 ωρών, κατανεμόμενης υπό την προτεινόμενη μέθοδο, που τελικά οδηγεί σε οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος. Συγκεκριμένα στο Σχήμα 4.18(a) φαίνεται η μείωση της θερμικής παραγωγής λόγω της αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ, που αποδίδεται στην αποθήκευση. Στο Σχήμα 4.18(b) παρουσιάζεται η επίτευξη αποδοτικότερης λειτουργίας των θερμικών μονάδων λόγω της αποθήκευσης, καθώς αυτές λειτουργούν σε υψηλότερα επίπεδα φόρτισης με βελτιωμένη απόδοση. Ενώ τέλος στα Σχήματα 4.18(c) και (d) απεικονίζεται η κατανομή παροχής εφεδρείας διατήρησης συχνότητας (Frequency Containment Reserve-FCR) και εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (Frequency Restoration Reserve-FRR) από θερμικές μονάδες και μονάδες αποθήκευσης. Είναι εμφανές ότι η παρουσία της αποθήκευσης και η ενεργός συμμετοχή της στην λειτουργία του συστήματος μέσω της προτεινόμενης μεθόδου απαλλάσσει τη θερμική παραγωγή από την παροχή εφεδρειών ενεργού ισχύος, μειώνοντας έμμεσα το κόστος του συστήματος, καθώς λιγότερες θερμικές μονάδες εντάσσονται και χρησιμοποιούνται για την παροχή τέτοιων υπηρεσιών.

Συνεπώς η ευελιξία που παρέχουν οι αποθηκευτικοί σταθμοί στο σύστημα μειώνει το ετήσιο κόστος παραγωγής του συστήματος σε σύγκριση με την περίπτωση χωρίς αποθήκευση. Αυτή η μείωση υπολογίζεται ως η διαφορά στο ετήσιο κόστος παραγωγής μεταξύ των σεναρίων χωρίς και με αποθήκευση, για κάθε εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικών σταθμών και ποσοτικοποιείται από τις ετήσιες προσομοιώσεις λειτουργίας συστήματος μέσω της cost-optimal προσέγγισης που παρουσιάστηκε στην Ενότητα 2.2 και αποτελεί τη βάση λειτουργίας της αποθήκευσης υπό τη προτεινόμενη προσέγγιση. Το τελικό συνολικό οικονομικό όφελος του συστήματος περιλαμβάνει τη μείωση στο ετήσιο λειτουργικό κόστος και το όφελος από τη μείωση της αναμενόμενης απώλειας φορτίου (Σχήμα 4.17). Τα αποτελέσματα του συνολικού οφέλους για την greedy και την προτεινόμενη προσέγγιση παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.19.



Σχήμα 4.18: Λειτουργικά οφέλη από την εισαγωγή σταθμών συσσωρευτών 4 ωρών στο σύστημα κατανεμόμενων υπό την προτεινόμενη μέθοδο: (a) ετήσια μείωση της θερμικής παραγωγής, (b) μέσος όρος φόρτισης των δεσμευμένων θερμικών μονάδων, (c) συμβολή των θερμικών μονάδων και των μονάδων αποθήκευσης στις απαιτήσεις ανοδικής και καθοδικής εφεδρείας FCR, (d) στις απαιτήσεις ανοδικής και καθοδικής εφεδρείας FRR.



Σχήμα 4.19: Συνολικό οικονομικό όφελος λόγω της εισαγωγής σταθμών συσσωρευτών (a) 2, (b) 4 και (c) 6 ωρών κατανεμόμενων υπό την greedy και την προτεινόμενη μεθοδολογία.

Από την ανάλυση γίνεται σαφές ότι η μέθοδος greedy υπό-αξιοποιεί τις δυνατότητες της αποθήκευσης να συνεισφέρει συνολικά στη λειτουργία του συστήματος και στη μείωση του κόστους παραγωγής. Ενδεικτικά το όφελος που προκύπτει από την προτεινόμενη μέθοδο είναι από 7 έως 9 φορές μεγαλύτερο από το αντίστοιχο της greedy μεθόδου. Υπό αυτή την έννοια μία τέτοια πολιτική διαχείρισης (greedy) δεν συνιστά μια εύλογη επιλογή διαχείρισης για εφαρμογή στην πράξη.

Για λόγους πληρότητας και αξιολόγησης της γενίκευσης του παραπάνω συμπεράσματος διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας αναφορικά με τις τιμές του κόστους απώλειας φορτίου (VOLL). Συγκεκριμένα, επιπλέον της τιμής των 15.000€/MWh, εξετάζονται τιμές VOLL από 4.000 έως 69.000 €/MWh (οι εν λόγω τιμές ορίζουν το εύρος τιμών VOLL που ισχύει για τις ευρωπαϊκές χώρες, [175]). Όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.20, η τιμή του VOLL επιδρά στο συνολικό οικονομικό όφελος του συστήματος, λόγω της εισαγωγής σε αυτό αποθηκευτικών σταθμών, καθώς μεταβάλει σημαντικά το οικονομικό όφελος από τη μείωση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Ωστόσο, φαίνεται ότι ακόμα και για τη μεγαλύτερη τιμή του VOLL παρά τη αξιοσημείωτη αύξηση του οικονομικού οφέλους που προκύπτει μέσω της greedy κατανομής, η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο εξακολουθεί να υπερτερεί σημαντικά ως προς το επιτεύξιμο οικονομικό όφελος του συστήματος.



Σχήμα 4.20: Συνολικό οικονομικό όφελος λόγω της εισαγωγής σταθμών συσσωρευτών 4 ωρών κατανεμόμενων υπό την greedy και την προτεινόμενη μεθοδολογία για τιμές VOLL (a) 4.000, (b) 6.838, (c) 15.000 και (d) 69.000 €/MWh.

4.5 Εφαρμογή μεθοδολογίας ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο για σταθμούς μικρότερης ισχύος

Σε αυτή την Ενότητα, η παραπάνω ανάλυση επαναλαμβάνεται για σταθμούς συσσωρευτών ισχύος 100 MW και διάρκειας 2, 4 και 6 ωρών. Στα Σχήματα 4.21(a), (b) και (c) παρουσιάζονται τα αποτελέσματα επάρκειας, αντίστοιχα με αυτά των Σχημάτων 4.6, 4.12 και 4.15 ενώ στο Σχήμα 4.22 απεικονίζεται η οικονομική σύγκριση μεταξύ της προτεινόμενης μεθόδου και της παραλλαγής greedy. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι όλα τα ποιοτικά συμπεράσματα της ανάλυσης ισχύουν και για μικρότερου μεγέθους αποθηκευτική ισχύ, αποδεικνύοντας ότι η μέθοδος μπορεί να εφαρμοστεί και τα ποιοτικά της πλεονεκτήματα να ισχύουν σε οποιαδήποτε διαμόρφωση αποθήκευσης συστήματος, ανεξάρτητα από το μέγεθός του.



Σχήμα 4.21: Αποτελέσματα για συστήματα συσσωρευτών 100 MW διαφορετικής χωρητικότητας: (a) δείκτης LOLE του εξεταζόμενου συστήματος για διαφορετικές τιμές φ, εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μέθοδο ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο και (b) δείκτης LOLE και (c) capacity credit μέσω των εναλλακτικών προσεγγίσεων διαχείρισης της αποθήκευσης.



Σχήμα 4.22: Αποτελέσματα για συστήματα συσσωρευτών 100 MW διαφορετικής χωρητικότητας κατανεμόμενων υπό την greedy και την προτεινόμενη μεθοδολογία: (a) μείωση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας του συστήματος, (b) οικονομικό όφελος από τη μείωση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας του συστήματος, (c) συνολικό οικονομικό όφελος λόγω ένταξης της αποθήκευσης.

5

Μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο μπαταριών ενσωματωμένων σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς για την εκτίμηση της συμβολής τους στην επάρκεια ισχύος

Στο παρόν Κεφάλαιο η μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο του Κεφαλαίου 4 επεκτείνεται κατάλληλα έτσι ώστε να εφαρμοστεί σε συστήματα μπαταριών ενσωματωμένα σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Συγκεκριμένα, η προτεινόμενη μέθοδος επιτρέπει σε Φ/Β σταθμούς με μπαταρία, χωρίς δυνατότητα απορρόφησης από το υπόλοιπο σύστημα, να αποκλίνουν σε πραγματικό χρόνο από τον αρχικό προγραμματισμό λειτουργίας τους, προς ενίσχυση της επάρκειας ισχύος του συστήματος. Η μέθοδος εφαρμόζεται για πλήθος διαμορφώσεων Φ/Β με μπαταρία διαφορετικών χαρακτηριστικών. Παράλληλα εφαρμόζονται και συγκρίνονται με την προτεινόμενη μέθοδο, οι υφιστάμενες προσεγγίσεις κατανομής των εν λόγω πόρων στα πλαίσια των μοντέλων εκτίμησης της επάρκειας. Τέλος αξιοποιώντας τα αποτελέσματα του Κεφαλαίου 4 συγκρίνονται και σχολιάζονται τα επίπεδα συμβολής στην επάρκεια των συστημάτων αποθήκευσης μέσω μπαταριών που αναπτύσσονται είτε ως ανεξάρτητοι σταθμοί είτε κατάντη του μετρητή σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς.

Μέρος των αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται στο παρόν κεφάλαιο έχει δημοσιευθεί στην εργασία [176].

5.1 Εισαγωγή στη μέθοδο ανακατανομής φωτοβολταϊκών σταθμών με συστήματα μπαταριών σε πραγματικό χρόνο

Ο συνδυασμός μονάδων ΑΠΕ με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, όταν δηλαδή μοιράζονται το κοινό σημείο σύνδεσης (η εγκατάσταση της αποθήκευσης γίνεται πίσω από το μετρητή), αποτελεί μια ολοένα και πιο διαδεδομένη πρακτική παγκοσμίως, λόγω των σημαντικών οφελών που προκύπτουν τόσο για τα εν λόγω έργα όσο και για το ΣΗΕ στο οποίο αναπτύσσονται, ([177], [178]). Η μείωση των περικοπών ενέργειας από ΑΠΕ, η αποφυγή αναβαθμίσεων στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής, η εξοικονόμηση κόστους αδειοδότησης, σχεδιασμού και κατασκευής σε σύγκριση με την ανάπτυξη ξεχωριστών έργων ΑΠΕ και αποθήκευσης, καθώς και η πρόσβαση των σταθμών ΑΠΕ σε πρόσθετες πηγές εσόδων, όπως οι αγορές επικουρικών υπηρεσιών και αποζημίωσης ισχύος, αποτελούν μερικά από τα κρίσιμα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από τους λεγόμενους «υβριδικούς πόρους», ([179]-[181]). Η πλειονότητα των υβριδικών πόρων αποτελείται από φωτοβολταϊκά σε συνδυασμό με μπαταρίες. Ενδεικτικά στις Ηνωμένες Πολιτείες, το 42% της προτεινόμενης φωτοβολταϊκής ισχύος προς σύνδεση στο δίκτυο συνδυαζόταν με συστήματα αποθήκευσης στα τέλη του 2021, ενώ το αντίστοιχο ποσοστό για τα αιολικά πάρκα ήταν μόλις 8%, [182]. Για την Ελλάδα, 200 MW συνεγκαταστάσεων ΑΠΕ με αποθήκευση συμπεριλήφθηκαν στο σχετικό σχέδιο ενίσχυσης της Κομισιόν για τις ΑΠΕ ([183]), ενώ σύμφωνα με την ΥΑ ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/84014/7123/2022, ([184]), έργα σταθμών ΑΠΕ με ενσωματωμένη αποθήκευση θα πρέπει να προτεροποιούνται από το Διαχειριστή έναντι έργων ανεξάρτητων σταθμών ΑΠΕ και αποθήκευσης.

Όπως παρουσιάστηκε στην ανασκόπηση της Ενότητας 1.3, η συμβολή υβριδικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος έχει μελετηθεί στη διεθνή βιβλιογραφία με αρκετές από τις σχετικές μελέτες να αφορούν σταθμούς Φ/Β με μπαταρία (PV-plus-battery). Όπως και για τους ανεξάρτητους σταθμούς αποθήκευσης, οι μέθοδοι που βασίζονται στην αξιοπιστία (reliability-based) θεωρούνται οι πιο αξιόπιστες και ακριβείς για την εκτίμηση της συμβολής των Φ/Β με μπαταρία στην επάρκεια ισχύος και του capacity credit τους. Ωστόσο, κατά αντιστοιχία με τους σταθμούς αποθήκευσης, οι υφιστάμενες προσεγγίσεις εισαγωγής της λειτουργίας των φωτοβολταϊκών με μπαταρία στα στοχαστικά μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας παρουσιάζουν μειονεκτήματα όσον αφορά τη διαχείριση αυτών των πόρων και την απόκρισή τους σε γεγονότα απώλειας φορτίου σε πραγματικό χρόνο. Σημειώνεται ότι στη βιβλιογραφία μοντέλων εκτίμησης της επάρκειας.

Λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς των υφιστάμενων προσεγγίσεων σε αυτό το κεφάλαιο η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο για σταθμούς αποθήκευσης που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 4 επεκτείνεται σε υβριδικούς πόρους, φωτοβολταϊκών σταθμών με μπαταρίες, ώστε αυτοί να ανταποκρίνονται σε απρόβλεπτα γεγονότα χωρίς να παραβλέπεται η προγραμματισμένη τους λειτουργία βάσει της αγοράς. Η προτεινόμενη μέθοδος συνιστά μια διαδικασία διαχείρισης δύο σταδίων: στο πρώτο στάδιο, οι σταθμοί Φ/Β με μπαταρία προγραμματίζονται να λειτουργούν με γνώμονα την αγορά, επιδιώκοντας τη μεγιστοποίηση των εσόδων τους εκμεταλλευόμενοι το ημερήσιο διαφορικό τιμής μεταξύ χαμηλού και υψηλού φορτίου, ενώ στο δεύτερο στάδιο οι σταθμοί προσαρμόζουν τη λειτουργία τους βάσει των γεγονότων αξιοπιστίας που συμβαίνουν σε πραγματικό χρόνο για να συμβάλουν στην επάρκεια ισχύος του συστήματος. Η διαδικασία ανακατανομής μοντελοποιείται και εδώ μέσω ευριστικών αλγορίθμων ως μια αλληλουχία λογικών συνθηκών και εντολών διαχείρισης, επιτρέποντας την εκτέλεση πολλών δειγμάτων Monte Carlo σε χαμηλό υπολογιστικό χρόνο, επιτυγχάνοντας έτσι υψηλή ακρίβεια στο στοχαστικό μοντέλο. Επιπλέον αναπτύσσεται και ενσωματώνεται εντός του στοχαστικού μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας, αλγόριθμος οικονομικής κατανομής των μονάδων βάσει του οριακού τους κόστους (merit-order algorithm) για τον προσδιορισμό του συνολικού κόστους του συστήματος και των εσόδων των φωτοβολταϊκών σταθμών με ενσωματωμένες μπαταρίες από την αγορά.

Παράλληλα με την προτεινόμενη μέθοδο αναπτύσσονται και εφαρμόζονται οι προσεγγίσεις της fixed και greedy κατανομής, ώστε να επιτραπεί η σύγκρισή τους με την προτεινόμενη μέθοδο όσον αφορά τη συμβολή των υβριδικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος και τα οικονομικά αποτελέσματα. Για την περίπτωση των Φ/Β με μπαταρία διαπιστώνεται ότι οι δύο αυτές προσεγγίσεις μπορούν να αποτελέσουν ένδειξη των ανώτερων και κατώτερων ορίων του capacity credit τους. Αυτή η διαπίστωση βασίζεται στο γεγονός ότι και οι δύο μέθοδοι εφαρμόζουν μονοδιάστατες στρατηγικές για τη διαχείριση του υβριδικού συστήματος, οι οποίες είτε αγνοούν (fixed) είτε συναρτώνται πλήρως (greedy) με τα γεγονότα αξιοπιστίας του συστήματος. Το εύρος των τιμών του capacity credit, όπως ορίζεται από τις δύο υφιστάμενες μεθόδους, χρησιμεύει ως εύρος αναφοράς για την αξιολόγηση της εγκυρότητας της αντίστοιχης τιμής που υπολογίζεται από την προτεινόμενη προσέγγιση ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο.

Προτεινόμενη και υφιστάμενες μέθοδοι εφαρμόζονται για πλήθος διαμορφώσεων Φ/Β με μπαταρία διαφορετικών χαρακτηριστικών, θεωρώντας την ανάπτυξη του συστήματος που δίνεται στο Παράρτημα Α. Συγκεκριμένα διερευνώνται διαφορετικά επίπεδα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών σταθμών με μπαταρίες, θεωρώντας συστήματα μπαταριών διαφορετικής διάρκειας. Πρέπει να σημειωθεί ότι τα συστήματα αποθήκευσης που αναπτύσσονται κατάντη του μετρητή των φωτοβολταϊκών σταθμών θεωρείται ότι δεν έχουν δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας από το υπόλοιπο σύστημα παρά μόνο από το Φ/Β του υβριδικού σταθμού (tightly coupled, [185]). Επιπλέον, διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας για την εγκατεστημένη ισχύ των αντιστροφέων εξόδου των σταθμών, ώστε να διερευνηθεί η επίδραση του παράγοντα αυτού στη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος. Τέλος τα αποτελέσματα του capacity credit των μπαταριών των υβριδικών σταθμών συγκρίνονται με τα αντίστοιχα των ανεξάρτητων συστημάτων, όπως αυτά προέκυψαν στο Κεφάλαιο 4, εφαρμόζοντας την ίδια στρατηγική ανακατανομής.

5.2 Εισαγωγή Φ/Β με μπαταρία στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος μέσω των υφιστάμενων προσεγγίσεων

Η λειτουργία των Φ/Β με μπαταρία ενσωματώνεται στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος μέσω του μοντέλου ζήτησης, κατά αντιστοιχία με τους σταθμούς αποθήκευσης. Ωστόσο σε αντίθεση με την καθαρή αποθήκευση, για την περίπτωση που τα αποθηκευτικά συστήματα αναπτύσσονται κατάντη του μετρητή μονάδων ΑΠΕ στα πλαίσια υβριδικού σταθμού, και η ενέργεια φόρτισης προέρχεται μόνο από τις ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού, ο όρος φόρτισης δεν περιλαμβάνεται στον υπολογισμό του υπολειπόμενου φορτίου. Επιπλέον, για τον προσδιορισμό της συνολικής συνεισφοράς του υβριδικού σταθμού στην επάρκεια ισχύος εκτός της ισχύος εκφόρτισης της αποθήκευσης, κατά τον υπολογισμό του υπολειπόμενου φορτίου λαμβάνεται υπόψη και η ισχύς που εγχέεται στο σύστημα απευθείας από τις ΑΠΕ του υβριδικού. Συνεπώς από το φορτίο ζήτησης αφαιρείται ο όρος $p_{t,s}^{PV+BESS}$ που εκφράζει τη συνολική ισχύ εξόδου των φωτοβολταϊκών σταθμών με μπαταρία. Σημειώνεται ότι ο όρος αυτός πολλαπλασιάζεται με την τυχαία δυαδική μεταβλητή $(a_{t,s}^{PV+BESS})$, η οποία παράγεται με τον ίδιο τρόπο με τις αντίστοιχες δυαδικές μεταβλητές διαθεσιμότητας των θερμικών μονάδων και των διασυνδέσεων, ώστε να συμπεριληφθεί και η πιθανότητα βλάβης του υβριδικού σταθμού. Έτσι η εξίσωση προσδιορισμού του υπολειπόμενου φορτίου, (2.14), μετασχηματίζεται στην (5.1) για την περίπτωση που στο σύστημα εισάγονται Φ/Β με μπαταρία.

$$R_{t,s} = p_t^d - \sum_{res \in \mathcal{R}} p_{res,t} + \sum_{i \in \mathcal{I}} (a_{i,t,s} \cdot p_{i,t}^{exp}) - a_{t,s}^{PV+BESS} \cdot p_{t,s}^{PV+BESS}$$
(5.1)

Η πολιτική διαχείρισης των φωτοβολταϊκών με μπαταρία καθορίζει την εγχεόμενη ισχύ τους στο σύστημα κάθε στιγμή και συνεπώς τη συμβολή της στην επάρκεια ισχύος. Οι βασικές εναλλακτικές προσεγγίσεις της βιβλιογραφίας για τη διαχείριση Φ/Β με μπαταρία στα πλαίσια των μοντέλων επάρκειας, είναι η σταθερή κατανομή (fixed) και η κατανομή με στόχο την ελαχιστοποίηση των ανεπαρκειών (greedy). Η διαφοροποίηση μεταξύ αυτών των πολιτικών έγκειται στον τρόπο προσομοίωσης της λειτουργίας των σταθμών σε συνάρτηση με τα γεγονότα αξιοπιστίας του συστήματος που συμβαίνουν τυχαία σε πραγματικό χρόνο και μοντελοποιούνται μέσω της τεχνικής Monte Carlo. Στην παρούσα ενότητα αναπτύσσεται το πλαίσιο διαχείρισης των Φ/Β με μπαταρία σε καθεμία από τις υφιστάμενες πολίτικες διαχείρισης και παρουσιάζεται η μαθηματική υλοποίηση τους στο πλαίσιο του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας ισχύος.

5.2.1 Σταθερή κατανομή Φ/Β με μπαταρία

Η λογική της προσέγγισης σταθερής κατανομής για τα Φ/Β με μπαταρία είναι παρόμοια με την αντίστοιχη για τους σταθμούς αποθήκευσης. Συγκεκριμένα το προφίλ λειτουργίας του υβριδικού σταθμού προσδιορίζεται χωρίς να συνυπολογίζονται απρόβλεπτα γεγονότα αξιοπιστίας και αποφασίζεται πριν το πραγματικό χρόνο θεωρώντας πλήρως διαθέσιμα όλα τα στοιχεία του συστήματος. Το προφίλ λειτουργίας των Φ/Β με μπαταρία καταστρώνεται υπό το πρίσμα μεγιστοποίησης των ετήσιων εσόδων τους από την αγορά. Αυτή η επιλογή συνιστά μια συνήθη

στρατηγική διαχείρισης τέτοιων σταθμών τόσο στο πλαίσιο λειτουργίας τους στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας, ([109], [115]) όσο και ευρύτερα, ([186], [187]).

Για τον προσδιορισμό του προφίλ λειτουργίας που μεγιστοποιεί τα έσοδα των υβριδικών σταθμών, διαμορφώνεται ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (MILP). Η εξίσωση (5.2) αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος, με τη μεταβλητή RVt να αναπαριστά τα ωριαία έσοδα των σταθμών σε ευρώ. Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με μπαταρία μεγιστοποιούν τα κέρδη τους κατά κύριο λόγο μεταφέροντας μέσω της αποθήκευσης τη φωτοβολταϊκή παραγωγή του μεσημεριού στις απογευματινές και βραδινές ώρες υψηλού φορτίου και υψηλών τιμών, εκμεταλλευόμενοι έτσι το ημερήσιο διαφορικό τιμής του συστήματος (price arbitrage). Τα έσοδα των σταθμών υπολογίζονται ανά ώρα, μέσω της (5.3), σύμφωνα με την τιμή της αγοράς επόμενης ημέρας (smp_t) και τη συνολική παραγωγή της εγκατάστασης ($p_{t,s}^{PV+BESS}$). Η στάθμη φόρτισης της μπαταρίας (SoC_t^{BESS}) καθορίζεται από τους περιορισμούς (5.4) και (5.5), οι οποίοι λαμβάνουν υπόψη την απόδοση φόρτισης και εκφόρτισης $(\eta_{dc/dc})$ και τη μέγιστη ($\overline{E^{BESS}}$) και την ελάχιστη επιτρεπτή στάθμη φόρτισης της (E^{BESS}). Οι περιορισμοί (5.6) και (5.7) περιορίζουν τη φόρτιση (p_t^{BESS-c}) και την εκφόρτιση (p_t^{BESS-d}) της μπαταρίας στη μέγιστη ισχύ της $(p^{dc/dc})$. Ο περιορισμός (5.8) δεν επιτρέπει τη ταυτόχρονη φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας χρησιμοποιώντας δυαδικές μεταβλητές ($st_t^{BESS-c}, st_t^{BESS-d}$). Η συνολική ισχύς εξόδου του υβριδικού συστήματος ορίζεται στην εξίσωση (5.9) ως το άθροισμα της ισχύος που εγχέεται απευθείας από το φωτοβολταϊκό στο σύστημα (p_{init}^{PV}) και της εκφόρτισης της μπαταρίας, λαμβάνοντας υπόψη την απόδοση του μετατροπέα (n_{dc/ac}). Σημειώνεται ότι η έγχυση ισχύος από το φωτοβολταϊκό στο σύστημα λαμβάνει μόνο θετικές τιμές, καθώς η εγκατάσταση δεν απορροφά ενέργεια από το σύστημα. Ο περιορισμός (5.10) περιορίζει την ισχύ εξόδου του σταθμού στη μέγιστη ονομαστική ισχύ του μετατροπέα εξόδου ($p^{dc/ac}$). Τέλος, ο περιορισμός (5.11) εξασφαλίζει ότι η φόρτιση της μπαταρίας και η απευθείας έγχυση ισχύος από το φωτοβολταϊκό στο σύστημα δεν ξεπερνούν την πρωτογενώς διαθέσιμη παραγωγή του φωτοβολταϊκού (p_{av}^{PV}) .

$$obj = \max\left\{\sum_{t=1}^{8760} RV_t\right\}$$
 (5.2)

$$RV_t = smp_t \cdot p_t^{PV+BESS} \tag{5.3}$$

$$SoC_t^{BESS} = SoC_{t-1}^{BESS} + p_t^{BESS-c} \cdot n_{dc/dc} - p_t^{BESS-d} / n_{dc/dc}$$
(5.4)

$$\underline{E^{BESS}} \le SoC_t^{BESS} \le \overline{E^{BESS}}$$
(5.5)

$$0 \le p_t^{BESS-c} \le p^{dc/dc} \cdot st_t^{BESS-c} \tag{5.6}$$

$$0 \le p_t^{BESS-d} \le p^{dc/dc} \cdot st_t^{BESS-d} \tag{5.7}$$

$$st_t^{BESS-c} + st_t^{BESS-d} \le 1 \tag{5.8}$$

$$p_t^{PV+BESS} = p_t^{BESS-d} \cdot n_{dc/ac} + p_{inj_t}^{PV}$$
(5.9)

$$p_t^{PV+BESS} \le p^{dc/ac} \tag{5.10}$$

$$p_{inj_t}^{PV} / n_{dc/ac} + p_t^{BESS-c} \le p_{av_t}^{PV}$$
(5.11)

Το προφίλ λειτουργίας των Φ/Β με μπαταρία όπως προκύπτει από την επίλυση του παραπάνω προβλήματος ενσωματώνεται στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας και παραμένει σταθερό σε όλα τα δείγματα της μεθόδου Monte Carlo, ανεξάρτητα από τις αστοχίες των στοιχείων του συστήματος παραγωγής. Αξίζει να σημειωθεί ότι για τους υβριδικούς σταθμούς χωρίς δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας από το σύστημα, όπως αυτούς που εξετάζονται στο παρόν κεφάλαιο, δεν τίθεται κίνδυνος μη δυνατότητας πραγματοποίησης της προγραμματισμένης σταθερής λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο λόγω βλαβών των στοιχείων παραγωγής του συστήματος και συνακόλουθης ενδεχόμενης αδυναμίας φόρτισης της αποθήκευσης, όπως συμβαίνει στην περίπτωση των ανεξάρτητων σταθμών μπαταριών (Κεφάλαιο 4). Συγκεκριμένα, ένας αυτόνομος σταθμός αποθήκευσης ενέργειας ελλείψεων παραγωγής σε πραγματικό χρόνο λόγω πιθανής αδυναμίας φόρτισης του. Αντίθετα, στην περίπτωση των Φ/Β με μπαταρία τέτοιος κίνδυνος δεν προκύπτει κατά την σταθερή κατανομή, καθώς μόνο τα φωτοβολταϊκά του υβριδικού φορτίζουν την αποθήκευση του, χωρίς αυτή να εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα των πόρων του συστήματος.

Συνεπώς, η σταθερή κατανομή παρέχει ένα εφικτό να εφαρμοστεί στην πράξη προφίλ λειτουργίας για σταθμούς Φ/Β με μπαταρία, παραβλέποντας ωστόσο την ικανότητά τους να τροποποιήσουν τη λειτουργία τους σε πραγματικό χρόνο για να συνεισφέρουν στην επάρκεια του συστήματος, τηρώντας αυστηρά την προγραμματισμένη τους λειτουργία. Με αυτή την έννοια, η σταθερή μέθοδος κατανομής υποτιμά τη δυνατότητα των υβριδικών πόρων να βελτιώσουν την αξιοπιστία του συστήματος, ορίζοντας τελικά ένα κατώτερο όριο για τη συμβολή τους στην επάρκεια και το capacity credit τους.

5.2.2 Κατανομή Φ/Β με μπαταρία με στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών φορτίου

Σε αντίθεση με τη σταθερή κατανομή, κατά τη greedy κατανομή οι υβριδικοί σταθμοί λειτουργούν αποκλειστικά για την αντιμετώπιση των πιθανών γεγονότων απώλειας φορτίου χωρίς να λαμβάνονται υπόψη παράγοντες που σχετίζονται με τα έσοδα τους από την αγορά. Υπό αυτή τη στρατηγική τα επιμέρους στοιχεία του υβριδικού σταθμού λειτουργούν με τρόπο που διασφαλίζει ότι συλλογικά παρέχουν τη μέγιστη δυνατή ισχύ τους σε περίπτωση ανεπάρκειας. Με άλλα λόγια η συνεισφορά στην επάρκεια των σταθμών Φ/Β με μπαταρία κατά την greedy κατανομή περιορίζεται μόνο από τους εγγενείς τεχνικούς περιορισμούς των σταθμών. Επομένως, η greedy προσέγγιση προσδιορίζει τη μέγιστη δυνατή συμβολή ενός δεδομένου σταθμού Φ/Β με μπαταρία στην επάρκεια ισχύος, οδηγώντας τελικά στη μέγιστη εφικτή τιμή του capacity credit του. Συγκεκριμένα, υπό αυτήν τη στρατηγική, η μπαταρία εκφορτίζεται μόνο κατά τη διάρκεια πιθανών γεγονότων απώλειας φορτίου, εφόσον η διαθέσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης. Η φόρτιση της μπαταρίας γίνεται αποκλειστικά μέσω του φωτοβολταϊκού του υβριδικού σταθμού, μόνο όταν δεν υπάρχει κίνδυνος ανεπάρκειας και εφόσον δεν είναι ήδη πλήρως φορτισμένη. Συνεπώς, η κατανομή των Φ/Β με μπαταρία καθορίζεται σε πραγματικό χρόνο, με βάση τη διαθέσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή και τα γεγονότα αξιοπιστίας του συστήματος. Η λειτουργία του υβριδικού συστήματος προσομοιώνεται εντός της διαδικασίας του Μonte Carlo, ανά ώρα, μέσω του ευριστικού αλγορίθμου που παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.1 λαμβάνοντας υπόψη τη διαθέσιμη ισχύ του συστήματος ($ACC_{t,s}$), το καθαρό φορτίο ($NL_{t,s}$) και τη διαθέσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή ενό σταθμού, ενώ τηρούνται όλοι οι σχετικοί τεχνικοί περιορισμοί του σταθμού.

1100000000000000000000000000000000000

Greedy dispatch for PV-plus-battery
Input : $p_{av_t}^{PV}$, $p^{dc/dc}$, $p^{dc/ac}$, $\overline{E^{BESS}}$, $\underline{E^{BESS}}$, $n_{dc/dc}$, $n_{dc/ac}$, $a_{t,s}^{PV+BESS}$, $ACC_{t,s}$, $NL_{t,s}$
Output : $p_{t,s}^{PV+BESS}$, $p_{t,s}^{BESS-c}$, $p_{t,s}^{BESS-d}$, $SoC_{t,s}^{BESS}$, $p_{inj_{t,s}}^{PV}$
1: for $t = 1:8760$ do
2: if $ACC_{t,s} \ge NL_{t,s}$ then
3: $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow 0$
4: $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow \min\left\{\left(\overline{E^{BESS}} - SoC_{t-1,s}^{BESS}\right) / n_{dc/dc}, p_{av_t}^{PV}, p^{dc/dc}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
5: $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow max\{min\{(p_{av_t}^{PV} - p_{t,s}^{BESS-c}) \cdot n_{dc/ac}, p^{dc/ac}\}, 0\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
6: else
7: $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow min\{NL_{t,s} - ACC_{t,s}, p^{dc/ac}, p_{av_t}^{PV} \cdot n_{dc/ac}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
8: $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow min \left\{ \frac{(NL_{t,s} - ACC_{t,s} - p_{inj_{t,s}}^{PV})/n_{dc/ac}}{\frac{p^{dc/ac} - p_{inj_{t,s}}^{PV}}{n_{dc/ac}}, (SoC_{t-1,s}^{BESS} - \underline{E}^{BESS}) \cdot n_{dc/dc} \right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
9: $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow \min\left\{\max\left\{p_{av_t}^{PV} - \frac{p_{inj_{t,s}}^{PV}}{n_{dc/ac}}, 0\right\}, \frac{\overline{p_{t-1,s}^{BESS}}}{n_{dc/dc}}, p^{dc/dc}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
10: $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow min\{(p_{av_t}^{PV} - p_{t,s}^{BESS-c}) \cdot n_{dc/ac}, p^{dc/ac}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
11: end
12: $SoC_{t,s}^{BESS} \leftarrow SoC_{t-1,s}^{BESS} + p_{t,s}^{BESS-c} \cdot n_{dc/dc} - p_{t,s}^{BESS-d} / n_{dc/dc}$
13: $p_{t,s}^{PV+BESS} \leftarrow p_{t,s}^{BESS-d} \cdot n_{dc/ac} + p_{inj_{t,s}}^{PV}$
14: end for

Η αρχή λειτουργίας της greedy κατανομής για τα συστήματα Φ/Β με μπαταρία είναι παρόμοια με την αντίστοιχη για τους σταθμούς καθαρής αποθήκευσης, με τη διαφορά ότι στην περίπτωση αυτή η φόρτιση της αποθήκευσης προέρχεται μόνο από τις μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού, ενώ κατά την εκφόρτιση λαμβάνεται υπόψη και η απευθείας συμβολή των μονάδων αυτών (Φ/Β) στην επάρκεια. Συγκεκριμένα, όταν δεν διαπιστώνεται κίνδυνος απώλειας φορτίου στο σύστημα η αποθήκευση του σταθμού φορτίζεται, στο βαθμό που του επιτρέπει η μέγιστη ισχύς φόρτισης της

και τα περιθώρια πλήρωσης της, από τη διαθέσιμη παραγωγή των ΑΠΕ του σταθμού. Οποιαδήποτε περίσσεια της ενέργειας ΑΠΕ δεν αξιοποιείται για τη φόρτιση του σταθμού εγχέεται στο σύστημα. Σε αντίθετη περίπτωση, όταν διαπιστώνεται κίνδυνος απώλειας φορτίου, πρώτα επιχειρείται η αποφυγή αυτού μέσω απευθείας έγχυση της διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ του σταθμού. Αν αυτή η ενέργεια δεν επαρκεί για την κάλυψη του ενδεχόμενου ελλείμματος ισχύος τότε η αποθήκευση εκφορτίζεται για να καλύψει το υπολειπόμενο έλλειμμα στο μέτρο που της επιτρέπει η στάθμη φόρτισης της και χωρίς να ξεπερνά τόσο τη μέγιστη ισχύ εκφόρτισης αλλά και τη μέγιστη επιτρεπτή συνολική ισχύ εξόδου του σταθμού. Στην περίπτωση που η άμεσα εγχεόμενη ενέργεια ΑΠΕ υπερκαλύπτει το έλλειμμα ισχύος τότε εξετάζεται η δυνατότητα φόρτισης της αποθήκευσης, εφόσον αυτή είναι εφικτή μέσω της περίσσειας ενέργειας ΑΠΕ που δεν χρειάζεται για την κάλυψη του φορτίου, ενώ σε διαφορετική περίπτωση η όποια περίσσεια ενέργειας ΑΠΕ διοχετεύεται απευθείας στο σύστημα.

5.3 Μεθοδολογία ανακατανομής φωτοβολταϊκών σταθμών με συστήματα μπαταριών σε πραγματικό χρόνο

5.3.1 Αρχές ανακατανομής Φ/Β με μπαταρία σε πραγματικό χρόνο

Η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο (real-time redispatch) των Φ/Β με μπαταρία παρουσιάζει κοινές αρχές τόσο με τη σταθερή όσο και με τη greedy προσέγγιση, επιδιώκοντας να εκμεταλλευτεί τα πλεονεκτήματά των δύο προσεγγίσεων ταυτόχρονα, αποφεύγοντας τις παραλήψεις και απλοποιήσεις τους. Κατά την προτεινόμενη μέθοδο οι υβριδικοί σταθμοί αρχικά ακολουθούν ένα προφίλ λειτουργίας προσανατολισμένο στην αγορά, παρόμοιο με αυτό που καταστρώνεται κατά τη σταθερή προσέγγιση. Στη συνέχεια κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου το προφίλ αυτό τροποποιείται κατάλληλα με βάση τις πραγματικές συνθήκες επάρκειας του συστήματος, προκειμένου να μετριαστούν ή ακόμα και να αποφευχθούν τα γεγονότα απώλειας φορτίου, όπως συμβαίνει στην greedy πολιτική. Με άλλα λόγια η προτεινόμενη μέθοδος συνιστά ένα μοντέλο κατανομής δύο σταδίων. Στο πρώτο στάδιο, το προφίλ λειτουργίας των υβριδικών σταθμών καταστρώνεται έτσι ώστε οι σταθμοί να αποκομίσουν το μέγιστο δυνατό κέρδος από την αγορά ενέργειας, χρησιμοποιώντας το μοντέλο μεγιστοποίησης εσόδων όπως αυτό που περιγράφεται στην Ενότητα 5.2.1. Σημειώνεται ότι τα αποτελέσματα αυτού του μοντέλου επισημαίνονται στην παρακάτω μοντελοποίηση με τον εκθέτη SCH. Στο δεύτερο στάδιο, οι σταθμοί ανακατανέμονται ώστε να ανταποκριθούν στις ανάγκες ισχύος του συστήματος σε πραγματικό χρόνο, διατηρώντας παράλληλα στο μέγιστο εφικτό βαθμό το προφίλ λειτουργίας του πρώτου σταδίου, που εξασφαλίζει τη μεγιστοποίηση των εσόδων τους. Κατά τη διαδικασία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο, οι παρακάτω βασικές αρχές ακολουθούνται αναφορικά με τη λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού Φ/Β με μπαταρία:

- 1) Σε περίπτωση πιθανής απώλειας φορτίου, ο Φ/Β σταθμός με μπαταρία ανακατανέμεται για να αποφευχθεί ή να ελαχιστοποιηθεί η ενδεχόμενη απώλεια φορτίου, όπως συμβαίνει στη greedy προσέγγιση. Αυτή η προσαρμογή ως απόκριση σε γεγονότα ανεπάρκειας ισχύος συνιστά ρεαλιστική πρακτική κατανομής, καθώς βασίζεται στις ανάγκες ισχύος του συστήματος σε πραγματικό χρόνο ενώ ταυτόχρονα τα σήματα αγοράς θα κινητροδοτούσαν την έγχυση ισχύος από το σταθμό σε τέτοιες συνθήκες. Σε συνθήκες έλλειψης παραγωγής, οι τιμές αυξάνονται σημαντικά, φτάνοντας έως και την τιμή απώλειας φορτίου (VOLL).
- 2) Εάν η στάθμη φόρτισης (SoC^{BESS}) της μπαταρίας του σταθμού αποκλίνει από την αντίστοιχη προγραμματισμένη (SoC^{BESS-SCH}) λόγω μιας προηγούμενης ενέργειας ανακατανομής για την αποφυγή απώλειας φορτίου, ο σταθμός ανακατανέμεται εκ νέου ώστε η στάθμη φόρτισης της μπαταρίας του να επανέρθει στα επίπεδα του προγραμματισμού. Αυτό το στάδιο της ανακατανομής για την αποκατάσταση της προγραμματισμένης στάθμης φόρτισης της μπαταρίας του υβριδικού σταθμού διασφαλίζει ότι αυτή είναι επαρκώς φορτισμένη ώστε να ανταποκριθεί στις μελλοντικές της υποχρεώσεις στην αγορά ή ακόμα ότι μπορεί να αντιμετωπίσει πιθανές ελλείψεις τις επόμενες ώρες.
- 3) Εάν καμία από τις παραπάνω συνθήκες δεν ισχύει, ο υβριδικός σταθμός ακολουθεί την προγραμματισμένη λειτουργία του.

Συνολικά, η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο λαμβάνει ρεαλιστικά υπόψη την επίπτωση των αστοχιών που συμβαίνουν στα στοιχεία παραγωγής του συστήματος σε πραγματικό χρόνο (βλάβες θερμικών μονάδων ή διασυνδέσεων) στη λειτουργία των υβριδικών σταθμών Φ/Β με μπαταρία, προκειμένου να αξιολογηθεί η συνεισφορά τους στην επάρκεια ισχύος, διατηρώντας παράλληλα μια λειτουργία προσανατολισμένη στην αγορά, στον μέγιστο δυνατό βαθμό. Η μέθοδος αποτυπώνει τη συμβολή των σταθμών στην επάρκεια, υποθέτοντας ότι ακολουθούν μια ρεαλιστική στρατηγική λειτουργία που στοχεύει στη μεγιστοποίηση των εσόδων τους, ενώ ταυτόχρονα προσαρμόζουν τη λειτουργία τους σε πραγματικό χρόνο για να μετριάσουν απρόσμενες ελλείψεις ισχύος, εφόσον αυτό είναι τεχνικά εφικτό. Έτσι, η μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο ξεπερνά τους περιορισμούς της σταθερής μεθόδου, η οποία δεν λαμβάνει υπόψη τις αστοχίες του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Παράλληλα, αποφεύγει την υπεραπλουστευμένη υπόθεση της greedy προσέγγισης, σύμφωνα με την οποία τα συστήματα Φ/Β με μπαταρία στοχεύουν αποκλειστικά στη διασφάλιση της επάρκειας χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η ευρύτερη δραστηριοποίηση των εν λόγω σταθμών στην αγορά.

5.3.2 Μαθηματική μοντελοποίηση ανακατανομής Φ/Β με μπαταρία σε πραγματικό χρόνο

Η διαδικασία ανακατανομής των υβριδικών σταθμών ενσωματώνεται στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας μέσω ευριστικών αλγορίθμων, οι οποίοι καταστρώνονται ως μια αλληλουχία λογικών συνθηκών και εντολών. Ο αλγόριθμος του Πίνακα 5.2 αποτελεί το περίγραμμα της μεθοδολογίας ανακατανομής πραγματικού χρόνου των υβριδικών σταθμών, ενώ οι Πίνακες 5.3-5.7 παρέχουν την αναλυτική περιγραφή των υπο-αλγορίθμων RTR.PV-BESS.1-5 που εφαρμόζονται ανάλογα τη συνθήκη στην οποία βρίσκεται το σύστημα και ο εν λόγω σταθμοί. Οι συνθήκες που εξετάζονται στον αλγόριθμο RTR.PV-BESS εξασφαλίζουν ότι λαμβάνονται υπόψη όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί καταστάσεων του συστήματος παραγωγής και των υβριδικών σταθμών, ενώ οι υπο-αλγόριθμοι καθορίζουν τη λειτουργία των σταθμών υπό οποιαδήποτε από αυτές τις συνθήκες. Ο αλγόριθμος ανακατανομής πραγματικού χρόνου για τα Φ/Β με μπαταρία εκτελείται κάθε ώρα του έτουςδείγματος του Monte Carlo. Συγκεκριμένα ανάλογα με το επίπεδο επάρκειας του συστήματος, τις δυνατότητες συμβολής του υβριδικού σταθμού στην επάρκεια αλλά και τη στάθμη φόρτισης της εσωτερικής του αποθήκευσης αποφασίζεται και εκτελείται η κατάλληλη ανακατανομή της λειτουργίας τους.

Συνολικά υπό την προτεινόμενη μέθοδο το προφίλ των Φ/Β με μπαταρία δομείται σε δύο φάσεις. Αρχικά, η λειτουργία τους με βάση την αγορά διαμορφώνεται μέσω του μοντέλου λήψης τιμών αγοράς (price-taker model) που στοχεύει στη μεγιστοποίηση των εσόδων τους από την αγορά επόμενης ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους. Τα μεγέθη που περιγράφουν τον προγραμματισμό λειτουργίας των σταθμών ($p_t^{BESS-c-SCH}, p_t^{BESS-d-SCH}$, $SoC_t^{BESS-SCH}$) και προσδιορίζονται από την επίλυση του μοντέλου αυτού εισάγονται εν συνεχεία στον αλγόριθμο ανακατανομής. Στη συνέχεια, εφαρμόζονται οι ενέργειες ανακατανομής, οι οποίες λαμβάνουν υπόψη: τη διαθεσιμότητα της συμβατικής παραγωγής, το προφίλ του καθαρού φορτίου, και το προγραμματισμένο προφίλ λειτουργίας των σταθμών με βάση την αγορά. Το τελικό προφίλ λειτουργίας των σταθμών με βάση την εφαρμογή της διορθωτικής δράσης του αλγορίθμου ανακατανομής, χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό του υπολειπόμενου φορτίου και τελικά τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και EENS.

Πίνακας 5.2: Περίγραμμα αλγορίθμου ανακατανομής Φ/Β σταθμών με μπαταρία.

Algorithm RTR.PV-BESS: Real-time redispatch for PV-plus-battery

 $\textbf{Input:} \ p_{av_t}^{PV} p^{dc/dc}, p^{dc/ac}, \overline{E^{BESS}}, \underline{E^{BESS}}, n_{dc/dc}, n_{dc/ac}, a_{t,s}^{PV+BESS}, p_t^{BESS-c-SCH}, p_t^{BESS-d-SCH}, SoC_t^{BESS-SCH}, ACC_{t,s}, NL_{t,s}$ **Output**: $p_{t,s}^{PV+BESS}$, $p_{t,s}^{BESS-c}$, $p_{t,s}^{BESS-d}$, $SoC_{t,s}^{BESS}$, $p_{inj_{t,s}}^{PV}$ 1: for t = 1:8760 do 2: // The system is adequate before PV-plus-battery action if $NL_{t,s} \leq ACC_{t,s}$ then 3: // SoC follows the schedule 4: if $SoC_{t-1,s}^{BESS} == SoC_{t-1}^{BESS-SCH}$ then 5: // Compliance with schedule 6: 7: go to Algorithm RTR.PV-BESS.1 8: else 9: // Redispatch to restore SoC without adequacy concerns go to Algorithm RTR.PV-BESS.2 10: 11: end 12: // The available PV generation and the stored energy of battery suffice to meet the energy non served else if $min\left\{\left(\left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - \underline{E}^{BESS}\right) \cdot n_{dc/dc} + p_{av_t}^{PV}\right) \cdot n_{dc/ac} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}, p^{dc/ac}\right\} > NL_{t,s} - ACC_{t,s}$ then 13: 14: // SoC follows the schedule if $SoC_{t-1,s}^{BESS} == SoC_{t-1}^{BESS-SCH}$ then 15: 16: // Compliance with schedule or redispatch to increase PV-plus-battery output to meet load 17: go to Algorithm RTR.PV-BESS.3 18: else 19: // Redispatch to meet inadequacy or/and to restore SoC 20: go to Algorithm RTR.PV-BESS.4 21: end 22: // Inevitable loss of load 23: else 24: // Redispatch to minimize loss of load 25: go to Algorithm RTR.PV-BESS.5 26: end $SoC_{t,s}^{BESS} \leftarrow SoC_{t-1,s}^{BESS} + p_{t,s}^{BESS-c} \cdot n_{dc/dc} - p_{t,s}^{BESS-d} / n_{dc/dc}$ 27: $p_{t,s}^{PV+BESS} \leftarrow p_{t,s}^{BESS-d} \cdot n_{dc/ac} + p_{ini_{ts}}^{PV}$ 28: 29: end

Όπως γίνεται αντιληπτό, η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο για τους υβριδικούς σταθμούς υιοθετεί κοινές αρχές λειτουργίας με την αντίστοιχη για σταθμούς καθαρής αποθήκευσης. Ωστόσο ο επανασχεδιασμός της για τέτοιου είδους σταθμούς συνεπάγεται σημαντικές διαφορές στη μαθηματική διατύπωση, καθώς σε αυτή την περίπτωση οι εντολές ανακατανομής πρέπει να λαμβάνουν υπόψη τη διαθέσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή, τα ενεργειακά αποθέματα της αποθήκευσης, το επίπεδο επάρκειας του συστήματος και τον προγραμματισμένο

τρόπο λειτουργίας του υβριδικού συστήματος βάσει αγοράς. Αυτοί οι παράγοντες είναι καθοριστικοί για τον βέλτιστο εσωτερικό έλεγχο των σταθμών με τρόπο ώστε να εξασφαλίζεται η εύλογη συμβολή τους στην επάρκεια του συστήματος χωρίς παράλληλα να αποκλίνουν σημαντικά από την προγραμματισμένη λειτουργία που οδηγεί στη μεγιστοποίηση των εσόδων τους. Αυτός είναι και ο λόγος για τον οποίο απαιτείται και προκύπτει μια σημαντικά πιο σύνθετη μαθηματική διατύπωση της μεθοδολογίας, σε σύγκριση με τους σταθμούς καθαρής αποθήκευσης.

Πίνακας 5.3: Υπο-αλγόριθμος RTR.PV-BESS.1 ανακατανομής Φ/Β σταθμών με μπαταρία.

Algorithm RTR.PV-BESS.1: Compliance with schedule $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow p_{inj_t}^{PV-SCH}$ 1: $p_{ts}^{BESS-d} \leftarrow p_{t}^{BESS-d-SCH}$ 2: $p_{t,s}^{\textit{BESS-c}} \gets p_t^{\textit{BESS-c-SCH}}$ 3: Πίνακας 5.4: Υπο-αλγόριθμος RTR.PV-BESS.2 ανακατανομής Φ/Β σταθμών με μπαταρία. $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow min \left\{ max \left\{ \frac{SoC_{t-1}^{BESS-SCH} - SoC_{t-1,s}^{BESS}}{n_{dc/dc}}, 0 \right\}, p_{av_{t}}^{PV} - \frac{p_{inj_{t}}^{PV-SCH}}{n_{dc/ac}}, p^{dc/dc} \right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow max \left\{ \begin{pmatrix} SoC_{t-1,s}^{BESS} - SoC_{t}^{BESS-SCH} \end{pmatrix} \cdot n_{dc/dc}, \\ p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow max \left\{ \begin{pmatrix} SoC_{t-1,s}^{BESS} - SoC_{t}^{BESS-SCH} \end{pmatrix} \cdot n_{dc/dc}, \\ p_{av_{t}}^{BESS-d} - \left(p_{av_{t}}^{PV} - \frac{p_{inj_{t}}^{PV-SCH}}{n_{dc/ac}} \right), 0 \right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ Algorithm RTR.PV-BESS.2: Redispatch to restore SoC without adequacy concerns 1: 2: $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow p_{inj_{t,s}}^{PV-SCH} + \left(p_{t,s}^{BESS-d-SCH} - p_{t,s}^{BESS-d}\right) \cdot n_{dc/ac}$ 3: if $SoC_{t-1,s}^{BESS} + p_{t,s}^{BESS-c} \cdot n_{dc/dc} - \frac{p_{t,s}^{BESS-d}}{n_{dc/dc}} < SoC_t^{BESS-SCH}$ then 4: $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow max \{ 0, (SoC_{t-1,s}^{BESS} - SoC_{t}^{BESS-SCH}) \cdot n_{dc/dc} \} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS} \}$ 5: $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow min\left\{max\left\{\frac{soc_t^{BESS-SCH} - soc_{t-1,s}^{BESS}}{n_{dc/dc}}, 0\right\}, p_{av_t}^{PV}, p^{dc/dc}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 6: $p_{inits}^{PV} \leftarrow min\{(p_{av_t}^{PV} - p_{ts}^{BESS-c}) \cdot n_{dc/ac}, p_{init}^{PV-SCH}, p^{dc/ac} - p_{ts}^{BESS-d} \cdot n_{dc/ac}\} \cdot a_{ts}^{PV+BESS}$ 7: 8: end Πίνακας 5.5: Υπο-αλγόριθμος RTR.PV-BESS.3 ανακατανομής Φ/Β σταθμών με μπαταρία. Algorithm RTR.PV-BESS.3: Compliance with schedule or redispatch to increase output to meet load $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow \min\left\{\max\left\{\frac{SoC_{t-1}^{BESS-SCH} - SoC_{t-1,s}^{BESS}}{n_{dc/dc}}, 0\right\}, p_{av_t}^{PV} - \frac{p_{inj_t}^{PV-SCH}}{n_{dc/ac}}, p^{dc/dc}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 1: $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow max \begin{pmatrix} n_{dc} & 0 \\ n_{dc/dc} & 0 \end{pmatrix}, p_{av_t} & n_{dc/dc} \\ p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow max \begin{pmatrix} (SoC_{t-1,s}^{BESS} - SoC_t^{BESS-SCH}) \cdot n_{dc/dc}, \\ p_{t,s}^{BESS-d-SCH} - \left(p_{av_t}^{PV} - \frac{p_{in_{l_t}}^{PV-SCH}}{n_{dc/ac}}\right), 0 \end{pmatrix}, a_{t,s}^{PV+BESS}$ 2: $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow p_{inj_{t,s}}^{PV-SCH} + \left(p_{t,s}^{BESS\text{-}d\text{-}SCH} - p_{t,s}^{BESS\text{-}d}\right) \cdot n_{dc/ac}$ 3: if $SoC_{t-1,s}^{BESS} + p_{t,s}^{BESS-c} \cdot n_{dc/dc} - \frac{p_{t,s}^{BESS-d}}{n_{dc/dc}} < SoC_t^{BESS-SCH}$ then 4: $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow max \left\{ 0, \left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - SoC_{t}^{BESS-SCH} \right) \cdot n_{dc/dc} \right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 5: $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow min\left\{max\left\{\frac{Soc_t^{BESS-SCH} - Soc_{t-1,s}^{BESS}}{n_{dc/dc}}, 0\right\}, p_{avt}^{PV}, p^{dc/dc}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 6: $p_{inj_{t}s}^{PV} \leftarrow min\{(p_{av_{t}}^{PV} - p_{t,s}^{BESS-c}) \cdot n_{dc/ac}, p_{inj_{t}}^{PV-SCH}, p^{dc/ac} - p_{t,s}^{BESS-d} \cdot n_{dc/ac}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 7: 8: end

Πίνακας 5.6: Υπο-αλγόριθμος RTR.PV-BESS.4 ανακατανομής Φ/Β σταθμών με μπαταρία.

Algo	rithm RTR.PV-BESS.4: Redispatch to meet inadequacy or/and to restore SoC
1:	if $p_{t,s}^{BESS-d-SCH} > 0$ then
2:	$p_{t,s}^{d-feas} \leftarrow min\{p_{t,s}^{BESS-d-SCH}, (SoC_{t-1,s}^{BESS} - \underline{E}^{BESS}) \cdot n_{dc/dc}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
3:	if $p_{t,s}^{d-feas} \cdot n_{dc/ac} + p_{inj_t}^{PV-SCH} > NL_{t,s} - ACC_{t,s}$ then
4:	$p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow min\left\{p_{inj_{t,s}}^{PV-SCH} + \left(p_{t,s}^{BESS\text{-}d\text{-}SCH} - p_{t,s}^{d\text{-}feas}\right) \cdot n_{dc/ac}, p_{av_{t}}^{PV} \cdot n_{dc/ac}, p^{dc/ac}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
5:	$p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow min \begin{cases} p_{t,s}^{d-feas} - \left(min\{p_{av_t}^{PV} \cdot n_{dc/ac}, p^{dc/ac}\} - p_{inj_{t,s}}^{PV}\right)/n_{dc/ac}, \\ max\{\left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - SoC_t^{BESS-SCH}\right) \cdot n_{dc/ac}, 0\}, \\ max\{NL_{t,s} - ACC_{t,s} - p_{av_t}^{PV} \cdot n_{dc/ac}, 0\}/n_{dc/ac}, 0\} \end{cases} \\ \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
6.	$n_i^{PV} \leftarrow (n_i^{PV} + (n_i^{d-feas} - n_i^{BESS-d}) \cdot n_{d-(a)}) \cdot a_i^{PV+BESS}$
0. 7:	$p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow 0$
8:	$if\left(SoC_{t-1,s}^{BESS} + p_{t,s}^{BESS-c} \cdot n_{dc/dc} - \frac{p_{t,s}^{BESS-d}}{n_{dc/dc}} < SoC_t^{BESS-SCH}\right) and (p_{t,s}^{BESS-d} == 0) then$
9:	$p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow 0$
10:	$p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow min\{NL_{t,s} - ACC_{t,s}, p^{dc/ac}, p_{av_t}^{PV} \cdot n_{dc/ac}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
11:	$p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow min\left\{p_{av_t}^{PV} - p_{inj_{t,s}}^{PV}/n_{dc/ac}, p^{dc/dc}, \frac{SoC_t^{BESS-SCH} - SoC_{t-1,s}^{BESS}}{n_{dc/dc}}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
12:	end
13:	else
14:	$p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow min\{NL_{t,s} - ACC_{t,s} - p_{t,s}^{d-feas} \cdot n_{dc/ac}, p^{dc/ac} - p_{t,s}^{d-feas} \cdot n_{dc/ac}, p_{av_t}^{PV} \cdot n_{dc/ac}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
15:	$p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow min\left\{\frac{p^{dc/ac} - p_{inj_{t,s}}^{PV}}{n_{dc/ac}}, \frac{NL_{t,s} - ACC_{t,s} - p_{inj_{t,s}}^{PV}}{n_{dc/ac}}, max\{\left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - SoC_{t}^{BESS-SCH}\right) \cdot n_{dc/dc}, 0\}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
16:	$p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow 0$
17:	end
18:	else
19:	$\mathbf{if} p_{inj_{t,s}}^{PV-SCH} > NL_{t,s} - ACC_{t,s}$
20:	$p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow min\left\{p_{av_t}^{PV} - \frac{NL_{t,s} - ACC_{t,s}}{n_{dc/ac}}, p^{dc/dc}, \frac{Soc_t^{BESS-SCH} - SoC_{t-1,s}}{n_{dc/dc}}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
21:	$p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow min\left\{(p_{av_t}^{PV} - p_{t,s}^{BESS-c}) \cdot n_{dc/dc}, p_{inj_{t,s}}^{PV-SCH}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
22:	$p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow 0$
23:	else
24:	$p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow min \begin{cases} \left(p_{av_t}^{PV} - p_t^{BESS\text{-}c\text{-}SCH} \right) \cdot n_{dc/ac}, p^{dc/ac} - p_{t,s}^{BESS\text{-}d\text{-}SCH} \cdot n_{dc/ac} \right) \\ NL_{t,s} - ACC_{t,s} - p_{t,s}^{BESS\text{-}d\text{-}SCH} \cdot n_{dc/ac} \end{cases} \land a_{t,s}^{PV+BESS}$
25:	$p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow max \left\{ p_t^{BESS-c-SCH} - (p_{inj_{t,s}}^{PV} - p_{inj_{t,s}}^{PV-SCH}) / n_{dc/ac}, 0 \right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
26:	$p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow \min \left\{ \begin{pmatrix} p_{av_t}^{PV} - p_{t,s}^{BESS-c} \end{pmatrix} \cdot n_{dc/ac}, p^{dc/ac} - p_{t,s}^{BESS-d-SCH} \cdot n_{dc/ac} \end{pmatrix} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS} \\ NL_{t,s} - ACC_{t,s} - p_{t,s}^{BESS-d-SCH} \cdot n_{dc/ac} \end{pmatrix} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
27:	$p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow min\left\{\frac{p^{dc/ac} - p_{inj_{t,s}}^{PV}}{n_{dc/ac}}, \frac{NL_{t,s} - ACC_{t,s} - p_{inj_{t,s}}^{PV}}{n_{dc/ac}}, \left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - \underline{E}^{BESS}\right) \cdot n_{dc/dc}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$
28:	end
29:	end

Πίνακας 5.7: Υπο-αλγόριθμος RTR.PV-BESS.5 ανακατανομής Φ/Β σταθμών με μπαταρία.

Algorithm RTR.PV-BESS.5: Redispatch to minimize loss of load $p_{t,s}^{PV+BESS} \leftarrow min\{\left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - \underline{E}^{BESS}\right) \cdot n_{dc/dc} \cdot n_{dc/ac} + p_{a\nu_t}^{PV} \cdot n_{dc/ac}, p^{dc/ac}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 1: if $p_{t,s}^{PV+BESS} == p^{dc/ac}$ then 2: if $SoC_{t-1,s}^{BESS} < SoC_t^{BESS-SCH}$ then 3: $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow \min\left\{p^{dc/dc}, \frac{soc_t^{BESS-SCH} - soc_{t-1,s}^{BESS}}{n_{dc/dc}}, max\left\{p_{av_t}^{PV} - \frac{p^{dc/ac}}{n_{dc/ac}}, 0\right\}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 4: $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow min\{p^{dc/ac}, p_{avt}^{PV} \cdot n_{dc/ac}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 5: $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow max \left\{ \frac{p^{dc/ac} - p_{inj_{t,s}}^{PV}}{n_{dc/ac}}, \left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - \underline{E}^{BESS} \right) \cdot n_{dc/dc} \right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 6: 7: else $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow \min\left\{ \frac{p^{dc/ac}}{n_{dc/ac}}, \left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - SoC_{t}^{BESS-SCH} \right) \cdot n_{dc/dc} \right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 8: $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow \min\{p^{dc/ac} - p_{t,s}^{BESS\text{-}d} \cdot n_{dc/dc}, p_{av_t}^{PV} \cdot n_{dc/ac}\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 9: $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow \frac{p^{dc/ac} - p_{inj_{t,s}}^{PV}}{n_{dc/ac}} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 10: $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow 0$ 11: 12: end 13: else $p_{t,s}^{BESS-c} \leftarrow 0$ 14: $p_{t,s}^{BESS-d} \leftarrow \min\left\{\frac{p^{dc/ac}}{n_{dc/ac}}, \left(SoC_{t-1,s}^{BESS} - \underline{E}^{BESS}\right) \cdot n_{dc/dc}\right\} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 15: $p_{inj_{t,s}}^{PV} \leftarrow p_{av_t}^{PV} \cdot n_{dc/ac} \cdot a_{t,s}^{PV+BESS}$ 16: 17: end

5.4 Αλγόριθμος οικονομικής κατανομής βάσει ιεραρχικής σειράς ένταξης των μονάδων

Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης και των εναλλακτικών προσεγγίσεων κατανομής των Φ/Β με μπαταρία αναφορικά με έσοδα τους από την αγορά αλλά και την επίδραση της λειτουργίας τους στο συνολικό κόστος του συστήματος, ενσωματώνεται εντός του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας αλγόριθμος οικονομικής κατανομής βάσει ιεραρχικής σειράς ένταξης τω μονάδων (meritorder), ([188]). Η οικονομική κατανομή των μονάδων μέσω του αλγορίθμου merit-order στοχεύει στην ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής του συστήματος, τον προσδιορισμό της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς και τον υπολογισμό των τελικών εσόδων των υβριδικών σταθμών. Ο αλγόριθμος αυτός λειτουργεί βάσει της αρχής της αύξουσας ταξινόμησης των μονάδων βάσει του οριακού τους κόστους, δίνοντας προτεραιότητα στους φθηνότερους πόρους παραγωγής έναντι των ακριβότερων για την κάλυψη της ζήτησης. Δεδομένου ότι οι επενδύσεις και άλλα σταθερά κόστη των μονάδων παραγωγής δεν επηρεάζουν τον προγραμματισμό λειτουργίας, λαμβάνονται υπόψη μόνο τα μεταβλητά λειτουργικά κόστη των διαθέσιμων πόρων. Οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής κατατάσσονται με βάση το οριακό κόστος, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 5.1, διαμορφώνοντας την καμπύλη προσφοράς. Οι μονάδες που τίθενται σε λειτουργία για την κάλυψη της ζήτησης προσδιορίζονται από την τομή των καμπυλών προσφοράς και ζήτησης (Σχήμα 5.1 (a)). Σε περίπτωση που η διαθέσιμη παραγωγή δεν επαρκεί για να καλύψει τη ζήτηση (Σχήμα 5.1 (b)), το μη εξυπηρετούμενο φορτίο (ENS) λαμβάνει κόστος ίσο με την τιμή της απώλειας φορτίου (VOLL).



Σχήμα 5.1: Λειτουργία merit-order αλγορίθμου υπό συνθήκες (a) επάρκειας και (b) έλλειψης παραγωγής.

Η καμπύλη προσφοράς διαμορφώνεται από τη διαθέσιμη παραγωγική ικανότητα των συμβατικών μονάδων ($a_{u,t,s} \cdot NGC_{u,t}$) και τη διαθέσιμη καθαρή μεταφορική ικανότητα των διασυνδέσεων ($a_{i,t,s} \cdot NTC_{i,t}$), καθεμία από τις οποίες αντιστοιχίζεται με μια κατάλληλη τιμή κόστους παραγωγής. Η ζήτηση προσδιορίζεται από το υπολειπόμενο φορτίο, όπως προκύπτει από την εξίσωση (5.1). Οι θερμικές μονάδες χαρακτηρίζονται από το μεταβλητό κόστος τους, το οποίο περιλαμβάνει το κόστος καυσίμου και την τιμή των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂, ενώ οι διεθνείς διασυνδέσεις ενσωματώνονται στον αλγόριθμο merit-order μέσω διασυνοριακών προσφορών ποσότητας-τιμής (price-quantity bidding offers) ανά χρονική περίοδο και διασύνδεση.

Το ισοζύγιο ενεργού ισχύος του αλγορίθμου οικονομικής κατανομής δίνεται από την (5.12) και διασφαλίζει ότι η συνολική ισχύς εξόδου των θερμικών μονάδων ($\sum_u p_{u,t,s}$), οι εισαγωγές ($\sum_i p_{i,t,s}^{imp}$), η παραγωγή από ΑΠΕ ($\sum_{res} P_{res,t}$), η παραγωγή των υβριδικών πόρων και η μη εξυπηρετούμενη

ενέργεια (ENS_{t,s}) ισούνται με το φορτίο ζήτησης και τις εξαγωγές ($\sum_i p_{i,t}^{exp}$). Η παραγωγή των θερμικών μονάδων περιορίζεται από τη διαθέσιμη καθαρή παραγωγική τους ικανότητα, όπως εκφράζεται από τον περιορισμό (5.13). Οι περιορισμοί (5.14) και (5.15) διασφαλίζουν, αντίστοιχα, ότι οι εισαγωγές και οι εξαγωγές κάθε διασύνδεσης *i* δεν υπερβαίνουν τη διαθέσιμη καθαρή μεταφορική της ικανότητα. Τέλος, ο περιορισμός (5.16) εξασφαλίζει ότι η παραγωγή από ΑΠΕ δεν υπερβαίνει το διαθέσιμο δυναμικό ΑΠΕ. Ο αλγόριθμος merit-order εφαρμόζεται σε ωριαία βάση για κάθε ένα από τα ετήσια δείγματα της διαδικασίας Monte Carlo, επιτρέποντας έτσι την ακριβή προσομοίωση της λειτουργίας της αγοράς και την ανάλυση των επιπτώσεων των αστοχιών σε στοιχεία του συστήματος παραγωγής στο συνολικό κόστος λειτουργίας του αλλά και στην οικονομική απόδοση του υβριδικού σταθμού.

$$\sum_{u} p_{u,t,s} + \sum_{i} p_{i,t,s}^{imp} + \sum_{res} P_{res,t} + a_{t,s}^{PV+BESS} \cdot p_{t,s}^{PV+BESS} + ENS_{t,s} = p_t^d + \sum_{i} p_{i,t}^{exp}$$
(5.12)

$$p_{u,t,s} \le a_{u,t,s} \cdot NGC_{u,t} \tag{5.13}$$

$$p_{i,t,s}^{imp} \le a_{i,t,s} \cdot NTC_{i,t} \tag{5.14}$$

$$p_{i,t,s}^{exp} \le a_{i,t,s} \cdot NTC_{i,t} \tag{5.15}$$

$$P_{res,t} \le P_{res,t}^a \tag{5.16}$$

Μετά την επίλυση του αλγορίθμου οικονομικής κατανομής η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς καθορίζεται από την προσφορά της μονάδας που εντάσσεται τελευταία στην οικονομική κατανομή, (Σχήμα 5.1(a)), και συνιστά την ακριβότερη από αυτές που εξυπηρετούν τη ζήτηση. Όταν η διαθέσιμη παραγωγική ικανότητα δεν επαρκεί για να καλύψει τη ζήτηση (Σχήμα 5.1(b)), η τιμή της αγοράς διαμορφώνεται από κόστος απώλειας φορτίου, (τιμολόγηση σπανιότητας - scarcity pricing). Αυτή η μέθοδος, γνωστή ως οριακή τιμολόγηση (marginal pricing), καθορίζει τις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς με βάση το κόστος παραγωγής της οριακής μονάδας – δηλαδή του πιο ακριβού πόρου που απαιτείται για την κάλυψη της ζήτησης. Όλοι οι επιλεγμένοι συμμετέχοντες στην ανταγωνιστική αγορά αποζημιώνονται στην οριακή τιμή εκκαθάρισης της αγοράς σε ωριαία βάση στη λογική "pay-as-clear" και όχι στην τιμή που ο καθένας έχει προσφέρει ("pay-as-bid"). Η συνολική αποζημίωση των συμμετεχόντων στην αγορά αντιστοιχεί στο κόστος της αγοράς (market cost), το οποίο απεικονίζεται στο Σχήμα 5.1 με τη διακεκομμένη σκιασμένη περιοχή.

5.5 Εφαρμογή μεθοδολογίας ανακατανομής φωτοβολταϊκών σταθμών με συστήματα μπαταριών σε πραγματικό χρόνο και σύγκριση με εναλλακτικές προσεγγίσεις

Η μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο εφαρμόζεται για υβριδικούς σταθμούς Φ/Β με μπαταρία διαφορετικών μεγεθών που εισάγονται στο σύστημα, όπως αυτό περιγράφεται στο Παράρτημα Α. Η μεθοδολογία εφαρμόζεται για τον υπολογισμό της μείωσης των δεικτών επάρκειας, λόγω της εισαγωγής των υβριδικών σταθμών στο σύστημα, και του capacity credit τους. Επιπλέον, για όλες τις υπό εξέταση διαμορφώσεις εφαρμόζονται οι υφιστάμενες προσεγγίσεις (fixed και greedy) και προσδιορίζονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα, τα οποία συγκρίνονται με αυτά της προτεινόμενης μεθόδου, ενώ ταυτόχρονα προσδιορίζουν τα ανώτερα και κατώτερα όρια συμβολής των σταθμών στην επάρκεια ισχύος. Στην ανάλυση διερευνάται μια σειρά από διαμορφώσεις Φ/Β με μπαταρία χωρίς τη δυνατότητα απορρόφησης από το σύστημα, συνολικής ισχύος από 250 MW έως 2 GW, ενώ δοκιμάζονται συστήματα μπαταριών διάρκειας 2, 3 και 4 ισοδύναμων ωρών. Ο λόγος φόρτισης του αντιστροφέα του Φ/Β (inverter loading ratio-ILR), που εκφράζει το πηλίκο της συνδεδεμένης DC ισχύος του φωτοβολταϊκού προς την ονομαστική ισχύ του DC/AC αντιστροφέα εξόδου του σταθμού ([189]), αρχικά ορίζεται ίσος με 1, ενώ στη συνέχεια διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας με τιμές ILR από 1 έως 2, με βήμα 0,2. Το Σχήμα 5.2 παρέχει μια απλοποιημένη απεικόνιση της διαμόρφωσης ενός υβριδικού συστήματος Φ/Β με μπαταρία.



Σχήμα 5.2: Σχηματική απεικόνιση Φ/Β σταθμού με μπαταρία.

Η ετήσια ενεργειακή απόδοση των φωτοβολταϊκών ανέρχεται σε 1570 kWh/kW. Η απόδοση του μετατροπέα DC/DC και του αντιστροφέα θεωρείται 97% και 96% αντίστοιχα, ενώ η πιθανότητα βλάβης των υβριδικών πόρων ανέρχεται στο 2%, με μέσο χρόνο αποκατάστασης 24 ώρες. Η τιμή VOLL που χρησιμοποιείται στους οικονομικούς υπολογισμούς έχει οριστεί στα 15.000 €/MWh όπως και στη βασική ανάλυση του Κεφαλαίου 4. Στην παρούσα ενότητα η ανάλυση της επάρκειας γίνεται με βάση το δείκτη LOLE, ο οποίος χρησιμοποιείται και ως αναφορά για τον υπολογισμό του capacity credit, ωστόσο για λόγους πληρότητας ο δείκτης ΕΕΝS υπολογίζεται επίσης για όλες τις διερευνήσεις.

5.5.1 Αποτελέσματα επάρκειας εφαρμόζοντας ανακατανομή σε πραγματικό χρόνο σε σταθμούς Φ/Β με μπαταρία

Τα ετήσια αποτελέσματα του δείκτη LOLE για τις τρεις εναλλακτικές προσεγγίσεις κατανομής παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.3 για όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις Φ/Β σταθμών με ενσωματωμένη μπαταρία και τιμή ILR ίση με 1. Σημειώνεται ότι χωρίς την ένταξη υβριδικών πόρων, οι τιμές των δεικτών LOLE και EENS του συστήματος προσδιορίστηκαν στο Κεφάλαιο 2 σε 4,8 ώρες και 1631 MWh, αντίστοιχα.

Η προσέγγιση σταθερής κατανομής οδηγεί στην πιο συντηρητική εκτίμηση για την τιμή LOLE, καθώς αυτή η πολιτική δεν προσαρμόζει τη λειτουργία του υβριδικού σταθμού στα γεγονότα ανεπάρκειας ισχύος που συμβαίνουν σε πραγματικό χρόνο. Αντίθετα, η greedy προσέγγιση επιτυγχάνει τις χαμηλότερες δυνατές τιμές LOLE, καθώς υπό αυτή η αποθήκευση του υβριδικού σταθμού εγχέει ενέργεια στο σύστημα μόνο όταν ενδέχεται να υπάρξουν περικοπές φορτίου. Προφανώς, οι απλουστεύσεις στις οποίες βασίζονται αυτές οι μέθοδοι οδηγούν είτε σε υποεκτίμηση είτε σε υπερεκτίμηση της πραγματικής συνεισφοράς των υβριδικών πόρων στην επάρκεια ισχύος. Υπό αυτή την έννοια, οι μέθοδοι αυτές ορίζουν το εφικτό εύρος των δυνατών τιμών LOLE. Η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο (real-time redispatch) οδηγεί σε ενδιάμεσα αποτελέσματα του δείκτη LOLE σε σχέση με τις δύο υφιστάμενες προσεγγίσεις υιοθετώντας ένα πιο ρεαλιστικό προφίλ λειτουργίας των Φ/Β με μπαταρία, αποφεύγοντας τις απλουστεύσεις της σταθερής και greedy κατανομής. Με αυτό τον τρόπο παρέχεται μια πιο εύλογη εκτίμηση αναφορικά με τη μείωση που μπορεί να επιφέρει η λειτουργία των υβριδικών σταθμών στο δείκτη του LOLE, τοποθετώντας τον μεταξύ των ακραίων τιμών που προκύπτουν από τις άλλες δύο προσεγγίσεις (Σχήμα 5.3).



Σχήμα 5.3: Δείκτης LOLE των εξεταζόμενων διαμορφώσεων Φ/Β με μπαταρία, εφαρμόζοντας τις εναλλακτικές προσεγγίσεις κατανομής συναρτήσει της συνολικής φωτοβολταϊκής ισχύος των υβριδικών σταθμών για διαφορετικές διάρκειες μπαταριών (a) 2, (b) 3 και (c) 4 ωρών.

Στο Σχήμα 5.4 παρουσιάζονται οι τιμές του δείκτη ΕΕΝS βάσει της μεθόδου ανακατανομής πραγματικού χρόνου και των υφιστάμενων προσεγγίσεων της βιβλιογραφίας για τις διαμορφώσεις

σταθμών Φ/Β με μπαταρία που εξετάζονται. Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα, τα ποιοτικά συμπεράσματα που προκύπτουν από τα εν λόγω αποτελέσματα είναι όμοια με τα αντίστοιχα για το δείκτη LOLE.



Σχήμα 5.4: Δείκτης ΕΕΝS των εξεταζόμενων διαμορφώσεων Φ/Β με μπαταρία, εφαρμόζοντας τις εναλλακτικές προσεγγίσεις κατανομής συναρτήσει της συνολικής φωτοβολταϊκής ισχύος των υβριδικών σταθμών για διαφορετικές διάρκειες μπαταριών (a) 2, (b) 3 και (c) 4 ωρών.

5.5.2 Υπολογιστική απόδοση της μεθοδολογίας ανακατανομής σταθμών Φ/Β με μπαταρία σε πραγματικό χρόνο

Ο τρόπος υλοποίησης της προτεινόμενης μεθόδου μέσω ευριστικών αλγορίθμων δεν αυξάνει σημαντικά τον χρόνο εκτέλεσης που απαιτείται για τη σύγκλιση του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας ισχύος του συστήματος. Η ανακατανομή σε πραγματικό χρόνο διαμορφώνεται μέσω μιας ακολουθίας λογικών συνθηκών και εντολών λειτουργίας, οι οποίες δεν απαιτούν υπερβολικό υπολογιστικό χρόνο για την εκτέλεσή τους. Αυτή η τεχνική για τον καθορισμό της λειτουργίας των Φ/Β με μπαταρία αποτελεί ένα κρίσιμο πλεονέκτημα της προτεινόμενης μεθόδου, καθώς επιτρέπει την εκτέλεση πολλαπλών δειγμάτων Monte Carlo μέσα σε εύλογο χρονικό διάστημα, επιτυγχάνοντας υψηλή σύγκλιση του στοχαστικού μοντέλου. Σημειώνεται ότι στην παρούσα ανάλυση για κάθε επιμέρους διερεύνηση εκτελέστηκαν 100,000 δείγματα Monte Carlo. Στο Σχήμα 5.5(a) παρουσιάζεται ο χρόνος εκτέλεσης του μοντέλου εκτίμησης της επάρκειάς συναρτήσει των τιμών του δείκτη LOLE, ενώ στο Σχήμα 5.5(b) φαίνεται η επιτυγχανόμενη ακρίβεια του μοντέλου συναρτήσει της ίδιας τιμής. Σε καμία από τις επιμέρους προσομοιώσεις Monte Carlo δεν απαιτήθηκε χρόνος εκτέλεσης άνω των 2 ωρών, ενώ ο μέσος επιπλέον χρόνος εκτέλεσης της προτεινόμενης μεθόδου σε σύγκριση με τη greedy και τη σταθερή προσέγγιση ανέρχεται σε έως 10 και 20 λεπτά, αντίστοιχα (Σχήμα 5.5(a)). Επιπλέον φαίνεται ότι ανεξαρτήτως στρατηγικής ή διαμόρφωσης, επιτυγχάνονται επίπεδα ακρίβειας κάτω του 3% (Σχήμα 5.5 (b)).



Σχήμα 5.5: (a) Χρόνος εκτέλεσης και (b) ακρίβεια της διαδικασίας Monte Carlo συναρτήσει των τιμών του δείκτη LOLE, για όλες τις υπό εξέταση διαμορφώσεις Φ/Β με μπαταρία και τις εναλλακτικές προσεγγίσεις.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η ενσωμάτωση του αλγορίθμου οικονομικής κατανομής φορτίου στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας, παρατείνει τον χρόνο εκτέλεσης κατά περίπου 60 λεπτά, ανεξαρτήτως της επιλεγμένης προσέγγισης. Αν η διαδικασία της οικονομικής κατανομής φορτίου παραλείπονταν, προκειμένου να υπολογιστούν οι δείκτες επάρκειας ταχύτερα, οι μέσοι χρόνο εκτέλεσης για τη σταθερή, τη greedy και την προτεινόμενη κατανομή διαμορφώνονται σε περίπου 18, 29 και 42 λεπτά, αντίστοιχα. Λαμβάνοντας υπόψη μόνο τις βασικές διαδικασίες υπολογισμού των δεικτών επάρκειας, η προτεινόμενη μέθοδος αυξάνει κατά 138% το χρόνο εκτέλεσης σε σύγκριση με τη σταθερή μέθοδο και κατά 43% σε σύγκριση με την greedy προσέγγιση. Επομένως, η πολυπλοκότητα που εισάγει η προτεινόμενη μέθοδος πράγματι επηρεάζει τη διαδικασία επίλυσης, ωστόσο ο συνολικός καθαρός χρόνος εκτέλεσης παραμένει σε λογικά επίπεδα.

5.5.3 Αποτελέσματα συμβολής σταθμών Φ/Β με μπαταρία στην επάρκεια εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο

Στο Σχήμα 5.6 παρουσιάζεται το capacity credit των εξεταζόμενων υβριδικών συστημάτων, όπως αυτό υπολογίζεται μέσω του δείκτη EFC και κανονικοποιείται ως προς την εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ των σταθμών. Για δεδομένη ισχύ Φ/Β, το capacity credit των υβριδικών σταθμών αυξάνεται με τη διάρκεια της μπαταρίας, λόγω της βελτιωμένης ικανότητας των εν λόγω συστημάτων να παρέχουν παρατεταμένη εκφόρτιση κατά τη διάρκεια ενδεχόμενων απωλειών φορτίου. Αντίθετα, η αύξηση της φωτοβολταϊκής ισχύος διατηρώντας σταθερό το λόγο της χωρητικότητας των μπαταριών προς την ισχύ των Φ/Β (E/P_{PV}) μειώνει το capacity credit των σταθμών. Αυτή η μείωση οφείλεται στη σταδιακή ενίσχυση της επάρκειας του συστήματος και στη συνεπαγόμενη μείωση των αναγκών ισχύος του, γεγονός που υποδηλώνει ότι η συνεισφορά των υβριδικών σταθμών στην αξιοπιστία του συστήματος φθίνει καθώς η συνολική τους ισχύς αυξάνεται, φαινόμενο που παρουσιάζεται και για οποιοδήποτε άλλο στοιχείο του συστήματος παραγωγής που συμβάλλει στην επάρκεια ισχύος.

Η σκιασμένη περιοχή στο Σχήμα 5.6 αντιπροσωπεύει το εύρος των εφικτών τιμών του capacity credit για σταθμούς Φ/Β με μπαταρία με ILR ίσο με 1. Οι τιμές που εκτιμήθηκαν βάσει της
προτεινόμενης μεθόδου ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο βρίσκονται μεταξύ των ακραίων τιμών της εφικτής περιοχής. Σημειώνεται ότι τα αποτελέσματα στο Σχήμα 5.6 εκφράζουν τη μέση τιμή του capacity credit του συνόλου της ισχύος των υβριδικών σταθμών βάσει της μείωσης που επιφέρουν στις τιμές του δείκτη LOLE.



Σχήμα 5.6: Capacity credit των εξεταζόμενων διαμορφώσεων Φ/Β με μπαταρία, εφαρμόζοντας τις εναλλακτικές προσεγγίσεις κατανομής συναρτήσει της συνολικής φωτοβολταϊκής ισχύος των υβριδικών σταθμών για διαφορετικές διάρκειες μπαταριών (a) 2, (b) 3 και (c) 4 ωρών.

5.5.4 Επίδραση εναλλακτικών προσεγγίσεων κατανομής των Φ/Β με μπαταρία στα έσοδα των σταθμών και στο κόστος αγοράς

Αν και η greedy στρατηγική επιτυγχάνει το καλύτερο αποτέλεσμα σε όρους συμβολής των σταθμών Φ/Β με μπαταρία στην επάρκεια, υπολείπεται σε όρους κερδοφορίας των σταθμών (Σχήμα 5.7), καθώς επωφελείται από τις υψηλές τιμές αγοράς μόνο κατά τη διάρκεια συμβάντων απώλειας φορτίου τις ώρες δηλαδή που η τιμή αγοράς φτάνει στο VOLL, χωρίς να αναγνωρίζει ευκαιρίες υψηλών τιμών σε άλλες χρονικές περιόδους. Ως εκ τούτου, η greedy στρατηγική οδηγεί σε σχετικά χαμηλά έσοδα από την αγορά, καθώς υπό αυτή την πολιτική διαχείρισης οι υβριδικοί σταθμοί εγχέουν την φωτοβολταϊκή παραγωγή τους απευθείας στο δίκτυο κατά τις μεσημεριανές ώρες όταν οι τιμές της αγοράς είναι χαμηλές και διατηρούν τα συστήματα αποθήκευσης τους πλήρως φορτισμένα εν αναμονή κάποιου συμβάντος αξιοπιστίας. Αντίθετα, η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο αλλά και αυτή της σταθερής κατανομής οδηγούν σε σχεδόν ίδια έσοδα από την αγορά, υπερτερώντας της greedy προσέγγισης, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.7. Αυτό συμβαίνει γιατί κατά και τις δύο αυτές μεθόδους οι σταθμοί Φ/Β με μπαταρία εκμεταλλεύονται το ημερήσιο διαφορικό τιμής αποθηκεύοντας την φωτοβολταϊκή παραγωγή τους στα εσωτερικά συστήματα μπαταριών των σταθμών και εγχέοντας τη στο σύστημα τις βραδινές ώρες που η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς είναι υψηλή. Παρατηρείται από το Σχήμα 5.7 ότι η ανακατανομή σε πραγματικό χρόνο βελτιώνει ελαφρώς τα έσοδα των σταθμών σε σύγκριση με τη σταθερή προσέγγιση για σταθμούς συνολικής ισχύος έως 500 MW. Αυτή η βελτίωση αποδίδεται στο γεγονός ότι η προτεινόμενη μέθοδος επιτρέπει στους σταθμούς να επωφελούνται συχνότερα από την



τιμολόγηση σπανιότητας, ένα συγκριτικό πλεονέκτημα που εξασθενεί καθώς ο αριθμός των ωρών απώλειας φορτίου μειώνεται.

Σχήμα 5.7: Έσοδα αγοράς των εξεταζόμενων διαμορφώσεων Φ/Β με μπαταρία σε €/kW, εφαρμόζοντας τις εναλλακτικές προσεγγίσεις κατανομής συναρτήσει της συνολικής φωτοβολταϊκής ισχύος των υβριδικών σταθμών για διαφορετικές διάρκειες μπαταριών (a) 2, (b) 3 και (c) 4 ωρών.

Το Σχήμα 5.8 απεικονίζει τη μείωση του ετήσιου κόστους αγοράς που οφείλεται στην εισαγωγή υβριδικών σταθμών στο σύστημα ανά διαφορετική πολιτική διαχείρισης τους. Με την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο, το κόστος αγοράς μειώνεται σημαντικά σε σύγκριση με τη σταθερή κατανομή, με τις διαφορές να γίνονται πιο έντονες για τις διαμορφώσεις Φ/Β με μπαταρία υψηλότερης ισχύος. Το γεγονός αυτό οφείλεται στη σχετική διαφορά των τιμών LOLE (Σχήμα 5.3) μεταξύ των δύο μεθόδων σε αυτά τα επίπεδα φωτοβολταϊκής ισχύος των σταθμών. Συγκεκριμένα σε αυτά τα επίπεδα φωτοβολταϊκής ισχύος η στρατηγική της ανακατανομής των Φ/Β με μπαταρία σε πραγματικό χρόνο οδηγεί σε εντονότερη μείωση του LOLE σε σχέση με την σταθερή κατανομή και ως εκ τούτου σε σημαντικότερη μείωση των ωρών τιμολόγησης σπανιότητας συμβάλλοντας έτσι στη συνολική μείωση του ετήσιου κόστους αγοράς. Η greedy προσέγγιση οδηγεί σε ακόμη μεγαλύτερες μειώσεις του κόστους αγοράς για υβριδικά συστήματα με μπαταρία 2 ωρών (Σχήμα 5.8(a)), καθώς επιτυγχάνει μεγαλύτερη μείωση των ωρών τιμολόγησης σπανιότητας, ενώ για μπαταρίες 4 ωρών η προτεινόμενη μέθοδος υπερισχύει όσον αφορά τη μείωση του κόστους αγοράς (Σχήμα 5.8(c)). Αυτό οφείλεται στην σχεδόν πλήρη εξάλειψη του LOLE και στη μείωση της διαφοράς μεταξύ των τιμών LOLE που προκύπτουν από τις δύο μεθόδους (Σχήμα 5.3), ακυρώνοντας έτσι το συγκριτικό πλεονέκτημα της greedy μεθόδου στη μείωση των ωρών τιμολόγησης σπανιότητας και αναδεικνύοντας τη συμβολή της προτεινόμενης μεθόδου στη μείωση συνολικά της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς, ανεξάρτητα από γεγονότα αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Συμπερασματικά, παρά τα πλεονεκτήματα της greedy προσέγγισης σε ορισμένα σενάρια ως προς το κόστος αγοράς, αυτή η στρατηγική δεν αποτελεί μια ρεαλιστική μέθοδο διαχείρισης για σταθμούς Φ/Β με μπαταρία, καθώς θα είχε ως αποτέλεσμα τη μείωση των εσόδων κατά 20-45 €/kW/έτος σε σύγκριση με τις άλλες δύο εναλλακτικές (Σχήμα 5.7).



Σχήμα 5.8: Μείωση του ετήσιου κόστους συστήματος εξαιτίας της ένταξης Φ/Β με μπαταρία, εφαρμόζοντας τις εναλλακτικές προσεγγίσεις ανακατανομής συναρτήσει της συνολικής φωτοβολταϊκής ισχύος των υβριδικών σταθμών για διαφορετικές διάρκειες μπαταριών (a) 2, (b) 3 και (c) 4 ωρών.

Για την καλύτερη κατανόηση της επίδρασης των εναλλακτικών πολιτικών κατανομής των υβριδικών πόρων στην διαμόρφωση της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς, στο Σχήμα 5.9 παρέχεται ένα παράδειγμα του μέσου ημερήσιου προφίλ τιμών για μια ενδεικτική διαμόρφωση Φ/Β με μπαταρία για τις εναλλακτικές πολιτικές διαχείρισης τους. Συγκεκριμένα παρουσιάζεται το μέσο ημερήσιο προφίλ της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς από τα 100.000 έτη-δείγματα του Monte Carlo, τόσο όταν το σύστημα λειτουργεί χωρίς υβριδικούς σταθμούς, όσο και όταν σε αυτό εισάγονται σταθμοί συνολικής ισχύος Φ/Β 500 MW με μπαταρίες διαφορετικής διάρκειας εφαρμόζοντας τις εναλλακτικές προσεγγίσεις κατανομής.



Σχήμα 5.9: Μέσο ημερήσιο προφίλ τιμής εκκαθάρισης της αγοράς χωρίς υβριδικούς σταθμούς και με υβριδικούς σταθμούς συνολικής φωτοβολταϊκής ισχύος 500MW και μπαταρίες (a) 2, (b) 3 και (c) 4 ωρών, εφαρμόζοντας τις εναλλακτικές προσεγγίσεις κατανομής.

Είναι προφανές ότι η ένταξη υβριδικών σταθμών στο σύστημα μειώνει την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς ανεξαρτήτως της πολιτικής κατανομής που επιλέγεται. Οι διαφορές στα τελικά προφίλ τιμών που παρατηρούνται με κάθε προσέγγιση παρουσία υβριδικών σταθμών εξηγούνται βάσει των

αρχών λειτουργίας της εκάστοτε προσέγγισης. Συγκεκριμένα η greedy κατανομή οδηγεί στα χαμηλότερα προφίλ τιμών, καθώς επικεντρώνεται αποκλειστικά στη μείωση των συμβάντων απώλειας φορτίου, τα οποία συνδέονται με ακραίες τιμές αγοράς στην τιμή απώλειας φορτίου (VOLL). Αντίθετα, η σταθερή (fixed) μέθοδος οδηγεί στις υψηλότερες τιμές αγοράς, ιδίως κατά τις βραδινές ώρες, λόγω της αδυναμίας των υβριδικών σταθμών να ανταποκριθούν σε γεγονότα αξιοπιστίας. Τέλος, το προφίλ τιμών που προκύπτει από την προτεινόμενη μέθοδο τοποθετείται μεταξύ αυτών που παράγονται από τις εναλλακτικές προσεγγίσεις.

5.5.5 Επίδραση ILR σταθμών Φ/Β με μπαταρία στο capacity credit

Η ονομαστική ισχύς του του αντιστροφέα DC/AC των φωτοβολταϊκών σταθμών (Σχήμα 5.2) συχνά επιλέγεται μικρότερη από την εγκατεστημένη DC ισχύ των φωτοβολταϊκών, με αποτέλεσμα έναν λόγο ILR μεγαλύτερο του 1, δεδομένου ότι ένας αντιστροφέας ίσης ισχύος με τη φωτοβολταϊκή ισχύ σπάνια θα λειτουργεί στην ονομαστική του ισχύ λόγω των απωλειών του σταθμού και των σχετικά λίγων ωρών μέγιστης φωτοβολταϊκής παραγωγής ([185], [189]). Επιπλέον, ο κορεσμός των περιθωρίων διείσδυσης AΠΕ των δικτύων οδηγεί συχνά στην επιβολή περιορισμών έγχυσης από τους Διαχειριστές στους φωτοβολταϊκούς σταθμούς ([190], [191]), γεγονός που κατευθύνει τους φωτοβολταϊκούς παραγωγούς στην επιλογή αντιστροφέων με μειωμένη ονομαστική ισχύ σε σχέση με την ονομαστική ισχύ των φωτοβολταϊκών, σύμφωνα με το μέγιστο επιτρεπτό όριο έγχυσης στο δίκτυο. Αναγνωρίζοντας τα παραπάνω στην παρούσα ενότητα, εξετάζονται διαμορφώσεις Φ/Β με μπαταρία με ILR από 1 έως 2. Με άλλα λόγια εξετάζονται διαμορφώσεις Φ/Β με μπαταρία όπου ο αντιστροφέας τους έχει ισχύ ίση έως και με τη μισή του φωτοβολταϊκού.

Το Σχήμα 5.10 παρουσιάζει το capacity credit όλων των εξεταζόμενων διαμορφώσεων φωτοβολταϊκών με μπαταρία, κανονικοποιημένο ως προς τη φωτοβολταϊκή ισχύ, για τιμές ILR από 1 έως 2, όπως προέκυψαν από την εφαρμογή της μεθόδου ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο, μαζί με τα αντίστοιχα κατώτερα και ανώτερα όρια τους.

Μία πρώτη παρατήρηση είναι ότι η μέγιστη τιμή του capacity credit όλων των διαμορφώσεων, όπως προσδιορίστηκε από τη greedy προσέγγιση, μειώνεται καθώς αυξάνεται το ILR. Αυτό οφείλεται στη μείωση της ισχύος εξόδου λόγω της περιορισμένης ονομαστικής ισχύος των αντιστροφέων, γεγονός που περιορίζει τη δυνητική τους συμβολή στην επάρκεια ισχύος. Από την άλλη πλευρά, το capacity credit των υβριδικών σταθμών που υπολογίζεται με τη μέθοδο ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο δεν μειώνεται απαραίτητα με την αύξηση του ILR. Αυτό συμβαίνει διότι για δεδομένη χωρητικότητα μπαταριών και ισχύ φωτοβολταϊκών, η μείωση της ισχύος του αντιστροφέα συνεπάγεται μεγαλύτερες διάρκειες εκφόρτισης των υβριδικών σταθμών. Συγκεκριμένα περιορίζεται η ισχύς εξόδου των σταθμών εξαναγκάζοντας τους σε ένα πιο ομαλό και ομοιόμορφο προφίλ εκφόρτισης μικρότερης ισχύος αλλά μεγαλύτερης διάρκειας. Το γεγονός αυτό αυξάνει την πιθανότητα διατήρησης επαρκών ενεργειακών αποθεμάτων στους συσσωρευτές όταν προκύπτουν ελλείμματα ισχύος σε πραγματικό χρόνο, αυξάνοντας τις δυνατότητες ανακατανομής των Φ/Β με μπαταρία για λόγους επάρκειας. Ως αποτέλεσμα, αν και η διαθέσιμη ισχύς εξόδου των Φ/Β με μπαταρία μειώνεται, η συμβολή τους στην επάρκεια μπορεί να βελτιωθεί ελαφρώς. Αυτό συμβαίνει κυρίως όταν η συνολική ισχύς αυτών των πόρων στο σύστημα υπερβαίνει σημαντικά το μέγεθος των πιθανών συμβάντων έλλειψης φορτίου. Σε αυτήν την περίπτωση, η μείωση της διαθέσιμης ισχύος εξόδου δεν επηρεάζει την ικανότητά τους να μετριάσουν τις ανεπάρκειες ισχύος. Αντίθετα, όταν η συνολική χωρητικότητα αυτών των πόρων είναι περιορισμένη, οποιαδήποτε μείωση στην ισχύ εξόδου τους επηρεάζει άμεσα την ικανότητα συμβολής τους στην επάρκεια, όπως φαίνεται στα Σχήματα 5.10 (a, d, g). Το ίδιο ισχύει όταν η αύξηση του ILR συνεπάγεται σημαντική μείωση των επιπέδων ισχύος εξόδου, όπως στα Σχήματα 5.10 (e, f, h, i).



Σχήμα 5.10: Capacity credit Φ/Β με μπαταρία συνολικής ισχύος (a, d, g) 0,5 GW, (b, e, h) 1 GW και (c, f, i) 1,5 GW με μπαταρίες (a-c) 2, (d-f) 3 και (g-i) 4 ωρών για διάφορες τιμές του δείκτη ILR.

Για να γίνει καλύτερα κατανοητή η επίδραση του ILR στη συμβολή των Φ/Β με μπαταρία που κατανέμονται βάσει της προτεινόμενης μεθόδου στη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος, στο Σχήμα 5.11 απεικονίζεται η λειτουργία ενός φωτοβολταϊκών σταθμών συνολικής ισχύος 1,5 GW με ενσωματωμένες μπαταρίες 4 ωρών και ILR ίσο με 1 (Σχήμα 5.11 (a, c, e)) ή 2 (Σχήμα 5.11 (b, d, f)),

κατά τη διάρκεια ενός ενδεικτικού διημέρου από ένα τυχαίο έτος-δείγμα των προσομοιώσεων Monte Carlo. Στα Σχήματα 5.11(e) και (f), οι ροζ μπάρες αναπαριστούν την πιθανή απώλεια φορτίου πριν από τη συμβολή των Φ/Β με μπαταρία (EENS_{nPB}) και είναι ίδιες και για τις δύο περιπτώσεις ILR. Οι κόκκινες μπάρες, από την άλλη, δείχνουν την τελική απώλεια φορτίου (EENS), λαμβάνοντας υπόψη τη λειτουργία των Φ/Β με μπαταρία και αντιστοιχούν στις τιμές που παρέχονται στα γκρι πλαίσια.

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.11(f), υβριδικοί σταθμοί με ILR=2 αντιμετωπίζουν αποτελεσματικά τα πιθανά συμβάντα απώλειας φορτίου λόγω της παρατεταμένης εκφόρτισης των μπαταριών. Αντίθετα, στο Σχήμα 5.11(e) φαίνεται ότι για συστήματα με ILR=1, καταγράφεται απώλεια φορτίου 234 MWh στις 23:00 και 24:00, καθώς τα αποθέματα ενέργειας των μπαταριών τους έχουν εξαντληθεί τις προηγούμενες ώρες λόγω της αυξημένης δυνατότητας εκφόρτισης (Σχήμα 5.11(c)).



Σχήμα 5.11: (a, b) Λειτουργία Φ/Β με μπαταρία, (c, d) λειτουργία μπαταρίας και (e, f) μη εξυπηρετούμενο φορτίο για μία ενδεικτική περίοδο 2 ημερών για υβριδικό σύστημα αποτελούμενο από Φ/Β 1500MW και μπαταρία 4 ωρών για: (a, c, e) ILR=1 και (b, d, f) ILR=2.

Συμπερασματικά καθώς το ILR αυξάνεται, το capacity credit των υβριδικών πόρων, κατανεμόμενων υπό την προτεινόμενη προσέγγιση, τείνει να προσεγγίζει το ανώτερο όριό του, ειδικά για διαμορφώσεις μπαταριών υψηλής διάρκειας. Αξιοσημείωτο είναι ότι σε ορισμένες περιπτώσεις η χρήση αντιστροφέων με μικρότερη ονομαστική ισχύ από την ισχύ των

φωτοβολταϊκών μπορεί να ενισχύσει τη συμβολή των σταθμών στην επάρκεια. Για παράδειγμα, σταθμοί φωτοβολταϊκής ισχύος 1 GW ή και περισσότερο και λόγων χωρητικότητας μπαταρίας προς φωτοβολταϊκή ισχύ από 3 έως 4 ώρες πετυχαίνουν το υψηλότερο capacity credit τους για τιμές ILR μεταξύ 1.6–1.8 και 1.2–1.4, αντίστοιχα.

5.5.6 Σύγκριση συμβολής σταθμών Φ/Β με μπαταρία και ανεξάρτητων σταθμών μπαταριών στην επάρκεια

Στην παρούσα ενότητα συγκρίνεται η συμβολή των συστημάτων μπαταριών στην επάρκεια ισχύος όταν αυτά αναπτύσσονται σε ανεξάρτητους σταθμούς και σε συνεγκαταστάσεις με φωτοβολταϊκά και εφαρμόζεται η προτεινόμενη μέθοδο ανακατανομής τους σε πραγματικό χρόνο. Το Σχήμα 5.12 παρουσιάζει τα capacity credit μπαταριών διάρκειας 2 και 4 ωρών για τις δύο περιπτώσεις. Σημειώνεται ότι η σύγκριση των capacity credit αφορά μόνο τα συστήματα αποθήκευσης (μπαταρίες). Για το λόγο αυτό από τα αποτελέσματα του capacity credit των υβριδικών σταθμών που παρουσιάστηκαν νωρίτερα αφαιρείται η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών¹⁰, η οποία είναι σε κάθε περίπτωση αμελητέα, κυμαινόμενη από 0.43% έως 0.36%. Η σύγκριση πραγματοποιείται για υβριδικούς σταθμούς με ILR=1 ώστε οι αποθηκευτικές διαμορφώσεις που εξετάζονται για τις διαφορετικές τυπολογίες σταθμών να είναι ισοδύναμες αναφορικά με την ισχύ και τη χωρητικότητα τους.



Σχήμα 5.12: Capacity credit μπαταριών (a) 2 και (c) 4 ωρών, που αναπτύσσονται είτε ως ανεξάρτητοι σταθμοί είτε ενσωματώνονται σε υβριδικούς σταθμούς με Φ/Β, εφαρμόζοντας την μέθοδο ανακατανομής πραγματικού χρόνου.

Η σύγκριση φανερώνει ότι το capacity credit των μπαταριών που αναπτύσσονται σε ανεξάρτητους σταθμούς υπερβαίνει σε όλες τις υπό εξέταση διαμορφώσεις το αντίστοιχο των μπαταριών που ενσωματώνονται σε υβριδικούς σταθμούς χωρίς δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας από το υπόλοιπο σύστημα. Το γεγονός αυτό αποδίδεται στον εγγενή περιορισμό των Φ/Β με μπαταρία που εξετάζονται, ο οποίος δεν επιτρέπει τη φόρτιση της αποθήκευσης του σταθμού από άλλες πηγές πλην του φωτοβολταϊκού του (tightly-coupled) ακόμα και όταν τα ενεργειακά αποθέματα της μπαταρίας σε συνδυασμό με τη διαθέσιμη παραγόμενη ενέργεια από το φωτοβολταϊκό δεν αρκούν για την κάλυψη πιθανών ανεπαρκειών. Σημειώνεται ότι η διαφορά στη συμβολή των μπαταριών μεταξύ των δύο τυπολογιών μειώνεται για διαμορφώσεις 4 ωρών, αλλά να

¹⁰ Υπολογίζεται ως το capacity credit του φωτοβολταϊκού σταθμού απουσία ενσωματωμένης αποθήκευσης.

παραμένει σημαντική. Συγκεκριμένα, σταθμοί μπαταριών 2 ωρών παρουσιάζουν capacity credit κατά 57%–69% υψηλότερό από αντίστοιχης χωρητικότητας μπαταρίες ενσωματωμένες σε εγκαταστάσεις Φ/Β. Από την άλλη για διαμορφώσεις 4 ωρών, τα αυτόνομα συστήματα διατηρούν υψηλότερη capacity credit, ωστόσο η διαφορά μειώνεται στο 9%–35% σε σχέση με τα αντίστοιχα αποθηκευτικά συστήματα των υβριδικών σταθμών.

6

Ανακεφαλαίωση, συμπεράσματα και κατευθύνσεις για περαιτέρω έρευνα

Στο παρόν Κεφάλαιο πραγματοποιείται σύντομη ανακεφαλαίωση των αποτελεσμάτων της διατριβής και επισημαίνονται τα βασικά σημεία συμβολής της. Επιπλέον συνοψίζονται τα κύρια συμπεράσματά της και προτείνονται οι βασικοί άξονες για τη συνέχισή της.

6.1 Ανακεφαλαίωση και συμπεράσματα

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας αποτέλεσε η διερεύνηση των δυνατοτήτων συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών στην επάρκεια ισχύος. Σε αυτό το πλαίσιο παρουσιάστηκε και αναλύθηκε πρωτότυπη μεθοδολογία για την εισαγωγή της αποθήκευσης στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας και συγκρίθηκε με υφιστάμενες αντίστοιχες προσεγγίσεις. Η εργασία κινήθηκε σε έξι βασικούς άξονες: α) ανασκόπηση βιβλιογραφίας, β) ανάπτυξη ολοκληρωμένου στοχαστικού μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας, σ) ανασκόπηση βιβλιογραφίας, β) εκτενής αξιολόγηση των παραγόντων που επιδρούν στην επάρκειας, δ) εκτενής αξιολόγηση των παραγόντων που επιδρούν στην επάρκειας υφιστάμενη μεθοδολογία, ε) πρόταση και ανάπτυξη καινοτόμου μεθοδολογίας για την εισαγωγή των σταθμών αποθήκευσης στο στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας υφιστάμενη μεθοδολογία, ε) πρόταση και ανάπτυξη καινοτόμου μεθοδολογίας για την εισαγωγή των σταθμών αποθήκευσης στο στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας και στ) επέκταση της προτεινόμενης μεθοδολογίας σε σταθμούς ΑΠΕ με ενσωματωμένα αποθηκευτικά συστήματα.

Η βιβλιογραφική ανασκόπηση που πραγματοποιήθηκε εστίασε σε μελέτες και εργασίες που αξιολογούν τη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια. Αρχικά περιεγράφηκαν οι βασικές κατηγορίες μεθοδολογιών που εφαρμόζονται στις διαθέσιμες μελέτες και καταγράφηκαν τα βασικά στοιχεία των μελετών αυτών (τεχνολογία και σχήμα ανάπτυξης της αποθήκευσης, σύστημα εφαρμογής, μεθοδολογία κ.α.). Εν συνεχεία αναγνωρίστηκαν και ανασκοπήθηκαν δύο βασικά ζητήματα που συνήθως εξετάζονται στις σχετικές μελέτες. Το πρώτο σχετίζεται με τις παραμέτρους που επιδρούν στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια, είτε αυτές αφορούν τα χαρακτηριστικά των σταθμών, είτε τα ευρύτερα χαρακτηριστικά του ΣΗΕ στο οποίο εντάσσεται η αποθήκευση. Το δεύτερο αφορά τον τρόπο διαχείρισης και εισαγωγής της αποθήκευσης στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας.

Εν συνεχεία αναγνωρίζοντας την καταλληλόλητα των reliability-based μεθοδολογιών για τον προσδιορισμό της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια αναπτύχθηκε πλήρες στοχαστικό μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ισχύος βασιζόμενο στην τεχνική προσομοιώσεων Monte Carlo. Το μοντέλο σε πρώτη φάση εφαρμόστηκε για μελλοντικό σενάριο ανάπτυξης του ελληνικού συστήματος απουσία αποθηκευτικών σταθμών και εξήχθησαν βασικά συμπεράσματα για την επάρκεια του συστήματος. Ακολούθως έχοντας αναπτύξει το μοντέλο εκτίμησης της επάρκειάς, στο οποίο ενσωματώνεται η λειτουργία της αποθήκευσης, παρουσιάστηκαν και αναπτύχθηκαν οι κυρίαρχες εναλλακτικές προσεγγίσεις για την εισαγωγή της σε αυτό, όπως συναντιόνται σήμερα στη διεθνή βιβλιογραφία και αναλύθηκαν στη βιβλιογραφική ανασκόπηση. Στη συνέχεια παρουσιάστηκε ο αναλυτικός τρόπος υπολογισμού του δείκτη EFC, που χρησιμοποιείται ως ο δείκτης του capacity credit στην παρούσα εργασία.

6.1.1 Συμπεράσματα αναφορικά με την επίδραση διαφορετικών παραμέτρων στη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια

Στοχεύοντας στην εξέταση της συμπεριφοράς του capacity credit της αποθήκευσης συναρτήσει των χαρακτηριστικών των αποθηκευτικών σταθμών αλλά και του ΣΗΕ στο οποίο εντάσσονται, εφαρμόστηκε στρατηγική διαχείρισης της αποθήκευσης προσανατολισμένη αποκλειστικά στη

μείωση των απωλειών φορτίου (greedy) για πλήθος εναλλακτικών σεναρίων. Η ανάλυση φανέρωσε ότι τα αποτελέσματα της συμβολής των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας στην επάρκεια ισχύος είναι ευαίσθητα στις μεταβολές πολλών παραμέτρων οι οποίες πρέπει να ορίζονται με ακρίβεια κατά τους υπολογισμούς του capacity credit τους.

Η χωρητικότητα των αποθηκευτικών σταθμών αποτελεί το σημαντικότερο παράγοντα για τη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια. Ενδεικτικό είναι το γεγονός ότι οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί απολαμβάνουν σημαντικά υψηλότερα capacity credit από τους σταθμούς συσσωρευτών χαμηλής διάρκειας λόγω της υπεροχής τους σε χωρητικότητα. Επιπλέον φαίνεται ότι το capacity credit μειώνεται με την αύξηση της ισχύος της αποθήκευσης, είτε διότι απαιτείται επιπλέον χωρητικότητα για την αποδοτικότερη εκμετάλλευση της, είτε γιατί οι ανάγκες ισχύος του συστήματος υπολείπονται της ισχύος της αποθήκευσης. Η απόδοση του πλήρους κύκλου λειτουργίας των σταθμών επηρεάζει το capacity credit τους, στο βαθμό που επιδρά στην καθαρή ενέργεια που μπορούν να εγχέουν αδιάλειπτα στο σύστημα, ενώ φαίνεται ότι το επίπεδο αξιοπιστίας των αποθηκευτικών επίρεαζει σημαντικά τη συμβολής τους στην επάρκεια.

Αναφορικά με την επίδραση των ΑΠΕ του συστήματος, φαίνεται ότι υπάρχει ισχυρή συσχέτιση μεταξύ του capacity credit της αποθήκευσης και των επιπέδων διείσδυσης των φωτοβολταϊκών σταθμών στο ενεργειακό μίγμα του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, ενώ αυτό δεν ισχύει στην περίπτωση της αιολικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών, αυξάνεται και το capacity credit της αποθήκευσης. Η αξιολόγηση του capacity credit διαφορετικών σταθμών αποθήκευσης για πολλαπλά επίπεδα επάρκειας του συστήματος παραγωγής φανερώνει σημαντική μεταβολή της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια με το επίπεδο αξιοπιστίας του συστήματος. Ενδιαφέρον εμφανίζει το γεγονός ότι ένα συνεπές προφίλ του capacity credit προκύπτει για όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις σταθμών αποθήκευσης, ανάλογα με τις μεταβολές της ισχύος παραγωγής του συστήματος, ενώ παρουσιάζεται ένα συγκεκριμένο διάστημα επιπέδων επάρκειας του συστήματος.

6.1.2 Συμπεράσματα εφαρμογής της μεθοδολογίας ανακατανομής σταθμών αποθήκευσης σε πραγματικό χρόνο

Στη συνέχεια, λαμβάνοντας υπόψη τα μειονεκτήματα και τους περιορισμούς των υφιστάμενων προσεγγίσεων που εφαρμόζονται για την εισαγωγή της αποθήκευσης στα μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας, προτάθηκε και αναπτύχθηκε μια εναλλακτική καινοτόμος προσέγγιση. Σύμφωνα με την προτεινόμενη μέθοδο, η λειτουργία της αποθήκευσης προγραμματίζεται με γνώμονα τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος αντικατοπτρίζοντας μια εύλογη συμπεριφορά στο πλαίσιο της συμμετοχής της στην αγορά ενέργειας. Ωστόσο το προγραμματισμένο προφίλ λειτουργίας μπορεί να τροποποιείται δυναμικά σε πραγματικό χρόνο, όταν αυτό είναι απαραίτητο, ώστε να μετριάζονται ή να αποφεύγονται τα ελλείμματα ισχύος του συστήματος, όπως θα συνέβαινε σε πραγματικό χρόνο (real-time redispatch) εφαρμόστηκε για πλήθος αυτόνομων σταθμών συσσωρευτών και τα αποτελέσματα της συγκρίθηκαν με αυτά των διαθέσιμων προσεγγίσεων της διεθνούς βιβλιογραφίας.

Από την ανάλυση εξήχθη ότι η μέθοδος ανακατανομής πραγματικού χρόνου εξασφαλίζει ισορροπημένα αποτελέσματα όσον αφορά τη συμβολή της αποθήκευσης στην επάρκεια, αποφεύγοντας συντηρητικές εκτιμήσεις που προκύπτουν από μεθόδους σταθερής κατανομής της αποθήκευσης, όσο και υπερβολικά αισιόδοξες εκτιμήσεις που προκύπτουν από προσεγγίσεις που υποθέτουν τέλεια πρόβλεψη συμβάντων απώλειας στοιχείων του συστήματος ή διαχειρίζονται την αποθήκευση μονοδιάστατα με στόχο μόνο την ενίσχυση της επάρκειάς μη αξιοποιώντας το σύνολο των δυνατοτήτων της. Η προτεινόμενη μέθοδος αποτυπώνει ρεαλιστικά τις δυνατότητες συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια όντας εφαρμόσιμη στην πράξη και υιοθετώντας μία πολιτική διαχείρισης που ανταποκρίνεται σε αναμενόμενες και εύλογες πρακτικές.

Επιπλέον των αποτελεσμάτων επάρκειας παρουσιάστηκε μία σειρά αποτελεσμάτων λειτουργίας του συστήματος παραγωγής που αποδεικνύουν τη συνολικότερη συμβολή της αποθήκευσης στη λειτουργία του ΣΗΕ υπό την προτεινόμενη προσέγγιση. Επιπρόσθετα υπολογίστηκε η συνολική μείωση του κόστους λειτουργίας του συστήματος που προκύπτει λόγω της ένταξης της αποθήκευσης στο σύστημα και αποδίδεται τόσο στη μείωση του μη εξυπηρετούμενου φορτίου όσο και στη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος. Η μείωση του κόστους λειτουργίας του συστήματος η μείωση του μη εξυπηρετούμενου φορτίου όσο και στη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος. Η μείωση του κόστους λειτουργίας του συστήματος που προκύπτει από την προτεινόμενη μέθοδο συγκρίθηκε με την αντίστοιχη μείωση εφαρμόζοντας greedy διαχείριση της αποθήκευσης, καθώς αυτή είναι η μοναδική εναλλακτική προσέγγιση που θα ήταν εφικτό να εφαρμοστεί στην πράξη. Τα αποτελέσματα ομολογούν ότι η προτεινόμενη μέθοδος υπερτερεί σημαντικά μιας μονοδιάστατα προσανατολισμένης στην επάρκεια στρατηγικής για την αποθήκευση, όσον αφορά το κόστος λειτουργίας του συστήματος.

Τέλος σημαντικό πλεονέκτημα της προτεινόμενης μεθόδου αποτελεί ο τρόπος υλοποίησης της, μέσω ευριστικών αλγορίθμων, που επιτρέπει την εφαρμογή της χωρίς σημαντική επιβάρυνση του υπολογιστικού χρόνου επίλυσης του στοχαστικού μοντέλου εκτίμησης της επάρκειας. Με αυτό τον τρόπο είναι εφικτή η ολοκλήρωση της επίλυσης του μοντέλου σε εύλογο χρόνο χωρίς να θυσιάζεται η ακρίβεια σύγκλισης του, μειώνοντας τα έτη-δείγματα της διαδικασίας Monte Carlo για λόγους επιτάχυνσης της ολοκλήρωσης τη υπολογιστικής διαδικασίας.

6.1.3 Συμπεράσματα εφαρμογής της μεθοδολογίας ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς με ενσωματωμένη μπαταρία

Η προτεινόμενη μεθοδολογία ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο, αφού τροποποιήθηκε κατάλληλα, εφαρμόστηκε για σταθμούς φωτοβολταϊκών με ενσωματωμένη μπαταρία. Ακολουθήθηκαν οι ίδιες αρχές λειτουργίας για την αποθήκευση με την περίπτωση των αυτόνομων σταθμών, ενώ θεωρήθηκε ότι οι εσωτερικές μπαταρίες των σταθμών μπορούν να φορτίζουν μόνο από τη φωτοβολταϊκή παραγωγή τους. Ο αρχικός προγραμματισμός λειτουργίας των εν λόγω σταθμών καταστρώνεται με στόχο τη μεγιστοποίηση των εσόδων τους από την αγορά, ωστόσο η λειτουργία τους σε πραγματικό χρόνο τροποποιείται ώστε να ελαχιστοποιούνται οι απώλειες φορτίου, αποκλίνοντας παράλληλα το ελάχιστο δυνατό από το πρόγραμμα αγοράς τους. Στο μοντέλο εκτίμησης της επάρκειας ενσωματώνεται επίσης αλγόριθμος οικονομικής κατανομής

φορτίου για τον προσδιορισμό των εσόδων των Φ/Β σταθμών με μπαταρία από την αγορά και το συνολικό κόστος συστήματος. Η μέθοδος εφαρμόστηκε σε πλήθος διαμορφώσεων υβριδικών σταθμών, ενώ παράλληλα με την προτεινόμενη μέθοδο υλοποιήθηκαν οι δύο βασικές εναλλακτικές προσεγγίσεις της βιβλιογραφίας αναφορικά με την κατανομή Φ/Β με μπαταρία, και τα αποτελέσματα τους συγκρίθηκαν με τα αντίστοιχα της προτεινόμενης.

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης δείχνουν ότι η προτεινόμενη μέθοδος ανακατανομής σε πραγματικό χρόνο παρέχει μια ισορροπημένη εκτίμηση της συμβολής των Φ/Β με μπαταρία στην επάρκεια ισχύος, σε αντίθεση με τις υπάρχουσες προσεγγίσεις της βιβλιογραφίας, που παράγουν είτε υπερβολικά αισιόδοξα είτε συντηρητικά αποτελέσματα συμβολής. Συγκεκριμένα αποδείχθηκε ότι οι υφιστάμενες μέθοδοι καθορίζουν μόνο το εύρος των δυνατών τιμών του capacity credit των υβριδικών πόρων. Επιπλέον τα οικονομικά αποτελέσματα από την εφαρμογή των εναλλακτικών προσεγγίσεων κατανομής υποδεικνύουν ότι η προτεινόμενη μέθοδος μεγιστοποιεί τα έσοδα των υβριδικών πόρων μέσω αποτελεσματικής συμμετοχής στην αγορά ενέργειας, ενώ προσεγγίσεις αμιγώς προσανατολισμένες στην επάρκεια φαίνεται να υποτιμούν συστηματικά τα κέρδη των εν λόγω σταθμών.

Σημαντικά συμπεράσματα εξήχθησαν ακόμη σχετικά με την επίδραση των διαφόρων χαρακτηριστικών των συστημάτων Φ/Β με μπαταρία στη συμβολή τους στην επάρκεια ισχύος. Αναδεικνύεται η σημασία της χωρητικότητας της μπαταρίας για τη συνεισφορά των υβριδικών συστημάτων στην επάρκεια ισχύος, ενώ παράλληλα φάνηκε και σε αυτή την περίπτωση η πτωτική τάση του capacity credit, ως ποσοστό, καθώς αυξάνεται η διείσδυση τέτοιων πόρων στο σύστημα. Η ανάλυση ευαισθησίας σχετικά με το λόγο φόρτισης του αντιστροφέα των Φ/Β σταθμών με μπαταρία έδειξε ότι η χρήση αντιστροφέα χαμηλότερης ονομαστικής ισχύος από την ισχύ του Φ/Β σταθμού δεν είναι απαραίτητα επιζήμια για το capacity credit των σταθμών, αντίθετα σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης τέτοιων πόρων μία τέτοια πρακτική δύνανται να αυξήσει τη συμβολή τους στην επάρκεια αν ακολουθηθεί η προτεινόμενη πολιτική κατανομής.

Τέλος η σύγκριση του capacity credit μεταξύ αυτόνομων συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες και εκείνων που ενσωματώνονται σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς χωρίς δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας από το υπόλοιπο σύστημα φανερώνει ότι οι αυτόνομοι σταθμοί επιτυγχάνουν συστηματικά υψηλότερες τιμές συμβολής. Ωστόσο, αυτό το πλεονέκτημα μειώνεται όσο αυξάνεται η διάρκεια αποθήκευσης.

6.2 Μελλοντικές επεκτάσεις

Η παρούσα διδακτορική διατριβή διερευνά τις δυνατότητες συμβολής της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην επάρκεια ισχύος και εισάγει πρωτότυπη μεθοδολογία για τον προσδιορισμό της που υπερβαίνει τα μειονεκτήματα των υφιστάμενων προσεγγίσεων. Κατευθύνσεις στις οποίες μπορεί να επεκταθεί η διερεύνηση στο πεδίο αυτό, αξιοποιώντας τα αποτελέσματα της διατριβής, είναι οι ακόλουθες:

- Σύνδεση με μοντέλα ανάπτυξης συστήματος: Τα μοντέλα σχεδιασμού ανάπτυξης δυναμικού (Capacity Expansion Planning - CEP), τα οποία καθορίζουν το μίγμα της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία παραγωγής που συνιστά τη βέλτιστη οικονομική επιλογή για την ικανοποίηση της ζήτησης, συχνά επιχειρούν να ενσωματώσουν ζητήματα επάρκειας ισχύος μέσω απλοποιημένων αιτιοκρατικών προσεγγίσεων (π.χ. κριτήριο PRM), αποδίδοντας μια δεδομένη συνεισφορά στην επάρκεια σε κάθε εναλλακτικό πόρο παραγωγής. Τέτοιες προσεγγίσεις δεν αξιολογούν τη στοχαστική φύση της αξιοπιστίας του συστήματος, ενώ ιδιαίτερα για την αποθήκευση δεν δύνανται να αποτυπώσουν τις μεταβολές στη συμβολή της στην επάρκεια βάσει των επίπεδων διείσδυσης της, των χαρακτηριστικών του συστήματος και της πολιτικής διαχείρισης τους, παράγοντες που όπως αποδείχθηκε στην παρούσα εργασία επηρεάζουν σημαντικά το capacity credit της. Ο σχεδιασμός βέλτιστων οικονομικά αλλά και αξιόπιστων συστημάτων παραγωγής προϋποθέτει τη σύνδεση των μοντέλων CEP με στοχαστικά μοντέλα εκτίμησης της επάρκειας, καθώς και την ορθή αποτύπωση της συμβολή των επιμέρους στοιχείων τους στην επάρκεια ισχύος. Σε αυτή την κατεύθυνση οι προτεινόμενες μεθοδολογίες για την αποτίμηση της συμβολής της αποθήκευσης στην επάρκεια ισχύος της παρούσας εργασίας μπορούν να συνδυαστούν με μοντέλα βέλτιστης ανάπτυξης του συστήματος με στόχο τον σχεδιασμό οικονομικά βέλτιστων και επαρκών συστημάτων παραγωγής.
- Βιωσιμότητα επενδύσεων Μηχανισμοί αποζημίωσης ισχύος: Οι μηχανισμοί αποζημίωσης ισχύος (CRMs) αποτελούν μια επιπλέον πηγή εσόδων, πέραν των αγορών ενέργειας και εξισορρόπησης, για έργα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα κρίσιμη για τη βιωσιμότητα τους. Οι αξιώσεις αποζημίωσης έργων αποθήκευσης σε διαγωνιστικές διαδικασίες δημοπράτησης ισχύος συναρτώνται άμεσα με τη συμβολή τους στην επάρκεια. Σε αυτό το πλαίσιο έχει ιδιαίτερη σημασία να εκτιμηθεί η οικονομική βιωσιμότητα έργων αποθήκευσης ενέργειας για εναλλακτικές πολιτικές διαχείρισης τους, όπως αυτές εκτέθηκαν κα προτάθηκαν στην παρούσα εργασία λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα εν δυνάμει έσοδα τους από μηχανισμούς αποζημίωσης ισχύος όσο και από τις υπόλοιπες αγορές ηλεκτρισμού.
- Απανθρακοποιημένα συστήματα: Η μετάβαση σε απανθρακοποιημένα συστήματα ενέργειας με υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα επιφέρει ριζικές αλλαγές στη λειτουργία των ΣΗΕ και της αποθήκευσης, δημιουργώντας νέες προκλήσεις και αβεβαιότητες. Η ανάγκη διατήρησης της επάρκειας ισχύος καθιστά την αποθήκευση κεντρικό στοιχείο στον ενεργειακό σχεδιασμό, απουσία συμβατικών μονάδων παραγωγής. Συγκεκριμένα στο πλαίσιο αυτό μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης αναμένεται να αναλάβουν σε σημαντικό βαθμό την ευθύνη διατήρησης της επάρκειας ισχύος. Παράλληλα, στο εγγύς μέλλον, αναμένεται η εισαγωγή νέων τεχνολογιών αποθήκευσης μεγάλης χωρητικότητας, οι οποίες θα υπόκεινται σε εποχιακή διαχείριση,

ενισχύοντας την ευελιξία του ενεργειακού συστήματος. Η επέκταση της παρούσας έρευνας στον προσδιορισμό της συμβολής της αποθήκευσης ενέργειας σε συνθήκες πλήρους απανθρακοποίησης των ηλεκτρικών συστημάτων αποτελεί κρίσιμο πεδίο μελέτης, συμβάλλοντας στην αξιολόγηση της επάρκειας και της αξιοπιστίας των μελλοντικών ενεργειακών συστημάτων.

Συμβολή αποθήκευσης ενέργειας στην ανθεκτικότητα των ΣΗΕ: Η ανθεκτικότητα (resilience) των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας αναφέρεται στην ικανότητά τους να αντέχουν και να ανακάμπτουν από ακραίες διαταραχές που χαρακτηρίζονται από μικρή πιθανότητα εμφάνισης αλλά μπορούν να έχουν σημαντική επίπτωση στη λειτουργία και το κόστος του συστήματος (ακραία καιρικά φαινόμενα, κυβερνοεπιθέσεις ή μεγάλες βλάβες υποδομών). Η αποθήκευση ενέργειας, πέρα από τη συνεισφορά της στην επάρκεια, μπορεί να διαδραματίσει κρίσιμο ρόλο στη βελτίωση της ανθεκτικότητας των ΣΗΕ, προσφέροντας γρήγορη απόκριση και ευελιξία σε τέτοιες ακραίες καταστάσεις. Στο πλαίσιο αυτό, η περαιτέρω διερεύνηση της συμβολής της αποθήκευσης στη διαχείριση έκτακτων καταστάσεων, πέραν της επάρκειας ισχύος, αποτελεί σημαντική κατεύθυνση μελλοντικής έρευνας. Η αποτίμηση της συμβολής διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης στην ανθεκτικότητα και την αδιάλειπτη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος υπό συνθήκες υψηλής αβεβαιότητας.

Παράρτημα Α

Δεδομένα εισόδου προσομοιώσεων

Παρακάτω αποτυπώνονται τα βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος που εξετάστηκε στην παρούσα εργασία, τα οποία λειτουργούν ως δεδομένα εισόδου των αλγορίθμων που αναπτύσσονται και αξιολογούνται στα Κεφάλαια 2 έως 5.

Στους Πίνακες Α.1 και Α.2 παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά του φορτίου και η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανά τεχνολογία. Σημειώνεται ότι η ετήσια αιχμή του φορτίου ζήτησης εμφανίζεται στις 17/07. Αναφορικά με την απόδοση των τεχνολογιών ΑΠΕ, ο συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor) των αιολικών πάρκων ισούται με 28,4%, των φωτοβολταϊκών σταθμών με 18,1% ενώ ο αντίστοιχος αθροιστικός συντελεστής των λοιπών τεχνολογιών ΑΠΕ φτάνει το 50%. Στο σύστημα επίσης λειτουργούν ΥΗΣ συνολικής ισχύος 3,5 GW με ταμιευτήρες φυσικών εισροών συνολικού ετήσιου ενεργειακού περιεχομένου ίσου με 4,42 TWh.

Στους Πίνακες Α.3 και Α.4 παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων και των διασυνδέσεων αντίστοιχα. Η απόδοση των μονάδων συνδυασμένου κύκλου του συστήματος κυμαίνεται μεταξύ 50% και 60%, ενώ για τους οικονομικούς υπολογισμούς χρησιμοποιείται τιμή φυσικού αερίου ίση με 38 \in /MW_{th}, και κόστος των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 80 \in /τόνο.

Στον Πίνακα Α.5 δίνονται τα γενικά τεχνικά χαρακτηριστικά που χρησιμοποιούνται για τις δύο βασικές τεχνολογίες σταθμών αποθήκευσης που εξετάζονται.

πινακάς Α.Τ. Λαμακτηρίο τικα φύρτιου ζητησης.			
Αιχμή φορτίου ζήτησης Συνολική ενέργεια φορτίου ζήτησης		Συντελεστής φορτίου	
[GW]	[TWh]	[%]	
11,01	61,80	64,10	

Πίνακας Α.1: Χαρακτηριστικά	φορτίου	ζήτησης.
-----------------------------	---------	----------

Πίνακας	A.2:	Ενκατεστημένη	ισχύς ΑΠΕ.
incontency		Li na ceo ci perij	юдоунны.

Τεχνολογία ΑΠΕ	Εγκατεστημένη ισχύς [GW]
Αιολικά πάρκα	7,50
Φωτοβολταϊκοί σταθμοί	10,00
Λοιπές ΑΠΕ*	1,01

* περιλαμβάνουν σταθμούς βιομάζας/βιοαερίου, γεωθερμίας, μικρών ΥΗΣ.

No.	NGC [MW]	MTTF [h]	MTTR [h]	FOR
1	417.0	456	24	5%
2	550.0	276	24	8%
3	378.0	276	24	8%
4	476.0	276	24	8%
5	810.0	456	24	5%
6	422.0	456	24	5%
7	400.2	276	24	8%
8	410.0	456	24	5%
9	334.0	456	24	5%
10	432.7	456	24	5%
11	433.4	456	24	5%
12	826.0	456	24	5%
13	1100.0	456	24	5%

Πίνακας Α.3: Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων.

No.	NTC [MW]	Technology	MTTF [h]	MTTR [h]	FOR
1	150	HVAC	3192	168	5%
2	850	HVAC	3192	168	5%
3	700	HVAC	3192	168	5%
4	250	HVAC	3192	168	5%
5	500	HVDC	504	168	25%

Πίνακας Α.4: Χαρακτηριστικά διασυνδέσεων.

$\Pi / \dots \dots \wedge \Lambda$	T V	/	/	0 - 0 - 4 -			
πυνακάς Α	$5 \cdot \chi \alpha \alpha \alpha \kappa \tau n \alpha$	ιστικά άδιοπις	στιάς και	RAHIOC	αποροσης	αποθηκευτικών	σταθμων
1100 00000 110	or map and trip	to then agionic	reary near	paopos	anoooonys		0100000

Τεχνολογία αποθήκευσης Βαθμός απόδοσης		MTTF [h]	MTTR [h]	FOR [%]
Συσσωρευτές	80%	1176	24	2%
Αντλησιοταμίευση	75%	2352	48	2%

Παράρτημα Β

Γλωσσάριο αντιστοιχίας τεχνικών όρων

Στο παρόν Παράρτημα ακολουθεί λίστα αντιστοίχισης των βασικών τεχνικών όρων της διατριβής από την ελληνική στην αγγλική γλώσσα.

ελληνικός όρος	αγγλικός όρος	συντομογραφία στα αγγλικά
95ο εκατοστημόριο	95th percentile	P95
αιολικά πάρκα	wind farms	WF
αλγόριθμος οικονομικής κατανομής βάσει	marit and an algorithm	
σειράς ένταξης	ment-order algorithm	
ανακατανομή πραγματικού χρόνου	real-time redispatch	RTR
αναμενόμενη απώλεια ενέργειας	loss of energy expectation	LOEE
αναμενόμενη απώλεια φορτίου	loss of load expectation	LOLE
αναμενόμενη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια	expected unserved energy / expected energy not served	EUE/EENS
αναμενόμενη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια _ανά διακοπή	expected energy unserved per interruption	EEUI
ανεξάρτητοί/αυτόνομοι (σταθμοί)	stand-alone	
αντλησιοταμίευση	pumped hydro storage	PHS
αξία απώλειας φορτίου	Value of Loss of Load	VOLL
αποθήκευση ενσωματωμένη σε σταθμό ΑΠΕ χωρίς δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο (<i>περιφραστικά</i>)	tightly coupled	
απομείωση αιχμής	peak shaving	
απώλεια φορτίου	loss of load	LoL
βασικό σενάριο	base-case scenario	
δείκτης ημερήσιου περιθωρίου ισχύος	daily capacity margin	DCM
διαθέσιμη συμβατική ισχύς	available conventional capacity	ACC
διάρκεια απώλειας φορτίου ανά συμβάν	loss of load duration	LOLD
εκτίμηση επάρκειας ισχύος	resource adequacy assessment	RAA
εναλλασσόμενο ρεύμα υψηλής τάσης	high voltage alternating current	HVAC
ένταξη μονάδων	unit commitment	UC
εξισορρόπηση φορτίου	load-leveling	
επίπεδο/στάθμη φόρτισης	state of charge	SoC
ευριστικοί αλγόριθμοι	heuristics	
εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας	frequency restoration reserve	FRR
εφεδρεία διατήρησης συχνότητας	frequency containment reserve	FCR
ικανότητα ανάληψης φορτίου	effective load carrying capability	ELCC
ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ	capacity credit	СС
ισοδύναμη εξασφαλισμένη ισχύς	equivalent firm capacity / equivalent firm power	EFC/ EFP
ισοδύναμη ισχύς αντικατάστασης	equivalent generation capacity substituted	EGCS
ισοδύναμη συμβατική ισχύς	equivalent conventional capacity / equivalent conventional power	ECC/ECP
καθαρή μεταφορική ικανότητα	net transfer capacity	NTC
καμπύλη διάρκειας καθαρού φορτίου	net load duration curve	
κατανομή	dispatch	

Πίνακας Β. 1: Αντιστοίχιση των βασικών τεχνικών όρων από την ελληνική στην αγγλική γλώσσα και συντομογραφία των όρων στα αγγλικά.

κατανομή βάσει τέλειας πρόβλεψης	perfect foresight dispatch	
κατανομή για ελαχιστοποίηση των	greedy dispatch	GR
απωλειών φορτίου (περιφραστικά)		
κατάντη του μετρητή	behind-the-meter	BtM
λόγος φόρτισης του αντιστροφέα Φ/Β, ίσος με το πηλίκο της συνδεδεμένης DC ισχύος _προς την ονομαστική του	inverter loading ratio	ILR
μέθοδοι βασισμένες στην αξιοπιστία	reliability-based methods	
μείωση της αιχμής του φορτίου	peak reduction	
μέσος χρόνος επισκευής – μέσος χρόνος μη διαθεσιμότητας	mean time to repair	MTTR
μέσος χρόνος μέχρι τη βλάβη – μέσος χρόνος διαθεσιμότητας	mean time to failure	MTTF
μη εξυπηρετούμενη ενέργεια	energy not supplied	ENS
μηχανισμοί αποζημίωσης ισχύος	capacity remuneration mechanisms	CRMs
μικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός	mixed integer linear programming	MILP
μοντέλο λήψης τιμών αγοράς	price-taker model	
οικονομική κατανομή φορτίου	economic dispatch	ED
οριακή τιμολόγηση	marginal pricing	
περιθώριο εφεδρείας σχεδιασμού	planning reserve margin	RPRM
πιθανότητα απώλειας φορτίου	loss of load probability	LOLP
πίνακας πιθανότητας απώλειας ισχύος	capacity outage probability table	СОРТ
προ-ημερήσιος προγραμματισμός	day-ahead scheduling	
προσέγγιση/μέθοδος ελάχιστου κόστους	cost-optimal approach	
προσεγγιστικές μέθοδοι	approximation-based methods	
προσομοιώσεις Monte Carlo	Monte Carlo simulations	MCS
ρυθμός μη προγραμματισμένων διακοπών	forced outage ratio	FOR
σταθερή κατανομή	fixed dispatch	FXD
συμβάντα απώλειας φορτίου	loss of load events	LOLEV
συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης	high voltage direct current	HVDC
συντελεστής χρησιμοποίησης	capacity factor	CF
συσσωρευτές (μπαταρίες)	batteries	
συστήματα αποθήκευσης ενέργειας	energy storage systems	ESS
συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μπαταριών	battery energy storage systems	BESS
συχνότητα απώλειας φορτίου	loss of load frequency	LOLF
σχεδιασμός ανάπτυξης δυναμικού παραγωγής	capacity expansion planning	CEP
τιμολόγηση σπανιότητας	scarcity pricing	
υβριδικοί σταθμοί	hybrid stations	
φωτοβολταϊκό με μπαταρία	PV-plus-battery	PV-BESS
φωτοβολταϊκοί σταθμοί	photovoltaic stations	PV

Βιβλιογραφία

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1st ed. McGraw-Hill Education, 1994.
- [2] Ε. Διαλυνάς, Σχεδιασμός Συστημάτων Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας με Κριτήρια Αξιοπιστίας. 2013.
- [3] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum, 1996.
- [4] CIGRE Working Group 03 of Study Committee 38, "POWER SYSTEM RELIABILITY ANALYSIS APPLICATION GUIDE," 1987.
- [5] European Commission, Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market. 2014.
- [6] ENTSO-E, "Network Code on Operational Security," Brussels, Belgium, 2013.
- [7] ACER, "Methodology for coordinating operational security analysis ACER Decision on CSAM: Annex I," 2019.
- [8] CIGRE Task Force 38.03.10, "POWER SYSTEM RELIABILITY ANALYSIS (Volume 2) Composite Power System Reliability Evaluation," 1992.
- [9] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Boston, MA: Springer US, 1994.
- [10] A. Reimers, W. Cole, and B. Frew, "The impact of planning reserve margins in long-term planning models of the electricity sector," *Energy Policy*, vol. 125, no. October 2018, pp. 1–8, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.10.025.
- [11] Astrapé Consulting prepared for Dominion Energy South Carolina, "Planning Reserve Margin Study," 2023.
- [12] Energy and Environmental Economics prepared for El Paso Electric Co., "Estimating the Economically Optimal Planning Reserve Margin," 2015. [Online]. Available: https://www.epelectric.com/files/html/PRM_Report.pdf.
- [13] M. P. Blanco, A. Spisto, N. Hrelja, and G. Fulli, "Generation Adequacy Methodologies Review," *JRC Sci. fo Policy Rep.*, 2016, doi: 10.2790/05490310.2790/647826.
- [14] NERC, "Probabilistic Adequacy and Measures," p. 48, 2018, [Online]. Available: www.NERC.com.
- [15] A. Kumar, S. Sehgal, D. Arora, and A. Soni, "Capacity Outage Probability Table Calculation (COPT) of Haryana Power Generation Corporation Limited Using VBA," *Int. J. Tech. Res.*, vol. 2, no. 2, pp. 6–11, 2013.
- [16] M. M. Castillo, "Evaluation of missing capacity and resource adequacy in an interconnected power system," Delft University of Technology, 2019.
- [17] R. Billinton and C. Singh, "System Load Representation in Generating Capacity Reliability Studies Part I Model Formulation and Analysis," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, no. 28, pp. 1953–1954, 1972.
- [18] R. N. Allan, A. M. L. da Silva, A. A. Abu-Nasser, and R. C. Burchett, "Discrete Convolution in Power System Reliability," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. R-30, no. 5, pp. 452–456, 1981, doi:

10.1109/TR.1981.5221166.

- [19] S. Raychaudhuri, "Introduction to Monte Carlo simulation," in *2008 Winter Simulation Conference*, Dec. 2008, pp. 91–100, doi: 10.1109/WSC.2008.4736059.
- [20] E. Zio, *The Monte Carlo Simulation Method for System Reliability and Risk Analysis*. London: Springer London, 2013.
- [21] ENTSO-E, "European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition Annex 2: Methodology," 2023. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/.
- [22] A. A. R. El Wafa, I. Helal, and G. Haggag, "Monte Carlo simulation in generating capacity adequacy assessment (state sampling technique)," in *2006 Eleventh International Middle East Power Systems Conference*, 2006, pp. 541–546.
- [23] Bagen and R. Billinton, "Impacts of energy storage on power system reliability performance," in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 2005., 2005, vol. 2005, no. May, pp. 494–497, doi: 10.1109/CCECE.2005.1556978.
- [24] E. Ibanez and M. Milligan, "Comparing Resource Adequacy Metrics," *13th Wind Integr. Work.*, no. 1, 2014.
- [25] ENTSO-E, "European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021 Annex 2 Detailed Results," 2021, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/.
- [26] ENTSO-E, "Mid-term Adequacy Forecast Appendix 2 Methodology 2020 Edition," 2020, [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdcdocuments/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_2_Methodology.pdf.
- [27] Y. Zhou, P. Mancarella, and J. Mutale, "Modelling and assessment of the contribution of demand response and electrical energy storage to adequacy of supply," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 3, pp. 12–23, 2015, doi: 10.1016/j.segan.2015.06.001.
- [28] ENTSO-E, "European Resource Adequacy Assessment 2022 Executive Summary," 2022.
- [29] J. P. Carvallo, N. Zhang, B. Leibowicz, and T. Carr, "A Guide for Improved Resource Adequacy Assessments in Evolving Power Systems - Institutional and technical dimensions." Lawrence Berkeley National Laboratory - Electricity Markets & Policy Energy Analysis & Environmental Impacts Division Lawrence, 2023.
- [30] ELIA, "Study on the outage parameters of generation units and DC links," 2022.
- [31] N. S. Bhangu, R. Singh, and G. L. Pahuja, "Availability Performance Analysis of Thermal Power Plants," J. Inst. Eng. Ser. C, vol. 100, no. 3, pp. 439–448, Jun. 2019, doi: 10.1007/s40032-018-0450-x.
- [32] D. Stenclik *et al.*, "Quantifying Risk in an Uncertain Future: The Evolution of Resource Adequacy," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 19, no. December, pp. 29–36, 2021, doi: 10.1109/MPE.2021.3104076.
- [33] A. Burdick, N. Schlag, A. Au, R. Go, Z. Ming, and A. Olson, "Lighting a Reliable Path to 100% Clean Electricity," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 20, no. 4, pp. 30–43, 2022, [Online]. Available: https://ieeexplore.ieee.org/document/9804188/.
- [34] B. Mauch, D. Millar, and G. Dorris, "Resource Adequacy Modeling for a High Renewable Future." NRRI Insights, 2022.
- [35] A. Månsson, B. Johansson, and L. J. Nilsson, "Assessing energy security: An overview of

commonly used methodologies," *Energy*, vol. 73, pp. 1–14, Aug. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.06.073.

- [36] D. Stenclik, A. Bloom, A. A. Figueroa, G. Stephen, and A. Tuohy, "Redefining Resource Adequacy Task Force. 2021. Redefining Resource Adequacy for Modern Power Systems. Reston, VA: Energy Systems Integration Group." [Online]. Available: https://www.esig.energy/reportsbriefs.
- [37] I. Konstantelos, P. Djapic, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Contribution of energy storage and demand-side response to security of distribution networks," *CIRED Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1650–1654, Oct. 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0830.
- [38] ACER, "Methodology for the European resource adequacy assessment," 2020. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual decisions Annexes/ACER Decision No 24-2020_Annexes/ACER Decision 24-2020 on ERAA - Annex I.pdf.
- [39] ENTSO-E, "Mid-term Adequacy Forecast 2017," 2017, [Online]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf%0Ahttps://www.entsoe.eu/outlo oks/maf/Pages/default.aspx.
- [40] ENTSO-E, "System Adequacy Retrospect 2009," 2009.
- [41] ENTSO-E, "MID-TERM ADEQUACY FORECAST Edition 2016 European Network of Transmission System Operators for Electricity CONTENTS," 2016, [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/events/2016/MAF_02_03_04_05_ Presentations.pdf.
- [42] ENTSO-E, "European Resource Adequacy Assessment 2021 Annex 3: Methodology," 2021, [Online]. Available: https://acer.europa.eu/en/Electricity/Pages/European-resourceadequacy-assessment.aspx.
- [43] M. Aneke and M. Wang, "Energy storage technologies and real life applications A state of the art review," *Appl. Energy*, vol. 179, pp. 350–377, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.
- [44] M. M. Rahman, A. O. Oni, E. Gemechu, and A. Kumar, "Assessment of energy storage technologies: A review," *Energy Convers. Manag.*, vol. 223, no. May, p. 113295, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113295.
- [45] S. Koohi-Fayegh and M. A. Rosen, "A review of energy storage types, applications and recent developments," *J. Energy Storage*, vol. 27, no. October 2019, p. 101047, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101047.
- [46] International Energy Agency, "Grid-scale Storage Overview." https://www.iea.org/energysystem/electricity/grid-scale-storage (accessed Jun. 21, 2024).
- [47] ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑ Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, "ΕΘΝΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΤΟ ΚΛΙΜΑ – ΑΝΑΘΕΩΡΗΜΕΝΗ ΕΚΔΟΣΗ, ΑΘΗΝΑ, ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ 2024." ΑΘΗΝΑ, 2024.
- [48] S. Weitemeyer, D. Kleinhans, T. Vogt, and C. Agert, "Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage," *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 14–20, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.09.028.
- [49] D. S. Mallapragada, N. A. Sepulveda, and J. D. Jenkins, "Long-run system value of battery energy

storage in future grids with increasing wind and solar generation," *Appl. Energy*, vol. 275, no. February, p. 115390, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115390.

- [50] G. Strbac *et al.*, "Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 5, pp. 32–41, Sep. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2708858.
- [51] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Electricity storage requirements to support the transition towards high renewable penetration levels Application to the Greek power system," *J. Energy Storage*, vol. 55, no. September, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105748.
- [52] S. I. Nanou and G. N. Psarros, "Optimal dispatch of BESS-fed virtual power lines under transmission congestion and bulk renewable generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 229, no. December 2023, p. 110196, 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110196.
- [53]European Association for Storage of Energy, "Ancillary Services Energy Storage Applications
Forms," Brussels, Belgium, 2021.[Online].Available:
http://www.xeroenergy.co.uk/services/ancillary-services-and-balancing-mechanism/.
- [54] A. Oudalov, D. Chartouni, and C. Ohler, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1259–1266, Aug. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901459.
- [55] G. N. Psarros, E. G. Karamanou, and S. A. Papathanassiou, "Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1822–1832, Oct. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2018.2816588.
- [56] H. Bitaraf and S. Rahman, "Reducing Curtailed Wind Energy Through Energy Storage and Demand Response," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 228–236, Jan. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2724546.
- [57] C. C. Wu, W. J. Lee, C. L. Cheng, and H. W. Lan, "Role and value of pumped storage units in an ancillary services market for isolated power systems-simulation in the Taiwan power system," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 44, no. 6, pp. 1924–1929, 2008, doi: 10.1109/TIA.2008.2006313.
- [58] I. Usera, P. Rodilla, S. Burger, I. Herrero, and C. Batlle, "The Regulatory Debate about Energy Storage Systems: State of the Art and Open Issues," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 5, pp. 42–50, Sep. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2708859.
- [59] R. Sioshansi, S. H. Madaeni, and P. Denholm, "A Dynamic Programming Approach to Estimate the Capacity Value of Energy Storage," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 395–403, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2279839.
- [60] I. Konstantelos and G. Strbac, "Capacity value of energy storage in distribution networks," *J. Energy Storage*, vol. 18, no. February, pp. 389–401, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.06.002.
- [61] Electric Power Research Inst. Tech. Rep. EPRI-EM-264, "Assessment of energy storage systems suitable for use by electric utilities Palo Alto, CA, USA, 1976.," Palo Alto, CA, USA, 1976.
- [62] D. Bhatnagar, A. Currier, J. Hernandez, M. Ookie, and B. Kirby, "MARKET AND POLICY BARRIERS TO ENERGY STORAGE A Study for the Energy Storage Systems Program," *Sandia Natl. Lab.*, no. September, p. 58, 2013, [Online]. Available: http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2013-7606.pdf.
- [63] A. G. Bakirtzis, "A probabilistic method for the evaluation of the reliability of stand alone wind energy systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 7, no. 1, pp. 99–107, Mar. 1992, doi:

10.1109/60.124548.

- [64] I. Abouzahr and R. Ramakumar, "Loss of power supply probability of stand alone wind electric conversion system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 5, no. 3, pp. 445–451, 1990.
- [65] S. H. Karaki, R. B. Chedid, and R. Ramadan, "Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 14, no. 3, pp. 766–772, 1999, doi: 10.1109/60.790949.
- [66] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), "The Paris Agreement," 2015. doi: 10.1038/127600a0.
- [67] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2023," 2023. [Online]. Available: www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.
- [68] N. Kittner, F. Lill, and D. M. Kammen, "Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition," *Nat. Energy*, vol. 2, no. 9, p. 17125, Jul. 2017, doi: 10.1038/nenergy.2017.125.
- [69] W. Cole, A. W. Frazier, W. Cole, and A. W. Frazier, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage : 2021 Update," 2021. [Online]. Available: https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf.
- [70] S. Wang, N. Zheng, C. D. Bothwell, Q. Xu, S. Kasina, and B. F. Hobbs, "Crediting Variable Renewable Energy and Energy Storage in Capacity Markets: Effects of Unit Commitment and Storage Operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 617–628, Jan. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3094408.
- [71] A. Papavasiliou, "Overview of EU Capacity Remuneration Mechanisms," 2021. [Online]. Available: https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2021/05/Report-I-CRM-final.pdf.
- [72] C. Fraunholz, D. Keles, and W. Fichtner, "On the role of electricity storage in capacity remuneration mechanisms," *Energy Policy*, vol. 149, no. January, p. 112014, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2020.112014.
- [73] O. Kraan, G. J. Kramer, I. Nikolic, E. Chappin, and V. Koning, "Why fully liberalised electricity markets will fail to meet deep decarbonisation targets even with strong carbon pricing," 2018, Energy Policy, vol. 131, no. July pp. 99–110, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.04.016.
- [74] A. Tuohy and M. O'Malley, "Pumped storage in systems with very high wind penetration," *Energy Policy*, vol. 39, no. 4, pp. 1965–1974, Apr. 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.01.026.
- [75] P. Hu, R. Billinton, and R. Karki, "Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 3, no. 8, pp. 783–791, Aug. 2009, doi: 10.1049/iet-gtd.2008.0639.
- [76] Bagen and R. Billinton, "Incorporating Well-Being Considerations in Generating Systems Using Energy Storage," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, no. 1, pp. 225–230, Mar. 2005, doi: 10.1109/TEC.2004.842376.
- [77] L. H. Koh, G. Z. Yong, W. Peng, and K. J. Tseng, "Impact of Energy Storage and Variability of PV on Power System Reliability," *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 302–310, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.05.071.
- [78] G. Edwards, S. Sheehy, C. J. Dent, and M. C. M. Troffaes, "Assessing the contribution of nightly rechargeable grid-scale storage to generation capacity adequacy," *Sustain. Energy, Grids*

Networks, vol. 12, pp. 69–81, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.segan.2017.09.005.

- [79] M. P. Evans, S. H. Tindemans, and D. Angeli, "Minimizing unserved energy using heterogeneous storage units," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 5, pp. 3647–3656, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2910388.
- [80] W. Y. Li and B. Bagen, "Reliability evaluation of integrated wind/diesel/storage systems for remote locations," in *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Jun. 2010, pp. 791–795, doi: 10.1109/PMAPS.2010.5528425.
- [81] Ruimin Zheng and Jin Zhong, "Generation adequacy assessment for power systems with wind turbine and energy storage," in *2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Jan. 2010, vol. 22, no. 3, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGT.2010.5434749.
- [82] Haiying Wang and Xiaomin Bai, "Adequacy assessment of generating systems incorporating wind, PV and energy storage," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, May 2012, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303229.
- [83] Y. Zhang, S. Zhu, and A. A. Chowdhury, "Reliability Modeling and Control Schemes of Composite Energy Storage and Wind Generation System With Adequate Transmission Upgrades," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 520–526, Oct. 2011, doi: 10.1109/TSTE.2011.2160663.
- [84] P. Wang, Z. Gao, and L. Bertling, "Operational Adequacy Studies of Power Systems With Wind Farms and Energy Storages," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2377–2384, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2201181.
- [85] Y. Xu and C. Singh, "Power System Reliability Impact of Energy Storage Integration With Intelligent Operation Strategy," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1129–1137, 2014.
- [86] Z. Parvini, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghtaie, "Operational Reliability Studies of Power Systems in the Presence of Energy Storage Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 3691–3700, Jul. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2771521.
- [87] A. Bagchi, L. Goel, and P. Wang, "Adequacy Assessment of Generating Systems Incorporating Storage Integrated Virtual Power Plants," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3440–3451, May 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2827107.
- [88] J. Teh, "Adequacy Assessment of Wind Integrated Generating Systems Incorporating Demand Response and Battery Energy Storage System," *Energies*, vol. 11, no. 10, p. 2649, Oct. 2018, doi: 10.3390/en11102649.
- [89] M. Zamani-Gargari, F. Kalavani, M. Abapour, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Reliability assessment of generating systems containing wind power and air separation unit with cryogenic energy storage," *J. Energy Storage*, vol. 16, pp. 116–124, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.est.2017.12.013.
- [90] C. Byers and A. Botterud, "Additional Capacity Value From Synergy of Variable Renewable Energy and Energy Storage," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 1106–1109, Apr. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2940421.
- [91] Y. Zhou, P. Mancarella, and J. Mutale, "Framework for capacity credit assessment of electrical energy storage and demand response," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 9, pp. 2267–2276, Jun. 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0458.
- [92] A. Tuohy and M. O'Malley, "Impact of pumped storage on power systems with increasing wind penetration," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Jul. 2009, pp. 1–8, doi:

10.1109/PES.2009.5275839.

- [93] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, and P. Denholm, "Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants With Thermal Energy Storage: A Case Study of the Southwestern United States," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1205–1215, May 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2207410.
- [94] G. Liu, M. Vrakopoulou, and P. Mancarella, "Capacity Credit Evaluation Framework of Wind, Solar and Pumped Hydro Storage Considering Generation Adequacy and Flexibility," *2019 9th Int. Conf. Power Energy Syst. ICPES 2019*, 2019, doi: 10.1109/ICPES47639.2019.9105380.
- [95] H. Kim, R. Sioshansi, E. Lannoye, and E. Ela, "A Stochastic-Dynamic-Optimization Approach to Estimating the Capacity Value of Energy Storage," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 3, pp. 1809–1819, May 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3110497.
- [96] M. A. Abdullah, K. M. Muttaqi, A. P. Agalgaonkar, and D. Sutanto, "Estimating the capacity value of energy storage integrated with wind power generation," in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672996.
- [97] P. Denholm *et al.*, "The Value of Energy Storage for Grid Applications," 2013. doi: NREL/TP 6A20- 58465.
- [98] K. Parks, "Declining Capacity Credit for Energy Storage and Demand Response with Increased Penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 6, pp. 4542–4546, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2915805.
- [99] P. Denholm, J. Nunemaker, P. Gagnon, and W. Cole, "The potential for battery energy storage to provide peaking capacity in the United States," *Renew. Energy*, vol. 151, pp. 1269–1277, May 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.11.117.
- [100] S. Giannelos, P. Djapic, D. Pudjianto, and G. Strbac, "Quantification of the Energy Storage Contribution to Security of Supply through the F-Factor Methodology," *Energies*, vol. 13, no. 4, p. 826, Feb. 2020, doi: 10.3390/en13040826.
- [101] S. Borozan, M. P. Evans, G. Strbac, and T. Rodrigues, "Contribution of Energy Storage to System Adequacy and its Value in the Capacity Market," in 2019 IEEE Milan PowerTech, no. August, pp. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810740.
- [102] T. Mertens, K. Bruninx, J. Duerinck, and E. Delarue, "Capacity credit of storage in long-term planning models and capacity markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 194, p. 107070, May 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107070.
- [103] G. N. Psarros, A. G. Papakonstantinou, J. S. Anagnostopoulos, S. A. Papathanassiou, and N. G. Boulaxis, "Contribution of energy storage to capacity adequacy Application to island power systems," in *CIGRE 48th Session*, 2020, no. August, pp. 1–10.
- [104] D. Watson and M. Rodgers, "Utility-scale storage providing peak power to displace on-island diesel generation," *J. Energy Storage*, vol. 22, no. November 2018, pp. 80–87, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.01.028.
- [105] A. W. Frazier, W. Cole, P. Denholm, D. Greer, and P. Gagnon, "Assessing the potential of battery storage as a peaking capacity resource in the United States," *Appl. Energy*, vol. 275, p. 115385, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115385.
- [106] L. Zhang, Y. Zhou, D. Flynn, J. Mutale, and P. Mancarella, "System-Level Operational and Adequacy Impact Assessment of Photovoltaic and Distributed Energy Storage, with

Consideration of Inertial Constraints, Dynamic Reserve and Interconnection Flexibility," *Energies*, vol. 10, no. 7, p. 989, Jul. 2017, doi: 10.3390/en10070989.

- [107] R. Wang, S. Wang, G. Geng, and Q. Jiang, "Multi-time-scale capacity credit assessment of renewable and energy storage considering complex operational time series," *Appl. Energy*, vol. 355, no. August 2023, p. 122382, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122382.
- [108] P. Jirutitijaroen and W. Wangdee, "Energy Storage Valuation toward 100% Renewable Electricity from Reliability Perspective," in 2024 21st International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), May 2024, pp. 1–6, doi: 10.1109/ECTI-CON60892.2024.10594815.
- [109] D. Sodano, J. F. DeCarolis, A. Rodrigo de Queiroz, and J. X. Johnson, "The symbiotic relationship of solar power and energy storage in providing capacity value," *Renew. Energy*, vol. 177, pp. 823–832, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.05.122.
- [110] W. L. Schram, H. Aghaie, I. Lampropoulos, and W. G. J. H. M. van Sark, "Insights on the capacity value of photovoltaics, community batteries and electric vehicles," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 26, p. 100421, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.segan.2020.100421.
- [111] A. D. Mills and P. Rodriguez, "A simple and fast algorithm for estimating the capacity credit of solar and storage," *Energy*, vol. 210, p. 118587, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118587.
- [112] A. H. Schleifer, C. A. Murphy, W. J. Cole, and P. Denholm, "Exploring the design space of PVplus-battery system configurations under evolving grid conditions," *Appl. Energy*, vol. 308, no. November 2021, p. 118339, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118339.
- [113] A. H. Schleifer, C. A. Murphy, W. J. Cole, and P. L. Denholm, "The evolving energy and capacity values of utility-scale PV-plus-battery hybrid system architectures," *Adv. Appl. Energy*, vol. 2, no. March, p. 100015, May 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100015.
- [114] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, S. A. Papathanassiou, D. Evagorou, A. Frixou, and A. Poullikkas, "Mid-term electricity storage needs of the power system of Cyprus," in *CIGRE Paris Session*, 2022, pp. 1–10.
- [115] S. Awara, C. Murphy, A. Schleifer, G. Stephen, and P. Denholm, "Impacts of hybridization and forecast errors on the probabilistic capacity credit of batteries," *Next Energy*, vol. 1, no. 2, p. 100021, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.nxener.2023.100021.
- [116] A. Pham, W. Cole, and P. Gagnon, "Average and Marginal Capacity Credit Values of Renewable and Battery Storage in United States Power System," *Preprint*, 2024, [Online]. Available: https://ssrn.com/abstract=4894113.
- [117] W. Cole, P. Denholm, V. Carag, and W. Frazier, "The peaking potential of long-duration energy storage in the United States power system," *J. Energy Storage*, vol. 62, no. February, p. 106932, 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.106932.
- [118] N. Shi and Y. Luo, "Capacity value of energy storage considering control strategies," *PLoS One*, vol. 12, no. 5, p. e0178466, May 2017, doi: 10.1371/journal.pone.0178466.
- [119] G. Liu, M. Vrakopoulou, and P. Mancarella, "Assessment of the Capacity Credit of Renewables and Storage in Multi-Area Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 3, pp. 2334– 2344, May 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3034248.
- [120] G. Stephen, T. Joswig-Jones, S. Awara, and D. Kirschen, "Impact of Storage Dispatch

Assumptions on Resource Adequacy and Capacity Credit," *2022 17th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAPS 2022*, 2022, doi: 10.1109/PMAPS53380.2022.9810584.

- [121] D. Stenclik, R. Rocheleau, and J. Cole, "Energy Storage as a Peaker Replacement," *IEEE Electrif. Mag.*, vol. 6, pp. 20–26, 2018.
- [122] L. Wen and Q. Song, "ELCC-based capacity value estimation of combined wind storage system using IPSO algorithm," *Energy*, vol. 263, no. PB, p. 125784, 2023, doi: 10.1016/j.energy.2022.125784.
- [123] S. Gonzato, K. Bruninx, and E. Delarue, "The effect of short term storage operation on resource adequacy," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 34, p. 101005, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.segan.2023.101005.
- [124] Y. Sun, B. Frew, S. Dalvi, and S. C. Dhulipala, "Insights into methodologies and operational details of resource adequacy assessment: A case study with application to a broader flexibility framework," *Appl. Energy*, vol. 328, no. July, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120191.
- [125] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Battery Energy Storage Contribution to System Adequacy," *Energies*, vol. 14, no. 16, p. 5146, 2021, doi: https://doi.org/10.3390/en14165146.
- [126] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Feasibility of Behind-the-Meter Battery Storage in Wind Farms Operating on Small Islands," *Batteries*, vol. 8, no. 12, p. 275, Dec. 2022, doi: 10.3390/batteries8120275.
- [127] L. Garver, "Effective Load Carrying Capability of Generating Units," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-85, no. 8, pp. 910–919, Aug. 1966, doi: 10.1109/TPAS.1966.291652.
- [128] A. Keane *et al.*, "Capacity value of wind power," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 564–572, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2062543.
- [129] B. Hasche, A. Keane, and M. O'Malley, "Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: The Irish power system case," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 420– 430, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051341.
- [130] C. J. Dent, A. Keane, and J. W. Bialek, "Simplified methods for renewable generation capacity credit calculation: A critical review," in *IEEE PES General Meeting*, Jul. 2010, pp. 1–8, doi: 10.1109/PES.2010.5589606.
- [131] G. R. Pudaruth and F. Li, "Capacity credit evaluation: A literature review," 3rd Int. Conf. Deregul. Restruct. Power Technol. DRPT 2008, no. April, pp. 2719–2724, 2008, doi: 10.1109/DRPT.2008.4523872.
- [132] M. Milligan and B. Parsons, "A comparison and case study of capacity credit algorithms for wind power plants," *Wind Eng.*, vol. 23, no. 3, pp. 159–166, 1997.
- [133] C. D'Annunzio and S. Santoso, "Noniterative method to approximate the effective load carrying capability of a wind plant," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 544–550, 2008, doi: 10.1109/TEC.2008.918597.
- [134] M. R. Milligan and K. Porter, "Determining the Capacity Value of Wind: An Updated Survey of Methods and Implementation," 2008.
- [135] L. Söder and M. Amelin, "A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit," *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy* 21st Century, PES, 2008, doi: 10.1109/PES.2008.4596666.

- [136] C. Ensslin, M. Milligan, H. Holttinen, M. O'Malley, and A. Keane, "Current methods to calculate capacity credit of wind power, IEA collaboration," *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 1–3, 2008, doi: 10.1109/PES.2008.4596006.
- [137] M. Amelin, "Comparison of capacity credit calculation methods for conventional power plants and wind power," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 685–691, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016493.
- [138] N. Zhang, Y. Yu, C. Fang, Y. Su, and C. Kang, "Power System Adequacy With Variable Resources : A Capacity Credit Perspective," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. PP, pp. 1–6, 2023, doi: 10.1109/TR.2023.3340747.
- [139] B. A. Frew, W. J. Cole, Y. Sun, T. T. Mai, and J. Richards, "8760-Based Method for Representing Variable Generation Capacity Value in Capacity Expansion Models," *Natl. Renew. Energy Lab. Tech. Rep.*, no. August, 2017, [Online]. Available: https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68869.pdf.
- [140] R. Duignan *et al.*, "Capacity value of solar power," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2012, pp. 1–6, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345429.
- [141] M. A. H. El-Sayed, "Substitution potential of wind energy in Egypt," *Energy Policy*, vol. 30, no. 8, pp. 681–687, Jun. 2002, doi: 10.1016/S0301-4215(02)00030-7.
- [142] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, and P. Denholm, "Estimating the capacity value of concentrating solar power plants: A case study of the southwestern United States," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1116–1124, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2179071.
- [143] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, and P. Denholm, "Comparing capacity value estimation techniques for photovoltaic solar power," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 3, no. 1, pp. 407–415, 2013, doi: 10.1109/JPHOTOV.2012.2217114.
- [144] P. Subcommittee, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, Nov. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319398.
- [145] R. Billinton *et al.*, "A Reliability Test System for Educational Purposes-Basic Data," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 9, no. 8, pp. 67–68, Aug. 1989, doi: 10.1109/MPER.1989.4310918.
- [146] C. Grigg *et al.*, "The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999, doi: 10.1109/59.780914.
- [147] C. Barrows *et al.*, "The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 119–127, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925557.
- [148] "RTS-GLMC test system." https://github.com/GridMod/RTS-GMLC (accessed Sep. 01, 2024).
- [149] "Wind power integration in a liberalised electricity market (WILMAR) project," 2005. [Online]. Available: https://cordis.europa.eu/project/id/ENK5-CT-2002-00663.
- [150] National Renewable Energy Laboratory, "Regional Energy Deployment System." https://www.nrel.gov/analysis/reeds/ (accessed Sep. 01, 2024).
- [151] National Renewable Energy Laboratory, "Resource Planning Model (RPM)." https://www.nrel.gov/analysis/models-rpm.html (accessed Sep. 01, 2024).
- [152] "Tools for Energy Model Optimization and Analysis (TEMOA)." https://temoacloud.com/

(accessed Sep. 01, 2024).

- [153] National Renewable Energy Laboratory, "Revenue Operation and Device Optimization Model (RODeO).".
- [154] E. Exemplar, "PLEXOS." https://www.energyexemplar.com/plexos (accessed Sep. 01, 2024).
- [155] J. D. Lara *et al.*, "NREL-SIIP/PowerSimulations.jl: v0.11.1 (Version v0.11.1) [Computer software]. Zenodo.".
- [156] GE Verona, "MULTI AREA RELIABILITY SIMULATION (MARS *) SOFTWARE."
- [157] National Renewable Energy Laboratory, "Probabilistic resource adequacy suite (PRAS)." https://www.nrel.gov/analysis/pras.html (accessed Sep. 01, 2024).
- [158] G. N. Psarros, P. A. Dratsas, and S. A. Papathanassiou, "A comparison between central- and selfdispatch storage management principles in island systems," *Appl. Energy*, vol. 298, no. February, p. 117181, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117181.
- [159] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "A Real-Time Redispatch Method to Evaluate the Contribution of Storage to Capacity Adequacy," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 39, no. 1, pp. 1274–1286, Jan. 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3243669.
- [160] S. I. Nanou, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Network-constrained unit commitment with piecewise linear AC power flow constraints," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 195, p. 107125, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107125.
- [161] "General Algebraic Modeling System (GAMS)." https://www.gams.com (accessed Feb. 20, 2020).
- [162] "IBM CMPLEX Optimizer." https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer (accessed Feb. 20, 2020).
- [163] "Mathworks MATLAB and Simulink for Technical Computing." https://www.mathworks.com/ (accessed Feb. 20, 2020).
- [164] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Capacity Value of Pumped-Hydro Energy Storage," in 2022 2nd International Conference on Energy Transition in the Mediterranean Area (SyNERGY MED), Oct. 2022, pp. 1–6, doi: 10.1109/SyNERGYMED55767.2022.9941435.
- [165] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Energy Storage Capacity Credit Variation with System Adequacy," in 14th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, 2024.
- [166] J. I. Pérez-Díaz and J. Jiménez, "Contribution of a pumped-storage hydropower plant to reduce the scheduling costs of an isolated power system with high wind power penetration," *Energy*, vol. 109, pp. 92–104, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.04.014.
- [167] R. Jiang, J. Wang, and Y. Guan, "Robust Unit Commitment With Wind Power and Pumped Storage Hydro," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2169817.
- [168] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, and E. J. McKeogh, "Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 4, pp. 1293– 1302, May 2010, doi: 10.1016/j.rser.2009.11.015.
- [169] K. Bruninx, Y. Dvorkin, E. Delarue, H. Pandzic, W. Dhaeseleer, and D. S. Kirschen, "Coupling Pumped Hydro Energy Storage With Unit Commitment," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no.

2, pp. 786–796, Apr. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2498555.

- [170] P. Denholm and M. Hand, "Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity," *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1817–1830, Mar. 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.01.019.
- [171] P. Denholm, M. O'Connell, G. Brinkman, and J. Jorgenson, "Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart," National Renewable Energy Laboratory: Golden, CO, USA, 2015. [Online]. Available: http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65453.pdf.
- [172] Q. Hou, N. Zhang, E. Du, M. Miao, F. Peng, and C. Kang, "Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China," *Appl. Energy*, vol. 242, no. November 2018, pp. 205–215, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.067.
- [173] P. L. Denholm and R. M. Margolis, "The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California Under Increased Penetration of Solar Photovoltaics," Golden, CO (United States), Mar. 2018. doi: 10.2172/1427348.
- [174] ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟ ΚΑΙ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ ΕΝΩΣΗΣ, "ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΕ) 2019/943 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ," 2019.
- [175] ACER, "Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy," no. October, 2022.
- [176] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Contribution of PV Generation With Embedded Battery Storage to Capacity Adequacy," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 16, no. 2, pp. 1125–1138, Apr. 2025, doi: 10.1109/TSTE.2024.3505413.
- [177] M. Ahlstrom *et al.*, "Hybrid Resources: Challenges, Implications, Opportunities, and Innovation," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 19, no. 6, pp. 37–44, Nov. 2021, doi: 10.1109/MPE.2021.3104077.
- [178] E. S. Chatzistylianos, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "A Capacity Expansion Planning Model Integrating Hybrid PV-Storage Stations with Grid Export Constraints," in 14th Mediterranean Conference on Power Generation Transmission, Distribution and Energy Conversion (MED POWER 2024).
- [179] W. Gorman, C. C. Montañés, A. Mills, J. H. Kim, D. Millstein, and R. Wiser, "Are coupled renewable-battery power plants more valuable than independently sited installations?," *Energy Econ.*, vol. 107, 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2022.105832.
- [180] D. Stenclik, M. Goggin, E. Ela, and M. Ahlstrom, "Unlocking the Flexibility of Hybrid Resources," 2022. [Online]. Available: https://www.esig.energy/unlocking-the-flexibility-of-hybridresources/.
- [181] P. P. Chinaris, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Hybridization of wind farms with colocated PV and storage installations," *Renew. Energy*, vol. 240, p. 122057, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.renene.2024.122057.
- [182] W. Gorman and J. Seel, "Batteries Included: Top 10 Findings from Berkeley Lab Research on the Growth of Hybrid Power Plants in the United States," 2022.
- [183] European Commission, State aid SA.60064 (2021/N) Greece Greek RES and heCHP scheme 2021-2025.
- [184] "ΦΕΚ/Αρ. Φύλλου 4333/Απόφαση με Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/84014/7123 Καθορισμός πλαισίου προτεραιότητας στην χορήγηση οριστικών Προσφορών Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ και

ΣΗΘΥΑ και σταθμούς αποθήκευσης από τον Διαχειριστή του Δικτύου και τον Διαχειριστή του Συστήματος, συμπεριλαμβανομένων των περιοχών που έχουν χαρακτηρισθεί ως κορεσμένα δίκτυα κατά παρέκκλιση κάθε άλλης γενικής ή ειδικής διάταξης, σύμφωνα με το άρθρο 89 του ν. 4951/2022.".

- [185] P. L. Denholm, R. M. Margolis, and J. D. Eichman, "Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants," *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. August, 2017, doi: 10.2172/1376049.
- [186] E. S. Chatzistylianos, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Export Constraints Applicable to Renewable Generation to Enhance Grid Hosting Capacity," *Energies*, vol. 17, no. 11, p. 2588, May 2024, doi: 10.3390/en17112588.
- [187] P. T. Kyrimlidou, C. K. Simoglou, and P. N. Biskas, "Optimal sizing and long-term operation of a hybrid RES-BESS station in a competitive electricity market," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 39, p. 101450, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.segan.2024.101450.
- [188] C. Weber, D. Möst, and W. Fichtner, *Economics of Power Systems*. Cham: Springer International Publishing, 2022.
- [189] J. Good and J. X. Johnson, "Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance," *Appl. Energy*, vol. 177, pp. 475–486, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.05.134.
- [190] "European Commission. Grids, the missing link An EU Action Plan for Grids 2023."
- [191] A. G. Papakonstantinou, E. S. Chatzistylianos, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Connection agreements subject to limitations for renewable generation and storage facilities in Greece," in *CIGRE Session 2024*, 2024.
- [192] A. Mills and R. Wiser, "An evaluation of solar valuation methods used in utility planning and procurement processes," Berkeley, CA, 2012.
Δημοσιεύσεις του συγγραφέα

Σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά

- <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Contribution of PV generation with embedded battery storage to capacity adequacy," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 16, no. 2, pp. 1125–1138, Apr. 2025, doi: 10.1109/TSTE.2024.3505413.
- <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "A Real-time Redispatch Method to Evaluate the Contribution of Storage to Capacity Adequacy," IEEE Trans. Power Syst., vol. 39, no. 1, pp. 1274–1286, Jan. 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3243669.
- <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Feasibility of Behind-the-Meter Battery Storage in Wind Farms Operating on Small Islands," Batteries, vol. 8, no. 12, p. 275, Dec. 2022, doi: 10.3390/batteries8120275.
- <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Battery Energy Storage Contribution to System Adequacy," Energies, vol. 14, no. 16, p. 5146, 2021, doi: https://doi.org/10.3390/en14165146.
- 5. G. N. Psarros, <u>*P. A. Dratsas*</u>, Periklis P. Chinaris and S. A. Papathanassiou, "Assessing the implications of RES technology mix on curtailments, storage requirements and system economics," Appl. Energy, vol. 381, p. 125159, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.125159.
- C. I. Kostaki, <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, E. S. Chatzistylianos and S. A. Papathanassiou, "A Novel Method to Integrate Hydropower Plants to Resource Adequacy Assessment Studies," Energies, vol. 17, no. 17, p. 4237, Aug. 2024, doi: 10.3390/en17174237
- G. N. Psarros, <u>P. A. Dratsas</u>, and S. A. Papathanassiou, "A comprehensive review of electricity storage applications in island systems," J. Energy Storage, vol. 83, no. August 2023, p. 110658, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.110658.
- G. N. Psarros, <u>P. A. Dratsas</u>, and S. A. Papathanassiou, "A comparison between central- and self-dispatch storage management principles in island systems," Appl. Energy, vol. 298, no. February, p. 117181, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117181.

Σε πρακτικά διεθνών συνεδρίων

- P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Energy storage capacity credit variation with system adequacy," in 14th Mediterranean Conference on Power Generation Transmission, Distribution and Energy Conversion (MED POWER 2024), IET Conf. Proc., vol. 2024, no. 29, pp. 119–124, Feb. 2025, doi: 10.1049/icp.2024.4647.
- <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Capacity Value of Wind Powered Pumped Hydro Storage Virtual Power Plants," in 2023 IEEE 2nd Industrial Electronics Society Annual On-Line Conference (ONCON), IEEE, Dec. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/ONCON60463.2023.10431378.

- <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "The Economic Aspect of Missing Capacity in Resource Adequacy Assessment Studies," in 2023 IEEE 2nd Industrial Electronics Society Annual On-Line Conference (ONCON), IEEE, Dec. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/ONCON60463.2023.10430974.
- P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Capacity Value of Pumped-Hydro Energy Storage," in 2022 2nd International Conference on Energy Transition in the Mediterranean Area (SyNERGY MED), Thessaloniki, Greece: IEEE, Oct. 2022, pp. 1–6. doi: 10.1109/SyNERGYMED55767.2022.9941435.
- 13. <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, S. A. Papathanassiou, D. Evagorou, A. Frixou, and A. Poullikkas, "Midterm electricity storage needs of the power system of Cyprus," in CIGRE Paris Session, Paris, France, 2022, pp. 1–10.
- 14. E. S. Chatzistylianos, <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Determining Planning Reserve Margin Levels through Probabilistic Reliability Assessment," in 2025 IEEE 21st International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE, May 2025. (accepted)
- 15. E. S. Chatzistylianos, <u>P. A. Dratsas</u>, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "The impact of capacity adequacy constraints in planning models for different RES penetration," in 2024 IEEE 3rd Industrial Electronics Society Annual On-Line Conference (ONCON), IEEE, Dec. 2024.
- 16. Periklis P. Chinaris, G. N. Psarros, <u>P. A. Dratsas</u>, and S. A. Papathanassiou, "Front- and behindthe-meter storage needs of the Greek power system under high RES penetration levels," in 14th Mediterranean Conference on Power Generation Transmission, Distribution and Energy Conversion (MED POWER 2024), IET Conf. Proc., vol. 2024, no. 29, pp. 649–654, Feb. 2025, doi: 10.1049/icp.2024.4734.

Σε εθνικά συνέδρια

 M. C. Sousounis, <u>P. A. Dratsas</u>, C. Kaskouras, A. Bachoumis, C. Dikaiakos, and G. Papaioannou, "Enhancing Transmission Power System Reliability through the Activation of Distribution System Flexibilities," 30th CIGRE Greece Natl. Conf. "e-Session 2020," p. 1, 2020, [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.est.2024.110658