



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Βιβλιογραφική Ανασκόπηση Μεθόδων
Προσδιορισμού των Απαιτήσεων Εφεδρειών σε
Αυτόνομα Συστήματα με Διείσδυση ΑΠΕ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

ΑΝΑΣΤΑΣΙΑΣ Γ. ΒΑΒΛΑΔΕΛΗ-ΤΕΛΩΝΙΑΤΟΥ

Επιβλέπων: Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Αναπληρωτής Καθηγητής

Αθήνα, Ιούλιος 2017



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Βιβλιογραφική Ανασκόπηση Μεθόδων
Προσδιορισμού των Απαιτήσεων Εφεδρειών σε
Αυτόνομα Συστήματα με Διείσδυση ΑΠΕ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

ΑΝΑΣΤΑΣΙΑΣ Γ. ΒΑΒΛΑΔΕΛΗ-ΤΕΛΩΝΙΑΤΟΥ

Επιβλέπων: Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Αναπληρωτής Καθηγητής

Εγκρίθηκε από την τριμελή επιτροπή την 11/7/2017

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Αναπληρωτής Καθηγητής

.....
Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής

.....
Πάυλος Γεωργιάκης
Επίκουρος Καθηγητής

Αθήνα, Ιούλιος 2017

.....
Αναστασία Γ. Βαβλαδέλη-Τελωνιάτου

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π

Copyright © Αναστασία Γ. Βαβλαδέλη-Τελωνιάτου, 2017

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.

Στους γονείς μου,

σους φίλους μου

Περίληψη

Στην εργασία αυτή γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση μεθόδων προσδιορισμού των απαιτήσεων εφεδρειών σε αυτόνομα συστήματα με διείσδυση ΑΠΕ. Η Ελλάδα διαθέτει πλήθος νησιών που για τεχνικούς και οικονομικούς λόγους δεν έχουν διασυνδεθεί με το ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο σύστημα. Τα ηλεκτρικά συστήματα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ), ως αυτόνομα-απομονωμένα συστήματα, είναι πιο ευάλωτα και έχουν αναλογικά μεγαλύτερες ανάγκες εφεδρείας. Από την άλλη μεριά, οι ανάγκες της Ελλάδας για ανάπτυξη των ΑΠΕ και το καλό δυναμικό των νησιών της, κάνουν σημαντική την παρουσία των ΑΠΕ στα νησιά, που αυξάνει επίσης τις ανάγκες εφεδρείας. Οι κυριότερες ΑΠΕ στα ΜΔΝ της Ελλάδας είναι τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά.

Στην εργασία παρουσιάζονται βασικοί όροι που σχετίζονται με την έννοια της εφεδρείας καθώς και οι σχετικοί κανονισμοί για τα διασυνδεδεμένα συστήματα της Ευρώπης και Βορείου Αμερικής. Σε διαφορετικά μέρη χρησιμοποιούνται διαφορετικοί όροι και διαφορετικές προσεγγίσεις ως προς τις κατηγορίες και την εφαρμογή των εφεδρειών. Για την κατανόηση των σχετικών εργασιών είναι απαραίτητο να γίνει πρώτα κατανοητό σε ποιο πλαίσιο κινείται η εκάστοτε εργασία για να είναι δυνατό να αξιολογηθεί η χρησιμότητά της για την περίπτωση μας. Έπειτα παρουσιάζονται οι κανονισμοί που σχετίζονται με την εφεδρεία στα ΜΔΝ σε Ελλάδα και Ισπανία. Και στις δύο περιπτώσεις έχουμε Πρωτεύουσα, Δευτερεύουσα και Τριτεύουσα εφεδρεία. Οι κανονισμοί στην Ελλάδα είναι πιο αναλυτικοί, αλλά στην Ισπανία πιο συγκεκριμένοι ως προς τις απαιτήσεις εφεδρείας.

Οι περισσότερες εργασίες με μεθόδους υπολογισμού απαιτήσεων εφεδρείας αναφέρονται σε διασυνδεδεμένα συστήματα, όμως κάποιες με κατάλληλες προσαρμογές ίσως μπορούν να χρησιμοποιηθούν και σε ελληνικό ΜΔΝ. Ακόμα και κάποιες λίγες εργασίες για αυτόνομα συστήματα που υπάρχουν δεν είναι απαραίτητο ότι θα είναι κατάλληλες για τα ελληνικά ΜΔΝ, καθώς κάθε αυτόνομο σύστημα έχει τα δικά του χαρακτηριστικά. Γενικά, οι πιο απλές μέθοδοι βασίζονται σε αιτιοκρατικά μοντέλα, ενώ υπάρχουν κι άλλες όπως πιθανοτικές και στοχαστικές. Κάποιες λαμβάνουν υπόψη τους την παρουσία ΑΠΕ ενώ άλλες όχι. Τα κριτήρια απόφασης συνήθως είναι κριτήρια ασφαλείας ή οικονομικά ή κάποιος συνδυασμός. Στην Ελλάδα δεν μπορούν να γίνουν δεκτά καθαρά οικονομικά κριτήρια που δεν δίνουν βάρος στην ασφάλεια. Επίσης τα δεδομένα και τα μέσα που μπορούν να χρησιμοποιηθούν είναι περιορισμένα, οπότε πολύ σύνθετες και απαιτητικές μέθοδοι δεν ενδείκνυνται.

Κάποιες μέθοδοι που κρίθηκαν ως ενδιαφέρουσες και με κατάλληλες προσαρμογές ίσως να μπορούσαν να βρουν εφαρμογή στην περίπτωση μας παρουσιάζονται πιο αναλυτικά στη συνέχεια. Πρόκειται για μία μέθοδο που μπορεί να επιλυθεί με γραμμικό προγραμματισμό όμως δεν περιλαμβάνει τις ΑΠΕ, μία άλλη που λαμβάνει υπόψη της την πιθανότητα απώλειας μονάδας και πιθανά σφάλματα πρόβλεψης φορτίου και ΑΠΕ, και εργασίες ενός συγγραφέα που επικεντρώνεται στην επίδραση της ανεμοπαραγωγής στις απαιτήσεις εφεδρείας. Οι μέθοδοι δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν άμεσα, όμως με κατάλληλες αλλαγές και προσαρμογές παρουσιάζουν προοπτικές.

Λέξεις Κλειδιά: Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Αυτόνομα Συστήματα, Εφεδρεία, Πρωτεύουσα Εφεδρεία, Δευτερεύουσα Εφεδρεία, Τριτεύουσα Εφεδρεία, Στρεφόμενη Εφεδρεία, Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Abstract

The scope of this thesis is to make a literature review for methods of calculation of the reserve requirements for autonomous systems with Renewable Energy Sources (RES). Greece has many islands, which have not been interconnected with the mainland interconnected system for technical and economic reasons (Non-Interconnected Islands - NII). Their electrical systems are autonomous-isolated systems, so they are more vulnerable and have proportionally greater reserve requirements. On the other hand, Greece's needs for the development of RES and the good potential of its islands make the presence of RES in the islands significant, which also increases the reserve needs. The most important RES in Greek islands are wind and photovoltaic power generation.

This thesis presents basic terms regarding reserves, and relevant regulations for the interconnected systems of Europe and North America. In different places, different terms and different approaches to the categories and the application of reserves are used. In order to understand the papers regarding this subject, it is necessary to understand the context of each paper in order to be able to assess whether it is useful for our case or not. Also, regulations regarding reserves in NII of Greece and Spain are presented. In both cases, the categories are primary, secondary, and tertiary reserve. Regulations in Greece are more detailed, but regulations in Spain are more specific in terms of reserve requirements.

Most of the papers, that have methods calculating reserve requirements, refer to interconnected systems, but some of them with appropriate adjustments may also be suitable for Greek NII. There are a few papers on isolated systems, but it is not sure their methods are suitable for Greek NII, since each autonomous system has its own characteristics. In general, the simplest methods are based on deterministic models. There are also other methods such as probabilistic and stochastic. Some of them take into account the presence of RES while others do not. Decision criteria are usually security or financial criteria or a combination of the two. In Greece, security is important, so purely economic criteria cannot be accepted. Also, the available data and sources are limited, so very complex and demanding methods are inappropriate.

Some methods that seem interesting, and with some adjustments might be applicable to our case are presented in more detail. The first is a method that can be solved by linear programming but does not include RES. The second takes into account the generator outages and load and RES prediction errors. The rest have the same writer and focus on the effect of wind power generation on reserve requirements. The methods in their original form are not suitable for our case, but with some changes and adjustments they seem very promising.

Key words: Non Interconnected Islands, Isolated Systems, Reserve, Primary Reserve, Secondary Reserve, Tertiary Reserve, Spinning Reserve, Non-Spinning Reserve, Renewable Energy Sources

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή μου, κύριο Παπαθανασίου Σταύρο, για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα και για την βοήθειά του στην εκπόνηση και ολοκλήρωση αυτής της διπλωματικής.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τον διδακτορικό φοιτητή Ψαρρό Γεώργιο για την πολύτιμη βοήθεια του και την καθοδήγησή του σε όλη την διάρκεια αυτής της εργασίας.

Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς μου για την στήριξή τους όλα αυτά τα χρόνια, όπως και τους φίλους μου και τα πρόσωπα που μου στάθηκαν στις δυσκολίες και τις προσπάθειές μου.

Περιεχόμενα

| | |
|---|----|
| 1. Εισαγωγή..... | 15 |
| 1.1 Τα ελληνικά νησιά και η οργάνωσή τους σε ηλεκτρικά συστήματα..... | 15 |
| 1.2 Χαρακτηριστικά των απομονωμένων-αυτόνομων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας | 17 |
| 1.3 Εθνικός στόχος ΑΠΕ..... | 18 |
| 1.4 Δυναμικό ΑΠΕ στην Ελλάδα και συνεισφορά στους εθνικούς στόχους | 19 |
| 1.5 Τρέχουσα κατάσταση των ΑΠΕ στα ελληνικά ΜΔΝ | 21 |
| 1.6 Συμπεράσματα..... | 23 |
| 2. Ορισμοί και χαρακτηριστικές έννοιες Εφεδρειών..... | 25 |
| 2.1 Εισαγωγικές έννοιες..... | 25 |
| 2.2 Είδη εφεδρείας..... | 27 |
| 2.3 Ευρωπαϊκοί κανονισμοί για τις εφεδρείες..... | 29 |
| ENTSO-E | 29 |
| UCTE..... | 33 |
| 2.4 Κανονισμοί στη Βόρειο Αμερική για τις εφεδρείες | 39 |
| 3. Νομοθεσία για ΜΔΝ και απομονωμένα συστήματα σε Ελλάδα και Ισπανία..... | 44 |
| 3.1 Κώδικας για τα ΜΔΝ για την Ελλάδα από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας..... | 44 |
| 3.2 Ισπανική νομοθεσία για την εφεδρεία σε ΜΔΝ και άλλα απομονωμένα συστήματα... | 51 |
| 4. Βιβλιογραφική ανασκόπηση μεθόδων υπολογισμού εφεδρείας..... | 55 |
| 4.1 Αιτιοκρατικά μοντέλα προσδιορισμού εφεδρείας..... | 55 |
| 4.2 Άλλες μέθοδοι υπολογισμού εφεδρείας σε διασυνδεδεμένα συστήματα | 56 |
| 4.3 Μέθοδοι υπολογισμού εφεδρείας σε απομονωμένα συστήματα | 76 |
| 5. Αναλυτική παρουσίαση μεθόδων με το μεγαλύτερο ενδιαφέρον | 80 |
| 5.1 Υβριδική αιτιοκρατική-πιθανοτική προσέγγιση που επιλύεται με μικτό γραμμικό προγραμματισμό ακεραίων | 80 |
| Εισαγωγή..... | 80 |
| Ονοματολογία..... | 81 |
| Μεθοδολογία | 82 |
| Μέτρα αξιοπιστίας..... | 84 |
| Υβριδικά μέτρα και η αποτελεσματική ένταξή τους στον αλγόριθμο εκκαθάρισης μιας αγοράς με περιορισμούς..... | 86 |
| Συμπεράσματα μεθόδου | 90 |
| 5.2 Πιθανοτική μέθοδος που λαμβάνει υπόψη την απώλεια μονάδων και τα σφάλματα προβλέψεων φορτίου και αιολικής παραγωγής..... | 91 |

| | |
|--|-----|
| Εισαγωγή..... | 91 |
| Ονοματολογία..... | 91 |
| Μεθοδολογία | 92 |
| Υπολογισμός εφεδρείας..... | 94 |
| Άλλα είδη εφεδρείας | 99 |
| Συμπεράσματα..... | 100 |
| 5.3 Μελέτες γύρω από την αιολική παραγωγή και την επίδρασή της στις ανάγκες εφεδρείας | 101 |
| Μελέτη σχετικά με τις ωριαίες μεταβολές της ανεμοπαραγωγής | 101 |
| Επίδραση των ωριαίων μεταβολών της ανεμοπαραγωγής στο σύστημα | 102 |
| Χρησιμοποίηση των τυπικών αποκλίσεων για την μέτρηση της επίδρασης της ανεμοπαραγωγής στις απαιτήσεις εφεδρείας χειρισμού..... | 105 |
| Συμπεράσματα..... | 108 |
| 6. Συμπεράσματα..... | 109 |
| Βιβλιογραφία..... | 113 |

1. Εισαγωγή

1.1 Τα ελληνικά νησιά και η οργάνωσή τους σε ηλεκτρικά συστήματα

Σύμφωνα με τον Ελληνικό Οργανισμό Τουρισμού [1], η ελληνική επικράτεια περιλαμβάνει 6.000 νησιά και νησίδες διάσπαρτα στα πελάγη του Αιγαίου και του Ιονίου, από τα οποία τα 227 είναι κατοικημένα. Πρόκειται για φαινόμενο μοναδικό στην ευρωπαϊκή ήπειρο.

Σύμφωνα με τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας [2] τα περισσότερα νησιά σήμερα στην Ελλάδα (κυρίως στο Αιγαίο) ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο από τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ), και τους σταθμούς ΑΠΕ (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω κυρίως τεχνικών και τεχνολογικών δυσκολιών, που υφίσταντο μέχρι πρότινος, αλλά και λόγω οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από τριάντα δύο (32) αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών), και η Λειτουργία και Διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων).

Όπως φαίνεται και από τα στοιχεία του Πίνακα 1, το μέγεθος (αιχμή ζήτησης) σε kW των τριάντα δύο (32) αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας ποικίλει:

- Δεκαεννέα (19) «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW.
- Έντεκα (11) «μέσου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW.
- Δύο (2) «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW, δηλαδή η Κρήτη και η Ρόδος.

Αντίστοιχα η ζήτηση (κατανάλωση σε MWh) ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει, επίσης, σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη).

| ΖΗΤΗΣΗ ΣΤΑ ΜΔΝ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2008-2013 (ΜWh) | | | | | | | | | |
|---|--|-------------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΣΥΣΤΗΜΑ | ΝΗΣΙ | | ΕΤΟΣ | | | | | | |
| | | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | |
| Α΄ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ | Α΄ΙΟΣ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 1.058 | 1.059 | 1.058 | 1.066 | 1.102 | 1.075 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 350 | 353 | 360 | 333 | 338 | 327 | |
| Α΄ΑΘΟΝΗΣΟΥ | Α΄ΑΘΟΝΗΣΙ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 438 | 491 | 522 | 542 | 599 | 642 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 140 | 163 | 188 | 144 | 156 | 182 | |
| ΑΜΟΡΓΟΥ | ΑΜΟΡΓΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 9.334 | 9.584 | 9.816 | 9.633 | 9.354 | 9.129 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 3.240 | 2.940 | 3.260 | 2.920 | 3.070 | 2.900 | |
| ΑΝΑΦΗΣ | ΑΝΑΦΗ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 1.059 | 1.104 | 1.110 | 1.137 | 1.199 | 1.179 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 430 | 495 | 539 | 570 | 558 | 553 | |
| ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΩΝ | ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 222 | 237 | 228 | 238 | 216 | 241 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 80 | 78 | 80 | 82 | 80 | 104 | |
| ΑΡΚΙΟΙ | ΑΡΚΙΟΙ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 177 | 191 | 248 | 261 | 292 | 312 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 50 | 48 | 70 | 110 | 125 | 138 | |
| ΑΣΤΥΓΑΛΙΑΣ | ΑΣΤΥΓΑΛΙΑ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 6.487 | 6.635 | 6.997 | 7.022 | 7.099 | 6.670 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 2.140 | 2.080 | 2.470 | 2.140 | 2.270 | 2.280 | |
| ΓΑΥΔΟΣ | ΓΑΥΔΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 279 | 280 | 365 | 428 | 486 | 471 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 73 | 81 | 94 | 95 | 148 | 115 | |
| ΔΟΝΟΥΣΑΣ | ΔΟΝΟΥΣΑ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 875 | 625 | 676 | 717 | 667 | 690 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 250 | 290 | 308 | 318 | 345 | 342 | |
| ΕΡΕΙΚΟΥΣΣΑΣ | ΕΡΕΙΚΟΥΣΣΑ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 649 | 660 | 710 | 664 | 746 | 746 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 260 | 260 | 380 | 310 | 325 | 314 | |
| ΘΗΡΑΣ | ΘΗΡΑ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 112.520 | 117.161 | 117.957 | 120.057 | 120.817 | 120.199 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 34.100 | 31.700 | 36.400 | 33.550 | 35.800 | 32.500 | |
| ΚΑΡΙΑΣ | ΚΑΡΙΑ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 28.110 | 28.506 | 28.845 | 29.096 | 28.977 | 27.613 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 7.840 | 7.980 | 8.030 | 8.120 | 7.420 | 7.380 | |
| ΚΑΡΠΑΘΟΥ | ΚΑΡΠΑΘΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 35.234 | 37.094 | 37.829 | 38.784 | 38.985 | 36.931 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 9.900 | 9.800 | 11.400 | 10.900 | 11.780 | 11.010 | |
| ΚΡΗΤΗ | ΚΡΗΤΗ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 3.043.542 | 2.989.380 | 3.014.392 | 2.945.881 | 2.944.456 | 2.825.132 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 658.000 | 633.100 | 672.000 | 635.000 | 640.800 | 587.000 | |
| ΚΥΘΝΟΥ | ΚΥΘΝΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 7.639 | 8.299 | 8.309 | 8.719 | 8.672 | 7.991 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 2.720 | 2.560 | 3.050 | 2.720 | 2.760 | 2.820 | |
| ΚΩ-ΚΑΛΥΜΝΟΥ | ΚΑΛΥΜΝΟΣ ΛΕΙΨΟΙ ΛΕΡΟΣ ΤΕΛΕΝΔΟΣ ΚΩΣ ΧΕΡΙΜΟΣ ΓΥΑΛΙ ΝΕΥΡΟΣ ΤΗΛΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 340.426 | 342.736 | 351.959 | 361.514 | 361.681 | 352.984 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 87.800 | 88.200 | 103.000 | 90.900 | 96.800 | 90.500 | |
| | | ΛΕΙΨΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 299.268 | 305.875 | 308.449 | 307.864 | 300.822 | 288.230 |
| | | ΜΕΓΑΛΟΝΗΣ | ΑΧΜΗ (kW) | 65.770 | 61.186 | 71.790 | 60.300 | 62.800 | 63.870 |
| | | ΛΗΜΝΟΥ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 62.390 | 62.971 | 62.713 | 61.795 | 61.743 | 59.672 |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 15.700 | 14.600 | 16.900 | 14.400 | 15.800 | 14.000 | |
| ΜΕΓΙΣΤΗΣ | ΜΕΓΙΣΤΗ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 2.373 | 2.511 | 2.751 | 2.973 | 3.133 | 3.005 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 775 | 760 | 945 | 845 | 966 | 844 | |
| ΜΗΛΟΥ | ΜΗΛΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 39.143 | 40.843 | 45.819 | 48.272 | 49.952 | 45.402 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 10.410 | 10.260 | 12.860 | 11.850 | 11.670 | 11.500 | |
| ΜΥΚΟΝΟΥ | ΜΥΚΟΝΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 110.048 | 112.394 | 115.071 | 113.615 | 113.021 | 112.978 | |
| | | ΔΗΛΟΣ | ΑΧΜΗ (kW) | 34.600 | 35.200 | 37.800 | 34.600 | 35.150 | 35.400 |
| | | ΡΗΝΕΑ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 707 | 683 | 674 | 709 | 688 | 632 |
| ΟΘΩΝΩΝ | ΟΘΩΝΟΙ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 707 | 683 | 674 | 709 | 688 | 632 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 330 | 350 | 350 | 340 | 274 | 345 | |
| ΓΑΡΟΥ | ΓΑΡΟΣ ΝΑΞΟΣ ΑΝΤΙΓΑΡΟΣ ΚΟΥΦΟΝΗΣ ΣΧΟΚΟΥΣΙΑ ΗΡΑΚΛΕΙΑ ΣΚΙΝΟΣ ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ ΙΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 202.835 | 205.300 | 208.206 | 207.254 | 203.622 | 194.740 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 63.100 | 60.410 | 71.100 | 61.600 | 63.300 | 62.400 | |
| | | ΓΑΤΜΟΥ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 16.095 | 16.138 | 16.738 | 17.825 | 17.475 | 17.020 |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 4.920 | 4.580 | 5.570 | 5.080 | 5.350 | 5.240 | |
| | | ΡΟΔΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 757.788 | 763.790 | 764.438 | 780.413 | 790.593 | 760.658 |
| | | ΧΑΛΚΗ | ΑΧΜΗ (kW) | 200.000 | 194.800 | 206.000 | 194.000 | 211.800 | 188.500 |
| ΣΑΜΟΥ | ΣΑΜΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 154.030 | 152.707 | 151.017 | 150.604 | 146.308 | 137.315 | |
| | | ΦΟΥΡΝΟΙ ΘΥΜΑΝΑ | ΑΧΜΗ (kW) | 34.800 | 34.100 | 37.500 | 31.300 | 31.000 | 28.800 |
| ΣΕΡΦΟΥ | ΣΕΡΦΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 7.563 | 7.701 | 8.162 | 8.299 | 8.153 | 7.654 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 3.100 | 2.940 | 3.350 | 3.560 | 3.240 | 3.180 | |
| ΣΙΦΝΟΥ | ΣΙΦΝΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 17.022 | 17.494 | 17.966 | 17.905 | 17.364 | 16.521 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 5.700 | 5.790 | 6.480 | 5.790 | 6.150 | 5.660 | |
| ΣΚΥΡΟΥ | ΣΚΥΡΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 15.461 | 15.719 | 16.150 | 15.698 | 15.561 | 14.782 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 4.510 | 4.320 | 4.920 | 4.160 | 4.530 | 4.180 | |
| ΣΥΜΗΣ | ΣΥΜΗ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 12.459 | 12.673 | 15.054 | 15.031 | 15.275 | 14.662 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 3.300 | 3.130 | 3.840 | 3.550 | 4.000 | 4.000 | |
| ΣΥΡΟΥ | ΣΥΡΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 107.736 | 106.828 | 107.270 | 104.608 | 103.443 | 98.302 | |
| | | ΑΧΜΗ (kW) | 22.200 | 22.700 | 26.200 | 23.100 | 22.800 | 20.600 | |
| ΧΟΥ | ΧΙΟΣ | ΖΗΤΗΣΗ (ΜWh) | 210.416 | 209.416 | 214.449 | 215.739 | 212.476 | 200.042 | |
| | | ΟΙΝΟΥΣΣΑΣ ΨΑΡΑ | ΑΧΜΗ (kW) | 45.000 | 44.500 | 52.100 | 45.800 | 49.200 | 43.500 |

Πίνακας 1: Απολογιστικά Στοιχεία αυτόνομων συστημάτων ΜΔΝ – Ζήτηση στα ΜΔΝ για τα έτη 2008-2013

Πρέπει να επισημάνουμε πως όταν αναφερόμαστε σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ), αυτό σημαίνει ότι τα νησιά δεν έχουν διασύνδεση με το κυρίως ηπειρωτικό σύστημα. Αυτό δεν αποκλείει να υπάρχουν διασυνδέσεις μεταξύ νησιών, δημιουργώντας ένα μικρό αυτόνομο σύστημα. Αυτό γίνεται κατανοητό από τον πίνακα 1 όπου κάθε αυτόνομο σύστημα ΜΔΝ δεν αποτελείται πάντα από ένα μόνο νησί.

1.2 Χαρακτηριστικά των απομονωμένων-αυτόνομων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας

Τα απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζονται από πολλές ιδιαιτερότητες που περιπλέκουν και αυξάνουν το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. [3] Συγκεκριμένα, οι μονάδες παραγωγής που είναι εγκατεστημένες σε μεμονωμένα συστήματα δεν μπορούν να έχουν πολύ υψηλή ονομαστική ισχύ, καθώς η απώλεια μιας γεννήτριας θα επηρέαζε το συνολικό σύστημα. Ως αποτέλεσμα, η τεχνική διαχείριση του δικτύου όσον αφορά τον έλεγχο συχνότητας και τάσης είναι πολύ πιο περίπλοκη και οι οικονομίες κλίμακας δεν μπορούν να αξιοποιηθούν επαρκώς, σίγουρα όχι στο ίδιο επίπεδο όπως στα μεγάλα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

Η απομόνωση καθιστά επίσης αναγκαία τη διατήρηση μεγαλύτερης ποσότητας εφεδρείας (στρεφόμενης εφεδρείας) για την εξασφάλιση επαρκούς τροφοδοσίας σε σχέση με τα μεγάλα διασυνδεδεμένα συστήματα, τα οποία εξ ορισμού παρέχουν μεγαλύτερη σταθερότητα. Επιπλέον, είναι καλά αναγνωρισμένο ότι η παροχή ηλεκτρισμού σε απομακρυσμένα και αυτόνομα συστήματα είναι ακριβότερη λόγω του υψηλού κόστους μεταφοράς καυσίμου. Ο περιορισμένος χώρος και η ισχυρή αντίθεση της κοινής γνώμης εμποδίζουν επίσης την ανάπτυξη νέων συμβατικών εγκαταστάσεων.

Είναι σαφές ότι αυτοί οι περιορισμοί απαιτούν διαφορετικές προσεγγίσεις από εκείνες που εφαρμόζονται στις ηπειρωτικές περιοχές, δεδομένου ότι το υψηλό κόστος καταστέλλει την ανάπτυξη του ανταγωνισμού στον τόπο παραγωγής. Σημειώνεται ότι έως το άνοιγμα της αγοράς τα υψηλά αυτά έξοδα παραγωγής βαρύνουν συνήθως τον εθνικό καθετοποιημένο φορέα εκμετάλλευσης και με τη σειρά τους κοινωνικοποιούνται έναντι των καταναλωτών σε εθνικό επίπεδο (όπως συμβαίνει στην περίπτωση της Ισπανίας και της Ελλάδας).

Υπό τις συνθήκες αυτές, η εισαγωγή και η ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελούν μια πολύτιμη εναλλακτική λύση στη συμβατική παραγωγή που βασίζεται στα ορυκτά καύσιμα, τόσο από κοινωνική όσο και από οικονομική άποψη. Αναμφισβήτητα, οι ΑΠΕ στα αυτόνομα συστήματα μπορούν να αποτελέσουν ένα σταθερό μέσο για την επίτευξη των περισσότερων στόχων της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής: οικονομική αποδοτικότητα, φιλικότητα προς το περιβάλλον,

ασφάλεια, και διαφοροποίηση της προσφοράς. Ωστόσο, ο διακοπτόμενος και ακανόνιστος χαρακτήρας της αιολικής και ηλιακής ενέργειας, μαζί με την απομόνωση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, μπορεί να περιορίσει σοβαρά τη διείσδυση των ΑΠΕ. Υπάρχουν διάφοροι τρόποι εισαγωγής του ανταγωνισμού. Ο πιο προφανής τρόπος είναι η σύνδεση του αυτόνομου συστήματος με άλλα μεγαλύτερα συστήματα. Ωστόσο, αυτό δεν είναι πάντοτε δυνατό εξαιτίας οικονομικών αλλά και τεχνικών λόγων.

1.3 Εθνικός στόχος ΑΠΕ

Σύμφωνα με το άρθρο 1 του νόμου 3851 [4] που έχει ως τίτλο «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής», και αναφέρεται στον εθνικό στόχο ΑΠΕ ισχύουν τα εξής

«2. Η προστασία του κλίματος, μέσω της προώθησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., αποτελεί περιβαλλοντική και ενεργειακή προτεραιότητα υψίστης σημασίας για τη χώρα.

3. Οι εθνικοί στόχοι για τις Α.Π.Ε., με βάση την Οδηγία 2009/28/EK (EEL, 140/2009), καθορίζονται μέχρι το έτος 2020 ως εξής:

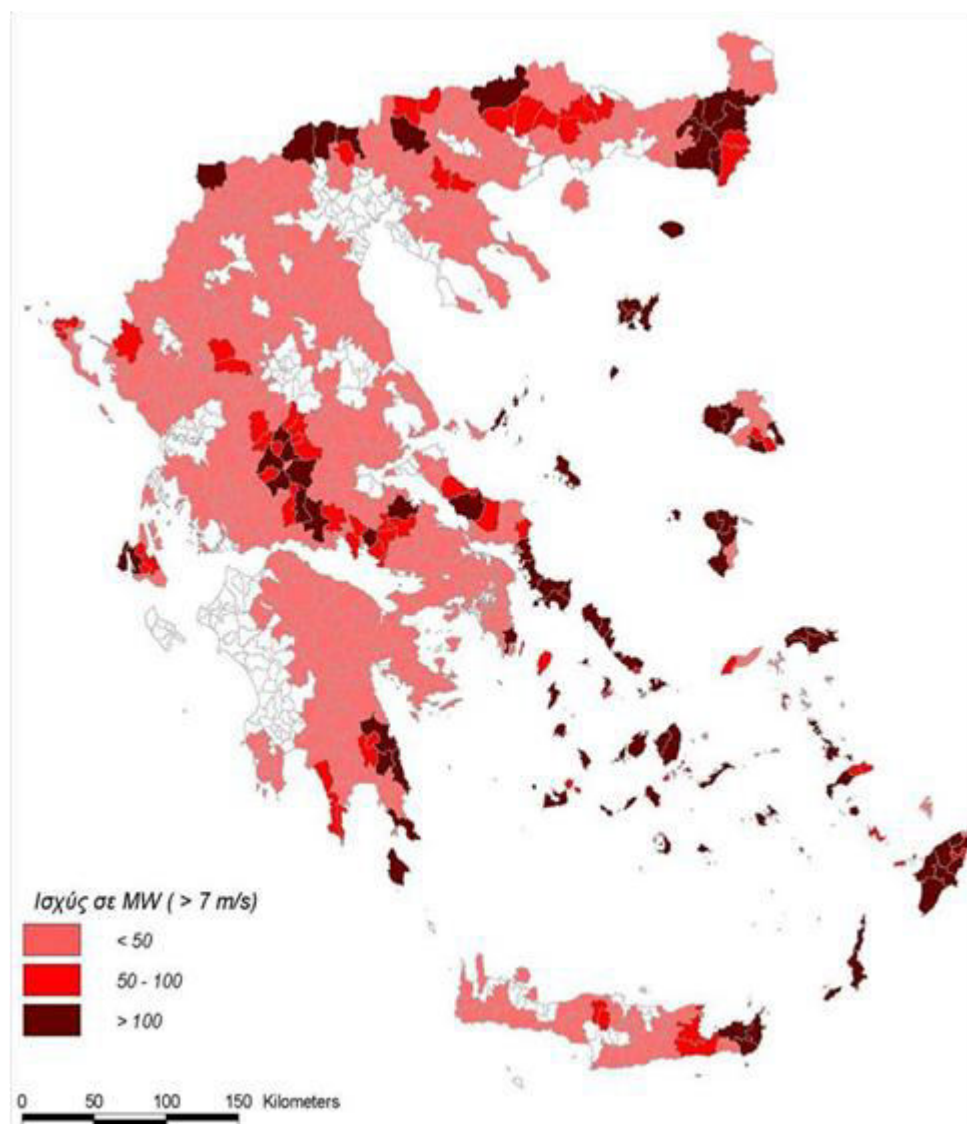
α) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%.

β) Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%. Με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής που εκδίδεται μέσα σε τρεις (3) μήνες από τη δημοσίευση του παρόντος, καθορίζεται η επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και η κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε.. Η απόφαση αυτή αναθεωρείται ανά διετία ή και νωρίτερα, εάν συντρέχουν σημαντικοί λόγοι που σχετίζονται με την επίτευξη των στόχων της Οδηγίας 2009/28/EK»

Προκύπτει λοιπόν [5] πως προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι του 2020 για την διείσδυση των ΑΠΕ στην ελληνική αγορά ενέργειας, η χώρα στοχεύει να εκμεταλλευτεί περαιτέρω το αιολικό της δυναμικό, να μειώσει το κόστος ηλεκτρισμού στα νησιά, να ελαχιστοποιήσει τους κινδύνους και τα προβλήματα των υφιστάμενων σταθμών, και να διασυνδέσει μη-διασυνδεδεμένα νησιά με το διασυνδεδεμένο σύστημα.

1.4 Δυναμικό ΑΠΕ στην Ελλάδα και συνεισφορά στους εθνικούς στόχους

Σύμφωνα με το VI.Παράρτημα του εγγράφου «Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός – Οδικός Χάρτης για το 2050» του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής [6] η διερεύνηση του δυναμικού ανάπτυξης της Αιολικής Ενέργειας έχει ιδιαίτερη σημασία καθώς το μεγαλύτερο μερίδιο του εθνικού στόχου για την συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή θα καλυφθεί με την εγκατάσταση και λειτουργία νέων Αιολικών Πάρκων.



Σχήμα 1: Εκτίμηση «εν δυνάμει» δυναμικού ανά δήμο (Πηγή: Μελέτη για την προετοιμασία του εθνικού χωροταξικού σχεδίου για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, ΚΑΠΕ)

Το δυναμικό της Αιολικής Ενέργειας έχει υπολογιστεί κατά το παρελθόν από το ΚΑΠΕ με τη βοήθεια του Αιολικού χάρτη φυσικού δυναμικού, σε συνδυασμό και με

άλλες πληροφορίες που σχετίζονται με την μορφολογία του εδάφους, τη χρήση της γης και την οικονομικότητα των αναμενόμενων επενδύσεων.

Λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα του Αιολικού χάρτη, τα οποία περιγράφουν το φυσικό Αιολικό δυναμικό για το σύνολο της επικράτειας, καθώς και τεχνικές και περιβαλλοντικές παραμέτρους όπως αυτές καταγράφονται με βάση ισχύοντες περιορισμούς αλλά και εμπειρικά, έχει υπολογιστεί ήδη το «εν δυνάμει» δυναμικό για την ανάπτυξη της Αιολικής ενέργειας κατανεμημένο χωρικά στις διάφορες περιφέρειες της χώρας.

Όπως φαίνεται και στον χάρτη (Σχήμα 1) τα ελληνικά νησιά έχουν πολύ μεγάλο «εν δυνάμει» δυναμικό, κι αυτός είναι ένας από τους λόγους που παρουσιάζουν τόσο ενδιαφέρον.

Σύμφωνα με το ίδιο έγγραφο [6] και τα φωτοβολταϊκά παρουσιάζουν μεγάλο ενδιαφέρον για τη χώρα μας. Το κλίμα της χώρας μας κατατάσσει την ηλιακή ενέργεια σε πολύ σημαντικό εγχώριο πόρο ανανεώσιμης ενέργειας. Εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων μπορούν να αναπτυχθούν στο σύνολο των ελληνικών περιφερειών ενώ οι τεχνικές παράμετροι της εγκατάστασης (κλίση και προσανατολισμός εδάφους, απόσταση από δίκτυα και άλλες υποδομές) επηρεάζουν σημαντικά μεν την αναλυτική διερεύνηση της σκοπιμότητας στο επίπεδο του κάθε έργου, αλλά δεν είναι σημαντικές για τη μακροσκοπική εκτίμηση του διαθέσιμου δυναμικού εφόσον κατάλληλες περιοχές προς εγκατάσταση υπάρχουν παντού.

Οι εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών μπορούν να διακριθούν ανάλογα με το μέγεθος και το χώρο που εγκαθίστανται σε:

- Μικρές εγκαταστάσεις σε οικίες (στέγες – σκέπαστρα) μεγέθους < 10kWp
- Μικρές και μεσαίες εγκαταστάσεις (<1MWp) σε χώρους βιομηχανικής ή οικιστικής δραστηριότητας συνδεδεμένες με κτίρια και γήπεδα οποιασδήποτε χρήσης.
- Μικρές η μεσαίες εγκαταστάσεις σε ζώνες αγροτικής χρήσης σε μεγέθη και κατηγορίες που οι διοικητικές αποφάσεις ορίζουν.
- Μεγάλα πάρκα (χωρίς όριο ισχύος) που εγκαθίστανται σε παντός είδους κατάλληλα γήπεδα.

Η εκτίμηση του δυναμικού για κάθε μία από αυτές τις κατηγορίες σχετίζεται ως επί το πλείστον με την εκτίμηση του χώρου που είναι διαθέσιμος για κάθε κατηγορία εγκαταστάσεων. Για το λόγο αυτό οι σχετικές εκτιμήσεις θα πρέπει να ενημερώνονται συνεχώς τόσο γιατί εμπλουτίζονται τα διαθέσιμα πρωτογενή στοιχεία, όσο και διότι προσαρμόζονται συνεχώς οι πολιτικές που σχετίζονται με τη χωροθέτηση και προώθηση των σχετικών έργων.

Πέρα λοιπόν από την τελευταία κατηγορία, λόγω περιορισμένου χώρου και περιορισμένης δυνατότητας απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας, οι 3 πρώτες μπορούν να βρουν εφαρμογή και να αναπτυχθούν και στα ελληνικά νησιά

1.5 Τρέχουσα κατάσταση των ΑΠΕ στα ελληνικά ΜΑΝ

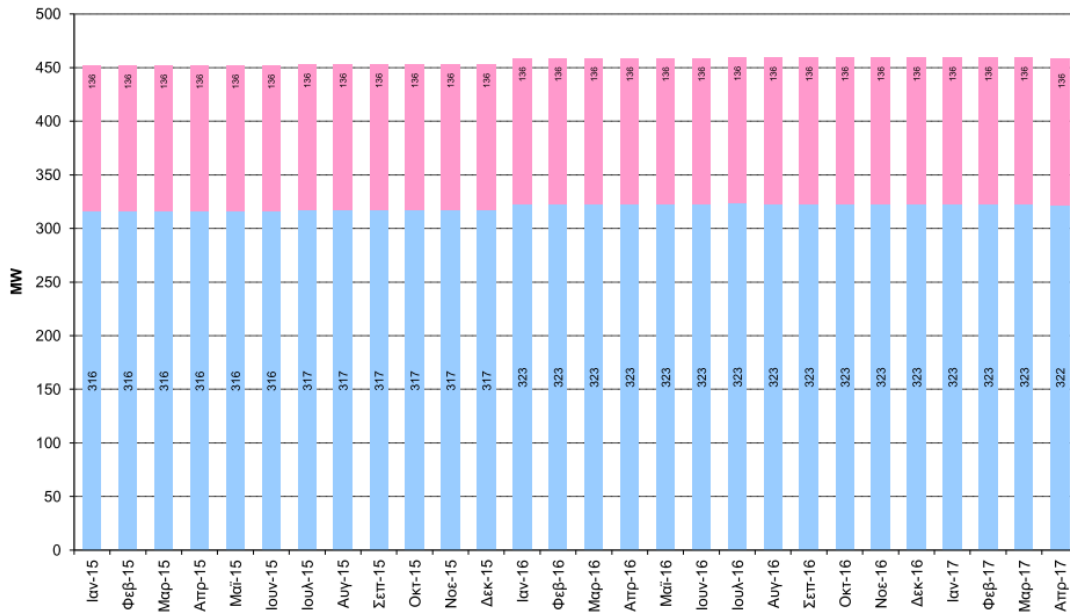
Από το Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Απρίλιο 2017 του ΔΕΔΔΗΕ[7], αντλήσαμε στοιχεία για την κατάσταση στα ΜΑΝ έως και τον Απρίλιο του 2017.

| ΜΗΝΑΣ | ΑΙΟΛΙΚΑ | | ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ* | | ΒΙΟΑΕΡΙΟ | | ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΑ | | ΣΥΝΟΛΟ | |
|---------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|----------------|--------------------------|-------------------|
| | ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) | ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh) | ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) | ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh) | ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) | ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh) | ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) | ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh) | ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) | ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh) |
| Ιανουάριος | 322,85 | 65.783,04 | 135,98 | 11.191,83 | 0,50 | 46,65 | 0,30 | 0,00 | 459,63 | 77.021,52 |
| Φεβρουάριος | 322,85 | 51.741,05 | 135,98 | 13.796,87 | 0,50 | 136,60 | 0,30 | 0,00 | 459,63 | 65.674,52 |
| Μάρτιος | 322,85 | 53.418,69 | 135,98 | 18.161,55 | 0,50 | 156,63 | 0,30 | 75,89 | 459,63 | 71.812,76 |
| Απρίλιος | 322,25 | 41.881,60 | 135,98 | 22.846,26 | 0,50 | 198,34 | 0,30 | 64,50 | 459,03 | 64.990,70 |
| Μάιος | | | | | | | | | | |
| Ιούνιος | | | | | | | | | | |
| Ιούλιος | | | | | | | | | | |
| Αύγουστος | | | | | | | | | | |
| Σεπτέμβριος | | | | | | | | | | |
| Οκτώβριος | | | | | | | | | | |
| Νοέμβριος | | | | | | | | | | |
| Δεκέμβριος | | | | | | | | | | |
| Σύνολο | 322,25 | 212.824,38 | 135,98 | 65.996,51 | 0,5 | 538,22 | 0,3 | 140,39 | 459,03 | 279.499,50 |

* Στα Φ/Β δεν συμπεριλαμβάνεται η εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια των Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και των Net Metering

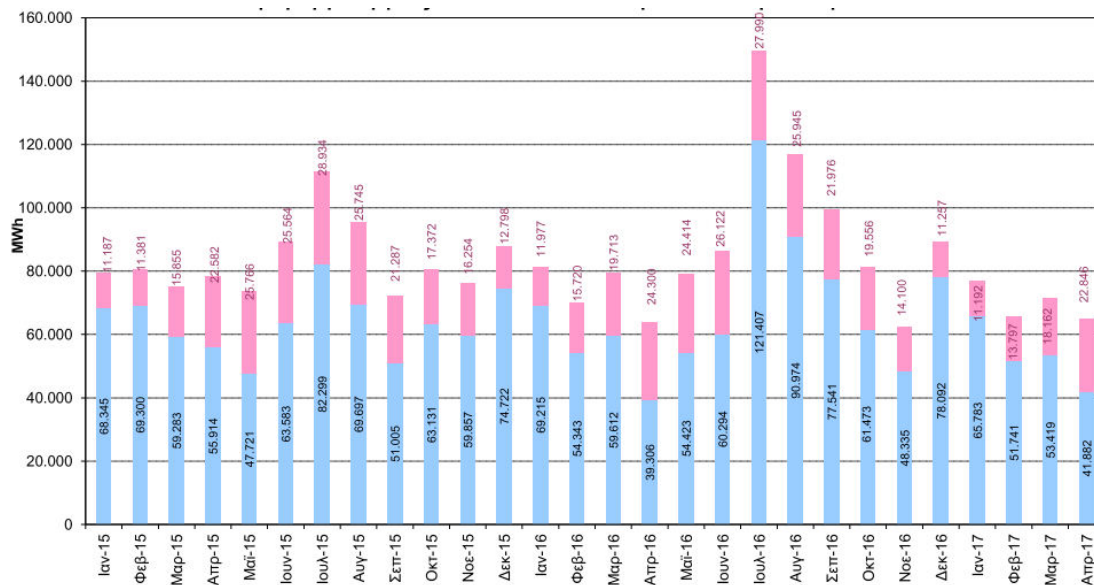
Πίνακας 2: Συγκεντρωτικά Στοιχεία Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά Τετράμηνου 2017

Όπως φαίνεται στον παραπάνω πίνακα, οι κυριότερες ΑΠΕ αυτή τη στιγμή είναι τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά και σε πολύ μικρό ποσοστό συναντάμε βιοαέριο και υδροηλεκτρικά.



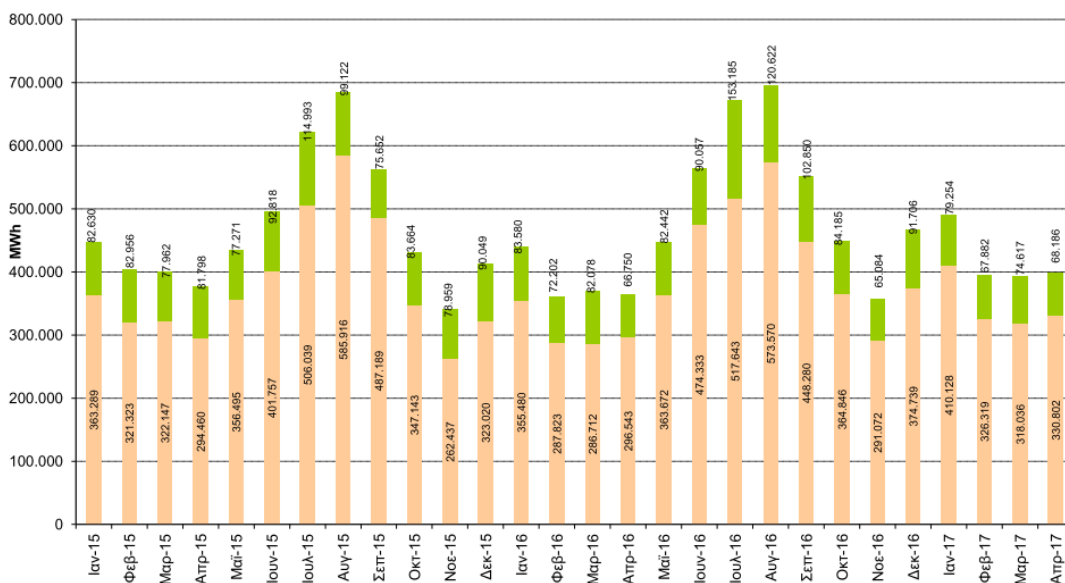
Σχήμα 2: Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, 2015 – 2017. Με γαλάζιο χρώμα η Αιολική Παραγωγή με ροζ τα Φωτοβολταϊκά

Όπως φαίνεται στο σχήμα, παρά τα όσα ειπώθηκαν παραπάνω, τα τελευταία 2 χρόνια η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠ και ΦΒ παραμένει σχεδόν σταθερή.

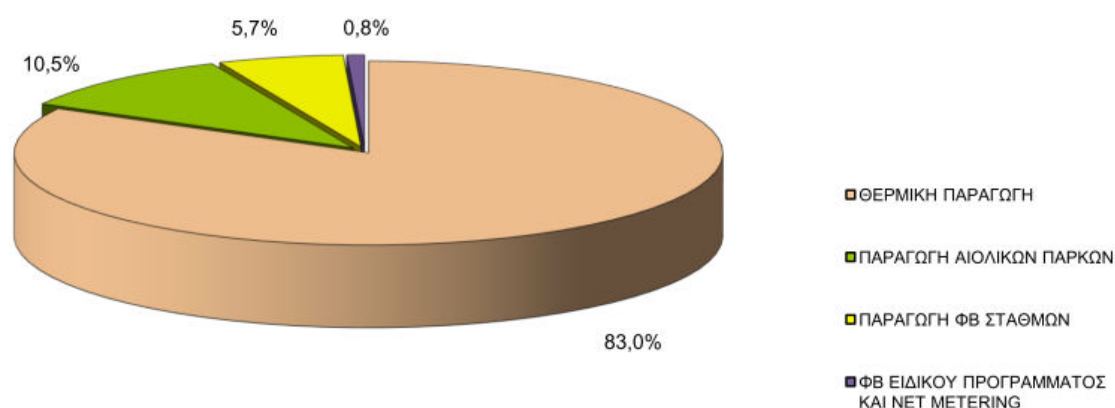


Σχήμα 3: Παραγωγή Ενέργειας Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά 27.990, 2015 – 2017. Με γαλάζιο χρώμα η Αιολική Παραγωγή με ροζ τα Φωτοβολταϊκά

Παρά τη σταθερή εγκατεστημένη ισχύ, η παραγωγή μεταβάλλεται από μήνα σε μήνα. Παρουσιάζει δε αυξημένες τιμές τους καλοκαιρινούς μήνες.



Σχήμα 4: Ηλεκτροπαραγωγή στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά 82.956, 2015 – 2017. Με πορτοκαλί χρώμα η Θερμική Παραγωγή με πράσινο οι ΑΠΕ



Σχήμα 5: Συνολική Παραγωγή GWh

Παρά το υψηλό εν δυνάμει δυναμικό και τη διάθεση για ενίσχυση των ΑΠΕ, βλέπουμε πως οι λοιποί περιορισμοί εμποδίζουν αυτήν την περίοδο την ανάπτυξη των ΑΠΕ στα ΜΔΝ. Το ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ έχει διατηρηθεί σε σχετικά χαμηλά επίπεδα κάτι που πιθανώς να οφείλεται και στην κρίση που πλήττει την χώρα μας τα τελευταία χρόνια. Όμως αυτό προσφέρει προοπτικές περαιτέρω ανάπτυξης στο μέλλον.

1.6 Συμπεράσματα

Η ανάγκη για ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα και οι δυνατότητες των ελληνικών νησιών μας οδηγούν στην ανάπτυξη των ΑΠΕ στα ελληνικά νησιά, όμως οι

ιδιαιτερότητες των νησιών ως μικρά αυτόνομα απομονωμένα συστήματα δημιουργούν ζητήματα σε μια σειρά από τεχνικά θέματα, μεταξύ των οποίων και οι εφεδρείες για τις οποίες επικεντρωνόμαστε σε αυτή την εργασία. Οι κυριότερες μορφές ΑΠΕ που συναντάμε στα ελληνικά Μη Διασυνδεδεμένα Συστήματα είναι τα Αιολικά και τα Φωτοβολταϊκά, ενώ άλλες μορφές ΑΠΕ προς το παρόν δεν έχουν μεγάλη συμμετοχή.

2. Ορισμοί και χαρακτηριστικές έννοιες Εφεδρειών

Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται κάποιες χαρακτηριστικές έννοιες γύρω από τις εφεδρείες όπως και ορισμοί. Ανάλογα με την περιοχή, τη νομοθεσία, αλλά και το πλαίσιο στο οποίο αναφερόμαστε υπάρχει διαφορετικός διαχωρισμός των εφεδρειών, και διαφορετικός ορισμός τους

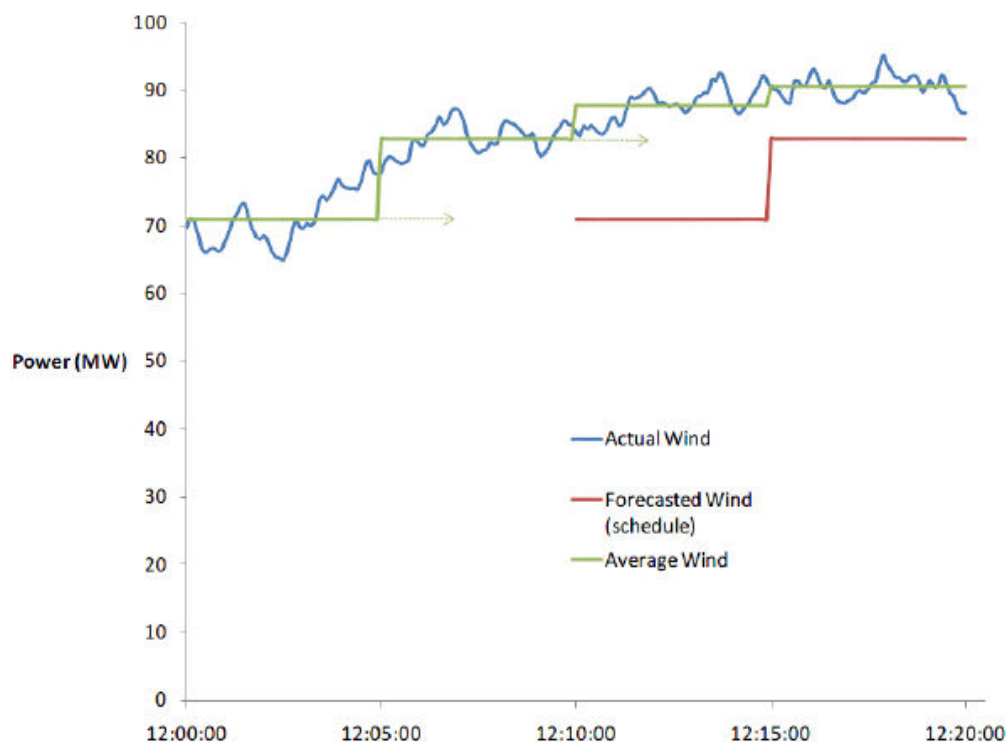
2.1 Εισαγωγικές έννοιες

Κάποιοι βασικοί όροι που θα μας βοηθήσουν στην κατανόηση της έννοιας της εφεδρείας είναι όπως ορίζονται στην εργασία [8] οι εξής:

Ως **μεταβλητότητα (variability)** αναφέρονται οι αναμενόμενες μεταβολές της παραγωγής ή του φορτίου που προκύπτουν και εξελίσσονται σε χρονικά διαστήματα μικρότερα από τα χρονικά διαστήματα του αντίστοιχου προγραμματισμού. Ακόμα και αν η μέση τιμή της ωριαίας παραγωγής (ή του ωριαίου φορτίου) έχει προβλεφθεί ακριβώς, μπορεί να εμφανιστούν σημαντικές αποκλίσεις στη μέση παραγωγή ενός δεδομένου δεκαλέπτου από αυτήν. Η απόκλιση, αν δεν αντιμετωπιστεί με κάποιου τύπου εφεδρεία ίσως επηρεάσει τη συχνότητα του συστήματος στο σύνολο του. Οι μικρότεροι χρονικοί ορίζοντες στους οποίους αντιμετωπίζεται η μεταβλητότητα είναι της τάξης των μερικών δευτερολέπτων.

Η **αβεβαιότητα (uncertainty)** είναι η μεταβολή των παραμέτρων που καθορίζουν τη λειτουργία του ΣΗΕ και δεν θα μπορούσε να προβλεφθεί. Η αβεβαιότητα περιλαμβάνει λανθασμένες προβλέψεις για την παραγωγή ή και το φορτίο, όπως και σφάλματα γεννητριών, υποσταθμών ή εξοπλισμού του δικτύου διανομής. Αυτές οι μεταβολές επηρεάζουν προφανώς τη μέση παραγόμενη ισχύ ανεξαρτήτως χρονικού ορίζοντα στον οποίο εξετάζεται, σε αντίθεση με τη μεταβλητότητα, που δεν επηρεάζει τις μέσες τιμές της παραγωγής παρά τις αποκλίσεις που παρατηρούνται σε μικρότερα χρονικά διαστήματα.

Στο σχήμα 6 με μπλε χρώμα φαίνεται η πραγματική αιολική παραγωγή, με πράσινο η μέση τιμή της αιολικής παραγωγής για κάθε πεντάλεπτο και με κόκκινο η πρόβλεψη για τη μέση τιμή της αιολικής παραγωγής των πενταλέπτων. Η μεταβλητότητα ισούται με τη διαφορά του από το πράσινο διάγραμμα, της στιγμιαίας τιμής της παραγόμενης ισχύος από την μέση τιμή της δηλαδή. Η διαφορά μεταξύ προβλεπόμενης μέσης τιμής και πραγματικής μέσης τιμής της παραγωγής αντιστοιχεί στη διαφορά πράσινης και κόκκινης καμπύλης και δείχνει την αβεβαιότητα.



Σχήμα 6: Μεταβλητότητα και αβεβαιότητα αιολικής παραγωγής

Παρεκκλίσεις της παραγωγής από την κατανάλωση οδηγούν σε παρεκκλίσεις στη συχνότητα του Συστήματος, επομένως πρέπει να περιοριστούν.[9] Αν όλες οι μεταβλητές και παράμετροι του ΣΗΕ είχαν σταθερή και γνωστή εκ των προτέρων τιμή, τότε ο προγραμματισμός του Συστήματος θα ήταν εύκολη υπόθεση. Όμως στην πραγματικότητα η μεταβλητότητα (variability) και η αβεβαιότητα (uncertainty) είναι αναπόφευκτες και χαρακτηρίζουν όλο το φάσμα των λειτουργιών του ΣΗΕ.

Συνεπώς, η απαίτηση της συνεχούς διατήρησης του ισοζυγίου ισχύος υπό τους περιορισμούς του δεδομένου συστήματος μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνθήκες μεταβλητότητας και αβεβαιότητας κατέστησαν επιβεβλημένη τη διατήρηση επαρκούς ποσότητας εφεδρείας (reserve) από τους διαχειριστές των ΣΗΕ, ικανής να αντιμετωπίσει κάθε είδους ξαφνική μεταβολή είτε στην παραγωγή είτε στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Θεωρητικά, κάθε στιγμή η εφεδρεία ενός αυτόνομου συστήματος ισούται με τη διαφορά της εγκατεστημένης ισχύος των συμβατικών μονάδων (θερμικών και υδροηλεκτρικών) από τη στιγμιαία παραγωγή τους. Όμως, η συνολική αυτή εφεδρεία δε μπορεί να παρασχεθεί στιγμιαία (εάν χρειαστεί), αλλά παρέχεται με διαφορετικό ρυθμό και σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες.

Η παραγωγή από ΑΠΕ αυξάνει και τη μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα του ΣΗΕ. Αυτές οι μεταβολές αυξάνουν τις απαιτήσεις για εφεδρείες. Συνήθως ανάγκη εξισορρόπησης δεν καλύπτεται για κάθε πάρκο ξεχωριστά, αλλά σε επίπεδο περιοχής ελέγχου. [8]

2.2 Είδη εφεδρείας

Μία συνηθισμένη διάκριση ([8], [9], [10]) των εφεδρειών είναι σε εφεδρείας ομαλής λειτουργίας και εφεδρείες διαταραχών με τις τελευταίες να διακρίνονται περαιτέρω σε πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία.

Εφεδρεία αύξησης ορίζεται η δυνατότητα των ενταγμένων συμβατικών μονάδων να αυξήσουν την παραγόμενη ισχύ τους ώστε να καλύψουν ενδεχόμενη αύξηση της ζήτησης (του φορτίου) ή μείωση της παραγόμενης ισχύος από ΑΠΕ. Μπορεί να υπολογιστεί αφαιρώντας από το άθροισμα των τεχνικών μεγίστων των μονάδων, την συνολική τρέχουσα παραγωγή τους. Αναφέρεται και ως **πάνω εφεδρεία**, και στα πλαίσια της παρούσας εργασίας συμβολίζεται με **R+**.

Εφεδρεία μείωσης αντίστοιχα ορίζεται η δυνατότητα των ενταγμένων συμβατικών μονάδων για μείωση της παραγόμενης ισχύος τους, ώστε να διατηρήσουν το ισοζύγιο ισχύος σε περίπτωση μείωσης του φορτίου ή αύξησης της παραγωγής από ΑΠΕ. Μπορεί να υπολογιστεί ως η διαφορά μεταξύ τρέχουσας συμβατικής παραγωγής από το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων. Τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων αποτελούν όριο για την μείωση της παραγωγής, γιατί η σβέση των μονάδων έχει σημαντικό κόστος, η επαναλειτουργία τους απαιτεί χρόνο και συνήθως αυτές οι αποφάσεις δεν λαμβάνονται σε πραγματικό χρόνο (κατά το πρόγραμμα φόρτισης μονάδων), αλλά κατά τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό. Αναφέρεται και ως **κάτω εφεδρεία**, και παρακάτω θα συμβολίζεται με **R-**.

Ομαλή λειτουργία θεωρείται η κατάσταση στην οποία το ΣΗΕ λειτουργεί με το φορτίο και την διαθεσιμότητα των μονάδων να έχουν προβλεφθεί με επαρκώς μικρές αποκλίσεις.

Διαταραχή ορίζεται η ξαφνική, απρόβλεπτη και έντονη αλλαγή στο ισοζύγιο ενεργού ισχύος που μπορεί να οφείλεται σε απώλεια γεννήτριας, μετασχηματιστή ή άλλου στοιχείου του ΣΗΕ.

Περιοχή ελέγχου συστήματος είναι ένα σύστημα ή ένα τμήμα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με σχετικά ικανοποιητική δυνατότητα αυτόνομης κάλυψης των αναγκών του σε ισχύ. Η περιοχή ελέγχου μπορεί να λειτουργεί αυτόνομα ή να είναι διασυνδεδεμένη με άλλες γειτονικές περιοχές και συστήματα.

Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής (Area Control Error, ACE - αναφέρεται και ως ΣΕΠ) ονομάζεται η συνολική απόκλιση στην συχνότητα από την ονομαστική της τιμή και τις εισροές και εκροές ισχύος από τις προγραμματισμένες τιμές τους, σε μία περιοχή ελέγχου.

Κατά την ομαλή λειτουργία του συστήματος οι ανάγκες για εφεδρεία δημιουργούνται από την αβεβαιότητα και τη μεταβλητότητα φορτίου και παραγωγής. Η εφεδρεία που δεσμεύεται για την εξισορρόπηση της αβεβαιότητας και μεταβλητότητας του φορτίου

ονομάζεται **εφεδρεία παρακολούθησης φορτίου (load following reserve)**. Οι μονάδες που την παρέχουν μπορεί να είναι συγχρονισμένες με το υπόλοιπο σύστημα (**spinning**) ή μη συγχρονισμένες μονάδες (**non-spinning**) που μπορούν όμως να ενταχθούν σε μικρό χρονικό διάστημα. Πέρα από την παρακολούθηση του φορτίου οι εφεδρείες ομαλής λειτουργίας καλούνται να παρακολουθήσουν και τις αυξομειώσεις στην παραγωγή από ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, καλούνται να παρακολουθήσουν το **καθαρό φορτίο**, τη διαφορά μεταξύ φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ.

Σε χρονικά διαστήματα μικρότερα από το χρόνο ελέγχου της παρακολούθησης φορτίου και φτάνοντας σε χρόνους ελέγχου της τάξης των μερικών δευτερολέπτων, χρησιμοποιείται η εφεδρεία που ονομάζεται **εφεδρεία ρύθμισης (regulation reserve)**. Καλύπτει όλες τις μεταβολές που είναι ταχύτερες από την εφεδρεία παρακολούθησης φορτίου και χρησιμοποιεί αποκλειστικά συγχρονισμένες μονάδες. Οι μονάδες αυτές ελέγχονται αυτόματα, μέσω **αυτομάτου ελέγχου παραγωγής (AGC, Automatic Generation Control)**. Ο έλεγχος αυτός γίνεται κεντρικά με συχνότητα μερικών δευτερολέπτων και προσαρμόζει την παραγωγή των ελεγχόμενων μονάδων ώστε να μηδενίσει το σφάλμα μεταξύ φορτίου και παραγόμενης ισχύος σε μία περιοχή

Για την αντιμετώπιση των διαταραχών υπάρχουν τρία είδη ελέγχου.

Ο **πρωτεύων έλεγχος** είναι ο πρώτος που επεμβαίνει μετά την εμφάνιση της διαταραχής και στόχος του είναι αρχικά να σταθεροποιήσει τη συχνότητα. Η συχνότητα στην οποία επέρχεται η σταθεροποίηση δεν είναι απαραίτητα η ονομαστική, επειδή αυτό δεν είναι εφικτό σε όλες τις περιπτώσεις αλλά την προσεγγίζει όσο περισσότερο γίνεται.

Ο **δευτερεύων έλεγχος** αναλαμβάνει αυτό το ρόλο, την επαναφορά δηλαδή της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή αλλά και την επαναφορά των ροών ισχύος στις γραμμές διασύνδεσης στις προσημωμένες τιμές.

Ο **τριτεύων έλεγχος** που επεμβαίνει στη συνέχεια καλύπτει τις ανάγκες για ενεργό ισχύ που τροφοδοτούσε μέχρι εκείνη τη στιγμή ο δευτερεύων και πιθανώς και ο πρωτεύων έλεγχος, αποδεσμεύοντας τους και καθιστώντας τους διαθέσιμους για την αντιμετώπιση επόμενης διαταραχής.

Ο κάθε τύπος **εφεδρείας διαταραχών** είναι δεσμευμένος για την εξυπηρέτηση κάποιου συγκεκριμένου σκοπού [9]: Η **πρωτεύουσα** έχει ως σκοπό να μην επιτρέψει στη συχνότητα να αποκλίνει πολύ από την ονομαστική τιμή της και να την σταθεροποιήσει σε μια τιμή, όσο είναι εφικτό, πλησιέστερα στην ονομαστική. Ο στόχος της **δευτερεύουσας εφεδρείας** είναι να επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική τιμή της και τις ροές ισχύος των γραμμών διασυνδέσεων στις προγραμματισμένες τιμές τους, ώστε να μηδενιστεί το σφάλμα ελέγχου περιοχής. Ο στόχος της **τριτεύουσας εφεδρείας** είναι η αποδέσμευση της δευτερεύουσας και πιθανόν της πρωτεύουσας εφεδρείας, ώστε το Σύστημα να είναι έτοιμο να αντιδράσει

ανάλογα σε μια ενδεχόμενη νέα διαταραχή.

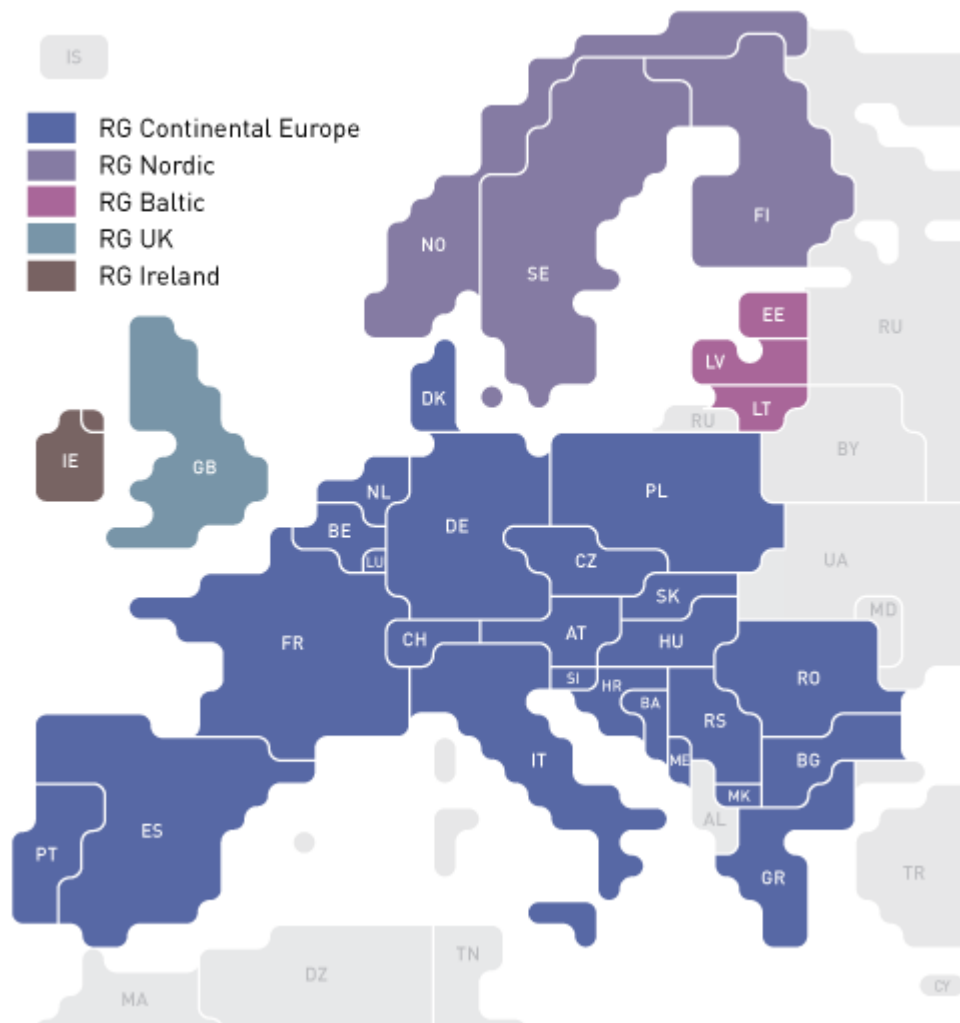
Η αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ δεν επηρεάζει άμεσα την ποσοτικοποίηση των εφεδρειών διαταραχών, δεδομένου ότι οι μεταβολές αιολικής ή ηλιακής παραγωγής σε χρονικό πλαίσιο λίγων δευτερολέπτων δε προκαλούν συμβάντα δυσμενέστερα από αυτό της μη αναμενόμενης εξόδου (απώλειας) μιας μονάδας παραγωγής ή μίας γραμμής μεταφοράς. Εξαιρέση αποτελεί η περίπτωση πολύ μικρών ΣΗΕ ή η περίπτωση ιδιαίτερα αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ, όπου η εγκατεστημένη ισχύς ενός αιολικού ή φωτοβολταϊκού πάρκου είναι μεγαλύτερη ή συγκρίσιμη με αυτή της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας

2.3 Ευρωπαϊκοί κανονισμοί για τις εφεδρείες

ENTSO-E

Το ENTSO-E, το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (European Network of Transmission System Operators), αντιπροσωπεύει 43 φορείς εκμετάλλευσης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΔΣΜ) από 36 χώρες σε ολόκληρη την Ευρώπη. Το ENTSO-E ιδρύθηκε και έλαβε νομικές εντολές από την τρίτη νομοθετική δέσμη της ΕΕ για την εσωτερική αγορά ενέργειας το 2009, η οποία αποσκοπεί στην περαιτέρω ελευθέρωση των αγορών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ. [11]

Ο ΑΔΜΗΕ (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), που είναι Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας [12], είναι μέλος του ENTSO-E. [13]



Εικόνα 2: Regional Groups of ENTSO-E

[14]

Το έγγραφο «Network Code on Load-Frequency Control and Reserves» [15] του ENTSO-E εισάγει κανόνες σχετικά με τις διαδικασίες ελέγχου FCR (**F**requency **C**ontainment **R**eserves - **Ε**φεδρείες **Π**εριορισμού **Σ**υχνότητας), FRR (**F**requency **R**estoration **R**eserves - **Ε**φεδρείες **Α**ποκατάστασης **Σ**υχνότητας) και RR (**R**eplacement **R**eserves - **Ε**φεδρείες **Α**ντικατάστασης) που θα αποτελέσουν τη βάση για έναν αποτελεσματικό έλεγχο συχνότητας φορτίου στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Η FCR αποσκοπεί στη συγκράτηση της απόκλισης Συχνότητας Συστήματος μετά από ένα περιστατικό εντός ενός προκαθορισμένου εύρους. Η FRR αποσκοπεί στην αποκατάσταση της Συχνότητας Συστήματος στην Ονομαστική του συχνότητα 50 Hz. Η RR αντικαθιστά τις ενεργοποιημένες εφεδρείες για την αποκατάσταση των διαθέσιμων εφεδρειών στο σύστημα ή για την οικονομική βελτιστοποίηση.

Η δημιουργία Δομής Ελέγχου Συχνότητας Φορτίου θα επιτρέψει τον αποδοτικό και αποτελεσματικό έλεγχο συχνότητας φορτίου σε κάθε Σύγχρονη Περιοχή. Ο στόχος ποιότητας Συχνότητας Συστήματος ορίζεται στο επίπεδο της Σύγχρονης Περιοχής, καθώς η Συχνότητα Συστήματος είναι κοινή παράμετρος για μια ολόκληρη Σύγχρονη

Περιοχή. Η σύγχρονη περιοχή αποτελείται από μία ή, σε περίπτωση μεγάλης σύγχρονης περιοχής, περισσότερες μονάδες LFC (Load-Frequency Control). Η ποιότητα αποκατάστασης συχνότητας συστήματος ορίζεται στο επίπεδο του LFC Block. Για να επιτευχθεί μέγιστη απόδοση, κάθε LFC Block αποτελείται από μία ή περισσότερες περιοχές LFC. Αυτός ο σχεδιασμός δομής ελέγχου επιτρέπει τη θέσπιση σαφών κανόνων για τις αρμοδιότητες του Διαχειριστή Συστημάτων Μεταφοράς (Transmission System Operator – TSO) και τη δημιουργία κινήτρων για συνεργασία σε επίπεδο LFC ή Σύγχρονης Περιοχής. Η επιλογή της Δομής Ελέγχου Συχνότητας Φορτίου ανά Σύγχρονη Περιοχή θα πρέπει να βασίζεται στον αριθμό των εμπλεκόμενων TSO και στο επίπεδο της πολυπλοκότητας της διαχείρισης συμμόρφωσης στο σύστημα μεταφοράς.

Διαδικασία Περιορισμού Συχνότητας (Frequency Containment Process - FCP)

Ο στόχος ελέγχου της FCP είναι η σταθεροποίηση της Συχνότητας Συστήματος με ενεργοποίηση της FCR. Το κύριο χαρακτηριστικό της ενεργοποίησης τη FCR σε μια σύγχρονη περιοχή αντανακλά μια μονοτονική μείωση της ενεργοποίησης FCR ως συνάρτηση της απόκλισης συχνότητας.

Διαδικασία Αποκατάστασης Συχνότητας (Frequency Restoration Process - FRP)

Κύριος στόχος ελέγχου της FRP είναι να ρυθμίσει το FRCE προς το μηδέν εντός του χρόνου για την επαναφορά της συχνότητας.

Το FRCE είναι:

A) το Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής (ACE) μιας Περιοχής LFC, όπου υπάρχουν περισσότερες από μία περιοχές LFC σε μια Σύγχρονη Περιοχή, ή B) η απόκλιση συχνότητας, όπου μια περιοχή LFC αντιστοιχεί σε ένα Block LFC και τη σύγχρονη περιοχή.

Διαδικασία Αντικατάστασης Εφεδρείας (Reserve Replacement Process - RRP)

Ο στόχος ελέγχου του RRP είναι να εκπληρώσει έναν ή περισσότερους στόχους που για την χώρα μας είναι:

- A) επαναφορά προοδευτικά του ενεργοποιημένου FRR,
- B) υποστήριξη ενεργοποίησης FRR

Διαστασιολόγηση FCR

Η ποσότητα FCR που απαιτείται για τη σύγχρονη περιοχή πρέπει να καλύπτει τουλάχιστον το συμβάν αναφοράς της σύγχρονης περιοχής, με βάση μια αιτιοκρατική ανάλυση και τηρώντας τις Παραμέτρους Προσδιορισμού Ποιότητας Συχνότητας.

| | | |
|---|--------------------|--|
| Ελάχιστη ακρίβεια μέτρησης συχνότητας | CE, GB, IRE και NE | 10 mHz ή το βιομηχανικό πρότυπο αν είναι καλύτερο |
| Μέγιστη συνδυασμένη επίδραση εγγενούς ευαισθησίας απόκρισης συχνότητας και πιθανή εκ προθέσεως Νεκρή ζώνη απόκρισης συχνότητας του ελεγκτή των μονάδων παροχής FCR ή ομάδων παροχής FCR | CE | 10 mHz |
| | GB | 15 mHz |
| | IRE | 15 mHz |
| | NE | 10 mHz |
| Χρόνος πλήρους ενεργοποίησης FCR | CE | 30 s |
| | GB | 10 s |
| | IRE | 15 s |
| | NE | 30 s αν η Συχνότητα Συστήματος είναι εκτός του Κανονικού Εύρους Συχνότητας |
| Απόκλιση συχνότητας FCR | CE | ±200 mHz |
| | GB | ±500 mHz |
| | IRE | Δυναμική FCR ±500 mHz Στατική FCR ±1000 mHz |
| | NE | ±500 mHz |

Πίνακας 3: Ιδιότητες FCR σε διαφορετικές σύγχρονες περιοχές

Διαστασιολόγηση FRR

Οι κανόνες διαστασιολόγησης της FRR περιλαμβάνουν τουλάχιστον τις ακόλουθες απαιτήσεις:

1) Όλοι οι TSO μιας μονάδας LFC στις σύγχρονες ζώνες CE και NE καθορίζουν την απαιτούμενη ποσότητα FRR της μονάδας LFC με βάση διαδοχικά ιστορικά αρχεία που περιλαμβάνουν τουλάχιστον ιστορικές τιμές ανισσοροπίας του LFC Block. Η δειγματοληψία αυτών των ιστορικών στοιχείων πρέπει να είναι τουλάχιστον ο Χρόνος για την Επαναφορά της Συχνότητας. Η εξεταζόμενη χρονική περίοδος των εν λόγω στοιχείων πρέπει να είναι αντιπροσωπευτική και περιλαμβάνει μία χρονική περίοδο τουλάχιστον ενός έτους που λήγει όχι νωρίτερα από 6 μήνες πριν από τον υπολογισμό.

2) Όλοι οι TSO μιας μονάδας LFC στις σύγχρονες περιοχές CE και NE πρέπει να καθορίζουν την ποσότητα της FRR της μονάδας LFC έτσι ώστε να είναι επαρκής για να τηρούνται οι τρέχουσες παράμετροι στόχου FRCE σύμφωνα με το άρθρο 20 για την εξεταζόμενη ιστορική χρονική περίοδο βασιζόμενη τουλάχιστον σε μια πιθανοτική μεθοδολογία. Σε αυτή τη μεθοδολογία πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί που οφείλονται σε συμφωνίες για την Κοινή Χρήση ή την Ανταλλαγή

Εφεδρειών λόγω πιθανών παραβιάσεων της Ασφάλειας Χειρισμού και των Απαιτήσεων Διαθεσιμότητας FRR. Όλοι οι TSO μιας μονάδας LFC λαμβάνουν υπόψη για τον προσδιορισμό αυτό τις αναμενόμενες σημαντικές μεταβολές της κατανομής των ανισορροπιών LFC Block ή άλλων συναφών παραγόντων επιρροής σε σχέση με την εξεταζόμενη χρονική περίοδο.

3) Όλοι οι TSO μιας μονάδας LFC εξασφαλίζουν ότι η θετική ποσότητα FRR ή ένας συνδυασμός ποσοτήτων FRR και RR είναι επαρκής για την κάλυψη των θετικών ανισορροπιών LFC τουλάχιστον στο 99% του χρόνου με βάση τα ιστορικά στοιχεία όπως ορίζεται στο (1) της τρέχουσας παραγράφου.

4) Όλοι οι TSO μιας μονάδας LFC εξασφαλίζουν ότι η αρνητική χωρητικότητα FRR ή ένας συνδυασμός ικανότητας FRR και RR είναι επαρκής για την κάλυψη των αρνητικών ανισορροπιών LFC Block τουλάχιστον στο 99% του χρόνου με βάση τα ιστορικά στοιχεία όπως ορίζεται στο (1) της τρέχουσας παραγράφου.

Διαστασιολόγηση RR

Οι κανόνες διαστασιολόγησης της **RR** περιλαμβάνουν τουλάχιστον τις ακόλουθες απαιτήσεις:

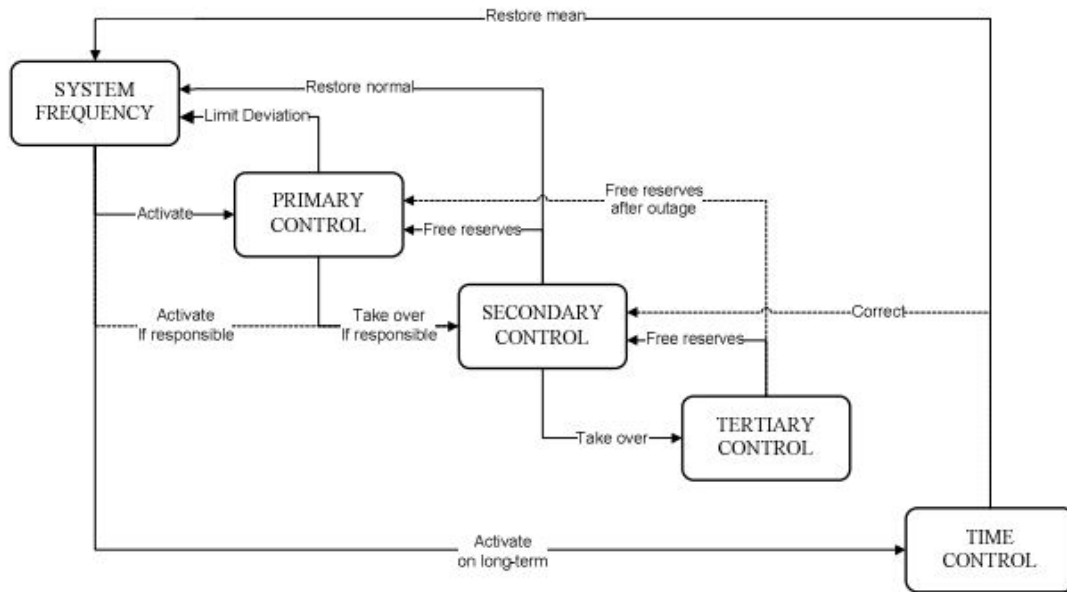
1) Επαρκή ποσότητα RR, εάν ληφθεί υπόψη για να διαστασιοποιηθεί η ποσότητα FRR να τηρείται ο στόχος ποιότητας FRCE για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο, με βάση θεωρητικές εκτιμήσεις.

2) Για τον προσδιορισμό της ποσότητας RR να υπάρχει σεβασμός της Ασφάλειας Χειρισμού εντός ενός μπλοκ LFC

Από τα παραπάνω διαπιστώνουμε ότι η FCR αντιστοιχεί με κάποιες μικροδιαφορές από τους τυπικούς ορισμούς στην πρωτεύουσα εφεδρεία. Αντίστοιχα η FRR στη δευτερεύουσα και η RR στην τριτεύουσα.

UCTE

Προκάτοχος του ENTSO-E για τον ηπειρωτικό χώρο είναι ο UCTE. [14] Στον UCTE[16] συναντάμε τους πρωτεύοντα, δευτερεύοντα και τριτεύοντα έλεγχο.



Σχήμα 7: Σχήμα Ελέγχων σύμφωνα με τον UCTE

A. Πρωτεύοντας Έλεγχος

Οι διαταραχές της ισορροπίας στο σύστημα, που προκαλούν απόκλιση της συχνότητας του συστήματος από τις τιμές του σημείου αναφοράς, θα αντισταθμιστούν αρχικά από την κινητική ενέργεια των συνδεδεμένων γεννητριών και των κινητήρων.

Με την αύξηση της συνολικής ζήτησης θα μειωθεί η συχνότητα του συστήματος (ταχύτητα των γεννητριών) και με τη μείωση της ζήτησης η συχνότητα του συστήματος θα αυξηθεί.

Στη συνέχεια, οι μονάδες ρύθμισης θα εκτελούν αυτόματη δράση πρωτογενούς ελέγχου και θα αποκατασταθεί η ισορροπία μεταξύ ζήτησης και παραγωγής. Η απόκλιση συχνότητας επηρεάζεται τόσο από την ολική αδράνεια στο σύστημα όσο και από την ταχύτητα του πρωτεύοντος ελέγχου. Υπό τις μη διαταραγμένες συνθήκες, η συχνότητα του συστήματος πρέπει να διατηρείται εντός αυστηρών ορίων, προκειμένου να διασφαλιστεί η πλήρης και ταχεία ανάπτυξη των εγκαταστάσεων ελέγχου σε περίπτωση διαταραχής. Από τις περιόδους για τη διόρθωση του συγχρονισμένου χρόνου, η επιθυμητή τιμή της συχνότητας είναι 50Hz.

Στόχος Απόδοσης

Ο καθορισμός των συνθηκών για την αποτελεσματικότητα στόχου του πρωτογενούς ελέγχου βασίζεται στις ακόλουθες παραμέτρους:

- Η ταυτόχρονη απώλεια δύο μονάδων παραγωγής ενέργειας ή η απώλεια ενός τμήματος γραμμής ή ζυγού.
- Η εμπειρία έχει δείξει ότι συμβάντα που οδηγούν σε ακόμη μεγαλύτερη απώλεια ισχύος είναι εξαιρετικά σπάνια
- Ο έλεγχος τέτοιων συμβάντων με την ενεργοποίηση πολύ μεγαλύτερης ισχύος ελέγχου από ό, τι είναι απαραίτητο μπορεί να οδηγήσει σε υπερφόρτωση του συστήματος μεταφοράς, θέτοντας έτσι σε κίνδυνο το διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Η σχεδίαση της υπόθεσης βασίζεται σε δυσμενείς παραμέτρους που παρέχουν ένα περιθώριο ασφαλείας σε εκτιμώμενες τιμές. Κατά συνέπεια, είναι πιθανό ότι ακόμα πιο σοβαρά περιστατικά θα μπορούσαν να αντιμετωπιστούν στην πράξη χωρίς να χρειαστεί να περικοπούν φορτία. Με βάση τις παραπάνω παραμέτρους, το συμβάν αναφοράς καθορίστηκε σε 3000 MW για ολόκληρη την σύγχρονη περιοχή.

Η απόλυτη απόκλιση συχνότητας δεν πρέπει να υπερβαίνει τα 180 mHz. Ομοίως, η απότομη απόρριψη φορτίου των 3000 MW συνολικά δεν πρέπει να οδηγήσει σε απόκλιση συχνότητας μεγαλύτερη από 180 mHz. Όταν η αυτορρυθμιζόμενη επίδραση του φορτίου δεν λαμβάνεται υπόψη, η απόκλιση απόλυτης συχνότητας δεν πρέπει να υπερβαίνει τα 200 mHz.

Οι ακόλουθες παραδοχές έχουν εφαρμοσθεί για τον καθορισμό των οριακών συνθηκών: A) Μέγιστη επιτρεπτή απόκλιση συχνότητας σε οιονεί-στατική κατάσταση: ± 180 mHz και δυναμική: ± 800 mHz, B) Η μέγιστη δυναμική απόκλιση συχνότητας ± 800 mHz περιλαμβάνει περιθώριο ασφαλείας.

Πρωτεύουσα Εφεδρεία Ελέγχου

Ολόκληρη η εφεδρεία πρωτεύοντος ελέγχου ενεργοποιείται ως απόκριση σε απόκλιση συχνότητας οιονεί-στατικής κατάστασης -200 mHz ή περισσότερο. Ομοίως, ως απόκριση σε απόκλιση συχνότητας $+200$ mHz ή περισσότερο, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να μειωθεί κατά την τιμή ολόκληρης της πρωτεύουσας εφεδρείας ελέγχου.

Προκειμένου να περιοριστεί η κλήση της πρωτεύουσας εφεδρείας ελέγχου σε μη προγραμματισμένες ανισορροπίες ισχύος, η συχνότητα του συστήματος δεν πρέπει να υπερβαίνει ή να πέσει κάτω από ένα εύρος ± 20 mHz για μεγάλες περιόδους υπό μη διαταραγμένες συνθήκες.

Η πρωτεύουσα εφεδρεία ελέγχου για κάθε περιοχή / block ελέγχου (που καθορίζεται σύμφωνα με τον αντίστοιχο συντελεστή συνεισφοράς) πρέπει να ενεργοποιηθεί πλήρως εντός 15 δευτερολέπτων σε απόκριση διαταραχών ΔP κάτω των 1500 MW.

B. Δευτερεύοντας Έλεγχος

Η λειτουργία του δευτερεύοντος ελέγχου (γνωστός επίσης ως έλεγχος συχνότητας φορτίου ή έλεγχος συχνότητας ισχύος, load-frequency control ή frequency-power control) είναι να διατηρηθεί ή να αποκατασταθεί η ισορροπία ισχύος σε κάθε περιοχή / block ελέγχου και κατά συνέπεια να διατηρηθεί ή να αποκατασταθεί η συχνότητα του συστήματος f στην ονομαστική τιμή 50 Hz και οι εναλλαγές ισχύος με τις παρακείμενες περιοχές ελέγχου στις προγραμματισμένες τιμές τους, εξασφαλίζοντας έτσι ότι η πλήρης εφεδρεία της ενεργοποιημένης πρωτεύουσας ισχύος ελέγχου θα είναι και πάλι διαθέσιμη. Επιπλέον, ο δευτερεύων έλεγχος μπορεί να μην επηρεάζει τη δράση του πρωτεύοντος ελέγχου. Αυτές οι ενέργειες δευτερεύοντος ελέγχου θα πραγματοποιηθούν ταυτόχρονα και συνεχώς, τόσο ως απόκριση σε μικρές αποκλίσεις (οι οποίες θα προκύψουν αναπόφευκτα κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας) όσο και σε περίπτωση μεγάλης απόκλισης μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης (που συνδέεται π.χ. αποσύνδεση μονάδας ή δικτύου).

Η παραγωγική ικανότητα για χρήση ως εφεδρεία δευτερεύοντος ελέγχου πρέπει να είναι διαθέσιμη για την κάλυψη των διακοπών των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και των τυχόν διαταραχών που επηρεάζουν την παραγωγή, την κατανάλωση και τη μετάδοση. Ο δευτερεύων έλεγχος εφαρμόζεται σε επιλεγμένα σύνολα γεννητριών στις μονάδες παραγωγής που περιλαμβάνουν τον βρόγχο ελέγχου.

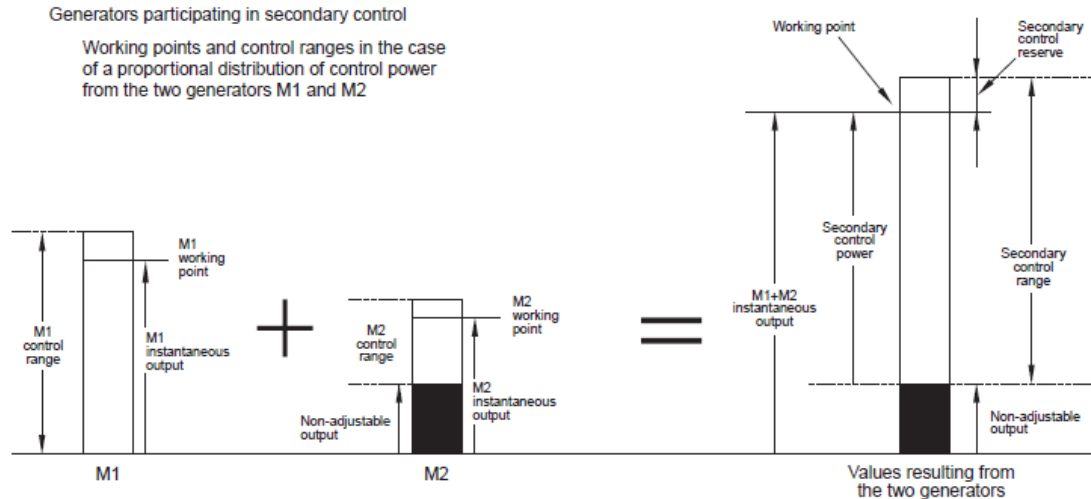
Ο δευτερεύων έλεγχος λειτουργεί για περιόδους αρκετών λεπτών και επομένως είναι αποσυνδεδεμένος χρονικά από τον πρωτεύοντα έλεγχο.

Εύρος δευτερεύοντος ελέγχου και εφεδρείας

Το εύρος δευτερεύοντος ελέγχου είναι το εύρος ρύθμισης της δευτερεύουσας ισχύος ελέγχου εντός της οποίας ο δευτερεύων ελεγκτής μπορεί να λειτουργεί αυτόματα και προς τις δύο κατευθύνσεις (θετικές και αρνητικές) κατά την εξεταζόμενη χρονική στιγμή, από το σημείο λειτουργίας της δευτερεύουσας ισχύος ελέγχου.

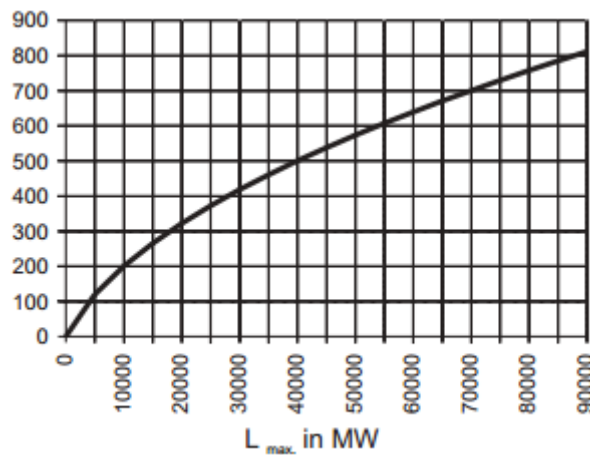
Η δευτερεύουσα εφεδρεία ελέγχου είναι το θετικό μέρος της δευτερεύουσας περιοχής ελέγχου μεταξύ του σημείου εργασίας και της μέγιστης τιμής. Το τμήμα της δευτερεύουσας περιοχής ελέγχου που έχει ήδη ενεργοποιηθεί στο σημείο εργασίας είναι η δευτερεύουσα ισχύς ελέγχου.

Το μέγεθος της δευτερεύουσας εφεδρείας ελέγχου που απαιτείται συνήθως εξαρτάται από το μέγεθος των τυπικών μεταβολών φορτίου, των αλλαγών προγραμματισμού και των μονάδων παραγωγής.



Εικόνα 3: Γεννήτριες που συμμετέχουν στον δευτερεύοντα έλεγχο. Σημεία λειτουργίας και περιοχές ελέγχου σε περίπτωση αναλογικής κατανομής ισχύος ελέγχου από τις δύο γεννήτριες M1 και M2

Η συνιστώμενη ελάχιστη εφεδρεία που σχετίζεται με μεταβολές φορτίου δίνεται στο ακόλουθο σχήμα:



Σχήμα 8: Συνιστώμενη δευτερεύουσα εφεδρεία ελέγχου σε MW

Γ. Τριτεύοντας έλεγχος

Τριτεύοντας έλεγχος είναι οποιαδήποτε αυτόματη ή χειροκίνητη αλλαγή στα σημεία λειτουργίας των γεννητριών ή των φορτίων που συμμετέχουν, προκειμένου:

- Να εγγυηθεί την παροχή κατάλληλης δευτερεύουσας εφεδρείας ελέγχου την κατάλληλη στιγμή
- Να καταναίμει την δευτερεύουσα ισχύ ελέγχου στις διάφορες γεννήτριες με τον καλύτερο δυνατό τρόπο, από οικονομική άποψη.

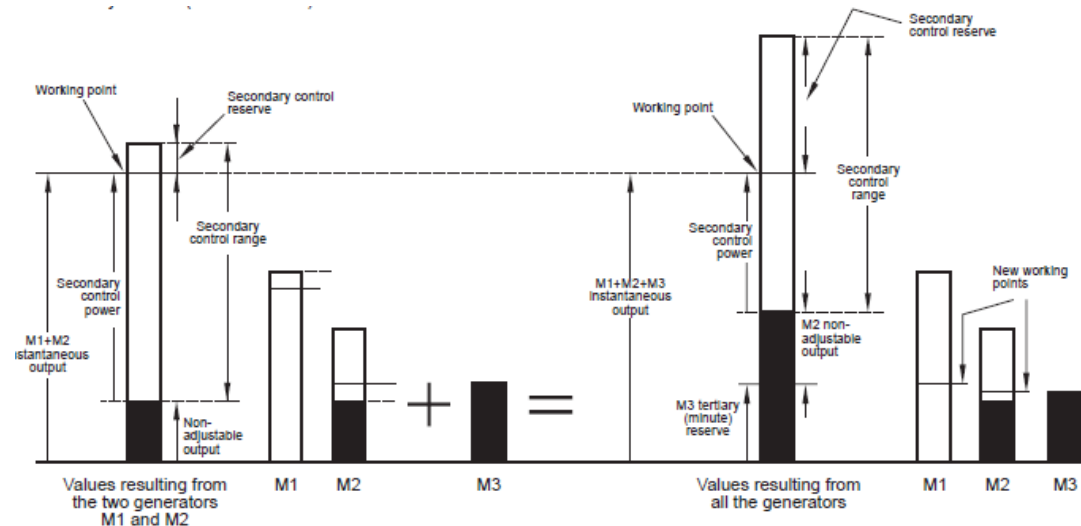
Αλλαγές μπορεί να επιτευχθούν με:

- Σύνδεση και διακοπή ισχύος (αεριοστρόβιλοι, σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής και αντλιοστασίων, αύξηση ή μείωση της παραγωγής των γεννητριών σε λειτουργία)
- Αναδιανομή της παραγωγής από γεννήτριες που συμμετέχουν σε δευτερεύοντα έλεγχο.
- Αλλαγή του προγράμματος ανταλλαγής ενέργειας μεταξύ διασυνδεδεμένων επιχειρήσεων.
- Έλεγχο φορτίου (π.χ. κεντρικός τηλεχειρισμός ή ελεγχόμενη αντιστοίχιση φορτίου).

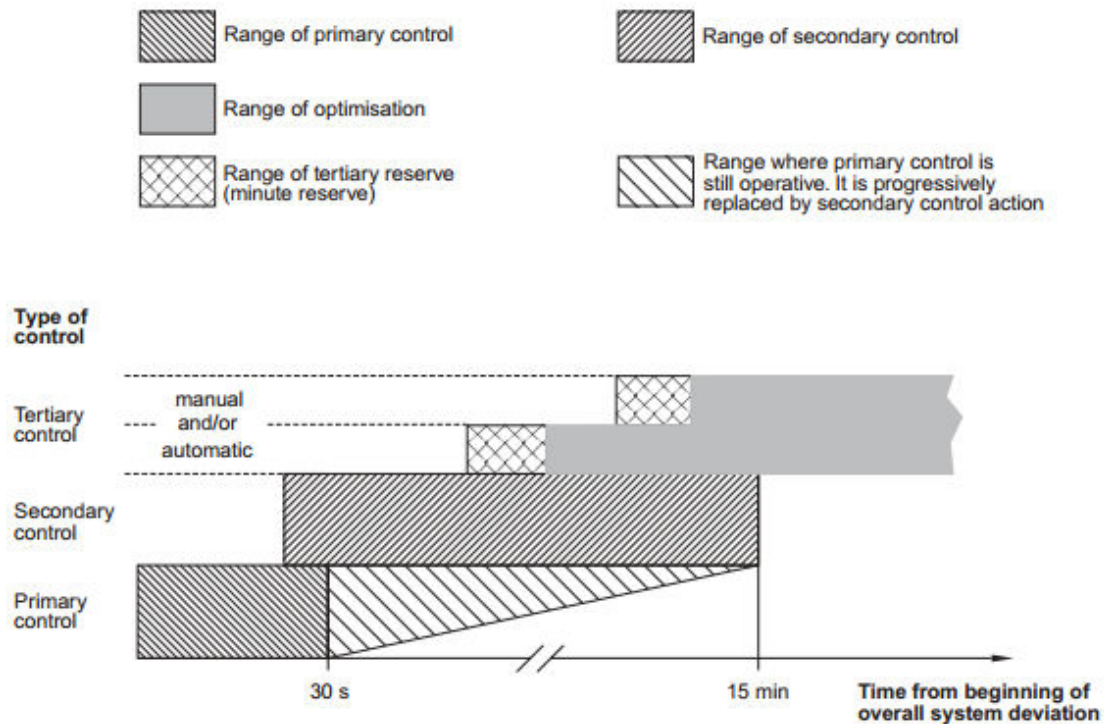
Τυπικά, η λειτουργία του τριτεύοντος ελέγχου (διαδοχικά ή ως συμπλήρωμα του δευτερεύοντος ελέγχου) συνδέεται με το χρονοδιάγραμμα του προγραμματισμού, αλλά έχει κατ'αρχήν τον ίδιο αντίκτυπο στη διασυνδεδεμένη λειτουργία με τον δευτερεύον έλεγχο.

Τριτεύουσα εφεδρεία ελέγχου

Η ισχύς που μπορεί να συνδεθεί αυτόματα ή χειροκίνητα με τον τριτεύοντα έλεγχο, προκειμένου να δημιουργηθεί / αποκατασταθεί επαρκής δευτερεύουσα εφεδρεία ελέγχου, είναι γνωστή ως τριτεύουσα εφεδρεία ελέγχου / εφεδρεία 15 λεπτών. Αυτή η τριτεύουσα εφεδρεία ελέγχου πρέπει να χρησιμοποιείται κατά τρόπον ώστε να συμβάλλει στην αποκατάσταση του εύρους δευτερεύοντος ελέγχου όταν απαιτείται.



Εικόνα 4: Αύξηση της εφεδρείας δευτερεύοντος ελέγχου με εκκίνηση της μη ρυθμιζόμενης γεννήτριας M3 ως τριτεύουσας εφεδρείας (ελάχιστη εφεδρεία)



Σχήμα 9: Χρονισμός των διαφόρων (μερικώς αλληλεπικαλυπτόμενων) περιοχών δράσης πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας ελέγχου

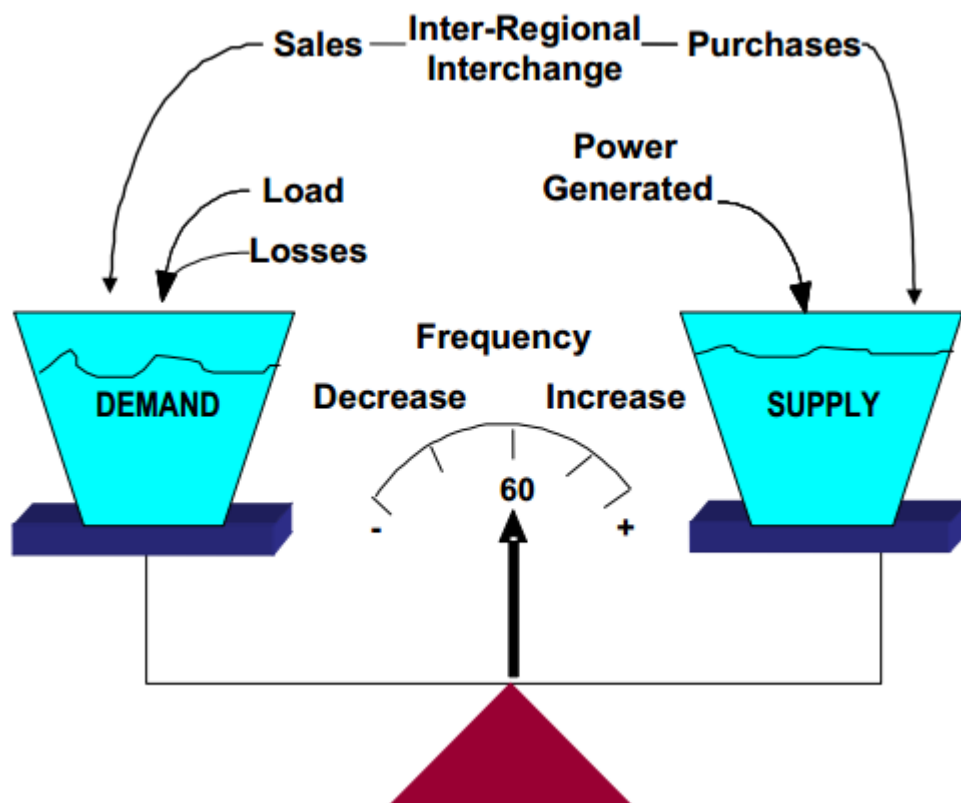
2.4 Κανονισμοί στη Βόρειο Αμερική για τις εφεδρείες

Σύμφωνα με τον οργανισμό της Βορείου Αμερικής NERC[17] (North American Electric Reliability Corporation), το σύστημα ισχύος της Βόρειας Αμερικής χωρίζεται σε τέσσερις μεγάλες διασυνδέσεις. Αυτές οι διασυνδέσεις μπορούν να θεωρηθούν ως ανεξάρτητες (ως προς τη συχνότητα) νησίδες. Οι διασυνδέσεις είναι:

- Δυτικά - Γενικά τα πάντα δυτικά από τα Βραχώδη Όρη.
- Τέξας - Επίσης γνωστό ως Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).
- Ανατολικά - Γενικά τα πάντα ανατολικά από τα Βραχώδη Όρη εκτός από το Τέξας και το Κεμπέκ.
- Κεμπέκ

Υπάρχουν περισσότερες από 100 Αρχές Εξισορρόπησης (Balancing Authorities) διαφορετικού μεγέθους στη Βόρεια Αμερική.

Η τιμή στόχου συχνότητας είναι τυπικά 60 Hz.



Εικόνα 5: Εξισορρόπηση Ζήτησης-Παραγωγής σύμφωνα με το NERC

Υπάρχει συχνά σύγχυση όταν οι φορείς χειρισμού και οι υπεύθυνοι σχεδιασμού μιλάνε για εφεδρείες. Ένας σημαντικός λόγος παρανοήσεων είναι η έλλειψη κοινών ορισμών. Οι ορισμοί του NERC έχουν αλλάξει με την πάροδο του χρόνου. Επιπλέον, οι περισσότερες περιφέρειες NERC ανέπτυξαν τους δικούς τους ορισμούς. Οι υποχρεώσεις όσον αφορά την ισχύ έχουν ιστορικά εμπέσει στην αρμοδιότητα κρατικών και επαρχιακών ρυθμιστικών φορέων, πράγμα που σημαίνει ότι υπάρχουν πολλές διαφορετικές προσδοκίες και υποχρεώσεις στη Βόρεια Αμερική.

Για τον λόγο αυτό ώστε να υπάρχει ένα κοινό πλαίσιο αναφοράς, χρησιμοποιούνται κάποιοι δείκτες αξιολόγησης. Περιληπτικά παρουσιάζονται εδώ οι βασικοί δείκτες.

Control Performance Standard 1 (Πρότυπο απόδοσης ελέγχου 1 - CPS1)

Το CPS1 αναθέτει σε κάθε Αρχή Εξισορρόπησης ένα μερίδιο της ευθύνης για τον έλεγχο της συχνότητας διασύνδεσης σε σταθερή κατάσταση. Το ποσό ευθύνης συνδέεται άμεσα με την εξισορρόπηση της συχνότητας της Αρχής Εξισορρόπησης.

Κάθε λεπτό, όπου η μέση συχνότητα είναι ακριβώς όπως στο χρονοδιάγραμμα ή η το ACE της Balancing Authority είναι μηδέν, ισχύει CPS1 = 200%. Για κάθε μέσο όρο ενός λεπτού όπου το σφάλμα ACE και συχνότητας είναι "εκτός φάσης", το CPS1

είναι μεγαλύτερο από 200 τοις εκατό. Αντίθετα, αν το ACE επιδεινώνει το σφάλμα συχνότητας, το CPS1 θα είναι μικρότερο από 200 τοις εκατό. Το CPS1 μπορεί να γίνει και αρνητικό. Η ελάχιστη αποδεκτή μακροπρόθεσμη βαθμολογία για το CPS1 είναι 100%.

Συνεπώς το CPS1 εκχωρεί σε κάθε περιοχή ελέγχου ένα μέρος της ευθύνης για τον έλεγχο της Συχνότητα διασύνδεσης. Το CPS1 είναι ένα ετήσιο πρότυπο που μετρά τις επιπτώσεις στο σφάλμα συχνότητας, με ένα ελάχιστο επιτρεπόμενο όριο 100%.

Control Performance Standard 2 (Πρότυπο απόδοσης ελέγχου 2 – CPS2)

Το CPS2 είναι ένα πρότυπο "βαλβίδα ασφαλείας" που τέθηκε σε εφαρμογή όταν αναπτύχθηκε το CPS. Υπήρχε ανησυχία ότι εάν το CPS1 ήταν το μόνο ρυθμιστικό πρότυπο, μια Αρχή Εξισορρόπησης θα μπορούσε να παράγει περισσότερο ή λιγότερο απ' όσο πρέπει (όσο αυτό γίνεται αντίθετα από το σφάλμα συχνότητας) και παρόλα αυτά να έχει καλό CPS1, αλλά να επηρεάσει τους γείτονές της με υπερβολικές ροές.

Το CPS2 λέει ότι για κάθε περίοδο 10 λεπτών, ο μέσος όρος ACE για μια αρχή εξισορρόπησης 1000 MW πρέπει να είναι μικρότερος από 23 MW. Οποιοδήποτε χρονικό διάστημα 10 λεπτών (έξι ανά ώρα) μεγαλύτερο από 23 MW (ανεξάρτητα από το αν είναι 1 MW περισσότερο ή 100 MW περισσότερο) είναι παραβίαση του ορίου για αυτή την περίοδο 10 λεπτών. Οι επιδόσεις απαιτούν να μην υπάρχουν παραβιάσεις τουλάχιστον στο 90% των 10λεπτων περιόδων ενός μήνα, δηλαδή το ελάχιστο αποδεκτό CPS2 για ένα μήνα είναι 90%.

Συνεπώς το CPS2 είναι ένα μηνιαίο πρότυπο που αποσκοπεί στον περιορισμό των απρογραμμάτιστων ροών, με το ελάχιστο επιτρεπόμενο αποτέλεσμα του να είναι 90%.

Disturbance Control Performance (Απόδοση Ελέγχου Διαταραχών) [18]

Ο σκοπός του Disturbance Control Standard (Πρότυπο Ελέγχου Διαταραχών - DCS) είναι να εξασφαλίσει ότι η Αρχή Εξισορρόπησης θα είναι σε θέση να χρησιμοποιήσει την Εφεδρεία Διαταραχών (Contingency Reserve) για να εξισορροπήσει παραγωγή και ζήτηση και να επιστρέψει τη συχνότητα διασύνδεσης εντός καθορισμένων ορίων, ύστερα από μια Αναφερόμενη Διαταραχή. Επειδή οι αστοχίες της γεννήτριας είναι πολύ πιο συχνές από τις σημαντικές απώλειες φορτίου και επειδή η ενεργοποίηση της Εφεδρείας Διαταραχών δεν ισχύει συνήθως για την απώλεια φορτίου, η εφαρμογή του DCS περιορίζεται στην απώλεια της παραγωγής και δεν ισχύει για την απώλεια φορτίου.

Βασικοί όροι σχετικά με τις εφεδρείες [17]

Προκειμένου να προωθηθεί η συζήτηση και να αναπτυχθεί μια πιο ομοιόμορφη κατανόηση των δεδομένων των εφεδρειών, οι ακόλουθοι ορισμοί παρέχονται στην αναφορά του NERC. Για την καλύτερη κατανόηση των ορισμών δίνεται το σχήμα 10

Contingency Reserve: Η παροχή της ισχύος από την Αρχή Εξισορρόπησης για την εκπλήρωση του Προτύπου Ελέγχου Διαταραχών (DCS) και άλλων απαιτήσεων διαταραχών του Οργανισμού NERC και Περιφερειακών Οργανισμών Αξιοπιστίας.

Curtaillable Load (Περιορισμένο φορτίο): Φορτίο που μπορεί να αποσυνδεθεί από το σύστημα με βεβαιότητα σε λιγότερο από μία ώρα.

Frequency Responsive Reserve (Εφεδρεία που ανταποκρίνεται στην συχνότητα): On-line παραγωγή με περιθώριο που έχει ελεγχθεί και επαληθευτεί ότι είναι ικανή να παρέχει πτώση $\leq 6\%$ με νεκρή ζώνη ≤ 36 mHz. Μεταβλητό Φορτίο που αντικατοπτρίζει την πτώση του ελεγκτή και τη νεκρή ζώνη μπορεί επίσης να θεωρηθεί Frequency Responsive Reserve. Στις περισσότερες περιπτώσεις, μόνο τα τμήματα των a, b και c του σχήματος 10 χαρακτηρίζονται ως Frequency Responsive Reserve.

Interruptible Load (Διακοπτόμενο φορτίο): Φορτίο υπό άμεσο έλεγχο ενός χειριστή που μπορεί να διακοπεί εντός 10 λεπτών.

Non-spinning Reserve: Εφεδρεία χειρισμού ικανή να εξυπηρετεί ζήτηση ή διακοπτόμενη ζήτηση που μπορεί να αφαιρεθεί από το σύστημα εντός 10 λεπτών. (Αυτό είναι c στο σχήμα 16)

Operating Reserve (Εφεδρεία χειρισμού): Η ισχύς της παραγωγής πάνω από τη σταθερή ζήτηση του συστήματος, που απαιτείται για ρύθμιση, σφάλματα πρόβλεψης φορτίου, αναγκαστικών και προγραμματισμένων διακοπών εξοπλισμού και προστασίας τοπικής περιοχής. (Αυτό είναι το a+b+c+d+e στο σχήμα 10)

Άλλες Πηγές Εφεδρείας: Πηγές που μπορούν να αντεπεξέλθουν εκτός του συνεχούς του Σχήματος.

Planning Reserve (Εφεδρεία Προγραμματισμού): Η διαφορά μεταξύ της αναμενόμενης ετήσιας μέγιστης δυναμικότητας μιας Balancing Authority και της αναμενόμενης ετήσιας αιχμής ζήτησης που εκφράζεται ως ποσοστό της ετήσιας αιχμής ζήτησης.

Projected Operating Reserve (Προβλεπόμενη Εφεδρεία Χειρισμού): Πρόκειται για το a+b+c+d+e στο σχήμα 10 για της πηγές που αναμένεται να παραταχθούν (ή διατίθενται στα χρονικά παράθυρα στο σχήμα 10) για το συγκεκριμένο χρονικό σημείο.

Regulating Reserve (Εφεδρεία Ρύθμισης): Ένα ποσό στρεφόμενης εφεδρείας που ανταποκρίνεται στον Αυτόματο Έλεγχο Παραγωγής, το οποίο επαρκεί για να παρέχει

κανονικό περιθώριο ρύθμισης. (Αυτό είναι "a" στο σχήμα 10).

Replacement Reserve (Εφεδρεία αντικατάστασης): (Αυτό είναι d+e στο σχήμα 10). Κάθε περιοχή του NERC ορίζει τις ώρες για την αποκατάσταση των εφεδρειών, συνήθως στην περιοχή των 30-90 λεπτών. Η προκαθορισμένη περίοδος αποκατάστασης της εφεδρείας διαταραχών είναι 90 λεπτά μετά την περίοδο αποκατάστασης από τη διαταραχή.

Spinning Reserve (Στρεφόμενη Εφεδρεία): Πηγή ισχύος μη δεσμευμένη από φορτίο, συγχρονισμένη, που μπορεί να διατεθεί μέσα σε 10 λεπτά. (Αυτό είναι b στο σχήμα 10).

Supplemental Reserve Service (Συμπληρωματική Υπηρεσία Εφεδρείας): Παρέχει πρόσθετη ισχύ από ηλεκτρικές γεννήτριες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να ανταποκριθούν σε διαταραχές σε σύντομο χρονικό διάστημα, συνήθως μέσα σε δέκα λεπτά. Μια επικουρική υπηρεσία αναγκαία για να επηρεάσει τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ αγοραστών και πωλητών. Επίσης αναφέρεται ως μη στρεφόμενη εφεδρεία. Αυτό είναι ισοδύναμο του FERC με τη μη στρεφόμενη εφεδρεία του NERC (c στο σχήμα 10).

| | | Operating Reserves | | Planned Reserves | |
|----------|--|--|--|---|---|
| | | Regulating Reserve (a) | Other On-Line Reserve (d) | Operations Planning / Unit Commitment (f) | System Planning / Resource Installation (g) |
| On-Line | | Spinning Reserve (b) | | | |
| | | Non-Spinning Reserve (c) such as Interruptible Load Fast-Start Generation | Other Off-Line Reserve (e) such as Curtable Load Off-Line Units | | |
| Off-Line | | | | | |
| | | <= 10 min | 10-60 min | hours to days | weeks to years |

Σχήμα 10: Συνέχεια Εφεδρειών NERC

3. Νομοθεσία για ΜΔΝ και απομονωμένα συστήματα σε Ελλάδα και Ισπανία

Όπως είδαμε παραπάνω, τόσο η Ελλάδα όσο και η Ισπανία ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ευρώπης και οι διαχειριστές των συστημάτων τους στον ENTSO-E. Παρόλα αυτά, τα ΜΔΝ των 2 χωρών όπως και τα άλλα απομονωμένα συστήματα που έχει η Ισπανία δεν ακολουθούν ακριβώς τους ίδιους κανονισμούς με το αντίστοιχο ηπειρωτικό σύστημα καθώς δεν είναι διασυνδεδεμένα με αυτό και έχουν τα δικά τους ιδιαίτερα χαρακτηριστικά. Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται οι κανόνες για τα σχετικά συστήματα που διέπουν τις εφεδρείες στις 2 αυτές χώρες.

3.1 Κώδικας για τα ΜΔΝ για την Ελλάδα από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Το πλαίσιο της λειτουργίας και διαχείρισης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ και της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στα ΜΔΝ της Ελλάδας καθορίζεται από τον «Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών», ο οποίος εκδόθηκε και ισχύει δυνάμει του άρθρου 130 του νόμου 4001/2011. [19]

Τα άρθρα που αφορούν την παρούσα εργασία είναι τα παρακάτω.

Το άρθρο 107 αναφέρεται στην **Πρόβλεψη Φορτίου**. Σύμφωνα με αυτό για την Πρόβλεψη του Φορτίου που διενεργεί ο Διαχειριστής του Συστήματος, δηλαδή την εκτίμηση της συνολικής απορρόφησης ενέργειας σε MWh, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, προσδιορίζοντας το είτε ανά επιμέρους λειτουργικές ζώνες του Συστήματος είτε συνολικά για όλο το Σύστημα ΜΔΝ, χρησιμοποιεί κάποια στοιχεία και συγκεκριμένα

1. Τις δηλώσεις φορτίου που οφείλουν να υποβάλλουν οι εκπρόσωποι φορτίου
2. Την πρόβλεψη έγχυσης ενέργειας από ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ (Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού -Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης)
3. Τα ιστορικά στοιχεία φορτίου και τα στατιστικά στοιχεία που προκύπτουν από την επεξεργασία αυτών.
4. Τις προγνώσεις καιρικών συνθηκών και αντίστοιχα στατιστικά στοιχεία συσχέτισης φορτίου και παραμέτρων καιρικών συνθηκών
5. Χειρισμούς του δικτύου που θα επηρεάσουν το φορτίο σε ορισμένο Σημείο Σύνδεσης στο Σύστημα
6. Άλλα σχετικά στοιχεία

Το άρθρο 108 αναφέρεται στην **Πρόβλεψη Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ**. Αυτή αφορά τις Μη Κατανεμόμενες μονάδες, που δεν υποβάλλουν δηλώσεις παραγωγής. Το αποτέλεσμα της είναι η εκτίμηση της συνολικής μέσης ωριαίας παραγωγής ενέργειας σε MWh, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και μπορεί να προσδιορίζεται είτε ανά επιμέρους λειτουργικές ζώνες του Συστήματος ΜΔΝ, είτε συνολικά για όλο το Σύστημα. Επιπροσθέτως λαμβάνεται υπόψη για την επίλυση του Ημερήσιου Προγραμματισμού. Για τον υπολογισμό της χρησιμοποιούνται κάποια στοιχεία και συγκεκριμένα

1. Οι δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των Μη Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ
2. Τα ιστορικά στοιχεία παραγωγής ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών ανά τεχνολογία και τα στατιστικά στοιχεία που προκύπτουν από την επεξεργασία τους
3. Οι προγνώσεις καιρικών συνθηκών και αντίστοιχα στατιστικά στοιχεία συσχέτισης παραγωγής ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών και παραμέτρων καιρικών συνθηκών
4. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των Μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών που συνδέονται στο δίκτυο, ιδίως την ενεργειακή απόδοση σε σχέση με την πρωτογενή μορφή ΑΠΕ, και ενδεχόμενη κατηγοριοποίηση αυτών
5. Άλλα σχετικά στοιχεία.

Η πρόβλεψη είναι ενδεικτική και δεν απαλλάσσει τους συμμετέχοντες από τις υποχρεώσεις τους.

Από τα πιο σημαντικά άρθρα για την εργασία μας είναι το 109 που αναφέρεται στις **Απαιτήσεις Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος**. Για να μπορεί να λειτουργεί το σύστημα με ασφάλεια, θα πρέπει για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, να τηρούνται Εφεδρείες Ενεργού Ισχύος, ξεχωριστά για τις Επικουρικές Υπηρεσίες Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Ρύθμισης Συστήματος. Οι Υπηρεσίες αυτές και τα όριά τους εξηγούνται αναλυτικότερα στη συνέχεια. Οι Απαιτήσεις Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος μπορεί να προσδιορίζονται ανά λειτουργική ζώνη ή για το σύνολο του Συστήματος. Οι απαιτήσεις των Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος προσδιορίζονται με σκοπό να διασφαλίζεται η ικανότητα επαρκούς ρύθμισης του Συστήματος κατά τη λειτουργία του σε πραγματικό χρόνο, λόγω:

1. Της απρόβλεπτης διακύμανσης του φορτίου και των σφαλμάτων στην πρόβλεψη της ωριαίας ζήτησης, που εκτιμάται ως ποσοστό του προβλεπόμενου συνολικού φορτίου για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Όπως είδαμε παραπάνω η Πρόβλεψη Φορτίου για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής είναι έργο του Διαχειριστή του Συστήματος.
2. Των απρόβλεπτων γεγονότων απώλειας παραγωγικού δυναμικού των Κατανεμόμενων Μονάδων, και κυρίως της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής Κατανεμόμενης Μονάδας που εντάσσεται για λειτουργία, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής
3. Της μεταβλητότητας της ενέργειας των Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, σύμφωνα με τους λειτουργικούς κανόνες ένταξης των Μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών

Σταθμών, λαμβανομένων υπόψη και των προγραμμάτων παραγωγής που τυχόν έχουν υποβληθεί για τις Μονάδες αυτές, καθώς και το ενδεχόμενο απώλειας μέρους της παραγωγής τους λόγω απρόβλεπτων γεγονότων.

Το άρθρο 110 αναφέρεται στα **Δεδομένα που χρησιμοποιούνται για την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος** τα οποία είναι:

1. Οι αποδεκτές δηλώσεις Παραγωγής
2. Οι δηλώσεις που υποβάλλονται από το Διαχειριστή ΜΔΝ
3. Η διαθεσιμότητα των Μονάδων
4. Η κατάσταση των Μονάδων όπως προγραμματίζεται να λειτουργήσουν κατά τις Ώρες Κατανομής που προηγούνται της πρώτης Ώρας Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
5. Οι τεχνικές παράμετροι των Κατανεμόμενων Μονάδων όπως προκύπτουν από τον Πίνακα Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών των Μονάδων
6. Οι οικονομικές παράμετροι των Κατανεμόμενων Συμβατικών Μονάδων:
 - i. Η Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής κάθε Μονάδας
 - ii. Το κόστος εκκίνησης από οποιαδήποτε κατάσταση αναμονής έως το φορτίο που αντιστοιχεί στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή
 - iii. Το κόστος επικουρικών υπηρεσιών το οποίο περιλαμβάνει το συνολικό κόστος επικουρικών υπηρεσιών που παρέχει η Μονάδα για την κάλυψη των αναγκών του ΚΗΕΠ

Για επικαιροποιημένο Ημερήσιο Πρόγραμμα χρησιμοποιούνται επικαιροποιημένα τα ίδια δεδομένα της παραπάνω λίστας.

Το άρθρο 111 αναφέρει τις απαιτήσεις και τους **περιορισμούς για την κατάρτιση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ)**. Εκεί περιλαμβάνεται και περιορισμός για την κάλυψη των Απαιτήσεων Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος. Συγκεκριμένα για την κατάρτιση του ΚΗΕΠ λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθοι περιορισμοί:

1. Το ισοζύγιο Ενέργειας για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής
2. Η κάλυψη των Απαιτήσεων Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος: Το άθροισμα των ικανοτήτων των τριών Εφεδρειών Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο της συνολικής απαίτησης για κάθε Επικουρική Υπηρεσία. Οι απαιτήσεις αυτές θα πρέπει να καλύπτονται από το ελάχιστο αναγκαίο πλήθος Συμβατικών Μονάδων στο πλαίσιο της συνολικής επίλυσης του προβλήματος με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους των Συμβατικών Μονάδων.
3. Για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα συμβατικού καυσίμου και Κατανεμόμενη Μονάδα ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικού Σταθμού πρέπει να ικανοποιούνται, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, οι τεχνικοί περιορισμοί ως προς τη λειτουργία της Μονάδας.
4. Η ενέργεια που προσφέρεται, σύμφωνα με τις Δηλώσεις Παραγωγής, από Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού Σταθμού θα πρέπει να απορροφάται

πλήρως στον ημερήσιο προγραμματισμό, εφόσον αυτό είναι τεχνικά εφικτό, με βάση τους κανόνες του παρόντος Κώδικα.

5. Για τις Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού Σταθμού, πρέπει να ικανοποιούνται οι λειτουργικοί κανόνες ένταξης των Μονάδων ΑΠΕ
6. Οι τεχνικοί περιορισμοί ροής ενέργειας μεταξύ των λειτουργικών ζωνών, με κριτήριο την ικανοποίηση των απαιτήσεων για την ασφαλή λειτουργία του Δικτύου ΜΔΝ. Επιπλέον, αμιγώς για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ, μπορεί να καθορίζονται συγκεκριμένες Συμβατικές Μονάδες που είναι απαραίτητο να λειτουργούν σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους κατόπιν τεκμηριωμένης εισήγησης του Διαχειριστή ΜΔΝ και έγκρισης της ΡΑΕ.

Το άρθρο 112 αναφέρεται στα **Αποτελέσματα Ημερήσιου Προγράμματος**, με το οποίο προγραμματίζεται η λειτουργία των Μονάδων (Κατανεμόμενων και ΜΗ) και των Υβριδικών Σταθμών για κάθε Ώρα Κατανομής.

Το άρθρο 115 αναφέρεται στο **Αντικείμενο Διαδικασίας Κατανομής**. Στο πλαίσιο της διαδικασίας Κατανομής, ο Διαχειριστής ΜΔΝ συλλέγει όλα τα απαραίτητα στοιχεία, επικαιροποιεί τις προβλέψεις για το φορτίο του Συστήματος ΜΔΝ και την παραγωγή των Μη Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής και εκδίδει τις Εντολές Κατανομής για έλεγχο του συστήματος σε πραγματικό χρόνο.

Το άρθρο 117 που αναφέρεται στο **Χρονοδιάγραμμα Διαδικασίας Κατανομής**. Ο Διαχειριστής ΜΔΝ καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής περιοδικά ανά είκοσι (20) λεπτά της ώρας από την έναρξη της Ημέρας Κατανομής. Μετά την κατάρτιση Προγράμματος Κατανομής, ο Διαχειριστής ΜΔΝ ενημερώνει έγκαιρα τους Παραγωγούς για την προγραμματισμένη λειτουργία των Μονάδων τους σύμφωνα με το ισχύον Πρόγραμμα Κατανομής. Σε μικρού και μεσαίου μεγέθους Συστήματα στα οποία δεν λειτουργούν Πλήρως ή Μερικώς Ελεγχόμενες Μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικοί Σταθμοί, το Πρόγραμμα Κατανομής μπορεί να καταρτίζεται από τον Διαχειριστή ανά μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα.

Το άρθρο 120 αναφέρεται στη **Μεθοδολογία κατάρτισης Προγράμματος Κατανομής**. Αυτή συνίσταται στην κατάστρωση και επίλυση προβλήματος με κριτήριο τη μέγιστη δυνατή διείσδυση ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (Μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών) και την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των Συμβατικών Μονάδων. Η περίοδος επίλυσης του Προγράμματος Κατανομής αφορά το χρονικό ορίζοντα των τεσσάρων (4) Ώρών Κατανομής που έπονται της κατάρτισής του. Το πρόβλημα κατάρτισης του Προγράμματος Κατανομής επιλύεται ταυτόχρονα για όλες τις Ώρες Κατανομής της περιόδου επίλυσής του. Το Πρόγραμμα Κατανομής πρέπει να επιτυγχάνει:

1. Την επαναφορά ή διατήρηση των περιθωρίων εφεδρείας ενεργού ισχύος εντός των απαιτούμενων ορίων
2. Την ελάχιστη δυνατή απόκλιση από τον Ημερήσιο Προγραμματισμό, σχετικά με την ένταξη και λειτουργία των Κατανεμόμενων Μονάδων.

Το άρθρο 122 αναφέρεται στη **Διαδικασία Ελέγχου Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου**, που επηρεάζεται άμεσα από τις επικουρικές υπηρεσίες. Κατά τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο, ο Διαχειριστής ελέγχει τις συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος, και εκδίδει εντολές ώστε να εφαρμοστεί το Πρόγραμμα Κατανομής, να ικανοποιούνται οι τεχνικοί περιορισμοί και οι περιορισμοί ασφαλούς λειτουργίας του δικτύου και να διασφαλίζεται η αξιόπιστη και ομαλή λειτουργία του Συστήματος, τηρουμένων και των απαιτήσεων ποιότητας της παρεχόμενης τάσης στους καταναλωτές. Στη Διαδικασία Ελέγχου Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου δύναται να ενσωματώνονται προγράμματα και μεθοδολογίες ανάλυσης λειτουργίας ηλεκτρικών συστημάτων, όπως προγράμματα ανάλυσης ροών φορτίου, βέλτιστης ροής ενέργειας και ευστάθειας Συστήματος. Η Διαδικασία Ελέγχου Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου, περιλαμβάνει ιδίως τις εξής βασικές διεργασίες:

1. Τον περιοδικό έλεγχο Τριτεύουσας Ρύθμισης για τον επαναπροσδιορισμό του επιπέδου παραγωγής των Μονάδων που παρέχουν Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης. Ειδικότερα, κατά τον περιοδικό αυτόν έλεγχο, λαμβάνοντας υπόψη το τρέχον επίπεδο παραγωγής των Μονάδων και τις αποκλίσεις από τα αντίστοιχα αποτελέσματα του Προγράμματος Κατανομής, επαναπροσδιορίζονται, βάσει μεθοδολογίας, τα επίπεδα παραγωγής των Μονάδων με στόχο την προσέγγιση, κατά το δυνατόν, του ισχύοντος Προγράμματος Κατανομής και την επαναφορά του επιπέδου Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος ΜΔΝ και Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος ΜΔΝ στις απαιτήσεις του Προγράμματος Κατανομής. Η μεθοδολογία αυτή καθορίζεται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής.
2. Την Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής για τη Δευτερεύουσα Ρύθμιση, σύμφωνα με το άρθρο 127. Η Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής, είναι αυτόματο σύστημα έκδοσης Εντολών Κατανομής για την πραγματοποίηση της Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συχνότητας, με την οποία ικανοποιούνται, στο μέτρο που αυτό είναι εφικτό, οι στόχοι της Τριτεύουσας Ρύθμισης για τις Μονάδες που εντάσσονται στην Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής. Η Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής ενεργοποιείται από γεγονότα αποκλίσεων συχνότητας από τη συχνότητα αναφοράς, σύμφωνα με το άρθρο 127. Η λειτουργία της Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής, βασίζεται σε απλοποιημένη μεθοδολογία προσδιορισμού του επιπέδου ισχύος παραγωγής κάθε Μονάδας (ισχύς αναφοράς), σε συνεχή βάση και ανά τακτά χρονικά διαστήματα με διάρκεια ολίγων δευτερολέπτων.

Ειδικότερα, σε πραγματικό χρόνο, ο Διαχειριστής ΜΔΝ, πέραν του Προγράμματος Κατανομής, λαμβάνει υπόψη ιδίως:

1. Την ποσότητα της καθαρής παραγωγής ενέργειας κάθε Μονάδας (χωρίς τις ιδιοκαταναλώσεις), που εγχέεται στο δίκτυο στα σημεία σύνδεσης των Μονάδων
2. Την ποσότητα ενέργειας που απορροφάται από τους καταναλωτές
3. Την ποσότητα ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης Υβριδικών Σταθμών
4. Την παροχή επικουρικών υπηρεσιών των Κατανεμόμενων Μονάδων

5. Τη διακύμανση των παραμέτρων λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ, ιδίως της συχνότητας του δικτύου, της τάσης σε σημαντικούς κόμβους και της ροής ενέργειας σε σημαντικά στοιχεία του δικτύου.
6. Λοιπές πληροφορίες τις οποίες συλλέγει ο Διαχειριστής ΜΔΝ ή υποβάλλονται σε αυτόν

Το άρθρο 127 ορίζει τις **Επικουρικές Υπηρεσίες**. Επικουρικές υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ και για τη διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο αναλυτικός ορισμός κάθε Επικουρικής Υπηρεσίας, ο τρόπος μέτρησης και η διαδικασία ποσοτικού και ποιοτικού ελέγχου τους από τον Διαχειριστή καθορίζονται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής σύμφωνα με τους εκάστοτε ισχύοντες διεθνείς κανονισμούς του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες λειτουργίας κάθε Συστήματος ΜΔΝ. Διακρίνονται οι ακόλουθες Επικουρικές Υπηρεσίες:

1. **Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης**
2. **Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης**
3. **Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης – Στρεφόμενη και Μη Στρεφόμενη**
4. Ρύθμιση Τάσης
5. Επανεκκίνηση του Συστήματος ΜΔΝ
6. Ψυχρή Εφεδρεία

Οι τρεις πρώτες αναφέρονται συνοπτικά ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας ή Εφεδρείες Ενεργού Ισχύος.

Ως **Πρωτεύουσα Ρύθμιση** ορίζεται η αυτόματη διορθωτική λειτουργία των Μονάδων Παραγωγής και των Φορτίων, μέσω ρυθμιστών ενεργού ισχύος (ρυθμιστές στροφών ή συστήματα ηλεκτρονικών ισχύος), στις αποκλίσεις της πραγματικής συχνότητας του δικτύου από τη συχνότητα αναφοράς, με την οποία επιδιώκεται η εξισορρόπηση της συνολικής παραγωγής με τη συνολική απορρόφηση ενέργειας και η σταθεροποίηση της συχνότητας εντός του Χρόνου Πρωτεύουσας Ρύθμισης ο οποίος ορίζεται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής, για κάθε Σύστημα ΜΔΝ διακριτά, με βάση το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά του, και σε κάθε περίπτωση δεν υπερβαίνει τα δεκαπέντε (15) δευτερόλεπτα από την εκδήλωση διαταραχής της συχνότητας. Η ρύθμιση αυτή μπορεί να μην επαναφέρει τη συχνότητα στο επίπεδο της συχνότητας αναφοράς. Ειδικότερα η λειτουργία αυτή υλοποιείται κυρίως μέσω του στατισμού του ρυθμιστή φορτίου κάθε Μονάδας.

Ως **Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης κάθε Μονάδας**, ορίζεται η μεταβολή της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος εντός του χρόνου Πρωτεύουσας Ρύθμισης, ως αυτόματη λειτουργία του ρυθμιστή ενεργού ισχύος, όπως περιγράφηκε παραπάνω, για τη μέγιστη επιτρεπόμενη απόκλιση της συχνότητας εντός του χρόνου αυτού. Η μεταβολή της Ενεργού Ισχύος Μονάδας πρέπει να λαμβάνει χώρα εντός του Χρόνου Πρωτεύουσας Ρύθμισης και η Μονάδα, ανάλογα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της, πρέπει να δύναται να διατηρεί το επίπεδο παραγωγής Ενεργού Ισχύος της, ανάλογα με την τιμή της απόκλισης της συχνότητας τουλάχιστον για δεκαπέντε (15) λεπτά από την εκδήλωση διαταραχής της συχνότητας.

Ως **Πρωτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος** ορίζεται η συνολική συνεισφορά των Μονάδων και Φορτίων του Συστήματος σε Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης.

Ως **Δευτερεύουσα Ρύθμιση** ορίζεται η Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής μέσω της οποίας τηλερυθμίζεται, από τα ΚΕΕ, η παραγωγή Ενεργού Ισχύος των Μονάδων. Η ρύθμιση αυτή λαμβάνει χώρα εντός του Χρόνου Δευτερεύουσας Ρύθμισης, ο οποίος ορίζεται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής, για κάθε Σύστημα ΜΔΝ διακριτά, με βάση το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά του, και δεν μπορεί να υπερβαίνει τα πέντε (5) λεπτά από την ενεργοποίησή της. Η ρύθμιση αυτή επιδιώκει την ελαχιστοποίηση της απόκλισης συχνότητας. Το όριο ανοχής της απόκλισης, καθώς και το κριτήριο ενεργοποίησης της Δευτερεύουσας Ρύθμισης για κάθε Σύστημα ΜΔΝ, καθορίζεται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής.

Ως **Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης Μονάδας** ορίζεται το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας με συγκεκριμένο ρυθμό μέσω τηλερύθμισής της από την Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής, ώστε να λαμβάνει χώρα η Δευτερεύουσα Ρύθμιση, εφόσον αυτό το περιθώριο μεταβολής είναι πλήρως διαθέσιμο εντός του χρόνου Δευτερεύουσας Ρύθμισης και διατηρείται για χρονικό διάστημα τουλάχιστον είκοσι (20) λεπτών. Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης Μονάδας είναι το διάστημα μεταξύ ελαχίστου και μεγίστου επιπέδου Ενεργού Ισχύος Μονάδας εντός του οποίου η παραγωγή της Μονάδας δύναται να καθορίζεται από την τηλερύθμιση. Θετική ή Αρνητική Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι τα περιθώρια αύξησης ή μείωσης αντίστοιχα της Ενεργού Ισχύος της Μονάδας λαμβάνοντας υπόψη το τρέχον επίπεδο Ενεργού Ισχύος της Μονάδας.

Ως **Δευτερεύουσα Εφεδρεία Συστήματος** και Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος, ορίζονται ως η συνολική συνεισφορά των Μονάδων σε Εφεδρεία και Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης, αντίστοιχα.

Ως **Τριτεύουσα Ρύθμιση** ορίζεται η ρύθμιση (με έκδοση Εντολών Κατανομής) η οποία λαμβάνει χώρα περιοδικά, προκειμένου να αποκατασταθεί το συντομότερο δυνατό το επίπεδο Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος ΜΔΝ, εφόσον αυτό έχει μεταβληθεί ως αποτέλεσμα λειτουργίας της Δευτερεύουσας Ρύθμισης, ώστε να ικανοποιούνται οι αντίστοιχες ανάγκες του Συστήματος ΜΔΝ. Η ρύθμιση αυτή αφορά στη μεταβολή της Ενεργού Ισχύος Μονάδων με σχετική Εντολή Κατανομής. Η χρονική περίοδος κατά την οποία λαμβάνει χώρα η ρύθμιση αυτή καθορίζεται για κάθε Σύστημα ΜΔΝ στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής και δεν μπορεί να υπερβαίνει τα επτά (7) λεπτά.

Ως **Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας** ορίζεται το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας σε χρονικό διάστημα δεκαπέντε (15) λεπτών μετά από σχετική εντολή, ώστε να λαμβάνει χώρα η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος, το οποίο περιθώριο καθορίζεται βάσει των ρυθμών ανόδου και καθόδου της παραγωγής κάθε Μονάδας. Η Μονάδα θα πρέπει να είναι σε θέση να διατηρήσει

τη μεταβολή αυτή της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος της τουλάχιστον για τέσσερις (4) ώρες από τη λήψη της Εντολής Κατανομής.

Ως **Τριτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος** ορίζεται η συνολική συνεισφορά των Μονάδων του Συστήματος σε Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης ώστε να λαμβάνει χώρα η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος.

Ως **Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας** ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, η οποία είναι συγχρονισμένη στο Σύστημα.

Ως **Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας** ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, η οποία είναι μη συγχρονισμένη στο Σύστημα.

Κατά τον υπολογισμό της ισχύος της Εφεδρείας Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, δεν συνυπολογίζεται η παρεχόμενη ισχύς της Μονάδας στις προηγούμενες χρονικά Εφεδρείες Ρύθμισης.

3.2 Ισπανική νομοθεσία για την εφεδρεία σε ΜΔΝ και άλλα απομονωμένα συστήματα

Προκειμένου να κατανοήσουμε καλύτερα τη φύση των ΜΔΝ και των απομονωμένων συστημάτων γενικότερα σε αυτή την ενότητα θα αναφερθεί ενδεικτικά και η ισπανική νομοθεσία. Η Ισπανία αποτελεί μια Ευρωπαϊκή χώρα με σχετικά μεγάλο αριθμό συστημάτων μη διασυνδεδεμένων με το ηπειρωτικό σύστημα.

Σύμφωνα με την ισπανική νομοθεσία [20] ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί τα απαραίτητα επίπεδα εφεδρείας ρύθμισης σε κάθε SEIE (Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares) για να αντιμετωπίσει τις ανισορροπίες μεταξύ της παραγωγής και της πραγματικής κατανάλωσης.

Τα απομονωμένα ηλεκτρικά συστήματα που συνθέτουν τα SEIE των Αυτόνομων Κοινοτήτων των Βαλεαρίδων Νήσων και των Καναρίων Νήσων, καθώς και των πόλεων της Θέουτα(Ceuta) και της Μελίγια(Melilla), έχουν ως εξής [21]:

| SEIE Canarias | SEIE Illes Balears | SEIE Ceuta | SEIE Melilla |
|-------------------------|---------------------------|-------------------|---------------------|
| Gran Canaria | Mallorca-Menorca | Ceuta | Melilla |
| Tenerife | Ibiza-Formentera | | |
| Lanzarote-Fuerteventura | | | |
| La Palma | | | |
| La Gomera | | | |
| ElHierro | | | |

Ανάλογα με τη χρονική κλίμακα που λαμβάνει χώρα η δράση και το σήμα που προκαλεί τη δράση, ορίζονται 3 επίπεδα εφεδρείας [20]:

- Πρωτεύουσα εφεδρεία ρύθμισης
- Δευτερεύουσα εφεδρεία ρύθμισης
- Τριτεύουσα εφεδρεία ρύθμισης

Με την επιφύλαξη όσων αναφέρονται στην παρούσα διαδικασία για τις εφεδρείες ρύθμισης, για τη διαχείριση των αντίστοιχων συμπληρωματικών υπηρεσιών θα ληφθούν υπόψη οι συγκεκριμένες διαδικασίες που εφαρμόζονται, για τις οποίες αναπτύσσονται πλήρως όλες οι πτυχές τους σε αυτή την ενότητα.

Ο διαχειριστής του συστήματος θα αποφασίσει τη μέγιστη τιμή της ισχύος για τις διασυνδέσεις ανάμεσα σε νησιά ή άλλα ηλεκτρικά συστήματα

Πρωτεύουσα εφεδρεία ρύθμισης

Σε κάθε σύστημα των SEIS, η πρωτεύουσα εφεδρεία ρύθμισης σε κάθε χρονική περίοδο προγραμματισμού θα είναι τουλάχιστον το 50% της μέγιστης καθαρής ισχύος που έχει ανατεθεί σε μια ομάδα γεννητριών μεταξύ των προγραμματισμένων σε αυτή τη χρονική περίοδο. Για τον σκοπό αυτό, θα θεωρηθούν ως ανεξάρτητες γεννήτριες όλες οι γεννήτριες που αποτελούν μέλη ενός συνδυασμένου κύκλου πολλαπλού άξονα ανεξάρτητα από τον τύπο του στροβίλου (αερίου ή ατμού). Επίσης θα εξεταστεί η εφεδρεία που συνεισφέρουν οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις μεταξύ νησιών ή άλλων ηλεκτρικών συστημάτων έναντι διαταραχής N-1. Η κατανομή της πρωτεύουσας εφεδρείας μεταξύ των γεννητριών θα εκτελεστεί σύμφωνα με τη Διαδικασία πρωτεύουσας ρύθμισης.

Η τιμή της πρωτεύουσας εφεδρείας θα πρέπει να αναθεωρηθεί, ανάλογα με την περίπτωση, έναντι πιθανών τροποποιήσεων του Πλάνου Αυτόματης Περικοπής Φορτίου ή άλλων εξωτερικών στοιχείων με επίδραση σε αυτή την τιμή, ενημερώνοντας σχετικά την αρμόδια αρχή και το CNE.

Δευτερεύουσα εφεδρεία ρύθμισης

Η εφεδρεία που πρέπει να διατηρείται σε δευτερεύουσα ρύθμιση, σε κάθε σύστημα των SEIE, θα αποφασίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος σε κάθε χρονική περίοδο προγραμματισμού, σε συνάρτηση με την εξέλιξη της προσωρινής πρόβλεψης ζήτησης, την πιθανή αποτυχία των συνδεδεμένων γεννητριών και την μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής.

Το άθροισμα της πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας που αποδίδεται σε κάθε χρονική περίοδο προγραμματισμού, υπό την προϋπόθεση ότι οι τεχνικές συνθήκες το επιτρέπουν, πρέπει να ισούται τουλάχιστον με το 100% των ακόλουθων ποσοτήτων:

- Της μέγιστης καθαρής ισχύος που έχει ανατεθεί σε μια ομάδα γεννητριών μεταξύ των προγραμματισμένων σε αυτή τη χρονική περίοδο. Για τον σκοπό αυτό, θα θεωρηθούν ως ανεξάρτητες γεννήτριες όλες οι γεννήτριες που αποτελούν μέλη ενός συνδυασμένου κύκλου πολλαπλού άξονα, ωστόσο στη ράμπα της αύξησης της ζήτησης, οι γεννήτριες που δέχονται κίνηση από τους αεριοστρόβιλους θα προσμετρηθούν ως μιάμιση φορά η προγραμματισμένη ισχύς στην χρονική περίοδο για να θεωρηθεί η απώλεια φορτίου στους αεριοστρόβιλους σε σχέση με τα σφάλματα στους αεριοστρόβιλους.
- Της αναμενόμενης αύξησης της ζήτησης ανάμεσα στην περίοδο προγραμματισμού για την οποία θέλουμε να προσδιοριστεί η εφεδρεία και την επόμενη.
- Της ισχύος που συνεισφέρουν οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις μεταξύ νησιών ή άλλων ηλεκτρικών συστημάτων έναντι διαταραχής N-1
- Της πιο πιθανής απώλειας από μείωση της συνδεδεμένης αιολικής ισχύος, που καθορίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος κάθε ώρα, εφαρμόζοντας στην συνολική ονομαστική ισχύ των εν λόγω γεννητριών έναν συντελεστή μείωσης υπολογισμένο βάσει της μεταβλητότητας της παραγωγής τους.

Η Δευτερεύουσα Κάτω εφεδρεία σε κάθε περίοδο προγραμματισμού, υπό την προϋπόθεση ότι οι τεχνικές συνθήκες το επιτρέπουν, θα είναι τουλάχιστον το 50% της Άνω εφεδρείας.

Οι τιμές της δευτερεύουσας εφεδρείας που θεωρούνται εδώ μπορεί να υπόκεινται σε τροποποιήσεις ανάλογα με τις μελλοντικές εξελίξεις που παρουσιάζουν τα SEIE.

Τριτεύουσα εφεδρεία ρύθμισης

Η απαραίτητη Άνω τριτεύουσα εφεδρεία ρύθμισης σε κάθε χρονική περίοδο προγραμματισμού θα είναι, ως αναφορά, ίση με τη μεγαλύτερη από τις επόμενες ποσότητες

- Τη μέγιστη καθαρή ισχύ που έχει ανατεθεί σε μια ομάδα γεννητριών μεταξύ των προγραμματισμένων σε αυτή τη χρονική περίοδο. Για τον σκοπό αυτό, θα θεωρηθούν ως ανεξάρτητες γεννήτριες όλες οι γεννήτριες που αποτελούν μέλη ενός συνδυασμένου κύκλου πολλαπλού άξονα, ωστόσο οι γεννήτριες που δέχονται κίνηση από τους αεριοστρόβιλους θα προσμετρηθούν ως μιάμιση φορά η προγραμματισμένη ισχύς στην χρονική περίοδο για να θεωρηθεί η απώλεια φορτίου στους αεριοστρόβιλους σε σχέση με τα σφάλματα στους αεριοστρόβιλους.
- Την αναμενόμενη αύξηση της ζήτησης ανάμεσα στην περίοδο προγραμματισμού για την οποία θέλουμε να προσδιοριστεί η εφεδρεία και την επόμενη.
- Την ισχύ που συνεισφέρουν οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις μεταξύ νησιών ή άλλων ηλεκτρικών συστημάτων έναντι διαταραχής N-1

- Την πιο πιθανή απώλεια από μείωση της συνδεδεμένης αιολικής ισχύος, που καθορίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος κάθε ώρα, εφαρμόζοντας στην συνολική ονομαστική ισχύ των εν λόγω γεννητριών έναν συντελεστή μείωσης υπολογισμένο βάσει της μεταβλητότητας της παραγωγής τους.

Οι τιμές της τριτεύουσας εφεδρείας που θεωρούνται εδώ μπορεί να υπόκεινται σε τροποποιήσεις ανάλογα με τις μελλοντικές εξελίξεις που παρουσιάζουν τα SEIE.

4. Βιβλιογραφική ανασκόπηση μεθόδων υπολογισμού εφεδρείας

Έχουν γίνει αρκετές προσπάθειες για τη δημιουργία κάποιας μεθοδολογίας μη ντετερμινιστικής που να οδηγεί στον υπολογισμό της εφεδρείας που χρειάζεται ένα σύστημα για να λειτουργήσει ομαλά. Καθότι στις περισσότερες περιπτώσεις τα συστήματα είναι διασυνδεδεμένα, και οι περισσότερες μελέτες που έχουν γίνει αφορούν τα διασυνδεδεμένα συστήματα. Όμως κάποιες από αυτές θα μπορούσαν να βρουν εφαρμογή και στην περίπτωσή μας. Έτσι σε αυτό το κεφάλαιο γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση μεθόδων υπολογισμού της εφεδρείας, παράλληλα με μια διερεύνηση για τον αν αυτές οι μέθοδοι μπορούν να βρουν εφαρμογή στο ελληνικό μη διασυνδεδεμένο σύστημα. Έπειτα γίνεται αναφορά και σε μεθόδους δοκιμασμένες σε απομονωμένα συστήματα, με τη διερεύνηση αν θα μπορούσαν να βρουν και πάλι εφαρμογή στο ελληνικό μη διασυνδεδεμένο σύστημα.

Μέθοδοι που θα μπορούσαν να βρουν εφαρμογή για την περίπτωσή μας, θα αναλυθούν περαιτέρω στη συνέχεια.

Τα πρώτα χρόνια, οι ΑΠΕ δεν ήταν διαδεδομένες κι έτσι οι έρευνες επικεντρώνονταν σε άλλα προβλήματα που θα μπορούσαν να προκύψουν στο σύστημα όπως η αξιοπιστία των μονάδων, το φορτίο, κ.ά. Καθώς όμως νέες τεχνολογίες αναπτύσσονταν και είχαν όλο και μεγαλύτερη συμμετοχή στο σύστημα, όλο και περισσότεροι προσπάθησαν να τις εντάξουν και στο πρόβλημα υπολογισμού της εφεδρείας. Καθώς οι ΑΠΕ έχουν μεγάλη εξάρτηση από τις καιρικές συνθήκες, η παραγωγή τους μεταβάλλεται πολύ πιο απρόβλεπτα από τις συμβατικές μονάδες κι έτσι χρήζουν ιδιαίτερης αντιμετώπισης.

4.1 Αιτιοκρατικά μοντέλα προσδιορισμού εφεδρείας

Τα αιτιοκρατικά, ή αλλιώς ντετερμινιστικά, μοντέλα αποτελούν τον απλούστερο τρόπο προσδιορισμού των αναγκαίων επιπέδων εφεδρείας[9]. Χαρακτηριστικά παραδείγματα αυτής της κατηγορίας είναι το επίπεδο πρωτεύουσας εφεδρείας να ορίζεται ίσο με την ισχύ της μεγαλύτερης μονάδας, η εφεδρεία ρύθμισης να ορίζεται ως ποσοστό του μέγιστου φορτίου ή ως ποσοστό της πρόβλεψης του φορτίου, κτλ. Τα αιτιοκρατικά μοντέλα λειτουργούσαν ικανοποιητικά απουσία μονάδων ΑΠΕ στο Σύστημα, οπότε πολλές φορές προτιμήθηκαν για την απλότητά τους. Η παρουσία όμως των ΑΠΕ εισάγει μεταβλητότητα και αβεβαιότητα στο Σύστημα, όχι τόσο στο επίπεδο της εφεδρείας διαταραχών, αλλά κυρίως στο επίπεδο της εφεδρείας ομαλής λειτουργίας. Κρίθηκε λοιπόν σκόπιμη η ανάπτυξη πιο σύνθετων μοντέλων για τον υπολογισμό των απαραίτητων εφεδρειών σε συστήματα με μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ. Λόγω της αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ έχει προταθεί και ο κανόνας "3+5", δηλαδή τα ωριαία επίπεδα στρεφόμενης εφεδρείας να είναι ίσα με το

άθροισμα του 3% του προβλεπόμενου ωριαίου φορτίου και του 5% της προβλεπόμενης αιολικής παραγωγής.

Κάποιες πολιτικές εφεδρείας που έχουν εξεταστεί στο παρελθόν για ελληνικά ΜΔΝ[22]:

1. Πολιτικές εφεδρείας σε ό,τι αφορά το ποσοστό κάλυψης της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής. Μπορεί να είναι πλήρης (100%) ή μερική (πχ 50%, 80%, 90%) εφεδρεία για την αιολική παραγωγή. Στην πρώτη περίπτωση (100% εφεδρεία), η ικανότητα ως προς την ένταξη μονάδων βασίζεται στην προβλεπόμενη ζήτηση φορτίου, ασχέτως της αναμενόμενης παραγωγής των αιολικών πάρκων. Στην περίπτωση μερικής εφεδρείας, η ικανότητα των προς ένταξη μονάδων βασίζεται στην προβλεπόμενη ζήτηση φορτίου, μειωμένη κατά το αντίστοιχο ποσοστό της αιολικής παραγωγής, π.χ. κατά 20% όταν τηρείται εφεδρεία 80% για την αιολική παραγωγή.
2. Θεώρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας. Τηρείται εφεδρεία ίση με την αναμενόμενη παραγωγή της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας όπως αυτή υπολογίζεται από την οικονομική κατανομή του φορτίου, αγνοώντας την αιολική παραγωγή. Συγκεκριμένα τηρείται εφεδρεία ίση με τη μεγαλύτερη εκ των μονάδων φόρτιση, χωρίς απαραίτητα ότι αυτή είναι και η μεγαλύτερη μονάδα του συμβατικού σταθμού παραγωγής του νησιού.
3. Θεώρηση εφεδρείας ως ποσοστό επί του φορτίου. Τηρείται εφεδρεία ίση με το 10% ή το 20% επί του φορτίου, κατά περίπτωση.

Πρόκειται για απλές μεθόδους προσδιορισμού της απαιτούμενης εφεδρείας, που όμως μπορεί να οδηγήσουν σε υποτίμηση ή υπερεκτίμηση των αναγκών εφεδρείας, καθώς όπως και σε άλλα αιτιοκρατικά μοντέλα, δεν μπορεί να υπολογιστεί άμεσα ο κίνδυνος που επιφέρει καθεμιά από αυτές τις πολιτικές στο σύστημα.

4.2 Άλλες μέθοδοι υπολογισμού εφεδρείας σε διασυνδεδεμένα συστήματα

Από τις πρώτες προσπάθειες που έγιναν για την ποσοτικοποίηση των απαιτήσεων εφεδρείας με μη ντετερμινιστικά κριτήρια ήταν η μέθοδος που εφαρμόστηκε στο διασυνδεδεμένο σύστημα Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) και μια γενική περιγραφή του δίνεται στην εργασία [23].

Η πιθανοτική αυτή μέθοδος υπολογίζει το επίπεδο στρεφόμενης εφεδρείας για ένα δεδομένο επίπεδο ρίσκου. Αξιοποιεί τα δεδομένα των διαθέσιμων μονάδων, την ισχύ της καθεμιάς καθώς και την επιθυμητή σειρά ένταξής τους για μια δεδομένη περίοδο της μέρας. Ακόμα χρησιμοποιεί την αξιοπιστία κάθε μονάδας. Χωρίζει την ημέρα σε 3 περιόδους υψηλού φορτίου τις καθημερινές: πρωί, απόγευμα, βράδυ και 2 τα Σαββατοκύριακα: πρωί, βράδυ. Για καθεμιά από τις περιόδους αξιοποιεί την

πρόβλεψη αιχμής φορτίου καθώς και το σφάλμα πρόβλεψης μέσω της τυπικής απόκλισης του σφάλματος πρόβλεψης. Υπολογίζει τις πιθανότητες

PLL: Πιθανότητα αποτυχίας ή οριακής επιτυχίας εξυπηρέτησης φορτίου

$P(C \leq Y)$: Πιθανότητα η ισχύς των προγραμματισμένων μονάδων να λειτουργήσουν να είναι μικρότερη ή ίση του Y

$P(L=Y)$: Πιθανότητα για μια δοθείσα εκτίμηση φορτίου το πραγματικό φορτίο να είναι ίσο με Y

Με τον τύπο

$$PLL = \sum_{Y=0}^{\infty} P(C \leq Y)P(L = Y)$$

Ο υπολογισμός γίνεται μέσω επαναληπτικής διαδικασίας. Σε κάθε βήμα του θεωρούμε την ένταξη μιας ακόμα μονάδας(με την επιθυμητή σειρά ένταξης), οπότε η τιμή Y παίρνει την τιμή της συνολικής ισχύος των συνολικά ενταγμένων μονάδων μέχρι και αυτό το βήμα

$$PLL = \sum_{i=1}^n P(C \leq Y_i)P(L = Y_i)$$

Η μέθοδος είναι αρκετά απλοϊκή και κάνει παραδοχές που βασίζονται στα δεδομένα που αφορούν την τεχνολογία της τότε εποχής, που διαφέρουν πολύ από το σήμερα.

Μια άλλη μέθοδος που μελετήθηκε στην πορεία είναι αυτή που περιγράφεται στην εργασία [24] και αφορά μια προσέγγιση ακέραιου προγραμματισμού για το πρόβλημα βέλτιστης δέσμευσης μονάδων του συστήματος (Unit Commitment – UC), δηλαδή της ένταξης των μονάδων με βέλτιστο τρόπο ώστε να έχουμε ελαχιστοποίηση του κόστους ομαλής λειτουργίας, και τον πιθανοτικό προσδιορισμό της απαιτούμενης εφεδρείας.

Η εργασία θεωρεί τις εξής εφεδρείες: στιγμιαία εφεδρεία, γρήγορη εφεδρεία και αργή εφεδρεία που χονδρικά αντιστοιχεί στις πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία.

Θέτοντας ως περιορισμούς τις εξισώσεις που περιγράφουν τη λειτουργία των μονάδων, τα αντίστοιχα κόστη καθώς και το απαιτούμενο επίπεδο αξιοπιστίας του συστήματος κατασκευάζει το πρόβλημα που επιλύει αξιοποιώντας μεθόδους αριθμητικής ανάλυσης. Χρησιμοποιεί τη προσέγγιση «Branch and Bound», δηλαδή σε κάθε βήμα δημιουργεί μια διακλάδωση ελέγχοντας αν ικανοποιούνται τα αντίστοιχα όρια φροντίζοντας σε κάθε βήμα να έχει μια ακέραια λύση. Για τον υπολογισμό του επιπέδου αξιοπιστίας μελετάει την περίπτωση απώλειας μίας μόνο

γεννήτριας. Με αυτό τον τρόπο υπολογίζει την λεγόμενη γρήγορη εφεδρεία και τη στρεφόμενη εφεδρεία

Η μέθοδος είναι λίγο σύνθετη και για τους περιορισμούς χρειάζεται πολλά δεδομένα. Για την στιγμιαία κάνει μια παραδοχή που οφείλεται στο μεγάλο διασυνδεδεμένο δίκτυο οπότε δεν μας καλύπτει στην περίπτωσή μας. Θεωρεί αξιόπιστες τις μονάδες που παρέχουν γρήγορη και αργή εφεδρεία κάτι που δεν είναι ακριβές στην πράξη

Στην εργασία [25] εντάσσεται στο ευρύτερο πρόγραμμα UC. Η προτεινόμενη σε αυτή την εργασία μέθοδος είναι πιθανοτική. Η επίλυση του προβλήματος γίνεται με τη Μέθοδο Χαλάρωσης Langrage. Πρώτα αναζητούνται οι συντελεστές Langrage που οδηγούν στην ελαχιστοποίηση της εξίσωσης κόστους. Στη συνέχεια σχηματίζεται ο πίνακας πιθανότητας απώλειας (capacity outage probability table – COPT) με βάση τις μονάδες του προγράμματος ένταξης μονάδων (UC). Για τη δημιουργία του πίνακα αξιοποιείται ο ρυθμός αποκατάστασης σε απώλεια (outage replacement rate) κάθε γεννήτριας που περιλαμβάνει όλες τις πιθανές καταστάσεις απώλειας (βλάβη ή μειωμένη ισχύς) της γεννήτριας. Έπειτα αξιοποιούνται και οι αβεβαιότητες στην πρόβλεψη του φορτίου για τον υπολογισμό ενός δείκτη αξιοπιστίας. Αν ο δείκτης αξιοπιστίας είναι μη αποδεκτός, τότε αυξάνονται οι απαιτήσεις στρεφόμενης εφεδρείας άρα και οι ανάγκες ισχύος, οπότε και το πρόγραμμα επιλύεται από την αρχή με τα νέα δεδομένα. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι ο δείκτης αξιοπιστίας να είναι στα αποδεκτά όρια. Αφού η παραπάνω διαδικασία ολοκληρωθεί, ακολουθεί μια διαδικασία μετα-επεξεργασίας που έχει ως σκοπό τη μείωση του κόστους εφεδρείας εφόσον αυτό είναι εφικτό χωρίς να παραβιαστεί κάποιος περιορισμός.

Η εργασία [26] έχει ανάλογη λογική με την προηγούμενη, μόνο που εδώ προστίθενται και περιορισμοί ράμπας (Ramp Constraints) στους γενικότερους περιορισμούς επίλυσης του προβλήματος.

Μια ακόμα προσέγγιση είναι αυτή της εργασίας [27]. Και σε αυτήν ο υπολογισμός της απαιτούμενης στρεφόμενης εφεδρείας εντάσσεται στο ευρύτερο πρόγραμμα UC, όμως εδώ η επίλυση του προβλήματος γίνεται με μικτό γραμμικό προγραμματισμό ακεραίων (mixed-integer linear programming - MILP). Προτείνεται μια υβριδική προσέγγιση ντετερμινιστική-πιθανοτική με τη χρήση υβριδικών μέτρων αξιοπιστίας. Η μέθοδος αυτή θα αναπτυχθεί αναλυτικά στη συνέχεια.

Μια από τις πρώτες προσπάθειες να ενταχθούν και οι ΑΠΕ στον υπολογισμό εφεδρείας, επίσης με πιθανοτική μεθοδολογία, είναι αυτή της εργασίας [28]. Σε αυτήν μελετάται η περίπτωση της Σουηδίας και πέραν των θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, λαμβάνει υπόψη και την αιολική παραγωγή. Η εργασία είναι του 1993 και συσχετίζει τα διάφορα είδη εφεδρείας ανάλογα με το χρονικό παράθυρο στο οποίο καλούνται να δράσουν με τα διάφορα είδη μονάδων σε σχέση με τον χρόνο που αυτές οι μονάδες απαιτούσαν για να μπορέσουν να καλύψουν την αντίστοιχη εφεδρεία. Θεωρεί για τις εφεδρείες τον διαχωρισμό στιγμιαία εφεδρεία (εφεδρεία ελέγχου συχνότητας και στιγμιαία εφεδρεία διαταραχών), γρήγορη

εφεδρεία (γρήγορη εφεδρεία κανονικής λειτουργίας και γρήγορη εφεδρεία διαταραχών) και αργή εφεδρεία (αργή εφεδρεία κανονικής λειτουργίας και αργή εφεδρεία διαταραχών). Η πρώτη πρέπει να δράσει εντός 30 δευτερολέπτων, η δεύτερη εντός 15 λεπτών και η Τρίτη εντός κάποιων ωρών(περίπου 3-4 ωρών). Σε κάθε χρονικό παράθυρο κατά το οποίο η αντίστοιχη εφεδρεία πρέπει να διατηρηθεί, χρησιμοποιείται οι προβλέψεις φορτίου και αιολικής παραγωγής και οι τυπικές τους αποκλίσεις για τον υπολογισμό της πρόβλεψης καθαρού φορτίου και της τυπικής απόκλισης του καθαρού φορτίου. Για τη στιγμιαία το χρονικό παράθυρο διατήρησης είναι τα 15 λεπτά και για την γρήγορη οι 3-4 ώρες.

Η τιμή της τυπικής απόκλισης σε κάποιες περιπτώσεις χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό ενός δείκτη, της πιθανότητας η αντίστοιχη εφεδρεία να μην φανεί επαρκής για την κάλυψη αναγκών του συστήματος. ο δείκτης αυτός έχει τη μορφή

$$\alpha_{\varepsilon} = 100 \left(1 - \Phi \left(\frac{R_{\varepsilon}}{\sigma_{\varepsilon}} \right) \right)$$

Όπου R_{ε} η αντίστοιχη εφεδρεία και σε η αντίστοιχη τυπική απόκλιση ενώ Φ είναι η Γκαουσιανή κατανομή.

Επιπλέον για κάθε εφεδρεία και κάθε υποκατηγορία της η εργασία αναφέρει γενικές σχέσεις που πρέπει να ικανοποιούν κάτι που αφορά και το είδος των μονάδων που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την αντίστοιχη εφεδρεία.

Η μέθοδος αυτή δεν λαμβάνει καθόλου υπόψη της την πιθανότητα απώλειας κάποιας μονάδας. Τα δεδομένα που χρησιμοποιεί για την περιγραφή των διαφόρων ειδών των μονάδων είναι αρκετά παλιά. Τέλος δεν έχει καμιά αναφορά στην αξιοποίηση του δείκτη αξιοπιστίας.

Στην εργασία [29] χρησιμοποιείται ένας παρόμοιος δείκτης, όμως πέρα από τις τυπικές αποκλίσεις των προβλέψεων φορτίου και αιολικής παραγωγής για τον υπολογισμό της τυπικής απόκλισης της πρόβλεψης του καθαρού φορτίου, λαμβάνεται υπόψη και η περίπτωση μερικής ή ολικής απώλειας μίας ή δύο μονάδων παραγωγής. Δεν εξετάζεται το είδος των μονάδων που εξυπηρετούν την εφεδρεία, παρά μόνο η απαραίτητη ποσότητα εφεδρείας. Εδώ το κριτήριο αξιοπιστίας ορίζεται να είναι ο αριθμός ανεκτών περιστατικών περικοπής φορτίου ανά χρόνο. Η μέθοδος δοκιμάστηκε σε ένα μοντέλο του Ιρλανδικού συστήματος. Η πιθανοτική αυτή μέθοδος περιγράφεται αναλυτικά στη συνέχεια.

Μια προσπάθεια μελέτης της επίδρασης της αιολικής παραγωγής στα διάφορα είδη εφεδρείας έχουμε στην εργασία [30]. Οι συγγραφείς προσπαθώντας να κάνουν μια προσομοίωση διάφορων συστημάτων προσπαθούν να περιγράψουν γενικότερα την επίδραση της αιολικής παραγωγής σε χαρακτηριστικά που σχετίζονται με την κάθε εφεδρεία ώστε να κάνουν κάποιες παρατηρήσεις για τη σχέση της εφεδρείας με την αιολική παραγωγή.

Για την πρωτεύουσα εφεδρεία, κάνοντας μερικές παραδοχές κατέληξαν στο ότι, στη χρονική κλίμακα της πρωτεύουσας εφεδρείας, η τάξη μεγέθους της διακύμανσης του συνόλου της αιολικής παραγωγής είναι αρκετά μικρότερη από την τάξη μεγέθους της διακύμανσης του συνολικού φορτίου στο ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο σύστημα, συνεπώς η εφεδρεία 3000MW που προβλέπεται από τον κανονισμό θεωρείται επαρκής. Φυσικά αυτό αφορά τα δεδομένα της τότε εποχής και η τάξη μεγέθους του διασυνδεδεμένου συστήματος απέχει πολύ από αυτή ενός αυτόνομου.

Για την δευτερεύουσα εφεδρεία κάνει διαχωρισμό σε αυτόματα και χειροκίνητη. Λόγω των διακυμάνσεων στη χρονική κλίμακα της δευτερεύουσας εφεδρείας οι συγγραφείς θεωρούν πως θα πρέπει να υπάρχει αύξηση της εφεδρείας καθώς και πρόβλεψη και για αρνητική εφεδρεία, δηλαδή δυνατότητα μείωσης της συμβατικής παραγωγής για να μην γίνει ασταθές το σύστημα από αυξημένη αιολική παραγωγή. Στην προσομοίωση δοκιμάζει διάφορα μοντέλα, τόσο μη λαμβάνοντας υπόψη τις πιθανές απώλειες και των γεννητριών όσο και λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες αυτές. Τα δεδομένα εισόδου του είναι τα τεχνικά χαρακτηριστικά των γεννητριών, οι χρονοσειρές φορτίου και αιολικής παραγωγής και οι ρυθμίσεις της εφεδρείας. Με βάση της μονάδες και την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής γίνεται ο προγραμματισμός UC κι έπειτα με βάση τα πραγματικά δεδομένα γίνεται η βέλτιστη διαχείριση των δεσμευμένων μονάδων. Οι συγγραφείς καταλήγουν πως για την κάλυψη των αναγκών εφεδρείας θα χρειαστούν γρηγορότερες μονάδες ή πρόσθετα μέσα από αυτά της εποχής. Για τη «χειροκίνητη δευτερεύουσα» θεωρούν ότι η επίδραση της αιολικής παραγωγής είναι της τάξης 10-20% της εγκατεστημένης αιολικής παραγωγής.

Για την «μακροπρόθεσμη εφεδρεία» οι συγγραφείς σχολιάζουν πως η αιολική παραγωγή σε μια μεγάλη κλίμακα χρόνου μπορεί να κυμανθεί από λίγο έως 60% ανάλογα με τις καιρικές συνθήκες, γι αυτό θεωρεί πως υπάρχει μεγάλη εξάρτηση από τις καιρικές συνθήκες.

Σε κάθε περίπτωση η εργασία δημοσιεύτηκε το 2001 και τα δεδομένα της εποχής απέχουν από τα σημερινά.

Στην εργασία [31] γίνεται μια συστηματική παρουσίαση των δεδομένων και των δεικτών αξιοπιστίας, καθώς και πως αυτά τα στοιχεία αξιοποιούνται σε μια πιθανοτική μέθοδο υπολογισμού της εφεδρείας, που περιλαμβάνει και την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής, για τη δημιουργία ενός εργαλείου υπολογισμού εφεδρείας (reserve management tool - RMT). Το εργαλείο αυτό μπορεί να βοηθήσει το διαχειριστή του συστήματος να ορίσει τις ημερήσιες ανάγκες εφεδρείας, καθώς και τις ανάγκες εφεδρείας στη διάρκεια της μέρας.

Για το φορτίο υπάρχει αβεβαιότητα στην πρόβλεψη, για τη συμβατική παραγωγή αβεβαιότητα λόγω πιθανών απωλειών γεννητριών, και για την αιολική παραγωγή αβεβαιότητα που προκύπτει τόσο από τα σφάλματα πρόβλεψης όσο και από την πιθανή απώλεια κάποια ανεμογεννήτριας.

Από τις πιθανοτικές κατανομές της συμβατικής παραγωγής (C), της ανεμοπαραγωγής (W) και του φορτίου (L) προκύπτει αυτή του περιθωρίου παραγωγής του συστήματος (M) ως $M=(C+W)-L$. Για συγκεκριμένο επίπεδο εφεδρείας R, μέσω της κατανομής $M+R$ μπορεί να υπολογιστεί η πιθανότητα απώλειας φορτίου (LOLP) και άλλοι δείκτες αξιοπιστίας. Έπειτα για τον υπολογισμό της εφεδρείας υπάρχουν δύο προσεγγίσεις. Η πρώτη είναι να θέσουμε ένα όριο σε κάποιον δείκτη αξιοπιστίας. Η δεύτερη είναι να έχουμε μια προσέγγιση πολλών κριτηρίων. Στη δεύτερη προσέγγιση διακρίνονται 2 περιπτώσεις. Στην πρώτη χρησιμοποιείται μια προσέγγιση κόστους που συνδυάζει την αύξηση εφεδρείας με την αύξηση του κόστους, ενώ στη δεύτερη μια μη γραμμική συνάρτηση τιμών με βάρη για την αξιολόγηση κριτηρίων.

Η περιγραφή είναι αρκετά γενική και δεν περιγράφει την ακριβή διαδικασία με την οποία καταλήγει στον υπολογισμό την εφεδρείας

Από την άλλη, η εργασία [32] επικεντρώνεται στο να εξηγήσει ποιες ανάγκες καλύπτουν η δευτερεύουσα και η τριτεύουσα εφεδρεία. Σύμφωνα με τους συγγραφείς, στην περίπτωση απώλειας γεννήτριας απαιτείται η ενεργοποίηση δευτερεύουσας εφεδρείας αμέσως μετά την απώλεια, έπειτα η αντικατάστασή της από τριτεύουσα εφεδρεία. Για το σφάλμα πρόβλεψης φορτίου οι συγγραφείς λαμβάνοντας υπόψη το χρόνο στον οποίο καλείται να δράσει η εφεδρεία τον οποίο θεωρούν 15 λεπτά προτείνουν τη χρήση τριτεύουσας εφεδρείας

Η διακύμανση της πραγματικής τιμής του φορτίου καλείται ταλάντωση φορτίου και απαιτεί δευτερεύουσα εφεδρεία. Για την αντιμετώπιση σφαλμάτων πρόβλεψης ΑΠΕ απαιτείται εφεδρεία ελέγχου, συνεπώς χρειάζεται δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία. Για την αντιμετώπιση αποκλίσεων από τις προβλεπόμενες τιμές των διασυνδέσεων απαιτείται δευτερεύουσα εφεδρεία. Το άθροισμα δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας καλείται να καλύψει τις περιπτώσεις που χρειάζεται εφεδρεία ελέγχου, διαφορετικά θα έχουμε περικοπή φορτίου. Ακόμα, περικοπή φορτίου έχουμε όταν η δευτερεύουσα εφεδρεία δεν είναι επαρκής και η τριτεύουσα εφεδρεία δεν ενεργοποιείται εγκαίρως ώστε να καλύψει την ανεπάρκεια.

Επιστρέφοντας στις μεθόδους υπολογισμού απαιτούμενης εφεδρείας, επανερχόμαστε με την εργασία [33] στον υπολογισμό απαιτήσεων εφεδρείας ταυτόχρονα με τον υπολογισμό UC συμπεριλαμβάνοντας όμως πλέον την αιολική παραγωγή. Σε αυτή έχουμε μια προσπάθεια για τη δημιουργία ενός πιθανοτικού μοντέλου UC με περιορισμούς ασφαλείας (security-constrained unit commitment - SCUC) που έχει ως σκοπό την ελαχιστοποίηση του κόστους ενέργειας, εφεδρείας και αναμενόμενης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Μετά τον υπολογισμό της τυπικής απόκλισης του σφάλματος πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής και του φορτίου, μπορούμε να υπολογίσουμε την τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης του καθαρού φορτίου. Στη συνέχεια από την αξιοπιστία των μονάδων, παίρνουμε έναν απλοποιημένο υπολογισμό για την πιθανότητα απώλειας κάποιας γεννήτριας και κανονικής λειτουργίας των υπολοίπων. Αυτή η πιθανότητα αποτελεί το βάρος του αντίστοιχου σεναρίου. Στη συνέχεια δημιουργούμε κάποια σενάρια που αφορούν την

απώλεια ή μη των γεννητριών και δημιουργούμε για κάθε σενάριο μια ποσότητα που εκφράζει την ανεπάρκεια ισχύος της παραγωγής και προκύπτει από τη διαθέσιμη εφεδρεία μείον τις μονάδες που χάθηκαν στο σενάριο αυτό. Μέσω αυτής της ποσότητας παίρνουμε το συνολικό σφάλμα πρόβλεψης του σεναρίου. Με τη δημιουργία κατάλληλων δυαδικών μεταβλητών που μπορούν να μετασχηματιστούν ισοδύναμα σε γραμμικές ανισότητες, θεωρώντας κατάλληλα διαστήματα μελέτης, προκύπτει η τιμή αναμενόμενης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (EENS) που αντιστοιχεί στο σενάριο. Αθροίζοντας τις EENS όλων των σεναρίων σταθμίζοντάς τις με τα αντίστοιχα βάρη παίρνουμε τη συνολική EENS. Αυτή η ποσότητα πολλαπλασιασμένη με την τιμή που δίνουμε στο κόστος του φορτίου που έχουμε χάσει προστίθεται στο συνολικό κόστος που θέλουμε να ελαχιστοποιήσουμε. Η μέθοδος επιλύεται με μικτό γραμμικό προγραμματισμό ακεραίων (mixed-integer linear programming - MILP). Στη συνέχεια οι συγγραφείς μελετούν πώς τα διάφορα μεγέθη που συμμετέχουν στο πρόβλημα επηρεάζουν το τελικό αποτέλεσμα.

Η μέθοδος δεν δίνει βάση στην ασφάλεια αλλά στο μέγιστο δυνατό οικονομικό όφελος, και μια τέτοια μέθοδος δύσκολα θα γινόταν αποδεκτή στο ελληνικό σύστημα. Ακόμα παρότι η μέθοδος επιλύεται με γραμμικό προγραμματισμό ακεραίων, η δημιουργία των σεναρίων αυξάνει αρκετά την πολυπλοκότητά της.

Μια άλλη εργασία είναι η [34] που μελετά την περίπτωση υπολογισμού εφεδρειών για τον ορίζοντα μίας ώρας για 2-3 μέρες μπροστά από την πρόβλεψη. Οι εφεδρείες αυτές στο σύστημα Hydro-Québec (HQ) ονομάζονται balancing reserves (BRs), και αυτή είναι και η ορολογία που χρησιμοποιείται στη συγκεκριμένη εργασία. Οι συγγραφείς μάλιστα δοκίμασαν μια εφαρμογή της μεθόδου με πραγματικά δεδομένα αυτού του συστήματος. Το μέτρο αξιοπιστίας που χρησιμοποιήθηκε είναι ο κίνδυνος («risk») το φορτίο να ξεπεράσει την παραγωγή. Μέσω της μαθηματικής διατύπωσης του προβλήματος, ισοδύναμα οδηγούμαστε στην εξίσωση του ρίσκου ως την πιθανότητα η ποσότητα που προκύπτει από το σφάλμα πρόβλεψης του φορτίου, συν το σφάλμα πρόβλεψης της συμβατικής παραγωγής (το σφάλμα αυτό ως μέγεθος είναι πάντα θετικό), μείον το σφάλμα πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, να είναι μεγαλύτερη από τις BRs. Η καινοτομία αυτής της εργασίας είναι ότι τα σφάλματα της αιολικής παραγωγής προσαρμόστηκαν ως μια συνάρτηση των επιπέδων πρόβλεψης αιολικής παραγωγής. Κατανομές όμοιες της Γάμμα, με παραμέτρους εξαρτώμενες απ' τον χρόνο, που προκύπτουν από εκτίμηση που προκύπτει από πραγματικά δεδομένα, επιλέχθηκαν για να δοθεί μια προσέγγιση των σφαλμάτων πρόβλεψης αιολικής παραγωγής. Για την αρχική μοντελοποίηση των σφαλμάτων αιολικής παραγωγής χρησιμοποιήθηκαν προβλέψεις που αξιοποιούν μετεωρολογικές προβλέψεις που εκδίδονται 4 φορές τη μέρα σε διαστήματα των 6 ωρών. Με βάση αυτές τις προβλέψεις, προβλέψεις αιολικής παραγωγής εκδίδονται ωριαία, με τις κατάλληλες διορθώσεις που βασίζονται σε τρέχουσες παρατηρήσεις. Για την μοντελοποίηση του σφάλματος πρόβλεψης του φορτίου το HQ χρησιμοποιεί ένα δικό του εργαλείο για την πρόβλεψη του φορτίου όλου του συστήματος. Τέλος, για τη μοντελοποίηση της μη διαθεσιμότητας παραγωγής λόγω απώλειας μονάδων, καθώς

αυτή δεν ακολουθεί κάποια γνωστή κατανομή, χρησιμοποιήθηκε μια εμπειρική κατανομή.

Η προτεινόμενη μέθοδος παρουσιάζει κάποιο ενδιαφέρον, μπορεί εύκολα να περιλάβει και άλλους τρόπους παραγωγής πέραν της συμβατικής και της αιολικής (πχ άλλες ΑΠΕ), όμως προτείνεται για μια εφεδρεία που δεν χρησιμοποιείται ως έννοια στο ελληνικό σύστημα.

Στην εργασία [35] έχουμε μια άλλη προσέγγιση, όπου οι συγγραφείς χρησιμοποιούν ένα καθαρά οικονομικό κριτήριο για τον υπολογισμό διαφόρων ειδών εφεδρείας (regulation, spinning, non-spinning and replacement). Στη μεθοδολογία τους χρησιμοποιούν το δείκτη LOLC (loss of load cost), δηλαδή κόστος απώλειας φορτίου. Για τον υπολογισμό αυτού του δείκτη χρησιμοποιείται το μέγεθος ρυθμός αντικατάστασης απώλειας (outage replacement rate - ORR), που αντιπροσωπεύει την πιθανότητα μια μονάδα να πάθει βλάβη και να μην αντικατασταθεί σε χρονική περίοδο T. Μέσω αυτού δημιουργείται ένα μοντέλο ανάλογο του πίνακα πιθανότητας απώλειας ισχύος (capacity outage probability table - COPT) για τον υπολογισμό του LOLC.

Οι μονάδες ταξινομούνται με σειρά αυξανόμενου κόστους της προσφερόμενης ενέργειας (US\$/MWh). Ξεκινώντας με την πρώτη μονάδα υπολογίζεται το μέγεθος LOLC (US\$). Κάθε φορά που προστίθεται μια μονάδα υπολογίζεται το νέο LOLC του συστήματος $LOLC^{new}$, και το προηγούμενο λαμβάνεται ως $LOLC^{old}$. Η διαφορά των δύο δίνει $\Delta LOLC = LOLC^{new} - LOLC^{old}$. Στη συνέχεια διαιρώντας με το χρόνο μελέτης T προκύπτει το $\Delta LOLC_T = \Delta LOLC / T$ σε US\$/h. Έπειτα συνέχεια διαιρώντας με την μέγιστη ισχύ της υπό μελέτη μονάδας C προκύπτει το $\Delta LOLC_C = \Delta LOLC_T / C$ σε US\$/MWh. Η διαδικασία ολοκληρώνεται όταν το μέγεθος $\Delta LOLC_C$ γίνει μικρότερο απ' την τιμή κόστους της προσφερόμενης ενέργειας της υπό μελέτη μονάδας και η τελευταία μονάδα δεν προστίθεται στην απαιτούμενη εφεδρεία. Στην πρώτη επανάληψη, η οποία αφορά την μελέτη της εφεδρείας ρύθμισης, υπάρχει επιπλέον η απαίτηση να έχει καλυφθεί και ένα ελάχιστο επίπεδο εφεδρείας. Η δεύτερη επανάληψη θα γίνει με την ίδια διαδικασία, για τις μονάδες που απέμειναν μετά την πρώτη επανάληψη, και αφορά τις ανάγκες στρεφόμενης εφεδρείας. Η τρίτη ομοίως, με τις υπόλοιπες μονάδες, για την μη στρεφόμενη εφεδρεία και η τέταρτη για την εφεδρεία αντικατάστασης, ομοίως. Η λογική της μεθόδου βασίζεται στη μέθοδο «Rational buyer's».

Καθώς η μέθοδος έχει καθαρά οικονομικά κριτήρια δεν είναι εύκολο να συγκριθεί για την αποτελεσματικότητά της με άλλες πιθανοτικές μεθόδους. Επιπλέον δεν είναι δυνατόν ένα τέτοιο κριτήριο να χρησιμοποιηθεί στην Ελλάδα καθώς έχει ως κύριο στόχο το οικονομικό όφελος, αντί την μεγαλύτερη δυνατή ασφάλεια.

Πέρα από τις προσπάθειες για τη δημιουργία μιας νέας μεθόδου για τον υπολογισμό της εφεδρείας, κάποιοι επικεντρώνονται στο να δημιουργήσουν έναν βελτιωμένο τρόπο επίλυσης μιας ήδη υπάρχουσας μεθόδου

Μια τέτοια περίπτωση είναι η εργασία [36]. Σκοπός της είναι να εισάγει έναν νέο αλγόριθμο επίλυσης στη πιθανοτική μέθοδο UC (Unit commitment with probabilistic reserve - UCPR). Η προσέγγιση βασίζεται σε μια τροποποίηση του αλγορίθμου Particle swarm optimization (PSO), ο οποίος είναι εμπνευσμένος αρχικά από τη συμπεριφορά που είχαν σμήνη πουλιών και κοπάδια ψαριών. Τα βασικά πλεονεκτήματα του PSO είναι η απλότητά του, η αποτελεσματικότητα υπολογισμού του και η απλή εφαρμογή του. Η νέα προσέγγιση (IPSO) περιλαμβάνει έναν νέο δείκτη που ονομάζεται βέλτιστη επανάληψη (iteration best - Ibest), για την βελτιστοποίηση της ποιότητας της λύσης και της αποτελεσματικότητας υπολογισμού. Μέσα από μια διαδικασία εντοπισμού δύο βέλτιστων τιμών των Pbest και Gbest μπορεί να επιτευχθεί το καθολικό βέλτιστο με αυτή την τεχνική βελτιστοποίησης. Η Pbest είναι η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης (fitness function) κάθε «σωματιδίου» του πληθυσμού προς ανάλυση. Η Gbest είναι η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που έχει επιτευχθεί ως τώρα από κάποιο σωματίδιο. Στην συγκεκριμένη περίπτωση κάθε σωματίδιο περιέχει την πραγματική ισχύ των γεννητριών. Ο αλγόριθμος περιλαμβάνει και κάποιες παραμέτρους που ορίζονται στην αρχή της διαδικασίας επίλυσης. Η IPSO συγκρινόμενη με την PSO δίνει καλύτερα αποτελέσματα και σε πιο σύντομο χρονικό διάστημα

Μια άλλη προσέγγιση βελτιστοποίησης είναι αυτή της εργασίας [37]. Ο αλγόριθμος που αναπτύσσεται (ant colony optimization algorithm with random perturbation behavior - RPACO) βασίζεται σε έναν συνδυασμό της γενικής βελτιστοποίησης αποικίας μυρμηγκιών (general ant colony optimization) και ενός στοχαστικού μηχανισμού που αναπτύσσεται για την επίλυση της βέλτιστης UC με πιθανοτικό προσδιορισμό της στρεφόμενης εφεδρείας. Σκοπός της είναι να επιτύχει το ελάχιστο κόστος λειτουργίας διατηρώντας επαρκή στρεφόμενη εφεδρεία για να διατηρήσει ένα δοθέν επίπεδο ασφαλείας. Ο RPACO βασίζεται στον BACO (Basic Ant Colony Algorithm) με κάποιες τροποποιήσεις που έχουν ως σκοπό την αύξηση της αποτελεσματικότητας και της ταχύτητας επίλυσης του αλγορίθμου. Ο BACO βασίζεται στον συνδυασμό της αρχής θετικής ανατροφοδότησης (feedback) και μιας ορισμένης τεχνικής ευρετικής αναζήτησης. Σχετίζεται με την μέθοδο που ακολουθούν τα μυρμήγκια για την εύρεση της (βέλτιστης) διαδρομής που θα ακολουθήσουν λαμβάνοντας υπόψη τη φερομόνη που έχουν αφήσει στα διάφορα πιθανά μονοπάτια άλλα μυρμήγκια.

Στην εργασία [38] έχουμε άλλη μια προσέγγιση επίλυσης του UC, η οποία περιλαμβάνει το κοινωνικοοικονομικό κόστος στην αντικειμενική συνάρτηση. Δηλαδή το κόστος που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί είναι το άθροισμα του πραγματικού κόστους λειτουργίας και εφεδρείας συν το κοινωνικό κόστος που προκύπτει από την απόρριψη φορτίου σε περίπτωση που εφεδρεία δεν φανεί επαρκής. Το κοινωνικό κόστος προκύπτει απ' το γινόμενο της αναμενόμενης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

(EENS) με το ανά μονάδα κόστος που θεωρούμε πως αντιστοιχεί σε αυτή (value of lost load - VOLL). Η διαδικασία επίλυσης του προβλήματος που προτείνεται εδώ είναι η επαναληπτική διαδικασία πλέγματος τριών σημείων. Η διαδικασία αυτή είναι η εξής: Επιλέγεται ένα διάστημα στο οποίο θεωρείται ότι περιέχεται η λύση και έπειτα 3 σημεία που να χωρίζουν το διάστημα σε ίσα υποδιαστήματα. Ανάλογα με το ποιο από τα σημεία δίνει την μικρότερη λύση, επιλέγουμε το κατάλληλο υποδιάστημα το οποίο ορίζουμε ως διάστημα μελέτης στην επόμενη επανάληψη, όπου επαναλαμβάνουμε τη διαδικασία. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι το διάστημα μελέτης να είναι μικρότερο από ένα όριο που έχουμε ορίσει εξ αρχής.

Η τιμή του VOLL μπορεί να προκύψει από έρευνες και διεθνείς συγκρίσεις, ενώ αντίθετα στην περίπτωση της LOLP (loss of load probability) μπορούμε μόνο να βάλουμε αυθαίρετες τιμές ως όρια, κάτι που θα είχε ένα λιγότερο αξιόπιστο αποτέλεσμα, γι αυτό και προτιμήθηκε μια μέθοδος που εμπλέκει τη VOLL και όχι τη LOLP από τους συγγραφείς.

Επίσης, οι συγγραφείς έκαναν μια μελέτη ευαισθησίας, δοκιμάζοντας διάφορες τιμές για τις παραμέτρους, ώστε να δουν πώς αυτές επηρεάζουν το τελικό αποτέλεσμα. Συνοπτικά περιγράφουμε κάποια αποτελέσματα. Για το μέγεθος του συστήματος έχουμε πως σε μικρά συστήματα τα αποτελέσματα είναι πιο κοντά στις παραδοσιακές μεθόδους και το αποτέλεσμα είναι ανεξάρτητο του φορτίου, ενώ όσο αυξάνεται ο αριθμός των μονάδων παραγωγής έχουμε και μεγαλύτερη εξάρτηση του αποτελέσματος απ' το φορτίο. Σε χαμηλό φορτίο μπορούμε να έχουμε διαθέσιμες για εφεδρεία πιο οικονομικές μονάδες, κάτι που δεν συμβαίνει σε περιόδους υψηλής ζήτησης φορτίου. Όμως στην τελευταία περίπτωση θα έχουμε και αυξημένο κόστος EENS κάτι που δικαιολογεί και το να αυξήσουμε τα επίπεδα της εφεδρείας. Όσο πιο αναξιόπιστες είναι οι γεννήτριες, δηλαδή όσο πιο πιθανό είναι να υποστούν βλάβη, τόσο πιο πολύ αυξάνονται οι απαιτήσεις εφεδρείας. Όσο μειώνεται η VOLL (για παράδειγμα στις αναπτυσσόμενες χώρες έχει μικρότερες τιμές σε σχέση με τις ανεπτυγμένες), τόσο μειώνονται και οι απαιτήσεις εφεδρείας

Καθώς η προτεινόμενη από τους συγγραφείς μέθοδος μπορεί να βγάλει ως αποτέλεσμα απαιτήσεις εφεδρείας μικρότερες από αυτές των παραδοσιακών ντετερμινιστικών μεθόδων, κάτι που κάποιοι διαχειριστές συστημάτων ίσως να μην κάνουν αποδεκτό, οι συγγραφείς προτείνουν και μια μεικτή μέθοδο, όπου η εφεδρεία θα είναι το μεγαλύτερο απ' τα δύο αποτελέσματα, αυτό της ντετερμινιστικής και αυτό της πιθανοτικής μεθόδου).

Η μέθοδος αυτή δεν περιλαμβάνει καθόλου ΑΠΕ. Επίσης το να περιλαμβάνεται ο υπολογισμός της EENS στο υπολογισμό UC αυξάνει την πολυπλοκότητα και απαιτεί μεγάλο χρόνο υπολογισμού που μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα στην περίπτωσή μας.

Η αναλυτική παρουσίαση του κοινωνικοοικονομικού κόστους της προηγούμενης εργασίας, βρίσκεται αναλυτικά στην εργασία [39], των ίδιων συγγραφέων. Σε αυτή υπάρχει μια πλήρης περιγραφή του σχηματισμού του προβλήματος UC.

Επιπλέον αυτή η εργασία περιλαμβάνει μια πρόταση υπολογισμού μιας προσέγγισης της EENS. Η μέθοδος αυτή δίνει μια γραμμική προσέγγιση, αρκετά κοντά στην πραγματικότητα. Οι τιμές που δίνει είναι ελαφρώς μεγαλύτερες από τις πραγματικές, κάτι που είναι επιθυμητό, καθώς η μέθοδος εξασφαλίζει συνέπεια, καθώς και παρά την απόκλιση από την πραγματικότητα το τελικό αποτέλεσμα είναι ασφαλές. Η υπερεκτίμηση αυτή της εφεδρείας που προκύπτει από αυτούς τους υπολογισμούς είναι το τίμημα για την απλοποίηση του υπολογισμού της EENS. Η σχέση EENS και ισχύος ενταγμένων μονάδων (committed capacity - CC) μεταξύ ορισμένων σημείων καμπής είναι σχεδόν γραμμική. Τα σημεία αυτά αντιστοιχούν σε CC: A) ίση με το φορτίο, B) ίση με το φορτίο συν τη μεγαλύτερη μονάδα παραγωγής, C) ίση με το φορτίο συν τις 2 μεγαλύτερες μονάδες παραγωγής. Καθώς σε κάποια συγκεκριμένη CC μπορεί να αντιστοιχούν περισσότερες από μία EENS ανάλογα με το ποιες μονάδες οδήγησαν σε αυτό το αποτέλεσμα, τα σημεία καμπής έχουν ως EENS την μέγιστη δυνατή που αντιστοιχεί στην αντίστοιχη CC. Για να βρεθούν οι μονάδες που δίνουν τη ζητούμενη EENS χρησιμοποιείται μια βοηθητική συνάρτηση, που με κατάλληλα βάρη συνδυάζει 3 όρους έτσι ώστε με τη μέγιστη EENS να έχουμε την ελάχιστη δυνατή δεσμευμένη ισχύ, το ελάχιστο πλήθος δεσμευμένων μονάδων και τις πιο αξιόπιστες μονάδες, υπό τον περιορισμό η δεσμευμένη ισχύς να είναι όσο το δυνατόν πιο κοντά στην υπό μελέτη CC. Μετά από αναλύσεις οι συγγραφείς προτείνουν κάποια βάρη που θεωρούν πιο βολικά και κατάλληλα για το κάθε σημείο.

Έχοντας τις συντεταγμένες των σημείων καμπής, μπορούμε να βρούμε τη γραμμική σχέση μεταξύ των σημείων, συνεπώς και τις EENS που αντιστοιχούν στις CC μεταξύ των σημείων αυτών.

Στη συνέχεια, οι ίδιοι συγγραφείς στην εργασία [40] επεκτείνουν τη μελέτη τους προσπαθώντας να περιλάβουν στο πρόβλημα UC και την περίπτωση που οι διαθέσιμες γεννήτριες αποτυγχάνουν να συγχρονιστούν εγκαίρως όταν τους ζητηθεί. Οι συγγραφείς προτείνουν ένα μοντέλο τριών καταστάσεων για την κάθε μονάδα όπου από τη μη λειτουργία περνάει είτε σε κανονική λειτουργία, είτε σε κατάσταση που ενώ της ζητείται να δουλέψει αυτή δεν μπορεί. Αυτή η πιθανότητα αποτυχίας συγχρονισμού Ps. Οι συγγραφείς εντάσσουν αυτή την πιθανότητα στο πρόβλημα βελτιστοποίησης UC, τροποποιώντας τον τρόπο υπολογισμού της EENS έτσι ώστε να περιλαμβάνει και την Ps. Όπως ήταν λογικό, τα αποτελέσματα στον υπολογισμό της EENS συμπεριλαμβάνοντας την Ps είναι μεγαλύτερα από αυτά που θα παίρναμε αγνοώντας την. Μάλιστα σε ορισμένες περιπτώσεις η αύξηση της EENS που παρατηρείται είναι αρκετά σημαντική. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα και κάποια αύξηση στην απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία. Οι συγγραφείς δοκίμασαν να συγκρίνουν την τεχνική βελτιστοποίησης με μια ευρετική προσέγγιση που επίσης να περιλαμβάνει την πιθανότητα αποτυχίας μιας γεννήτριας να συγχρονιστεί εγκαίρως με το σύστημα. Η ευρετική προσέγγιση οδήγησε σε μικρότερο κόστος EENS, αλλά

σε μεγαλύτερο κόστος λειτουργίας και το συνολικό κόστος της ήταν μεγαλύτερο σε σχέση με την τεχνική βελτιστοποίησης UC.

Το συμπέρασμα των συγγραφέων της εργασίας είναι πως η τεχνική αυτή, δηλαδή το να λάβει κανείς υπόψη του την πιθανότητα οι γεννήτριες ενώ είναι διαθέσιμες να αποτύχουν να συντονιστούν εγκαίρως όταν τους ζητηθεί στον υπολογισμό της εφεδρείας, μπορεί να μειώσει το συνολικό κόστος χειρισμού του συστήματος με το να επιτύχει καλύτερη ισορροπία μεταξύ του αναμενόμενου κόστους περικοπών φορτίου και του κόστους παροχής στρεφόμενης εφεδρείας.

Η μέθοδος αυτή αν και πιο πλήρης από άλλες αντίστοιχες που μελετούν το πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι δύσκολο να χρησιμοποιηθεί στην πράξη στην Ελλάδα, καθώς χρειάζεται ακόμα περισσότερα δεδομένα σε σχέση με τις υπόλοιπες, και στην Ελλάδα η τήρηση ιστορικού και η καταγραφή δεδομένων είναι ελλιπής. Επιπλέον δεν περιλαμβάνει καθόλου ΑΠΕ.

Και πάλι οι ίδιοι συγγραφείς, στην εργασία [41] κάνουν μία σύγκριση ανάμεσα σε διαφορετικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό των αναγκών για στρεφόμενη εφεδρεία. Η πρώτη προσέγγιση είναι η επίλυση του προβλήματος UC, με τον επιπλέον περιορισμό η εφεδρεία να έχει τουλάχιστον μια ορισμένη τιμή, ένα ντετερμινιστικό δηλαδή κριτήριο. Η δεύτερη είναι η επίλυση του UC με τον περιορισμό η LOLP να είναι κάτω από ένα ορισμένο όριο, είναι συνεπώς μια πιθανοτική προσέγγιση. Η τρίτη προσέγγιση περιλαμβάνει μέσα στην αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση το κόστος της EENS. Η πρώτη μέθοδος καθώς δεν λαμβάνει καθόλου υπόψη της ούτε την αξιοπιστία των μονάδων, ούτε το βάρος της απόρριψης φορτίου μπορεί να οδηγήσει είτε σε υποτίμηση είτε σε υπερεκτίμηση των αναγκών, και προφανώς η λύση απέχει από τη βέλτιστη οικονομικά. Η δεύτερη πάσχει ως προς το σημείο πως είναι δύσκολο να τεθεί ένα όριο στην LOLP καθώς διαφέρει πολύ από σύστημα σε σύστημα και επιπλέον απαιτεί πρόσθετη οικονομική ανάλυση για να βρεθεί το βέλτιστο οικονομικά όριο της LOLP. Η τρίτη μέθοδος έχει το σαφές πλεονέκτημα ότι ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος μέσα στο πρόβλημα χωρίς να απαιτεί πρόσθετη οικονομική ανάλυση, λαμβάνοντας υπόψη όλα τα δεδομένα. Το μειονέκτημά της είναι ο μεγάλος υπολογιστικός φόρτος που μπορεί να γίνει υπερβολικά μεγάλος όσο αυξάνεται το μέγεθος του συστήματος.

Στη συνέχεια η εργασία λαμβάνει υπόψη της την περίπτωση το σύστημα να έχει σημαντική διεύθυνση αιολικής παραγωγής. Λαμβάνοντας πλέον υπόψη της την πρόβλεψη του καθαρού φορτίου, δηλαδή του πραγματικού μείον την αιολική παραγωγή και βρίσκοντας την αντίστοιχη τυπική απόκλιση, μοντελοποιεί την πρόβλεψη του καθαρού φορτίου ως μια κανονική κατανομή με την αντίστοιχη τυπική απόκλιση. Δημιουργεί διαστήματα γύρω απ' τη μέση τιμή μήκους σ , όπου σ η τυπική απόκλιση, επαναλαμβάνει τη διαδικασία υπολογισμού για κάθε διάστημα θεωρώντας το αντίστοιχο φορτίο κι έπειτα αθροίζει τις αντίστοιχες εφεδρείες με βάρη τις πιθανότητες που αντιστοιχούν στα εκάστοτε διαστήματα. Έπειτα κάνει μια σύγκριση με 3 κριτήρια: 1) το ντετερμινιστικό N-1 (δηλαδή την τήρηση εφεδρείας ίσης με τη

μεγαλύτερη γεννήτρια, 2) την τήρηση εφεδρείας ίσης με 3,5σ και 3) την τήρηση εφεδρείας ίσης με τη μεγαλύτερη γεννήτρια συν 3,5σ. Και πάλι η μέθοδος που προτείνουν οι συγγραφείς δίνει το βέλτιστο οικονομικά αποτέλεσμα, όμως ο υπολογιστικός φόρτος είναι ακόμα μεγαλύτερος στην περίπτωση που λαμβάνεται υπόψη η αιολική παραγωγή σε σχέση με την απλή περίπτωση.

Στην εργασία [42] συγγραφείς εξηγούν με περισσότερες λεπτομέρειες τη μέθοδο της προηγούμενης εργασίας που λαμβάνει υπόψη της και την αιολική παραγωγή στον υπολογισμό της εφεδρείας. Συγκεκριμένα η μέθοδος αξιοποιεί τα σφάλματα πρόβλεψης φορτίου και αιολικής παραγωγής καθώς και όλες τις πιθανές διαταραχές που μπορεί να προκύψουν στον προγραμματισμό δέσμευσης μονάδων που γίνεται μια ημέρα πριν την ημέρα μελέτης. Με βάση τα δεδομένα γίνεται μια μοντελοποίηση των σφαλμάτων πρόβλεψης φορτίου, αιολικής παραγωγής και τελικά του καθαρού φορτίου. Οι συγγραφείς δίνουν συγκεκριμένες εξισώσεις για την μοντελοποίηση. Επιπλέον δίνουν και τις εξισώσεις για τον υπολογισμό των πιθανοτήτων που αντιστοιχούν στα διαστήματα μελέτης και χρησιμεύουν ως βάρη των αντίστοιχων διαστημάτων. Με βάση τη μεθοδολογία που εξηγήσαμε και παραπάνω με τα συγκεκριμένα πλέον νούμερα υπολογίζουν την απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία. Η διαδικασία στα πρώτα στάδια αφορά δεδομένα με βάση τις προβλέψεις, όμως σε πραγματικό χρόνο πρέπει να επαναληφθεί ώστε με τα πραγματικά δεδομένα να παραμένει το σύστημα ασφαλές.

Έπειτα οι συγγραφείς συγκρίνουν και πάλι την προτεινόμενη μέθοδο με τις 3 μεθόδους που αναφέρονται προς σύγκριση και στην προηγούμενη εργασία. Η μέθοδος Monte Carlo χρησιμοποιήθηκε από τους συγγραφείς για την προσομοίωση σε συγκεκριμένο σύστημα. Όπως ήταν αναμενόμενο και πάλι η μέθοδος έδωσε το βέλτιστο οικονομικά αποτέλεσμα σε σχέση με τις άλλες καθώς και τη μικρότερη τυπική απόκλιση κόστους χειρισμού, ένα χαρακτηριστικό επιθυμητό για το διαχειριστή, καθώς αντιπροσωπεύει μείωση του κινδύνου.

Στην εργασία [43] προτείνεται μια μεθοδολογία βασισμένη σε χρονολογική προσομοίωση Monte Carlo, η οποία χρησιμοποιήθηκε και στην προηγούμενη εργασία, για την αξιολόγηση των απαιτήσεων συστημάτων παραγωγής με πολλές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε εφεδρεία χειρισμού (operating reserve). Εκτός από τους συμβατικούς δείκτες που χρησιμοποιούνται στην αξιολόγηση της αξιοπιστίας της δυνατότητας παραγωγής και αυτού που χρησιμοποιούνται στο πλαίσιο καλής λειτουργίας ένα νέο σύνολο δεικτών προτείνεται για τη μέτρηση της διαθεσιμότητας των διάφορων τύπων εφεδρείας χειρισμού. Διακρίνει δύο ερευνητικές περιοχές: την εφεδρεία χειρισμού και την στατική εφεδρεία (static reserve). Η βασική ιδέα είναι να δημιουργηθεί μια μεθοδολογία για την αξιολόγηση των διάφορων δεικτών λαμβάνοντας υπόψη τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό.

Για τις βραχυπρόθεσμες απαιτήσεις, χρησιμοποιείται το μέγεθος ρυθμός αντικατάστασης απώλειας (outage replacement rate - ORR) που αντιπροσωπεύει την πιθανότητα μια μονάδα να αποτύχει και να μην αντικατασταθεί κατά τη διάρκεια του

χρόνου μελέτης. Όμως αυτή η μέθοδος βοηθάει στον υπολογισμό μόνο της στρεφόμενης εφεδρείας κι όχι άλλων ειδών εφεδρείας όπως η ρύθμισης, η μη στρεφόμενη και η αντικατάστασης.

Για τις μακροπρόθεσμες απαιτήσεις, σκοπός είναι η πρόβλεψη της ζήτησης για ένα συγκεκριμένο έτος στο μέλλον όπου πρέπει να ληφθούν υπόψη οι αβεβαιότητες φορτίου και ΑΠΕ, καθώς και η διαθεσιμότητα των μονάδων που όμως δεν είναι δυνατόν να είναι γνωστή με ακρίβεια. Έτσι όλες οι εκτιμήσεις ρίσκου πρέπει να λάβουν υπόψη τη χρονολογική εξέλιξη του συστήματος παραγωγής. Αυτή η εξέλιξη είναι γνωστή στην εκτίμηση της στατικής εφεδρείας, αλλά σπάνια αναφέρεται στην εφεδρεία χειρισμού. Οι εκτιμήσεις των δεικτών αξιοπιστίας βασίζονται σε δύο διαφορετικές παραστάσεις: τη χωρική κατάσταση και τη χρονολογική μοντελοποίηση. Οι μέθοδοι απαρίθμησης καταστάσεων (αναλυτικές) και μη ακολουθιακές προσομοίωσης Monte Carlo (MCS) αποτελούν παραδείγματα αλγορίθμων που βασίζονται σε χωρική κατάσταση, ενώ τα μοντέλα Markov χρησιμοποιούνται συνήθως τόσο για τις μεταβολές τόσο του εξοπλισμού όσο και για της κατάστασης του φορτίου. Έτσι οι συγγραφείς θεωρούν πως για την αντιμετώπιση των ΑΠΕ και των αβεβαιοτήτων τους, λόγω των υδρολογικών σειρών εισροής, των μεταβολών της ταχύτητας του ανέμου κλπ., η χρονολογική MCS φαίνεται να είναι ο αποτελεσματικότερος τρόπος για τον επαρκή μοντελοποίηση και επίλυση αυτών των δυσκολιών.

Γενικότερα, για την παραγωγή, τη συντήρηση και το φορτίο δημιουργούνται μοντέλα. Ένα μοντέλο Markov πολλαπλών καταστάσεων χρησιμοποιείται για να αντιπροσωπεύσει τη стоχαστική συμπεριφορά N όμοιων μονάδων παραγωγής ως προς τον κύκλο ανόδου και καθόδου. Για την πλευρά της συντήρησης, ο χρονολογικός αλγόριθμος MCS επιτρέπει την αναπαράσταση του προγράμματος συντήρησης σε ωριαία ή μηνιαία βάση. Επιπλέον η χρονολογική MCS χρησιμοποιεί διάγραμμα φορτίου με 8760 τιμές που προκύπτουν από την πρόβλεψη της συνολικής κατανάλωσης του υπό μελέτη έτους. Τέλος οι βραχυπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες αβεβαιότητες στην πρόβλεψη του φορτίου μπορούν να συμπεριληφθούν.

Οι παραδοσιακές μελέτες αξιοπιστίας σχετικά με την επάρκεια της παραγωγής επικεντρώνονται γενικά στη στατική ανάλυση παραγωγής, όπου ο κίνδυνος να μην υπάρχει επαρκή ικανότητα να καλύψει το φορτίο αξιολογείται μέσω διάφορων δεικτών, για παράδειγμα:

- 1) LOLP—LOL probability: πιθανότητα απώλειας φορτίου
- 2) LOLE—LOL expectation: αναμενόμενη απώλεια φορτίου (σε ώρες/έτος)
- 3) EPNS—expected power not supplied: αναμενόμενη μη παρεχόμενη ισχύς (σε megawatt)
- 4) EENS—expected energy not supplied: αναμενόμενη μη παρεχόμενη ενέργεια (σε MWh/ έτος),
- 5) LOLF—LOL frequency: συχνότητα απώλειας φορτίου (σε περιστατικά/χρόνο)
- 6) LODD—LOL duration: διάρκεια απώλειας φορτίου (σε ώρες).

Η ανάλυση καλής λειτουργίας παρέχει τους εξής πρόσθετους χρήσιμους δείκτες:

- 1) E_H —expected healthy hours: αναμενόμενες ώρες υγιούς κατάστασης, που είναι ο αναμενόμενος αριθμός ωρών σε μία περίοδο (πχ έτος) που το σύστημα θα παραμείνει σε υγιείς καταστάσεις (σε ώρες/έτος)
- 2) E_M —expected marginal hours: αναμενόμενες οριακές ώρες, που είναι οι αναμενόμενες ώρες σε μία περίοδο που το σύστημα θα μείνει σε οριακές καταστάσεις(σε ώρες/έτος)
- 3) F_H, F_M —expected frequency associated with healthy and marginal states, respectively: αναμενόμενη συχνότητα που σχετίζεται με υγιείς και οριακές καταστάσεις αντίστοιχα (σε γεγονότα/έτος)
- 4) D_H, D_M —expected duration of system residing in healthy and marginal states, respectively: αναμενόμενη διάρκεια παραμονής του συστήματος σε υγιείς και οριακές καταστάσεις αντίστοιχα (σε ώρες)

Για την καλύτερη αξιολόγηση της μη στρεφόμενης εφεδρείας, και συνεπώς για να υπάρχει καλύτερη απεικόνιση αυτού του τύπου εφεδρείας στο σύστημα, τέσσερις κλάσεις παραγωγής θεωρούνται λαμβάνοντας υπόψη τους αντίστοιχους χρόνους έναρξης:

Κλάση 1- Μονάδες παραγωγής που μπορούν να συγχρονιστούν εντός 10 λεπτών

Κλάση 2- Μονάδες παραγωγής που μπορούν να συγχρονιστούν μεταξύ 10 και 30 λεπτών

Κλάση 3- Μονάδες παραγωγής που μπορούν να συγχρονιστούν μεταξύ 30 και 60 λεπτών

Κλάση 4- Μονάδες παραγωγής με χρόνο έναρξης μεγαλύτερο της μίας ώρας

Επιπλέον του προηγούμενου συνόλου δεικτών, η εργασία προτείνει τους ακόλουθους δείκτες για την αξιολόγηση της απόδοσης της μη στρεφόμενης εφεδρείας:

1) ETP —expected total power reserve, per class: αναμενόμενη συνολική ισχύς εφεδρείας (πχ. στρεφόμενη/συγχρονισμένη και μη στρεφόμενη), ανά κλάση (MW),

2) EP_{NS} —expected power of non-spinning reserve, per class: αναμενόμενη ισχύς μη στρεφόμενης εφεδρείας, ανά κλάση (σε MW),

3) EH_{NS} —expected number of hours per year that the non-spinning reserve (per class) is nil; αναμενόμενος αριθμός ωρών ανά έτος (σε ώρες/έτος) που η μη στρεφόμενη εφεδρεία (ανά κλάση) είναι μηδενική· η μονάδα μπορεί να είναι συγχρονισμένη ή υπό επισκευή

4) EF_{NS} —expected frequency in a period of one year, that the non-spinning reserve (per class) is nil: αναμενόμενη συχνότητα στην περίοδο ενός έτους (σε περιστατικά/έτος), που η μη στρεφόμενη εφεδρεία (ανά κλάση) είναι μηδενική

5) EPR_{NS} —expected power per class of non-spinning reserve that is used to restore system failures: αναμενόμενη ισχύς ανά κλάση μη στρεφόμενης εφεδρείας που χρησιμοποιείται για να αποκαταστήσει τις βλάβες του συστήματος (σε MW/περιστατικό)

6) EFR_{NS} —expected frequency per class of non-spinning reserve that is used to restore system failures: αναμενόμενη ισχύς ανά κλάση μη στρεφόμενης εφεδρείας

που χρησιμοποιείται για να αποκαταστήσει τις βλάβες του συστήματος (σε περιστατικά/έτος)

Στην πραγματικότητα, θα μπορούσαν να οριστούν άλλοι δείκτες απόδοσης για την ακριβή μέτρηση των αναγκών μιας συγκεκριμένης κλάσης εφεδρείας συστήματος.

Στην εργασία αυτή λοιπόν οι συγγραφείς προτείνουν την εξής μεθοδολογία:

Η χρονολογική MCS επιτρέπει την δημιουργία ιστορικού των καταστάσεων λειτουργίας του συστήματος, για μια περίοδο της προσομοίωσης. Βασίζεται στα στοχαστικά μοντέλα των εξαρτημάτων και το μοντέλο του φορτίου. Η αρχική κατάσταση λειτουργίας λαμβάνεται από τις κατανομές πιθανοτήτων του εξοπλισμού παραγωγής. Μετά την αξιολόγηση κάθε κατάστασης του συστήματος, οι δείκτες απόδοσης εκτιμώνται (υποδηλώνεται από μια περισπωμένη) μέσω της αναμενόμενης τιμής, $E[.]$, μιας δοκιμαστικής συνάρτησης (test function) F

$$\check{E}[F] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} F(y_k)$$

όπου NY είναι ο αριθμός των προσομοιωμένων ετών και y_k είναι μια ακολουθία καταστάσεων του συστήματος στο έτος k . Κάθε δείκτης απόδοσης μπορεί να εκτιμηθεί χρησιμοποιώντας μια κατάλληλη δοκιμαστική συνάρτηση. Για παράδειγμα, η μη παρεχόμενη ενέργεια θα είναι το άθροισμα της μη παρεχόμενης ενέργειας που συνδέεται με κάθε μία διακοπή ενός προσομοιωμένου έτους. Η σύγκλιση της διαδικασίας προσομοίωσης παρακολουθείται χρησιμοποιώντας τον συντελεστή μεταβλητότητας β .

Η εργασία παρουσιάζει και προτείνει πολλούς πιθανούς δείκτες χωρίς να αναλύει ιδιαίτερα τα οφέλη του καθενός και χωρίς να εξηγεί λεπτομερώς τον τρόπο αξιοποίησής τους κατά την περιγραφή της μεθοδολογίας. Γενικότερα η περιγραφή της μεθοδολογίας δεν είναι αρκετά ακριβής. Επιπλέον ο διαχωρισμός των εφεδρειών είναι κάπως ιδιαίτερος, για παράδειγμα στην Ελλάδα δεν διακρίνουμε κλάσεις μη στρεφόμενης εφεδρείας όπως γίνεται στην εργασία αυτή.

Μια διαφορετική προσέγγιση βρίσκουμε στην εργασία [44] που προτείνεται ένα ευέλικτο μοντέλο υπολογισμού εφεδρείας, που έχει ως στόχο την μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους ή την ελαχιστοποίηση του κοινωνικού κόστους. Το κοινωνικό κόστος εξαρτάται από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας $L_R(R)$ και το κόστος εφεδρείας $C(R)$.

Η συνάρτηση του κόστους της εφεδρείας εξαρτάται από την μέθοδο πληρωμής που χρησιμοποιείται σε αυτό το σύστημα. Υπάρχουν δύο είδη μεθόδων πληρωμής: α) η πληρωμή ενιαίας τιμής (uniform-price mode) και β) η πληρωμή προσφοράς (pay-as-bid mode - PAB). Οι παραγωγοί πληρώνονται με ομοιόμορφες τιμές εκκαθάρισης της αγοράς με τη μέθοδο της ενιαίας τιμής, ενώ πληρώνονται με τιμές προσφοράς στη μέθοδο PAB. Έτσι ανάλογα με τη μέθοδο πληρωμής παίρνουμε την αντίστοιχη συνάρτηση κόστους εφεδρείας.

Το κόστος μη εξυπηρετούμενης ενέργειας προκύπτει από το γινόμενο της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (EENS) με το ανά μονάδα κόστος που θεωρούμε πως αντιστοιχεί σε αυτή (value of lost load - VOLL).

Η εργασία προτείνει έναν ευρετικό αλγόριθμο για την επίλυση του προβλήματος. Οι εφεδρείες ταξινομούνται, κι έπειτα με τη σειρά σε κάθε βήμα j προστίθεται η εφεδρεία R_j στη συνολική εφεδρεία R_s . Σε κάθε βήμα υπολογίζεται η μεταβολή της EENS κι έπειτα η μεταβολή της L_R , ΔL_R . Μόλις η μεταβολή του κόστους εφεδρείας ΔC ξεπεράσει την ΔL_R τότε η προσθήκη εφεδρείας δεν κρίνεται πλέον συμφέρουσα, οπότε η συνολική απαιτούμενη εφεδρεία είναι αυτή που υπολογίστηκε στο ακριβώς προηγούμενο βήμα.

Το μοντέλο που προτείνεται σε αυτή την εργασία έχει ως στόχο να μεγιστοποιήσει το κοινωνικό όφελος. Επιπλέον μπορεί να μειώσει την ισχύ της αγοράς, καθώς αύξηση του κόστους της εφεδρείας οδηγεί σε μείωση της εφεδρείας. Όμως, καθώς η μέθοδος δεν δίνει βάση στην ασφάλεια αλλά στο μέγιστο δυνατό οικονομικό όφελος, μια τέτοια μέθοδος δύσκολα θα γινόταν αποδεκτή στο ελληνικό σύστημα. Επιπλέον, σύμφωνα με τους συγγραφείς της εργασίας, η μέθοδος κρίνεται κατάλληλη για μεγάλες αγορές, καθώς σε διαφορετική περίπτωση η διαδικασία εκκαθάρισης ίσως να μην φτάσει το μέγιστο κοινωνικό όφελος. Συνεπώς για μια μικρή αγορά όπως αυτή ενός μη διασυνδεδεμένου νησιού, η μέθοδος δεν ενδείκνυται.

Περνώντας τώρα σε πιο σύνθετες μεθόδους, στην εργασία [45] προτείνεται μια υβριδική στοχαστική-πιθανοτική προσέγγιση για την εκτίμηση της στρεφόμενης εφεδρείας σε έξυπνα συστήματα ενέργειας. Σχηματίζεται ένα στοχαστικό πρόβλημα δύο σταδίων που διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα MILP.

Οι συγγραφείς χωρίζουν την απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία για την αγορά της επόμενης ημέρας σε δύο μέρη:

1. Τη στρεφόμενη εφεδρεία που απαιτείται για να ξεπεραστούν οι ανισορροπίες που προκαλούνται από την αβεβαιότητα παραγωγής και φορτίου (imbalance reserve).
2. Τη στρεφόμενη εφεδρεία που απαιτείται για να ξεπεραστούν οι διακοπές των μονάδων και να ικανοποιηθούν οι περιορισμοί αξιοπιστίας (reliability reserve).

Σύμφωνα με το μοντέλο κάθε αβέβαιης παραμέτρου, διαμορφώνεται και η πιθανότητα κάθε σεναρίου. Για το μοντέλο της ανεμοπαραγωγής χρησιμοποιείται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Rayleigh. Για το μοντέλο του φορτίου, όλες οι προσεγγίσεις πρόβλεψης φορτίου που χρησιμοποιούνται για τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό και τον προγραμματισμό εφεδρειών έχουν σφάλματα και συνήθως χρησιμοποιείται μια Γκαουσιανή κατανομή για να μοντελοποιήσει την αβεβαιότητα της πρόβλεψης της ζήτησης.

Η βάση των αλγορίθμων είναι η εξάλειψη σεναρίων με χαμηλές πιθανότητες και σεναρίων που είναι παρόμοια μεταξύ τους. Προκειμένου να αποφευχθούν οι χρονοβόροι υπολογισμοί για τη δημιουργία και τη μείωση των σεναρίων, το πρόβλημα δημιουργίας σεναρίων διαμορφώνεται ως πρόβλημα βελτιστοποίησης το

οποίο επιλύεται με τη χρήση του PSO. Χρησιμοποιούνται δύο κύρια κριτήρια για την επιλογή σεναρίων: 1. Η πιθανότητα επιλεγμένων σεναρίων δεν πρέπει να είναι κάτω από ένα ορισμένο ποσό. 2. Τα σενάρια πρέπει να είναι διασκορπισμένα σε αβέβαιο χώρο.

Στο πρώτο στάδιο γίνεται η εκκαθάριση της ενεργειακής αγοράς. Μετά την δημιουργία του προγραμματισμού για τους παραγωγούς, τους παρόχους αποκρινόμενης ζήτησης (demand response providers) και τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας στο πρώτο στάδιο, η αγορά εφεδρειών επιλύεται στο δεύτερο στάδιο χρησιμοποιώντας τις συνδεδεμένες μεταβλητές που υπολογίζονται στο πρώτο στάδιο. Τα αποτελέσματα του δεύτερου σταδίου προσδιορίζουν την απαιτούμενη εφεδρεία που παρέχεται από κάθε στοιχείο για τις ανισορροπίες παραγωγής και φορτίου ή τις διακοπές των μονάδων.

Η αντικειμενική συνάρτηση που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί συντίθεται από τα κόστη του πρώτου (ενέργεια) και δεύτερου σταδίου (εφεδρεία). Οι περιορισμοί του πρώτου σταδίου είναι περιορισμοί για την εκκαθάριση της αγοράς ενέργειας και εξισορρόπησης ισχύος για τον ενεργειακό τομέα και οι περιορισμοί δεύτερου σταδίου είναι περιορισμοί για τις μονάδες παραγωγής.

Όσο για τα κριτήρια αξιοπιστίας, για τις μονάδες χρησιμοποιείται Μαρκοβιανό μοντέλο 2 καταστάσεων και για κάθε σενάριο με βάση τις αβεβαιότητες αιολικής παραγωγής και φορτίου χρησιμοποιείται η EENS. Μόνο διαταραχές N-1 μελετώνται καθώς μεγαλύτερες τάξεις έχουν μικρή πιθανότητα και αυξάνουν τον υπολογιστικό φόρτο. Για όλα τα σενάρια, η EENS πρέπει να είναι κάτω από κάποιο όριο.

Οι εφεδρείες που απαιτούνται για την εξάλειψη των ανισορροπιών λαμβάνονται με βάση το αναμενόμενο ποσό της εφεδρείας που χρησιμοποιείται σε κάθε σενάριο και κάθε ώρα για τις μονάδες παραγωγής, τις συσκευές αποθήκευσης ενέργειας και τα ανταποκρινόμενα φορτία (responsive loads). Μετά την εξάλειψη των ανισορροπιών παραγωγής και φορτίου, η απαιτούμενη εφεδρεία εκτιμάται σύμφωνα με τη συνολική αναμενόμενη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (TEENS) για τον χρονικό ορίζοντα των 24 ωρών.

Προκειμένου να ληφθεί μια διατύπωση MILP οι σχέσεις για την EENS είναι γραμμικοποιούνται ενσωματώνοντας την παραγωγή αιολικής ενέργειας, τα ανταποκρινόμενα φορτία και τις συσκευές αποθήκευσης ενέργειας.

Σε όλες τις περιπτώσεις, για κάθε σενάριο και κάθε ώρα, αναπτύσσονται αρχικά εφεδρείες αύξησης και μείωσης για την αντιμετώπιση των ανισορροπιών αιολικής παραγωγής και φορτίου (imbalance reserve). Στη συνέχεια, προκειμένου να ικανοποιηθούν οι περιορισμοί αξιοπιστίας, προγραμματίζεται η πρόσθετη εφεδρεία (reliability reserve).

Γενικά, η προτεινόμενη προσέγγιση έχει τρία πλεονεκτήματα: 1. Οι διακοπές της μονάδας μπορούν να εξαλειφθούν από το παραγόμενο και μειωμένο σύνολο

σεναρίων (λαμβάνονται υπόψη από τους περιορισμούς αξιοπιστίας) που μειώνουν την πολυπλοκότητα των σεναρίων. 2. Οι εφεδρείες που χρησιμοποιούνται για διαφορετικούς σκοπούς (ανισορροπίες και αξιοπιστία) μπορούν να αποσπαστούν και να έχουν διαφορετικές τιμές. 3. Το πλαίσιο υπολογίζει το απαιτούμενο ποσό εφεδρείας ως αντιστάθμιση μεταξύ οικονομικής απόδοσης και αξιοπιστίας.

Σε σύγκριση με την στοχαστική προσέγγιση, η προτεινόμενη από την εργασία προσέγγιση συμβιβάζει το λειτουργικό κόστος με την αξιοπιστία του συστήματος. Επίσης, σε σύγκριση με τη ντετερμινιστική προσέγγιση για ένα ορισμένο επίπεδο ενεργειακής αξιοπιστίας, επιτυγχάνονται προγραμματισμοί εφεδρείας με χαμηλότερο κόστος. Όμως με αυτόν τον τρόπο ο διαχωρισμός των εφεδρειών είναι διαφορετικός από τον αντίστοιχο στο ελληνικό σύστημα χωρίς να μπορεί να προσαρμοστεί κατάλληλα. Ακόμα, αν στην $TEENS_{max}$ τεθεί μια χαμηλή τιμή, ίσως να μην είναι εφικτό να βρεθούν εφικτές λύσεις. Επιπλέον παρά τις όποιες βελτιστοποιήσεις, η μέθοδος έχει αυξημένη υπολογιστική πολυπλοκότητα και χρειάζεται πολλά δεδομένα. Συνεπώς θα ήταν αρκετά δύσκολο η μέθοδος αυτή να εφαρμοστεί στην περίπτωσή μας.

Μια αρκετά σύνθετη προσέγγιση συναντάμε και στην εργασία [46], στην οποία οι συγγραφείς προτείνουν ένα πιθανοτικό πλαίσιο για τον σχεδιασμό ενός ασφαλούς ημερήσιου προγραμματισμού και τον καθορισμό του ελάχιστου κόστους εφεδρείας για συστήματα ισχύος με αιολική ενέργεια. Επίσης, προσδιορίζεται μια στρατηγική εφεδρειών σύμφωνα με την οποία επιλέγουμε τις εφεδρείες σε λειτουργία πραγματικού χρόνου, η οποία χρησιμεύει ως διορθωτικός έλεγχος. Για να επιτευχθεί αυτό, διατυπώνεται ένα πρόγραμμα στοχαστικής βελτιστοποίησης με πιθανοτικούς περιορισμούς (chance constraints), το οποίο κωδικοποιεί την πιθανότητα ικανοποίησης των περιορισμών μεταφορικής ικανότητας των γραμμών και των ορίων παραγωγής. Για να δημιουργηθεί ένα πλάνο αποφάσεων εφεδρείας, λαμβάνεται υπόψη η συμπεριφορά μόνιμης κατάστασης του δευτερεύοντος ελεγκτή συχνότητας και έτσι θεωρείται ότι οι εφεδρείες που χρησιμοποιούνται είναι γραμμική συνάρτηση της συνολικής ανισορροπίας φορτίου παραγωγής. Χρησιμοποιούνται επίσης distribution vectors (διανύσματα κατανομής) που δείχνουν πόσο πρέπει να συνεισφέρει κάθε γεννήτρια σε άνω και κάτω στρεφόμενη εφεδρεία.

Το συνολικό πρόβλημα έχει ως αποτέλεσμα ένα διγραμμικό πρόγραμμα πιθανοτικών περιορισμών. Για να επιτύχουν την ευελιξία, οι συγγραφείς προτείνουν Α) έναν **ευρετικό αλγόριθμο** και Β) μια **κυρτή αναδιατύπωση**, ενώ για να αντιμετωπίσουν τον πιθανοτικό περιορισμό χρησιμοποιούν 1) μια προσέγγιση βασισμένη σε δημιουργία **σεναρίων** (που οδηγεί στον σχηματισμό ενός **robust optimization problem**) και 2) μια προσέγγιση που λαμβάνει υπόψη μόνο τα **ποσοστά της στατικής κατανομής** του σφάλματος αιολικής ενέργειας. Το πρόβλημα μπορεί να λυθεί με οποιονδήποτε συνδυασμό: A-1, A-2, B-1, B-2

Η διατύπωση προβλημάτων βασίζεται στις ακόλουθες παραδοχές: 1) χρησιμοποιείται μια τυπική προσέγγιση ροής ισχύος DC, 2) η παραγωγή αιολικής ενέργειας βρίσκεται

σε ένα μόνο δίαυλο του δικτύου, 3) θεωρούνται τέλειες προβλέψεις φορτίου, 4) οι διακοπές της γραμμής δεν οδηγούν σε πολλαπλές αστοχίες γεννήτριας / φορτίου, και 5) η κατάσταση "ON-OFF" των μονάδων παραγωγής έχει καθοριστεί a priori με επίλυση ενός προβλήματος UC.

Για τα A, B, 1, 2 έχουμε

A) Ο ευρετικός αλγόριθμος χρησιμοποιεί επαναληπτικές διαδικασίες μέχρι να οδηγηθεί σε σύγκλιση, επιλύοντας τις εξισώσεις και τους περιορισμούς που έχουν τεθεί αρχικά στο πρόβλημα.

B) Η κυρτή αναδιατύπωση επιτυγχάνεται ως εξής: Διαφοροποιώντας τις περιπτώσεις που έχουμε mismatch λόγω ανέμου και λόγω απώλειας γεννήτριας, εισάγονται διαφορετικά distribution vectors. Έτσι μετασχηματίζεται ελαφρώς το πρόβλημα, και κυρτοποιούνται οι διγραμμικοί όροι στην πιθανότητα

1) Οι συγγραφείς βασίζονται σε μια προσέγγιση δημιουργίας σεναρίων που απαιτεί την αντικατάσταση πιθανοτικών περιορισμών με έναν ορισμένο αριθμό σκληρών περιορισμών (hard constraints) καθένας εκ των οποίων αντιστοιχεί σε μια διαφορετική αντιμετώπιση της αβεβαιότητας οδηγώντας σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Όμως για να ξεπεράσουν κάποιες δυσκολίες, αντί να χρησιμοποιήσουν άμεσα την προσέγγιση δημιουργίας σεναρίων, κατασκευάζουν και επιλύουν μια robust έκδοση που περιορίζεται στο διάστημα αβεβαιότητας, όπου τα όρια αβεβαιότητας υπολογίζονται σε ένα ενδιάμεσο βήμα χρησιμοποιώντας την προσέγγιση σεναρίου.

2) Στην προσέγγιση βάσει ποσοστών της **στατικής κατανομής** του σφάλματος αιολικής ενέργειας, εξετάζονται δύο ακραία σενάρια: ένα χαμηλό που αντιστοιχεί στην πρόβλεψη συν το $\epsilon/2$ εκατοστημόριο της κατανομής σφάλματος και ένα υψηλό που αντιστοιχεί στην πρόβλεψη συν το $(1-\epsilon/2)$ εκατοστημόριο της κατανομής σφάλματος (έτσι έχουμε τις ίδιες εγγυήσεις με την προσέγγιση σεναρίου). Έπειτα, με τον χειρισμό της αιολικής ενέργειας ως οριοθετημένης αβεβαιότητας, με τα όρια που αντιστοιχούν σε αυτές τις δύο ακραίες περιπτώσεις, υπολογίζεται ο προγραμματισμός παραγωγής και οι εφεδρείες λύνοντας το robust ανάλογο των αρχικών εξισώσεων, όπου αντιμετωπίζονται οι διγραμμικοί περιορισμοί χρησιμοποιώντας είτε τη μέθοδο A είτε με τη μέθοδο B.

Η μέθοδος που προτείνεται σε αυτή την εργασία αυτή παρότι έχει μεγάλο πλήθος παραδοχών και απλοποιήσεων, χρειάζεται πολλά δεδομένα για τις μοντελοποιήσεις και τα σενάρια καθώς και έχει μεγάλο υπολογιστικό χρόνο. Συνεπώς δεν είναι κατάλληλη για την περίπτωσή μας.

Για να ολοκληρώσουμε με τα διασυνδεδεμένα συστήματα, έγινε μελέτη των εργασιών [47], [48] και [49], όπου παρουσιάζονται αναλυτικές μελέτες γύρω από την αιολική παραγωγή και την επίδρασή της στις ανάγκες των συστημάτων για εφεδρεία.

Οι δύο πρώτες είναι του ίδιου συγγραφέα, ο οποίος εμφανίζεται και στην τρίτη από τις τρεις. Έτσι οι εργασίες αυτές έχουν μια συνέχεια και δίνουν μια ολοκληρωμένη εικόνα για το έργο του συγγραφέα. Για αυτόν τον λόγο παρουσιάζονται στην παρούσα διπλωματική όλες μαζί.

Οι εργασίες αυτές παρουσιάζονται μαζί, αναλυτικά, στη συνέχεια.

4.3 Μέθοδοι υπολογισμού εφεδρείας σε απομονωμένα συστήματα

Σε αυτή την ενότητα έχουμε δύο εργασίες όπου μελετήθηκε η περίπτωση απομονωμένων συστημάτων.

Στην εργασία [50] προτείνεται μια μέθοδος που λαμβάνει υπόψη τα χαρακτηριστικά μεταβολής φορτίου, το φορτίο του συστήματος, τον συντελεστή ευαισθησίας φορτίου και τα πρότυπα λειτουργίας συχνοτήτων για τον προγραμματισμό των απαιτήσεων στρεφόμενης εφεδρείας, που ονομάζονται απαιτήσεις λογικής στρεφόμενης εφεδρείας (reasonable spinning reserve requirement - RSRR). Αφορά το απομονωμένο σύστημα της Taiwan.

Οι συγγραφείς κάνουν τον εξής διαχωρισμό εφεδρειών:

- Εφεδρεία ρύθμισης συχνότητας (Frequency regulating reserve - FRR) : Εφεδρεία με γρήγορο χρόνο απόκρισης για τον έλεγχο της συχνότητας εντός των κανονικών ορίων για μικρές αλλαγές στη συχνότητα. Αποτελείται από περιστρεφόμενες υδροηλεκτρικές μονάδες.
- Στιγμιαία εφεδρεία (Instantaneous reserve - IR): Εφεδρεία για τυχόν εκτροπή υποσυχνότητας που προκύπτει από μια διαταραχή, με την απόκριση να είναι αρκετά γρήγορη είτε για να περιορίσει την πτώση της συχνότητας είτε να βοηθήσει στην ανάκτηση της συχνότητας, εντός των προτύπων λειτουργίας συχνότητας. Το IR θα αποτελείται από περιστρεφόμενες υδραυλικές μονάδες χωρίς φορτίο ή ελάχιστο φορτίο, αντλία αποθήκευσης και αυτόματη απόρριψη φορτίου.
- Εκτεταμένη εφεδρεία (Extended reserve): Η απόκριση αυτής της εφεδρείας δεν είναι αρκετά γρήγορη ούτε για να περιορίσει την πτώση της συχνότητας ούτε για να βοηθήσει στην ανάκτηση της συχνότητας, εντός των προτύπων λειτουργίας συχνότητας. Η απόκριση θα ξεκινήσει το αργότερο ένα λεπτό μετά την έναρξη της εκδήλωσης και για τουλάχιστον άλλα 15 λεπτά μετά. Η εκτεταμένη εφεδρεία θα αποτελείται από περιστρεφόμενες θερμικές μονάδες με μερικό φορτίο ή ελάχιστο φορτίο και μονάδες γρήγορης έναρξης, όπως στροβίλους καύσης (συνδυασμένος κύκλος).

- Εφεδρεία εν αναμονή (Stand-by reserve): Αυτή η εφεδρεία αντιπροσωπεύει την ικανότητα των γεννητριών να εισάγουν ενέργεια στο σύστημα δικτύου εντός 15 λεπτών από την λήψη των εντολών από τον χειριστή του συστήματος. Η εφεδρεία αυτή θα περιλάμβανε την ικανότητα έγχυσης ενέργειας για την οποία υπάρχει τώρα μια πρόταση για την έγχυση ενέργειας από μια γεννήτρια που δεν έχει δεσμευτεί, καθώς και οποιαδήποτε δυνατότητα διακοπτόμενης ζήτησης ή έγχυσης ενέργειας για την οποία ο χειριστής του συστήματος έχει συμβληθεί ειδικά ως stand-by εφεδρεία.

Από την περιγραφή καταλαβαίνουμε πως οι FRR, IR και Extended Reserve μαζί αντιστοιχούν σε πρωτεύουσα εφεδρεία, ενώ η Stand-by Reserve σε τριτεύουσα, χωρίς όμως η αντιστοιχία να είναι απόλυτη. Ισχύει γενικά $RSRR = FRR + IR$.

Οι συγγραφείς περιγράφουν μια μέθοδο για την απλοποίηση των υπολογισμών. Έτσι, χρησιμοποιώντας τον συντελεστή ευαισθησίας φορτίου-συχνότητας (load-frequency sensitivity factor - LFSF), τη συχνότητα F1 στην οποία έχουμε περικοπή φορτίου και μια συχνότητα F2 που δίνει ένα περιθώριο ασφαλείας στην F1, την ισχύ της μεγαλύτερης δεσμευμένης γεννήτριας P_G και το φορτίο του συστήματος PL, καθώς και την ύπαρξη ή όχι αντλίας αποθήκευσης και της ποσότητάς της υπολογίζονται οι RSRR, FRR, IR. Είναι μια online μεθοδολογία που χρησιμοποιώντας μεγέθη που μπορούν να οριστούν και υπολογιστούν από πριν, με τη χρήση μόνο του τρέχοντος φορτίου να υπολογιστούν οι εφεδρείες.

Όσο για τον υπολογισμό του LFSF, οι συγγραφείς προτείνουν μια πιθανοτική προσέγγιση για τον υπολογισμό της μέσης τιμής μ και της τυπικής απόκλισης σ του LFSF για 3 περιόδους στη διάρκεια μιας μέρας. Έπειτα, με βάση τις συνθήκες της εφαρμογής της αντλησιοταμίευσης, την αβεβαιότητα πρόβλεψης φορτίου και τη διάρκεια του dP_L/dt , μπορεί να υπολογιστεί το LFSF.

Η LFSF δεν είναι σταθερή. Επομένως, η LFSF πρέπει να υπολογίζεται εκ νέου όταν συμβαίνει αναγκαστική διακοπή γεννήτρια.

Η μέθοδος δοκιμάστηκε για το σύστημα της Taiwan δείχνοντας πως προσφέρει πιθανά οικονομικά οφέλη. Όμως, οι εφεδρείες που χρησιμοποιούνται εδώ δεν αντιστοιχούν απόλυτα σε αυτές του ελληνικού συστήματος. Επίσης η ονομαστική συχνότητα στην περίπτωση αυτής της εργασίας είναι 60Hz, αντί για 50Hz που έχουμε στην Ευρώπη. Τέλος, χρειάζεται ιστορικά στοιχεία για τον LFSF που δεν διατηρούμε στην Ελλάδα.

Στην άλλη εργασία, την εργασία [51], παρουσιάζεται μια μεθοδολογία για την αξιολόγηση εφεδρειών χειρισμού (operating reserves) σε απομονωμένα συστήματα ισχύος υπό υψηλή διεύθυνση αιολικής ενέργειας. Η μεθοδολογία βασίζεται σε μια προσέγγιση συνέλιξης που συγχωνεύει τις διακυμάνσεις της ταχύτητας του ανέμου με τις φυσικές μεταβολές της ζήτησης και διαμορφώνει τη συνάρτηση κατανομής πιθανοτήτων των μεταβλητών ως μη-γκαουσιανή συμπεριφορά. Η εκτίμηση παράγει ένα ιστόγραμμα με την κατανομή πιθανότητας των εφεδρειών χειρισμού που

απαιτούνται σε διαφορετικές χρονικές περιόδους. Η μεθοδολογία εφαρμόζεται στο σχέδιο επέκτασης ενός απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Χιλής και τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η μεθοδολογία είναι σε θέση να εκτιμήσει τις ανάγκες για εφεδρείες χειρισμού σε μια χρονική περίοδο κυμαινόμενη από 1 έως 30 λεπτά, που ικανοποιούν επαρκώς τις μελλοντικές ανάγκες αυτού του απομονωμένου συστήματος ισχύος.

Σε αυτή την εργασία επιλέγεται μια διαφορετική προσέγγιση για τον ορισμό των εφεδρειών χειρισμού: η προτεινόμενη μεθοδολογία στοχεύει στην εκτίμηση των απαιτούμενων εφεδρειών χειρισμού για διαφορετικά χρονικά διαστήματα. Η ταξινόμηση του χρονικού διαστήματος σε πρωτεύουσα, δευτερεύουσα ή τριτεύουσα εφεδρεία αφήνεται ως εφαρμογή σε συγκεκριμένο απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο.

Η μεθοδολογία (Convolution method) υπολογίζει την απαιτούμενη εφεδρεία σε 3 στάδια:

- A. Εκτίμηση της χρονικής σειράς ανέμου
- B. Ενσωμάτωση αποτελεσμάτων αφύπνισης αιολικής ενέργειας
- Γ. Εκτίμηση εφεδρειών χειρισμού

Με τη χρήση των σειρών ταχύτητας ανέμου από τα στάδια A και B, η ενεργός παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των αιολικών πάρκων βρίσκεται μέσω της καμπύλης ισχύος / ανέμου κάθε συστήματος τουρμπίνας-γεννήτριας, που παρέχεται από τους κατασκευαστές. Στη συνέχεια, υποθέτοντας ότι οι χρονοσειρές ζήτησης και ανέμου δεν συσχετίζονται, υπολογίζεται η καθαρή επίδραση στις Ψ. Η Convolution method θεωρεί ότι η ζήτηση και η παραγωγή ανέμου δεν συσχετίζονται.

Η προτεινόμενη μέθοδος εκτίμησης των εφεδρειών χειρισμού είναι παρόμοια με αυτή που χρησιμοποιείται σε πολλές μελέτες ενσωμάτωσης στις Η.Π.Α. και αλλού, οι οποίες συχνά εξετάζουν τις εφεδρείες χειρισμού που απαιτούνται για την κάλυψη συγκεκριμένου ποσοστού των αποκλίσεων φορτίου και τις εφεδρείες χειρισμού για την αντιμετώπιση των μεταβολών ανέμου, ξεχωριστά. Στη συνέχεια υπολογίζεται μια συνάρτηση κατανομής πιθανοτήτων για κάθε εφεδρεία χειρισμού. Τέλος, χρησιμοποιώντας τη συνέλιξη, επιτυγχάνεται μια ολοκληρωμένη εφεδρεία λειτουργίας για ολόκληρο το σύστημα.

Η προτεινόμενη μέθοδος συγκρίνεται με τη Γραμμική μέθοδο και με τη n*σίγμα μέθοδο. Στη γραμμική μέθοδο θεωρούμε πως η εφεδρεία είναι το άθροισμα της εφεδρείας R_0 του σεναρίου αναφοράς που δεν περιλαμβάνει αιολική παραγωγή και της διαφοράς ΔR που προσθέτει η αιολική παραγωγή. Ισχύει δηλαδή $R=R_0+\Delta R$. Όσο για το R_0 , έχουμε $R_0=R_1+R_c$ δηλαδή το άθροισμα της εφεδρείας για την αντιμετώπιση της μέγιστης μεταβολής φορτίου και της εφεδρείας για την αντιμετώπιση της μεγαλύτερης διαταραχής. Υπάρχουν τόσο ντετερμινιστικές όσο και πιθανοτικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό του ΔR . Μια από αυτές είναι να θεωρηθεί $\Delta R=R_w$, ίση με τη μέγιστη διαταραχή που μπορεί να προκαλέσει η ανεμοπαραγωγή. Όσο για τις πιθανοτικές πιο διαδεδομένη είναι η n*σίγμα όπου το

ΔR είναι $\Delta R = n \cdot (\sigma_n - \sigma_1)$, όπου σ_n είναι η τυπική απόκλιση της καθαρής μεταβολής (φορτίου μείον ανεμοπαραγωγή) και σ_1 η τυπική απόκλιση της μεταβολής του φορτίου ενώ $n=2,5$ ή 3 ή 4 ή 6 .

Οι συγκρινόμενες μέθοδοι (Γραμμική και $n \cdot \sigma$ με $n=3$) υπερεκτιμούν το τελικό αποτέλεσμα σε σύγκριση με την προτεινόμενη μέθοδο

Η μέθοδος δεν εξηγεί αναλυτικά το βήμα του υπολογισμού εφεδρείας.

5. Αναλυτική παρουσίαση μεθόδων με το μεγαλύτερο ενδιαφέρον

Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται αναλυτικότερα κάποιες μέθοδοι που παρουσιάζουν ενδιαφέρον και εξετάστηκε καλύτερα κατά πόσον θα μπορούσαν να βρουν εφαρμογή στην περίπτωση μας. Ενδεικτικά παρουσιάζεται μια μέθοδος που μπορεί να επιλυθεί με γραμμικό προγραμματισμό όμως δεν λαμβάνει καθόλου υπόψη της ΑΠΕ, μια μέθοδος που λαμβάνει υπόψη της τόσο την πιθανότητα απώλειας μονάδας όσο και πιθανά σφάλματα πρόβλεψης φορτίου και ΑΠΕ, και τέλος οι εργασίες ενός συγγραφέα που επικεντρώνεται στην επίδραση της ανεμοπαραγωγής στις απαιτήσεις εφεδρείας χωρίς να λαμβάνει καθόλου υπόψη του την πιθανότητα απώλειας συμβατικής μονάδας.

5.1 Υβριδική αιτιοκρατική-πιθανοτική προσέγγιση που επιλύεται με μικτό γραμμικό προγραμματισμό ακεραίων

Εισαγωγή

Σε αυτή τη μέθοδο [27], προτείνεται μια υβριδική προσέγγιση αιτιοκρατική-πιθανοτική για τον αλγόριθμο εκκαθάρισης μιας αγοράς με περιορισμούς εφεδρείας συμπεριλαμβάνοντας και τη δέσμευση μονάδων. Ο σχηματισμός του προβλήματος χρησιμοποιεί υβριδικά μέτρα που έχουν επιθυμητές ιδιότητες που υπάρχουν στα πιθανοτικά κριτήρια χωρίς υπερβολική συνδυαστική πολυπλοκότητα που συνήθως συνδέεται με αυτές τις προσεγγίσεις. Συγκεκριμένα, επιβάλλεται μια απαίτηση εφεδρείας που εξασφαλίζει ότι το άνω όριο της πιθανότητας απώλειας φορτίου λόγω της τυχαίας απώλειας μιας ή δύο μονάδων παραγωγής είναι κάτω από ένα ορισμένο όριο. Ένα δεύτερο κριτήριο που εξετάζεται σε αυτή τη μέθοδο είναι ο περιορισμός του άνω ορίου του αναμενόμενου μη εξυπηρετούμενου λόγω τυχαίας απώλειας μιας ή δύο μονάδων παραγωγής. Μια σημαντική ιδιότητα αυτών των υβριδικών μέτρων είναι ότι μπορούν να υπολογιστούν ως γραμμικές συναρτήσεις των ακεραίων και συνεχών μεταβλητών του προγράμματος δέσμευσης μονάδων. Ως αποτέλεσμα, το αντίστοιχο πρόβλημα εκκαθάρισης αγοράς μπορεί να επιλυθεί με μικτό γραμμικό προγραμματισμό ακεραίων (mixed-integer linear programming - MILP).

Εδώ θεωρούμε ένα μοντέλο μόνο μίας περιόδου εκκαθάρισης αγοράς, για την παρουσίαση των υβριδικών πιθανοτικών μέτρων εφεδρείας και των νέων εννοιών πιο ξεκάθαρα και με μεγαλύτερη συνέπεια.

Ονοματολογία

Τα βασικά μαθηματικά σύμβολα που χρησιμοποιούνται είναι:

Σύνολα

- G Σύνολο μονάδων παραγωγής με πληθικότητα n
I Διατεταγμένο υποσύνολο του G με πληθικότητα m

Τυχαία γεγονότα

- ε^a Γεγονός με πιθανότητα \mathcal{P}^0 κατά το οποίο όλες οι προγραμματισμένες γεννήτριες είναι διαθέσιμες
 ε_j^1 Γεγονός με πιθανότητα \mathcal{P}_j^1 κατά το οποίο η γεννήτρια j είναι προγραμματισμένη να λειτουργήσει αλλά όχι διαθέσιμη
 ε_{jk}^2 Γεγονός με πιθανότητα \mathcal{P}_{jk}^2 κατά το οποίο οι γεννήτριες j και k είναι προγραμματισμένες να λειτουργήσουν αλλά όχι διαθέσιμες
 ε_I^m Γεγονός με πιθανότητα \mathcal{P}_I^m κατά το οποίο m διακριτές γεννήτριες που περιέχονται στο σύνολο I είναι προγραμματισμένες να λειτουργήσουν αλλά όχι διαθέσιμες

Μεταβλητές

1) Συνεχείς μεταβλητές

- P_{gi} Ισχύς εξόδου γεννήτριας i (σε megawatts)
 R Στρεφόμενη εφεδρεία συστήματος (σε megawatts)
 R_{gi} Στρεφόμενη εφεδρεία με την οποία συμβάλλει η μονάδα i (σε megawatts)

2) Δυαδικές μεταβλητές

- u_i 1 αν η μονάδα i είναι προγραμματισμένη να λειτουργήσει, αλλιώς 0
 σ_i 1 αν η απώλεια της μονάδας i προκαλεί κάποια απώλεια φορτίου, αλλιώς 0
 σ_{jk} 1 αν η απώλεια των μονάδων j και k προκαλεί κάποια απώλεια φορτίου, αλλιώς 0

3) Τυχαίες δυαδικές μεταβλητές

- v_i 1 αν η μονάδα i είναι διαθέσιμη, αλλιώς 0
 w_i 1 αν η μονάδα i είναι προγραμματισμένη να λειτουργήσει και διαθέσιμη, αλλιώς 0

Παράμετροι

A_i Διαθεσιμότητα μονάδας i

U_i Μη διαθεσιμότητα μονάδας i

P_d Φορτίο συστήματος (σε megawatts)

P_{gi}^{max} Μέγιστη ισχύς εξόδου μονάδας i (σε megawatts)

P_{gi}^{min} Ελάχιστη ισχύς εξόδου μονάδας i (σε megawatts)

RES_{gi}^{max} Μέγιστη εφεδρεία που προσφέρεται από τη μονάδα i (σε megawatts)

RMP_{gi}^{max} Μέγιστος ρυθμός ράμπας (ramp rate) μονάδας i (σε megawatts το λεπτό)

q_i Τιμή στην οποία προσφέρεται από τη μονάδα i στρεφόμενη εφεδρεία (σε δολάρια ανα μεγαβατώρα/ megawatt-hour)

Μεθοδολογία

Ο ενιαίος αλγόριθμος εκκαθάρισης χρονικής περιόδου που σχετίζεται με την ηλεκτρική αγορά ισχύος και εφεδρείας, περιλαμβάνοντας και τη δέσμευση μονάδων, σχηματίζεται ως εξής:

$$\min_x \sum_{i=1}^n [C_i(u_i, P_{gi}) + q_i R_{gi}] \quad (5.1.1)$$

Ο πρώτος όρος αντιστοιχεί στο κόστος παραγωγής και ο δεύτερος στο κόστος εφεδρείας. Σκοπός είναι η ελαχιστοποίηση του συνδυασμένου κόστους των προσφορών των μονάδων παραγωγής σε όλες τις μεταβλητές απόφασης x .

Οι προσφορές υπόκεινται στους εξής περιορισμούς για $i=1, \dots, n$:

$$u_i P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq u_i P_{gi}^{max} \quad (5.1.2)$$

$$0 \leq R_{gi} \leq u_i RES_{gi}^{max} \leq u_i P_{gi}^{max} - P_{gi} \quad (5.1.3)$$

$$RES_{gi} \leq u_i RMP_{gi}^{max} \quad (5.1.4)$$

Η (5.1.2) περιορίζει την έξοδο που προσφέρεται από κάθε μονάδα, ενώ η (5.1.3) περιορίζει την στρεφόμενη εφεδρεία να είναι μικρότερη ή ίση από την προσφερόμενη ποσότητα που πρέπει να είναι με τη σειρά της μικρότερη ή ίση από τη μέγιστη επιτρεπτή έξοδο μείον την προσφερόμενη. Επιπλέον η (5.1.4) χρησιμοποιείται για την μοντελοποίηση των περιορισμών ράμπας.

Ο διαχειριστής της αγοράς (market operator - MO) έχει να αντιμετωπίσει την εξίσωση ισορροπίας ισχύος του συστήματος

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d \quad (5.1.5)$$

και την απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας

$$\sum_{i=1}^n R_{gi} = R \quad (5.1.6)$$

Ορίζεται ένα σύνολο ελεγχόμενων δυαδικών μεταβλητών $u_i, i = 1, \dots, n$ που δείχνουν αν η αντίστοιχη μονάδα είναι προγραμματισμένη να λειτουργήσει ή όχι. Επίσης ορίζεται ένα σύνολο τυχαίων δυαδικών Bernoulli $v_i, i = 1, \dots, n$, που υποδεικνύουν τη τυχαία διαθεσιμότητα των γεννητριών. Εδώ γίνεται η υπόθεση πως υπάρχουν μόνο 2 πιθανές καταστάσεις: πλήρως διαθέσιμη ή μη διαθέσιμη γεννήτρια.

Το μοντέλο αυτό δεν περιορίζεται μόνο στις 2 καταστάσεις, θα μπορούσε να επεκταθεί σε πολλαπλές καταστάσεις με διακριτές πιθανότητες.

Η αβεβαιότητα στην τυχαία μεταβλητή v_i ορίζεται εδώ με τη διαθεσιμότητα της γεννήτριας A_i , η αλλιώς το κλάσμα του χρόνου που η γεννήτρια είναι διαθέσιμη να λειτουργήσει και να παράγει ενέργεια. Αυτή η παράμετρος θεωρείται γνωστή από ιστορικά δεδομένα που διατηρούνται ενημερωμένα από κάποια ανεξάρτητη αρχή.

Έτσι

$$A_i = P[v_i = 1], \quad i = 1, \dots, n \quad (5.1.7)$$

Αντίστοιχα με τη διαθεσιμότητα της γεννήτριας i η μη διαθεσιμότητά της ορίζεται ως $U_i = 1 - A_i$ έτσι ώστε

$$U_i = P[v_i = 0], \quad i = 1, \dots, n \quad (5.1.8)$$

Η έννοια της μη διαθεσιμότητας αναφέρεται ως η μόνιμη κατάσταση του ρυθμού αποκατάστασης μετά από απώλεια, ή πιο συχνά ως ρυθμός αναγκαστικής διακοπής λειτουργίας (forced outage rate - FOR)

Στη συνέχεια ορίζεται μια νέα τυχαία μεταβλητή Bernoulli την w_i , όπου

$$w_i = u_i v_i, \quad i = 1, \dots, n \quad (5.1.9)$$

Από τους παραπάνω ορισμούς, για $i=1, \dots, n$, ικανοποιούνται οι

$$P[w_i \geq u_i] = 1 - u_i + u_i A_i = 1 - u_i U_i \quad (5.1.10) \quad \text{και}$$

$$P[w_i < u_i] = u_i U_i \quad (5.1.11)$$

Έπειτα ορίζονται μερικά τυχαία γεγονότα, ξεκινώντας με το

$$\varepsilon^0 = \{w_i \geq u_i; i = 1, \dots, n\} \quad (5.1.12)$$

που συμβαίνει όταν όλες οι μονάδες είναι διαθέσιμες.

Επίσης ορίζεται το τυχαίο γεγονός απώλειας μιας γεννήτριας

$$\varepsilon_j^1 = \{\{w_i \geq u_i; i = 1, \dots, n; i \neq j\} \cap \{w_j < u_j\}\}, \quad j = 1, \dots, n \quad (5.1.13)$$

κατά το οποίο όλες οι προγραμματισμένες γεννήτριες εκτός από μία(την j) είναι διαθέσιμες.

Παρομοίως, τα γεγονότα απώλειας 2 γεννητριών (μονάδες j και k μη διαθέσιμες) ορίζονται

$$\varepsilon_{jk}^2 = \{\{w_i \geq u_i ; i = 1, \dots, n ; i \neq j, k\} \cap \{w_j < u_j ; w_k < u_k\}\},$$

$$j, k = 1, \dots, n ; j < k \quad (5.1.14)$$

Τελικά ορίζεται στη γενική περίπτωση για κάθε διατεταγμένο υποσύνολο I μονάδων που χάνουμε με πληθικότητα m

$$\varepsilon_I^m = \{\{w_i \geq u_i ; i \notin I\} \cap \{w_j < u_j ; i \in I\}\} : \quad \forall I \subseteq G \quad (5.1.15)$$

Το γεγονός ε^0 δεν οδηγεί σε απώλεια ισχύος, ενώ τα γεγονότα ε_j^1 και ε_{jk}^2 προκαλούν απώλεια ισχύος P_{gi}^{max} και $P_{gi}^{max} + P_{gk}^{max}$ αντίστοιχα. Το πρώτο γεγονός δεν μπορεί να προκαλέσει απώλεια φορτίου, όμως τα δύο τελευταία μπορεί να οδηγήσουν σε απώλεια φορτίου, ανάλογα με την ποσότητα εφεδρείας που είναι διαθέσιμη.

Από τους ορισμούς των πιθανοτήτων στις (5.1.10) και (5.1.11), υποθέτοντας ότι οι τυχαίες μεταβλητές w_i είναι στατιστικά ανεξάρτητες, παίρνουμε ότι η πιθανότητα του γεγονότος ε^0 είναι:

$$P[\varepsilon^0] = \mathcal{P}^0 = \prod_{i=1}^n (1 - u_i U_i) \quad (5.1.16)$$

Οι πιθανότητες των γεγονότων ε_j^1 και ε_{jk}^2 είναι αντίστοιχα

$$P[\varepsilon_j^1] = \mathcal{P}_j^1 = u_j U_j \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (1 - u_i U_i) \quad (5.1.17)$$

$$P[\varepsilon_{jk}^2] = \mathcal{P}_{jk}^2 = u_j u_k U_j U_k \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j, k}}^n (1 - u_i U_i) \quad (5.1.18)$$

Σημειώνεται ότι οι (16)-(18) δεν είναι γραμμικές.

Μέτρα αξιοπιστίας

Τα μέτρα αξιοπιστία που χρησιμοποιούνται είναι η πιθανότητα απώλειας φορτίου (Loss-Of-Load Probability - LOLP) και το Αναμενόμενο Μη Εξυπηρετούμενο Φορτίο (Expected Load Not Served - ELNS)

Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου

Το κλασικό μέτρο αξιοπιστίας, η LOLP, μπορεί να οριστεί ως

$$LOLP = P \left[\sum_{i=1}^n w_i (P_{gi} + R_{gi}) < P_d \right] \quad (5.1.19)$$

Με άλλα λόγια η LOLP είναι η πιθανότητα η διαθέσιμη παραγωγή, συμπεριλαμβανομένης της εφεδρείας, να μην μπορεί να καλύψει το φορτίο του συστήματος. Απαιτώντας η LOLP να μην ξεπερνά κάποιο αποδεκτό όριο, ο διαχειριστής θέτει τις απαιτήσεις εφεδρείας με βάση τη στατιστική διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής.

Η πρώτη δυσκολία αυτής της προσέγγισης είναι ότι η LOLP είναι δύσκολο να οριστεί με όρους μεταβλητών UC. Για να το επιτευχθεί αυτό, είναι απαραίτητο να εισαχθεί ένα νέο σύνολο δυαδικών μεταβλητών $\sigma_j, j=1, \dots, n$, που να ικανοποιούν τις παρακάτω γραμμικές ανισότητες.

$$\frac{P_d - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (P_{gi} + R_{gi})}{\sum_{i=1}^n P_{gi}^{max}} \leq \sigma_j \leq 1 + \frac{P_d - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (P_{gi} + R_{gi})}{\sum_{i=1}^n P_{gi}^{max}} \quad (5.1.20)$$

Αυτές οι σ_j δυαδικές μεταβλητές μοντελοποιούν την παρουσία ή την απουσία κάποιας απώλειας φορτίου λόγω του τυχαίου γεγονότος ε_j^1 με σαφή τρόπο.

Από την (5.1.20) η σ_j παίρνει την τιμή 1 αν η μη διαθεσιμότητα της μεταβλητής j προκαλεί κάποια απώλεια φορτίου, αλλιώς παίρνει την τιμή 0. Για να το εξηγήσουμε αυτό, θεωρούμε ένα γεγονός κατά το οποίο έχουμε απώλεια φορτίου, οπότε $P_d - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (P_{gi} + R_{gi}) > 0$. Καθώς $P_d < \sum_{i=1}^n P_{gi}^{max}$, το κάτω όριο της (5.1.20) πρέπει να είναι αυστηρά μεγαλύτερο του 0 και μικρότερο του 1, ενώ το άνω όριο είναι μεγαλύτερο του 1. Καθώς η σ_j είναι δυαδική μεταβλητή, όταν έχουμε απώλεια φορτίου, τότε πρέπει να είναι ίση με 1. Ομοίως όταν δεν υπάρχει απώλεια φορτίου προκύπτει $\sigma_j = 0$.

Μπορούν να οριστούν παρόμοιες μεταβλητές για υψηλότερης τάξης συνδυασμούς απωλειών. Για παράδειγμα, για τη διπλή απώλεια γεννητριών οι δυαδικές μεταβλητές σ_{jk} για $j, k=1, \dots, n$ και $j < k$ χαρακτηρίζονται από την

$$\frac{P_d - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j, k}}^n (P_{gi} + R_{gi})}{\sum_{i=1}^n P_{gi}^{max}} \leq \sigma_{jk} \leq 1 + \frac{P_d - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j, k}}^n (P_{gi} + R_{gi})}{\sum_{i=1}^n P_{gi}^{max}} \quad (5.1.21)$$

Η LOLP μπορεί να εκφραστεί άμεσα με όρους αυτών των δυαδικών μεταβλητών μέσω της

$$LOLP = \sum_{j=1}^n \sigma_j \mathcal{P}_j^1 + \sum_{j=1}^n \sum_{k>j}^n \sigma_{jk} \mathcal{P}_{jk}^2 + \dots \quad (5.1.22)$$

Θέτοντας ένα επιθυμητό άνω όριο στην LOLP και συνδυάζοντάς το με τις σχέσεις (5.1.20)-(5.1.22) το UC μέρος του προβλήματος εκκαθάρισης αγοράς τώρα ενσωματώνει ένα σύνολο ρητών πιθανοτικών περιορισμών αξιοπιστίας. Αυτή η

προσέγγιση, ωστόσο, παρουσιάζει δύο εμπόδια, τη μη γραμμική φύση των σχέσεων της LOLP και την πιθανή ανάγκη να θεωρήσουμε πολλαπλά γεγονότα απώλειας για την παρουσίαση της (22) με μεγαλύτερη ακρίβεια.

Αναμενόμενο Μη Εξυπηρετούμενο Φορτίο

Το αναμενόμενο μη εξυπηρετούμενο φορτίο, ή αλλιώς το μέσο φορτίο που θα περικοπεί σε περίπτωση απώλειας φορτίου, είναι ένα άλλο μέτρο αξιοπιστίας που δίνεται από τον τύπο:

$$ELNS = \sum_{j=1}^n \sigma_j \mathcal{P}_j^1(P_{gj} + R_{gj} - R) + \sum_{j=1}^n \sum_{k>j}^n \sigma_{jk} \mathcal{P}_{jk}^2(P_{gj} + R_{gj} + P_{gk} + R_{gk} - R) \dots \quad (5.1.23)$$

Για να προκύψει η (5.1.23) χρησιμοποιήθηκαν οι εξής ταυτότητες:

$$P_d - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (P_{gi} + R_{gi}) = P_d - \sum_{i=1}^n (P_{gi} + R_{gi}) + (P_{gj} + R_{gj}) \\ = P_{gj} + R_{gj} - R \quad (5.1.24)$$

και

$$P_d - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (P_{gi} + R_{gi}) = P_{gj} + R_{gj} + P_{gk} + R_{gk} - R \quad (5.1.25)$$

Μια πιθανοτική απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας μπορεί επίσης να οριστεί με την επιβολή ενός ανώτατου ορίου στο ELNS στην (5.1.23). Ωστόσο, σε αυτή τη μορφή, όπως και στη LOLP, παρότι το ELNS εκφράζεται άμεσα με όρους μεταβλητών UC, η χρήση του περιορίζεται από τη μη γραμμική φύση του και τον αρκετά συνδυαστικό φόρτο του.

Υβριδικά μέτρα και η αποτελεσματική ένταξή τους στον αλγόριθμο εκκαθάρισης μιας αγοράς με περιορισμούς

Τα υβριδικά κριτήρια αξιοπιστίας ορίζονται από ένα ανώτατο όριο στην πιθανότητα απώλειας φορτίου(ή στο αναμενόμενο μη εξυπηρετούμενο φορτίο) λόγω απώλειας μίας ή δύο γεννητριών μόνο. Τα κριτήρια είναι ανάλογα των κλασικών ντετερμινιστικών κριτηρίων αξιοπιστίας n-1 και n-2, ωστόσο, καθώς ενσωματώνουν

επίσης ένα μέτρο πιθανότητας των γεγονότων απώλειας, τα υβριδικά κριτήρια διατηρούν κάποιες επιθυμητές ιδιότητες των LOLP και ELNS.

Ορίζουμε τα μειωμένα μέτρα LOLP και ELNS ως εξής

$$LOLP_{12} = \sum_{j=1}^n \sigma_j \mathcal{P}_j^1 + \sum_{j=1}^n \sum_{k>j}^n \sigma_{j,k} \mathcal{P}_{jk}^2 \quad (5.1.26)$$

$$\begin{aligned} ELNS_{12} = & \sum_{j=1}^n \sigma_j \mathcal{P}_j^1 (P_{gj} + R_{gj} - R) \\ & + \sum_{j=1}^n \sum_{k>j}^n \sigma_{jk} \mathcal{P}_{jk}^2 (P_{gj} + R_{gj} + P_{gk} + R_{gk} - R) \end{aligned} \quad (5.1.27)$$

Αυτά αντιπροσωπεύουν, αντίστοιχα, την πιθανότητα απώλειας φορτίου λόγω γεγονότων απώλειας μίας ή δύο γεννητριών μόνο, και την αντίστοιχη αναμενόμενη απώλεια φορτίου.

Ένας τρόπος να περιορίσουμε την υπολογιστική πολυπλοκότητα είναι να αντικαταστήσουμε τους όρους υψηλότερης τάξης στα αναπτύγματα γινομένων των πιθανοτήτων των γεγονότων με ανώτατα όρια. Για παράδειγμα, αν αναπτύξουμε την (5.1.17), θα πάρουμε ένα άνω όριο της πιθανότητας του γεγονότος απώλειας μιας γεννήτριας αγνοώντας όρους δευτέρας τάξης και πάνω.

$$\mathcal{P}_j^1 \leq u_j U_j, \quad j = 1, \dots, n \quad (5.1.28)$$

Με την ίδια διαδικασία, παίρνουμε ένα άνω όριο της πιθανότητας απώλειας δύο γεννητριών

$$\mathcal{P}_{jk}^2 \leq u_j u_k U_j U_k, \quad j, k = 1, \dots, n; \quad j < k \quad (5.1.29)$$

Αν χρησιμοποιήσουμε τις (5.1.28) και (5.1.29) στις (5.1.26) και (5.1.27), παίρνουμε τα άνω όρια στα μέτρα $LOLP_{12}$ και $ELNS_{12}$ αντίστοιχα

$$LOLP_{12} \leq LOLP_{12}^{UB} = \sum_{j=1}^n \sigma_j u_j U_j + \sum_{j=1}^n \sum_{k>j}^n \sigma_{j,k} u_j u_k U_j U_k \quad (5.1.30)$$

$$\begin{aligned} ELNS_{12} & \leq ELNS_{12}^{UB} \\ & = \sum_{j=1}^n \sigma_j u_j U_j (P_{gj} + R_{gj} - R) \\ & \quad + \sum_{j=1}^n \sum_{k>j}^n \sigma_{jk} u_j u_k U_j U_k (P_{gj} + R_{gj} + P_{gk} + R_{gk} - R) \end{aligned} \quad (5.1.31)$$

Τα άνω όρια $LOLP_{12}^{UB}$ και $ELNS_{12}^{UB}$ που ορίζονται στις (5.1.30) και (5.1.31) είναι τα υβριδικά μέτρα που προτείνονται σε αυτή τη μέθοδο για την ένταξη στην αξιοπιστία του αλγόριθμου εκκαθάρισης αγοράς με περιορισμούς. Αν η μη διαθεσιμότητα των

μονάδων παραγωγής είναι μικρή, οι παραπάνω ορισμοί των άνω ορίων δίνουν μια καλή προσέγγιση των πραγματικών μέτρων LOLP και ELNS.

Θέτοντας τα υβριδικά μέτρα να είναι κάτω από κάποια προκαθορισμένα όρια $LOLP_{12}^{max}$ και $ELNS_{12}^{max}$, οι απαιτήσεις εφεδρείας του συστήματος μπορούν να τεθούν έμμεσα. Στην πράξη, ορίζοντας αυτά τα μέτρα με τα άνω όρια, εξασφαλίζουμε ότι

$$LOLP_{12} \leq LOLP_{12}^{UB} \leq LOLP_{12}^{max} \quad (5.1.32)$$

$$ELNS_{12} \leq ELNS_{12}^{UB} \leq ELNS_{12}^{max} \quad (5.1.33)$$

Αν και παρόμοια όρια μπορούν να καθιερωθούν για τις LOLP και ELNS, αυτό θα απαιτούσε τον υπολογισμό όλων των δυαδικών μεταβλητών της απώλειας φορτίου, ένα βήμα μη πρακτικό για μεγάλα συστήματα. Αριθμητικά παραδείγματα υποδεικνύουν ότι η επιβολή των υβριδικών κριτηρίων (5.1.32) και (5.1.33) παράγει αποτελέσματα UC με χαρακτηριστικά αναμενόμενα από τα πιθανοτικά μέτρα.

Μέσω δυαδικών μαθηματικών μπορούμε να εκφράσουμε τα μη γραμμικά υβριδικά μέτρα σε ισοδύναμες γραμμικές ισότητες και ανισότητες σε μεταβλητές απόφασης

Για τις ιδιότητες στις οποίες θα βασιστούμε έχουμε τα εξής:

Ένα γινόμενο n δυαδικών μεταβλητών μπορεί να εκφραστεί ως ένα πλήθος $n+2$ γραμμικών ανισοτήτων δυαδικών μεταβλητών. Έστω γινόμενο δυαδικών μεταβλητών

$$z = \prod_{i=1}^n x_i \quad (5.1.34)$$

Έχουμε $z=1$ αν και μόνο αν για όλα τα i ισχύει $x_i=1$. Αυτό εκφράζεται με τις εξής σχέσεις

$$z \geq 0 \quad (5.1.35)$$

$$z \leq x_i, \quad i = 1, \dots, n \quad (5.1.36)$$

Επιπλέον για να εξασφαλίσουμε ότι $z=1$ όταν για όλα τα i ισχύει $x_i=1$ έχουμε το όριο

$$z \geq \sum_{i=1}^n x_i - n + 1 \quad (5.1.37)$$

Αυτό το κάτω όριο είναι ενεργό μόνο στην περίπτωση όταν το άθροισμα όλων των όρων (x_i) είναι ίσο με n .

Αυτό μας οδηγεί στην ισοδύναμη γραμμική παρουσίαση του υβριδικού μέτρου $LOLP_{12}^{UB}$

$$LOLP_{12}^{UB} = \sum_{j=1}^n Q_j^1 + \sum_{j=1}^n \sum_{k>j}^n Q_{jk}^2 \quad (5.1.38)$$

Όπου

$$Q_j^1 = x_j U_j = \sigma_j u_j U_j \quad (5.1.39)$$

$$Q_{jk}^2 = y_{jk} U_j U_k = \sigma_{j,k} u_j u_k U_j U_k, \quad j, k = 1, \dots, n \quad (5.1.40)$$

Με την παραπάνω ιδιότητα, για τις μεταβλητές $x_j: j = 1, \dots, n$ που ορίστηκαν εδώ στο ισοδύναμο έχουμε

$$\begin{aligned} 0 &\leq x_j \leq \sigma_j \\ x_j &\leq u_j \\ x_j &\geq \sigma_j + u_j - 1 \end{aligned} \quad (5.1.41)$$

Ενώ οι $y_{jk}, j, k = 1, \dots, n, j < k$ ικανοποιούν

$$\begin{aligned} 0 &\leq y_{jk} \leq u_j \\ y_{jk} &\leq u_k \\ y_{jk} &\leq \sigma_{jk} \\ y_{jk} &\geq \sigma_{jk} + u_j + u_k - 2 \end{aligned} \quad (5.1.42)$$

Έτσι οι γραμμικές αυτές σχέσεις (5.1.38)-(5.1.42) είναι ισοδύναμες με τη μη γραμμική (5.1.30)

Ένα γινόμενο μιας δυαδικής και μιας συνεχούς μεταβλητής μπορεί να γραφτεί ως ένας πεπερασμένος αριθμός γραμμικών σχέσεων. Έστω z το γινόμενο μιας δυαδικής μεταβλητής x και μιας φραγμένης συνεχούς μεταβλητής y , $y \in [y^{min}, y^{max}]$. Αυτό το γινόμενο είναι ισοδύναμο με τις επόμενες γραμμικές ανισότητες που αφορούν τα x και y :

$$xy^{min} \leq z \leq xy^{max} \quad (5.1.43)$$

$$y - y^{max}(1 - x) \leq z \leq y - y^{min}(1 - x) \quad (5.1.44)$$

Βλέπουμε ότι αν $x=0$, τότε $z=0$ λόγω της (5.1.43) ενώ τα όρια της (5.1.44) είναι ανενεργά. Αντίθετα, όταν $x=1$, λόγω της (5.1.44) πρέπει $z=y$.

Με βάση τα παραπάνω, το υβριδικό μέτρο ELNS μπορεί να μετασχηματιστεί σε σύνολο γραμμικών σχέσεων ως εξής

$$ELNS_{12}^{UB} = \sum_{j=1}^n \mathcal{R}_j^1 + \sum_{j=1}^n \sum_{k>j}^n \mathcal{R}_{jk}^2 \quad (5.1.45)$$

Όπου

$$\begin{aligned} \mathcal{R}_j^1 &= \sigma_j u_j U_j (P_{gj} + R_{gj} - R) = x_j U_j (P_{gj} + R_{gj} - R) \\ \mathcal{R}_{jk}^2 &= \sigma_{jk} u_j u_k U_j U_k (P_{gj} + R_{gj} + P_{gk} + R_{gk} - R) \\ &= y_{jk} U_j U_k (P_{gj} + R_{gj} + P_{gk} + R_{gk} - R) \end{aligned}$$

Έτσι για $j=1, \dots, n$:

$$\begin{aligned} -x_j U_j \sum_{i=1}^n P_{gi}^{max} &\leq \mathcal{R}_j^1 \leq x_j U_j P_{gj}^{max} \\ \mathcal{R}_j^1 &\leq U_j (P_{gj} + R_{gj} - R) + (1 - x_j) U_j \sum_{i=1}^n P_{gi}^{max} \\ \mathcal{R}_j^1 &\geq U_j (P_{gj} + R_{gj} - R) - (1 - x_j) U_j P_{gj}^{max} \end{aligned} \quad (5.1.46)$$

και για $j, k = 1, \dots, n, j < k$:

$$\begin{aligned}
 y_{jk} U_j U_k \sum_{i=1}^n P_{gi}^{max} &\leq \mathcal{R}_{jk}^2 \leq y_{jk} U_j U_k (P_{gj}^{max} + P_{gk}^{max}) \\
 \mathcal{R}_{jk}^2 &\leq U_j U_k (P_{gj} + R_{gj} + P_{gk} + R_{gk} - R) + (1 - y_{jk}) U_j U_k \sum_{i=1}^n P_{gi}^{max} \\
 \mathcal{R}_{jk}^2 &\geq U_j U_k (P_{gj} + R_{gj} + P_{gk} + R_{gk} - R) \\
 &\quad - (1 - y_{jk}) U_j U_k (P_{gj}^{max} + P_{gk}^{max}) \quad (5.1.47)
 \end{aligned}$$

Έτσι από τις γενικές περιπτώσεις στις (5.1.43) και (5.1.44), οι γραμμικές σχέσεις (5.1.45)-(5.1.47) είναι ισοδύναμες με τη μη γραμμική (5.1.31)

Συμπεράσματα μεθόδου

Αυτό το υβριδικό κριτήριο έχει δύο πλεονεκτήματα: το ένα είναι ότι συμπεριφέρεται με τρόπο συνεπή με καθαρά πιθανοτικά κριτήρια όπως τα LOLP και ELNS, και το δεύτερο ότι η μαθηματική μορφή του είναι συμβατή με ισχυρά υπολογιστικά εργαλεία μεικτού γραμμικού ακέραίου προγραμματισμού. Η υπολογιστική πολυπλοκότητα, αν και όχι ασήμαντη, είναι σαφώς μειωμένη σε σχέση με άλλες μη γραμμικές μεθόδους.

Η μέθοδος αυτή είχε δοκιμαστεί από τους Bouffard και Galiana με ένα case study σε ένα μοντέλο βασισμένο σε στοιχεία κόστους και αξιοπιστίας του Συστήματος Δοκιμής Αξιοπιστίας 32-μονάδων της IEEE και φορτίο 2000MW. Η εφαρμογή αυτή έδειξε ότι αυτό το υβριδικό μέτρο όταν εφαρμόστηκε στο πρόβλημα της UC, οδήγησε σε προγραμματισμό παραγωγής και εφεδρείας με αποδεκτή προστασία από απώλεια σε μια πιθανοτική λογική.

Η μέθοδος αυτή αν και αρκετά ενδιαφέρουσα, δεν περιλαμβάνει καθόλου ΑΠΕ, συνεπώς θα μπορούσε να βρει εφαρμογή μόνο σε συστήματα χωρίς ΑΠΕ. Παρότι υπάρχουν τέτοια συστήματα στην Ελλάδα, στα πλαίσια της παρούσας εργασίας δεν επικεντρωνόμαστε σε τέτοια συστήματα.

5.2 Πιθανοτική μέθοδος που λαμβάνει υπόψη την απώλεια μονάδων και τα σφάλματα προβλέψεων φορτίου και αιολικής παραγωγής

Εισαγωγή

Στην εργασία [29] πέρα από τις τυπικές αποκλίσεις των προβλέψεων φορτίου και αιολικής παραγωγής για τον υπολογισμό της τυπικής απόκλισης της πρόβλεψης του καθαρού φορτίου, λαμβάνεται υπόψη και η περίπτωση μερικής ή ολικής απώλειας μίας ή δύο μονάδων παραγωγής. Δεν εξετάζεται το είδος των μονάδων που εξυπηρετούν την εφεδρεία, παρά μόνο η απαραίτητη ποσότητα εφεδρείας. Εδώ το κριτήριο αξιοπιστίας ορίζεται να είναι ο αριθμός ανεκτών περιστατικών περικοπής φορτίου ανά χρόνο. Η μέθοδος δοκιμάστηκε σε ένα μοντέλο του Ιρλανδικού συστήματος.

Ονοματολογία

$\Phi(x)$ Κανονικοποιημένη συνάρτηση Γκαουσιανής κατανομής

$\rho_{m,n}$ Συντελεστής συσχέτισης σφαλμάτων πρόβλεψης αιολικής παραγωγής μεταξύ των πάρκων m και n

$\sigma_{m,h}$ Τυπική απόκλιση σφάλματος πρόβλεψης αιολικής παραγωγής του πάρκου m την ώρα h

$\sigma_{wind,h}$ Τυπική απόκλιση σφάλματος πρόβλεψης συνολικής αιολικής παραγωγής την ώρα h

$\sigma_{load,h}$ Τυπική απόκλιση σφάλματος πρόβλεψης φορτίου την ώρα h

$\sigma_{total,h}$ Τυπική απόκλιση συνολικού σφάλματος πρόβλεψης του συστήματος την ώρα h

F Πλήθος πάρκων

G Πλήθος γεννητριών

H_r Αριθμός ωρών μέχρι να αποκατασταθεί η αξιοπιστία του συστήματος μετά από διακοπή λειτουργίας μιας γεννήτριας

LSI Περιστατικά περικοπής φορτίου ανά χρόνο (Load shedding incidents)

FOR Ρυθμός αναγκαστικής διακοπής λειτουργίας (Forced outage rate)

$MTTR$ Μέσος χρόνος επισκευής (Mean time to repair)

$FOP_{i,h}$ Πιθανότητα ολικής απώλειας (Full outage probability). Η πιθανότητα η γεννήτρια i να γίνει πλήρως μη διαθέσιμη την ώρα h

$POP_{i,h}$ Πιθανότητα μερικής απώλειας (Partial outage probability). Η πιθανότητα η γεννήτρια i να γίνει μερικώς μη διαθέσιμη την ώρα h

PLS_h Μέση πιθανότητα περικοπής φορτίου την ώρα h

$PLSNO_h$ Πιθανότητα περικοπής φορτίου κατά τη διάρκεια κανονικής λειτουργίας την ώρα h

$PLSFO_{i,h}$ Πιθανότητα περικοπής φορτίου μετά από ολική απώλεια γεννήτριας την ώρα h

$PLSPO_{i,h}$ Πιθανότητα περικοπής φορτίου μετά από μερική απώλεια γεννήτριας την ώρα h

$Pnafo_{i,h}$ Μη διαθέσιμη ισχύς μετά από ολική απώλεια της γεννήτριας i την ώρα h

$Pnaro_{i,h}$ Μη διαθέσιμη ισχύς μετά από μερική απώλεια της γεννήτριας i την ώρα h

R_h Εφεδρεία που διατηρείται από το σύστημα την ώρα h

Μεθοδολογία

Η προτεινόμενη μεθοδολογία λαμβάνει υπόψη την αβεβαιότητα στην πρόβλεψη του φορτίου και της αιολικής παραγωγής μαζί με την πιθανότητα απώλειας γεννήτριας για την ποσοτικοποίηση του επιπέδου απαιτούμενης εφεδρείας για ένα συγκεκριμένο επίπεδο αξιοπιστίας του συστήματος. Η εφεδρεία χρειάζεται για να καλύψει κάθε πιθανή μη αναμενόμενη ανεπάρκεια παραγωγής, η οποία μπορεί να προκύψει από απώλειες γεννητριών, μη αναμενόμενη αύξηση φορτίου ή μη αναμενόμενη μείωση αιολικής παραγωγής. Η ακρίβεια των προβλέψεων του φορτίου και της αιολικής παραγωγής έχουν σημαντική επίπτωση στα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος καθώς εισάγουν μεγαλύτερη αβεβαιότητα στο σύστημα. Αυτή η μεθοδολογία ποσοτικοποιεί την ποσότητα απαιτούμενης εφεδρείας του συστήματος και υποθέτει ότι η εφεδρεία δρα στιγμιαία σε κάθε έλλειμμα παραγωγής. Ωστόσο η μεθοδολογία μπορεί να εφαρμοστεί για να παραχθούν στόχοι εφεδρείας για διαφορετικές κλάσεις εφεδρείας πχ στρεφόμενη, δευτερεύουσα, κλπ με βάση τα χρονικά πλαίσια στα οποία αυτές οι εφεδρείες καλούνται να αποκριθούν

Η μέθοδος εξετάζει την πιθανότητα παραγωγή και φορτίο να βγουν εκτός λειτουργίας. Αυτή η λεπτή διαφορά στην προσέγγιση επιτρέπει η επίδραση των διακυμάνσεων ανέμου και φορτίου να συμπεριληφθούν στον υπολογισμό των εφεδρειών. Εδώ το κριτήριο αξιοπιστίας ορίζεται να είναι ο αριθμός ανεκτών περιστατικών περικοπής φορτίου (load shedding incidents -LSI) ανά χρόνο, όπου ένα περιστατικό περικοπής φορτίου ορίζεται ως ένα γεγονός κατά το οποίο δεν υπάρχει αρκετή εφεδρεία να καλύψει μια ανεπάρκεια παραγωγής. Το LSI μπορεί να

συσχετιστεί με το κριτήριο αξιοπιστίας αναμενόμενη απώλεια φορτίου (loss of load expectation - LOLE), πολλαπλασιάζοντας το μέσο χρόνο στον οποίο το φορτίο έχει υποστεί περικοπή. Τόσο το LSI όσο και το LOLE ως κριτήρια αξιοπιστίας ποσοτικοποιούν την πιθανότητα αποτυχίας αλλά δεν ποσοτικοποιούν το μέγεθος της περικοπής φορτίου.

Απώλειες γεννητριών

Η μεθοδολογία θεωρεί την πιθανότητα τόσο ολικής όσο και μερικής απώλειας γεννήτριας σε ωριαία βάση. Η πιθανότητα ολικής απώλειας γεννήτριας (full outage probability –FOP) είναι η πιθανότητα η γεννήτρια να σταματήσει να παρέχει όλη την τρέχουσα ισχύ εξόδου σε περίοδο μιας ώρας. Εδώ γίνεται η υπόθεση ότι η βλάβη οδηγεί στο να γίνει ακαριαία η ισχύς εξόδου της γεννήτριας μη διαθέσιμη. Η ωριαία FOP μιας μονάδας μπορεί να συσχετιστεί με το ρυθμό αναγκαστικής απώλειας (forced outage rate - FOR) και τον μέσο χρόνο επισκευής (mean time to repair - MTTR) μέσω της σχέσης

$$FOP = \frac{FOR}{MTTR} \quad (5.2.1)$$

Οι μερικές απώλειες γεννητριών μοντελοποιούνται με παρόμοιο τρόπο με τις ολικές. Η πιθανότητα μερικής απώλειας (partial outage probability - POP) είναι η πιθανότητα ακαριαίας απώλειας μιας ποσότητας της παραγωγής της γεννήτριας στην περίοδο μιας ώρας. Η μεθοδολογία υιοθετεί μια προσέγγιση μίας μόνο δυνατής κατάστασης εξόδου.

Σφάλματα προβλέψεων

Όπως και κάθε πρόβλεψη, οι προβλέψεις φορτίου έχουν ένα σφάλμα που σχετίζεται με αυτές. Λόγω της ιδιαίτερα επαναλαμβανόμενης φύσης του ημερήσιου προφίλ κατανάλωσης, τα λάθη πρόβλεψης φορτίου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητα στον ορίζοντα πρόβλεψης και είναι συνήθως ανάλογα του μεγέθους του φορτίου σε κάθε δοθείσα ώρα. Το ωριαίο σφάλμα πρόβλεψης φορτίου μπορεί να μοντελοποιηθεί ως μια Γκαουσιανή στοχαστική μεταβλητή με μέσο όρο μηδέν και τυπική απόκλιση $\sigma_{load,h}$.

Τα σφάλματα πρόβλεψης αιολικής παραγωγής γενικά αυξάνονται καθώς αυξάνεται ο ορίζοντας πρόβλεψης. Όπως και στα σφάλματα πρόβλεψης φορτίου τα ωριαία σφάλματα πρόβλεψης αιολικής παραγωγής του συστήματος μπορούν να μοντελοποιηθούν ως μια Γκαουσιανή στοχαστική μεταβλητή με μέσο όρο μηδέν και τυπική απόκλιση $\sigma_{wind,h}$.

Δεδομένου ότι γίνεται δεκτό πως τα σφάλματα πρόβλεψης φορτίου και αιολικής παραγωγής είναι ασυσχέτιστες Γκαουσιανές στοχαστικές μεταβλητές, η τυπική

απόκλιση του συνολικού σφάλματος πρόβλεψης του συστήματος δίνεται από τον τύπο

$$\sigma_{total,h} = \sqrt{\sigma_{wind,h}^2 + \sigma_{load,h}^2} \quad (5.2.2)$$

Υπολογισμός εφεδρείας

Η μεθοδολογία συσχετίζει τα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος σε κάθε ώρα με την αξιοπιστία του συστήματος σε έναν χρόνο. Σε κάθε ώρα θα ποικίλλει η κατανομή των γεννητριών και τα σφάλματα πρόβλεψης, έτσι τα επίπεδα εφεδρείας πρέπει να σχετίζονται με την αξιοπιστία του συστήματος στη διάρκεια μιας συγκεκριμένης ώρας. Εδώ γίνεται η υπόθεση ότι η εφεδρεία κατανέμεται με τέτοιο τρόπο κατά τη διάρκεια της χρονιάς ώστε να διατηρήσει τον μέσο κίνδυνο δημιουργίας ενός περιστατικού περικοπής φορτίου σε κάθε ώρα ίδιο για όλες τις ώρες (για παράδειγμα κάθε ώρα αντιμετωπίζεται έτσι ώστε αν το έτος αποτελούνταν από 8760 τέτοιες ώρες τότε ο αναμενόμενος αριθμός περιστατικών περικοπής φορτίου θα ήταν LSI). Για κάθε ώρα, η πιθανότητα περικοπής φορτίου είναι το ετήσιο κριτήριο αξιοπιστίας διαιρεμένο με τις ώρες του έτους

$$PLS_h = \frac{LSI}{8760} \quad (5.2.3)$$

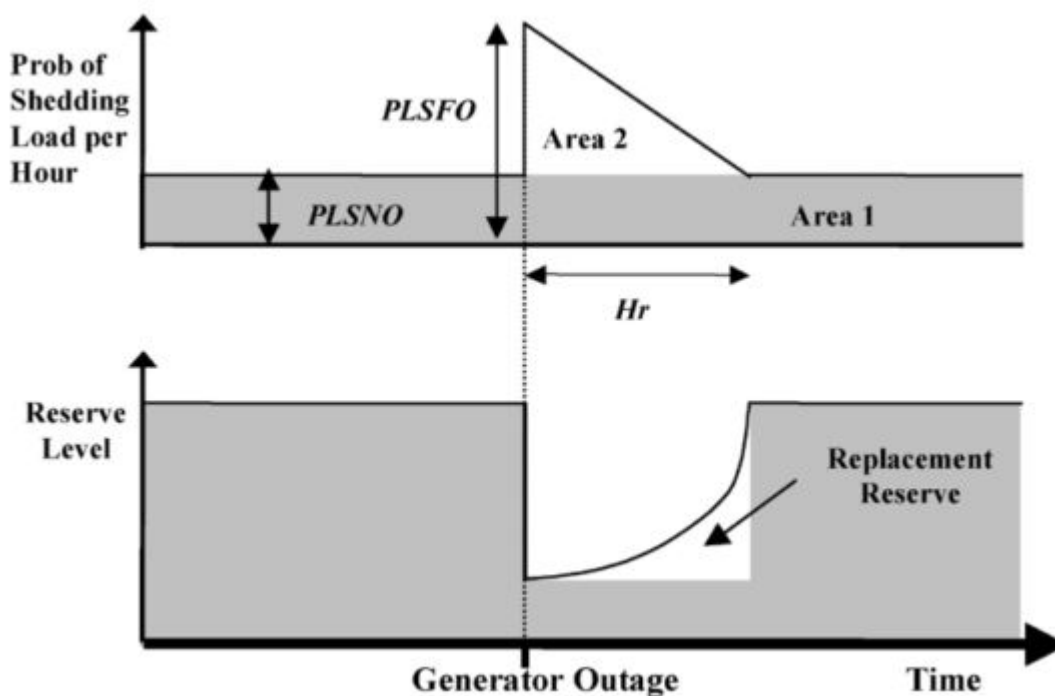
Η προσέγγιση θεωρεί ότι η πιθανότητα να υπάρξει περικοπή φορτίου προκύπτει με 3 τρόπους:

1. Με την ύπαρξη απρόβλεπτης μεταβολής του ανέμου και του φορτίου μεγαλύτερης από τα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος
2. Με την ύπαρξη μιας βλάβης γεννήτριας (μερικής ή ολικής) και μιας απρόβλεπτης μεταβολής του ανέμου και του φορτίου μεγαλύτερης από τα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος
3. Με την ύπαρξη μιας βλάβης γεννήτριας και μιας απρόβλεπτης μεταβολής του ανέμου και του φορτίου λίγη ώρα αμέσως μετά από μια βλάβη γεννήτριας.

Λόγω της μικρής φύσης των ρυθμών αναγκαστικής διακοπής λειτουργίας (FOP και POP), η πιθανότητα να έχουμε 3 ή περισσότερες εξόδους γεννητριών σε μια μικρή χρονική περίοδο είναι μικρή και δεν θα συνεισφέρει ουσιαστικά στον αριθμό των περιστατικών περικοπής φορτίου στη διάρκεια ενός έτους.

Ο αριθμός των περιστατικών περικοπής φορτίου ανά έτος θα αντιστοιχεί στο άθροισμα των πιθανοτήτων ύπαρξης περιστατικών περικοπής φορτίου σε κάθε ώρα. Υπάρχουν δύο μέρη που συνεισφέρουν σε αυτό. Το πρώτο είναι η πιθανότητα δημιουργίας περιστατικού περικοπής φορτίου σε ώρες κανονικής λειτουργίας (probability of having a load shedding incident under normal hours of operation -

PLSNO), όπως φαίνεται στην περιοχή 1 (Area 1) στο σχήμα 11. Το δεύτερο είναι η αυξημένη πιθανότητα να υπάρξει περιστατικό περικοπής φορτίου στον χρόνο μετά την απώλεια μιας γεννήτριας. Αυτό απεικονίζεται στην περιοχή 2 (Area2) και αντιστοιχεί στην περίπτωση όταν το σύστημα λειτουργεί με μειωμένη ποσότητα εφεδρείας λόγω της απώλειας μιας μονάδας. Γίνεται η υπόθεση ότι η αξιοπιστία του συστήματος αποκαθίσταται με έναν γραμμικό τρόπο με την αποκατάσταση του επιπέδου της εφεδρείας σε H_r ώρες.

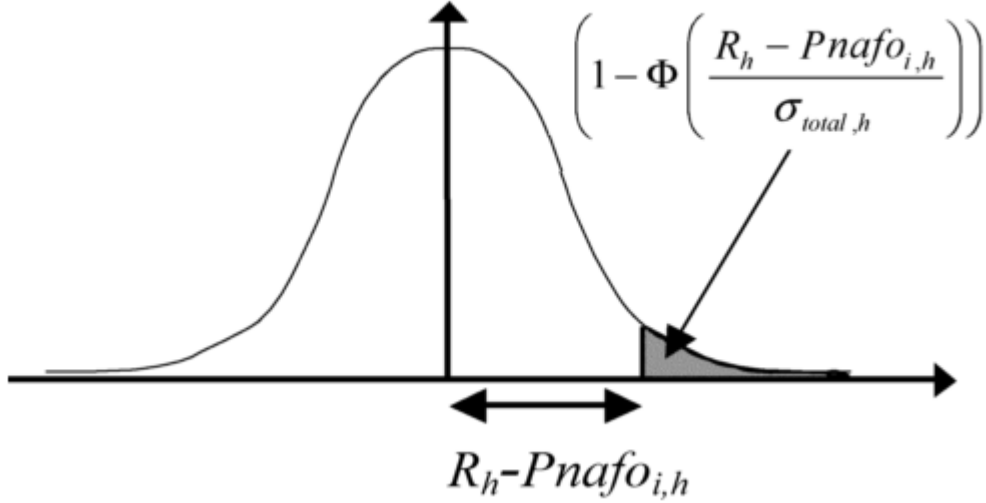


Σχήμα 11: Ενδεικτικά σενάρια πιθανότητας περικοπής φορτίου και επιπέδου εφεδρείας σε συνάρτηση με το χρόνο κατά τη διάρκεια μιας ολικής απώλειας γεννήτριας

Η πιθανότητα περικοπής φορτίου κατά τη διάρκεια μιας κανονικής ώρας λειτουργίας του συστήματος (probability of shedding load during a normal hour of system operation - PLSNO) αποτελείται από τρεις συνιστώσες, όπως φαίνεται στην (5.2.4). Η $\Phi(x)$ υποδηλώνει μια κανονικοποιημένη συνάρτηση Γκαουσιανής κατανομής.

1. Η πιθανότητα μη ύπαρξης κάποιου είδους βλάβης γεννήτριας παράλληλα με την ύπαρξη απρόβλεπτης μεταβολής (variation) ανέμου και φορτίου μεγαλύτερης από τα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος. Αυτό το σενάριο αντιστοιχεί στον πρώτο όρο της (5.2.4)
2. Η πιθανότητα ύπαρξης μιας ολικής βλάβης γεννήτριας και μιας απρόβλεπτης μεταβολής ανέμου και φορτίου μεγαλύτερης από τα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος. Αυτό το σενάριο αντιστοιχεί στον δεύτερο όρο της (5.2.4) και φαίνεται στο Σχήμα 2 όπου η γκρι περιοχή αντιστοιχεί στην πιθανότητα ύπαρξης μεταβολής ανέμου και φορτίου μεγαλύτερης από τα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος (R_h) μείον τη μη διαθέσιμη ισχύ μετά από ολική απώλεια της γεννήτριας i την ώρα h ($P_{nafo_{i,h}}$).

3. Η πιθανότητα ύπαρξης μίας μόνο μερικής βλάβης γεννήτριας και απρόβλεπτης μεταβολής ανέμου και φορτίου μεγαλύτερης από τα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος. Αυτό το σενάριο είναι παρόμοιο με αυτό της δεύτερης περίπτωσης και αντιστοιχεί στον τρίτο όρο της (5.2.4).



Σχήμα 12: Γκαουσιανή κατανομή συνολικού σφάλματος πρόβλεψης συστήματος την ώρα h . Η γκρι περιοχή αντιστοιχεί στην πιθανότητα ύπαρξης ενός σφάλματος πρόβλεψης μεγαλύτερου από το επίπεδο εφεδρείας του συστήματος μείον την ενέργεια που χάθηκε κατά τη διάρκεια της ολικής εξόδου της γεννήτριας i .

$$\begin{aligned}
 PLSNO_h = & \left(\prod_{i=1}^G (1 - FOP_{i,h}) \right) \left(\prod_{i=1}^G (1 - POP_{i,h}) \right) \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h}{\sigma_{total,h}} \right) \right) \\
 & + \sum_{i=1}^G FOP_{i,h} \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^G (1 - FOP_{j,h}) \right) \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^G (1 - POP_{j,h}) \right) \\
 & \times \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pnafo_{i,h}}{\sigma_{total,h}} \right) \right) \\
 & + \sum_{i=1}^G POP_{i,h} \left(\prod_{j=1}^G (1 - FOP_{j,h}) \right) \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^G (1 - POP_{j,h}) \right) \\
 & \times \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pnafo_{i,h}}{\sigma_{total,h}} \right) \right). \quad (5.2.4)
 \end{aligned}$$

Πρέπει αν σημειωθεί ότι εδώ η απώλεια μιας γεννήτριας είναι ένα διακριτό συμβάν και μπορεί να συμβεί ή να μη συμβεί σε κάθε μια ώρα. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με τη συνεχή φύση των μεταβολών του αέρα και του φορτίου. Γίνεται η υπόθεση σε

αυτή τη μεθοδολογία ότι η εφεδρεία αποκαθίσταται μετά από την απώλεια μιας γεννήτριας σε H_r ώρες ενώ η εφεδρεία που χρησιμοποιείται για την αντιστάθμιση απρόβλεπτων μεταβολών ανέμου και φορτίου, όχι.

Φαίνεται από την (4) ότι η $PLSNO_h$ μειώνεται μονοτονικά με αύξηση της R_h . Καθώς η $PLSNO_h$ καθορίζει άμεσα τα επίπεδα εφεδρείας του συστήματος, και ο μέγιστος κίνδυνος περικοπής φορτίου αμέσως μετά από κάθε απώλεια γεννήτριας ($PLSFO$ και $PLSPO$) εξαρτάται από το επίπεδο εφεδρείας του συστήματος πριν την απώλεια, έτσι η $PLSNO_h$ καθορίζει άμεσα τις τιμές $PLSFO$ και $PLSPO$. Οι πιθανότητες περικοπής φορτίου αμέσως μετά από ολική και μερική απώλεια της μονάδας k την ώρα h ($PLSFO_{k,h}$ και $PLSPO_{k,h}$) φαίνονται στις (5) και (6). Ο επιπλέον όρος στην (6) είναι για τον υπολογισμό της πιθανότητας μιας ολικής απώλειας του υπολοίπου της ισχύος μιας μονάδας που έχει μόλις υποστεί μερική βλάβη.

$$\begin{aligned}
PLSFO_{k,h} = & \left(\prod_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^G (1 - FOP_{i,h}) \right) \left(\prod_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^G (1 - POP_{i,h}) \right) \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pnaf_{o_{k,h}}}{\sigma_{total,h}} \right) \right) \\
& + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^G FOP_{i,h} \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \\ j \neq k}}^G (1 - FOP_{j,h}) \right) \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \\ j \neq k}}^G (1 - POP_{j,h}) \right) \\
& \times \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pnaf_{o_{k,h}} - Pnaf_{o_{i,h}}}{\sigma_{total,h}} \right) \right) \\
& + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^G POP_{i,h} \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^G (1 - FOP_{j,h}) \right) \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \\ j \neq k}}^G (1 - POP_{j,h}) \right) \\
& \times \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pnaf_{o_{k,h}} - Pnap_{o_{i,h}}}{\sigma_{total,h}} \right) \right). \quad (5.2.5)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
PLSPO_{k,h} = & \left(\prod_{i=1}^G (1 - FOP_{i,h}) \right) \left(\prod_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^G (1 - POP_{i,h}) \right) \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pna\rho_{k,h}}{\sigma_{total,h}} \right) \right) \\
& + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^G FOP_{i,h} \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \\ j \neq k}}^G (1 - FOP_{j,h}) \right) \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \\ j \neq k}}^G (1 - POP_{j,h}) \right) \\
& \times \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pna\rho_{k,h} - Pnafo_{i,h}}{\sigma_{total,h}} \right) \right) \\
& + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^G POP_{i,h} \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \\ j \neq k}}^G (1 - FOP_{j,h}) \right) \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \\ j \neq k}}^G (1 - POP_{j,h}) \right) \\
& \times \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pna\rho_{k,h} - Pna\rho_{i,h}}{\sigma_{total,h}} \right) \right) \\
& + FOP_{k,h} \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^G (1 - FOP_{j,h}) \right) \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^G (1 - POP_{j,h}) \right) \\
& \times \left(1 - \Phi \left(\frac{R_h - Pna\rho_{k,h} - (Pnafo_{k,h} - Pna\rho_{k,h})}{\sigma_{total,h}} \right) \right) . \quad (5.2.6)
\end{aligned}$$

Η μέση πιθανότητα περικοπής φορτίου την ώρα h , PLS_h όπως φαίνεται στην (5.2.7) περιλαμβάνει τόσο την πιθανότητα το φορτίο να περικοπεί σε κανονική λειτουργία του συστήματος όσο και το φορτίο να περικοπεί σε περίοδο μετά την έξοδο κάθε μονάδας. Η συνεισφορά από τη δεύτερη αποτελείται από μια σειρά από τριγωνικές περιοχές, όπως φαίνεται στην Περιοχή 2 (Area 2) στο Σχήμα 11, πολλαπλασιασμένες από την πιθανότητα αυτές να συμβούν στην περίοδο μιας ώρας.

$$\begin{aligned}
PLS_h = & PLSNO_h + \frac{1}{2}(H_r) \times [FOP_{1,H}, FOP_{2,H}, \dots \dots \dots, FOP_{G,H}] \\
& \times \begin{bmatrix} PLSFO_{1,h} - PLSNO_h \\ PLSFO_{2,h} - PLSNO_h \\ \vdots \\ \vdots \\ PLSFO_{G,h} - PLSNO_h \end{bmatrix} + \frac{1}{2}(H_r) \\
& \times [POP_{1,H}, POP_{2,H}, \dots \dots \dots, POP_{G,H}] \\
& \times \begin{bmatrix} PLSPO_{1,h} - PLSNO_h \\ PLSPO_{2,h} - PLSNO_h \\ \vdots \\ \vdots \\ PLSPO_{G,h} - PLSNO_h \end{bmatrix}. \quad (5.2.7)
\end{aligned}$$

Η PLS_h μπορεί απλά να συνδεθεί με το κριτήριο αξιοπιστίας του έτους, όπως φαίνεται στην (5.2.3). Καθώς η R_h δεν μπορεί να εκφραστεί αποκλειστικά σε όρους άλλων μεταβλητών για ένα δεδομένο $PLSNO_h$, επιλύεται με τη χρήση MATLAB optimization toolbox. Αυτό επιτρέπει μια λύση για κάθε LSI με την αναζήτηση διαστήματος επίλυσης, μεταβάλλοντας την $PLSNO_h$ μεταξύ του κατώτερου ορίου του μηδέν και του ανώτερου ($LSI/8760$).

Όταν η απόφαση για τον προγραμματισμό της εφεδρείας για κάποια ώρα λαμβάνεται κοντά στην ώρα αυτή, δηλαδή σε πραγματικό χρόνο, οπότε και η τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής είναι μικρότερη, προκαλείται μείωση στα απαιτούμενα επίπεδα εφεδρείας. Ωστόσο ο επιτυχής χειρισμός του συστήματος κοντά στον πραγματικό χρόνο απαιτεί ένα αρκετά ευέλικτο σύνολο συμβατικών μονάδων που είναι ικανές να ανταποκριθούν σε σήματα και οδηγίες σε μικρά χρονικά διαστήματα.

Άλλα είδη εφεδρείας

Γενικά τα ηλεκτρικά συστήματα έχουν διάφορες κατηγορίες εφεδρείας ορισμένες σε διαφορετικά χρονικά πλαίσια. Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται οι κατηγορίες όπως χρησιμοποιούνται στο σύστημα της Δημοκρατίας της Ιρλανδίας.

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι κατηγορίες εφεδρείας όπως ορίζονται στη Δημοκρατία της Ιρλανδίας αποκλείουν η μία την άλλη και απαιτείται να παράγουν ισχύ στο χρονικό πλαίσιο που φαίνεται μετά από ένα γεγονός.

| Εφεδρεία | Χρονικό παράθυρο | σ _{συνολικό} (MW) |
|--------------|-------------------------|----------------------------|
| Πρωτεύουσα | 5-15 δευτερόλεπτα | 6.0 |
| Δευτερεύουσα | 15-90 δευτερόλεπτα | 14.8 |
| Τριτεύουσα 1 | 90 δευτερόλεπτα-5 λεπτά | 27.0 |
| Τριτεύουσα 2 | 5-20 λεπτά | 54.0 |
| Ωριαία | 20 λεπτά-1 ώρα | 93.4 |

Η φύση της διακύμανσης της παραγωγής αιολικής ενέργειας σε χρονικές περιόδους μικρότερες από 15 δευτερόλεπτα δεν αποτέλεσε αντικείμενο μελέτης στην Ιρλανδία. Σε σύντομες χρονικές περιόδους, η τυπική απόκλιση του συνολικού σφάλματος πρόβλεψης του συστήματος εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την τυπική απόκλιση της διακύμανσης της αιολικής ενέργειας και του φορτίου, καθώς οι περίπλοκες τεχνικές πρόβλεψης μπορούν να προσφέρουν λίγη βελτίωση στη μέθοδο της συνέπειας σε τέτοια χρονικά πλαίσια.

Για χρονικές περιόδους μικρότερες της μίας ώρας, γίνεται εδώ δεκτό ότι η μεταβολή του συνολικού σφάλματος πρόβλεψης του συστήματος/μεταβολής σε t δευτερόλεπτα (σ_t) σχετίζεται με την τυπική απόκλιση του συνολικού σφάλματος πρόβλεψης του συστήματος/μεταβολής σε χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης μίας ώρας ($\sigma_{1 \text{ Hour}}$) ως εξής:

$$\sigma_t = \sqrt{\frac{t}{3600}} \sigma_{1 \text{ Hour}} \quad (5.2.9)$$

Συμπεράσματα

Σε αυτή την εργασία παρουσιάζεται μια πιθανοτική προσέγγιση για τον υπολογισμό εφεδρείας του συστήματος που λαμβάνει υπόψη την αβέβαιη φύση της αιολικής παραγωγής. Η προσέγγιση συνδέει την ποσότητα εφεδρείας που διατηρείται από το σύστημα σε κάθε ώρα με την αξιοπιστία του συστήματος σε όλο το έτος. Η τεχνική εφαρμόστηκε σε ένα μοντέλο του Ιρλανδικού συστήματος.

Εφεδρεία με μεγάλο ορίζοντα πρόβλεψης, για παράδειγμα μερικές ώρες πριν την ώρα που εξετάζουμε προκαλεί μια αύξηση στην ποσότητα της απαιτούμενης εφεδρείας, καθώς επιπλέον εφεδρεία πρέπει να δεσμευτεί για να καλύψει πιθανές ανεπάρκειες αιολικής παραγωγής ανάμεσα στον χρόνο λήψης της απόφασης και στην εξεταζόμενη περίοδο.

Η προσέγγιση είναι πολύ ενδιαφέρουσα, και είναι πολύ θετικό πως μπορεί να τροποποιηθεί εύκολα ώστε να είναι εφαρμόσιμη και σε άλλα είδη εφεδρείας που θα ορίσει ο χρήστης της. Ωστόσο, η συγκεκριμένη μεθοδολογία έχει δοκιμαστεί σε σύστημα πολύ μεγαλύτερου μεγέθους από τα συστήματα των ελληνικών ΜΔΝ. Σε ένα τέτοιο σύστημα η αιολική παραγωγή απορροφάται πλήρως για την κάλυψη της ζήτησης, με αποτέλεσμα να μην λαμβάνει υπόψη τις περικοπές αιολικής παραγωγής που πραγματοποιούνται κατά κόρον στα κορεσμένα από ΑΠΕ ελληνικά νησιά για τεχνικούς λόγους, και επομένως να μην είναι άμεσα εφαρμόσιμη

5.3 Μελέτες γύρω από την αιολική παραγωγή και την επίδρασή της στις ανάγκες εφεδρείας

Μελέτη σχετικά με τις ωριαίες μεταβολές της ανεμοπαραγωγής

Στην εργασία [47] ο συγγραφέας με αφορμή την ανάλυση των ωριαίων μεταβολών της αιολικής ενέργειας στις σκανδιναβικές χώρες, κάνει μερικές πολύ ενδιαφέρουσες παρατηρήσεις που αφορούν την αιολική παραγωγή γενικότερα, καθώς και ορίζει κάποια μεγέθη που χρησιμοποιεί σε επόμενες εργασίες του.

Για την μελέτη των επιπτώσεων της αιολικής παραγωγής στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα αιολικών πάρκων, ωστόσο, συχνά το πρόβλημα ήταν να συγκεντρωθούν αρκετά δεδομένα για την παραγωγή αιολικής ενέργειας ώστε να αντιπροσωπεύουν ολόκληρη την εν λόγω περιοχή, καθώς και η απόκτηση σύγχρονων δεδομένων τόσο από το ηλεκτρικό φορτίο όσο και από την παραγωγή αιολικής ενέργειας. Η αντιπροσωπευτικότητα των δεδομένων, ειδικά για τις μεταβολές της παραγωγής αιολικής ενέργειας, είναι ζωτικής σημασίας για τις μελέτες, καθώς το upscaling πολύ λίγων σειρών δεδομένων για την παραγωγή μεγάλης κλίμακας σειρών δεδομένων αιολικής ενέργειας θα μεταβάλλει τις μεταβολές, χωρίς να λαμβάνει υπόψη το φαινόμενο της εξομάλυνσης (smoothing effect). Το upscaling των ωριαίων μέσων τιμών σημαίνει upscaling και των ωριαίων διακυμάνσεων.

Η μελέτη αυτή βασίζεται σε υπάρχοντα δεδομένα παραγωγής σε ωριαία βάση. Παρουσιάζονται στατιστικές αναλύσεις ωριαίας παραγωγής αιολικής ενέργειας.

Η **ενδιάμεση τιμή** (median) είναι η μεσαία τιμή κατά την ταξινόμηση όλων των τιμών σε αυξανόμενη ή φθίνουσα σειρά. Για την παραγωγή αιολικής ενέργειας είναι χαρακτηριστικό ότι ο διάμεσος είναι χαμηλότερος από τη μέση τιμή. Τις περισσότερες φορές η παραγωγή είναι μικρότερη από το μέσο όρο. Όταν συγκεντρώνεται η παραγωγή από μια ευρύτερη περιοχή, ο μέσος όρος πλησιάζει στη μέση τιμή.

Η **τυπική απόκλιση** (standard deviation) σ δείχνει τη μεταβλητότητα των ωριαίων χρονοσειρών, και είναι η μέση απόκλιση από τη μέση τιμή μ :

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n}}$$

όπου το μ συμβολίζει τον μέσο όρο, το σ την τυπική απόκλιση και το n τον αριθμό των σημείων των χρονοσειρών.

Οι τυπικές αποκλίσεις για τα ευρωπαϊκά δεδομένα που προκύπτουν από μετρήσεις ταχύτητας ανέμου, υποδηλώνουν ότι η τυπική απόκλιση σε σχέση με τη μέση τιμή είναι 0,5-0,8 για κύκλο ακτίνας 200 km και 0,4-0,6 για ακτίνα 1000 km, και το

φαινόμενο της εξομάλυνσης θα κορεσθεί σε περίπου 0,3 όταν η ακτίνα είναι μεγαλύτερη από 2000 km.

Η **ωριαία μεταβολή** ορίζεται εδώ ως η διαφορά ισχύος μεταξύ δύο διαδοχικών ωρών. Εδώ μετριέται σε σχέση με την ονομαστική ισχύ, για να μπορεί συγκριθεί μεταξύ αρκετών χωρών με διαφορετικές ποσότητες εγκατεστημένης χωρητικότητας:

$$\Delta P_i = P_i - P_{i-1} ,$$

$$\Delta p_i = p_i - p_{i-1}, \text{ όπου } p_i = \frac{P_i}{P_{tot}}$$

Για τις ωριαίες μεταβολές, ο συσχετισμός (correlation) καθίσταται ασθενής ήδη σε αποστάσεις μικρότερες από 100 km. Αντίθετα, ο συσχετισμός της ωριαίας παραγωγής αιολικής ενέργειας είναι ισχυρή (πάνω από 0,7) για αποστάσεις μικρότερες από 100 km και καθίσταται ασθενέστερη (κάτω από 0,5) για αποστάσεις άνω των 200-500 km.

$$\text{Αντίστοιχα } \Delta L_i = L_i - L_{i-1} ,$$

Επίδραση των ωριαίων μεταβολών της ανεμοπαραγωγής στο σύστημα

Στην εργασία [48] ο ίδιος συγγραφέας συνεχίζει τη μελέτη του για την επίδραση των ωριαίων μεταβολών της αιολικής ενέργειας στην λειτουργία του συστήματος στις σκανδιναβικές χώρες. Σκοπός του είναι να εκτιμήσει την αύξηση των απαιτήσεων της ωριαίας εφεδρείας παρακολούθησης φορτίου (load-following) με βάση ωριαία δεδομένα φορτίου και αιολικής παραγωγής στις χώρες αυτές. Η εκτίμηση της αύξησης των απαιτήσεων εφεδρείας έχει πολύ μικρή επίδραση στην χρονική κλίμακα ρύθμισης (regulation). Αντίθετα, στην χρονική κλίμακα παρακολούθησης φορτίου, η αυξανόμενη διείσδυση της αιολικής ενέργειας θα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του μεγέθους της εφεδρείας.

Η παρακολούθηση του φορτίου εκτελείται εν μέρει εκ των προτέρων και εν μέρει από εφεδρείες χειρισμού (operational reserves). Εκ των προτέρων ο προγραμματισμός και η δέσμευση μονάδων γίνεται σύμφωνα με την πρόβλεψη φορτίου. Αυτό περιλαμβάνει επίσης την εκκίνηση και τον τερματισμό λειτουργίας των βραδύτερων χρονικά σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, που ονομάζεται δέσμευση μονάδων (unit commitment) στη χρονική κλίμακα 3-12 ωρών. Οι εφεδρείες χειρισμού χρησιμοποιούνται για την εξισορρόπηση των σφαλμάτων πρόβλεψης φορτίου.

Ένας διαχωρισμός εφεδρειών που κάνει ο συγγραφέας σύμφωνα με την χρονική κλίμακα που καλούνται αυτές να δράσουν είναι πρωτεύουσα εφεδρεία (primary reserve) -ενεργοποιείται αυτόματα με τις διακυμάνσεις της συχνότητας, δευτερεύουσα (καλείται αλλιώς και γρήγορη εφεδρεία – secondary/fast reserve)-ενεργοποιείται εντός 10-15 λεπτών από την παραβίαση της ονομαστικής συχνότητας, και μακροπρόθεσμη εφεδρεία(ή αλλιώς αργή εφεδρεία ή τριτεύουσα - long-term

reserve/slow reserve/tertiary reserve). Η δευτερεύουσα εφεδρεία αντικαθιστά την πρωτεύουσα και διατηρείται μέχρι να αντικατασταθεί από την μακροπρόθεσμη.

Η εργασία αυτή ασχολείται με τις βραχυπρόθεσμες επιπτώσεις και ειδικότερα με τις απαιτήσεις εφεδρειών χειρισμού της αιολικής ενέργειας. Η σχετική χρονική κλίμακα για τις απαιτήσεις εφεδρειών χειρισμού κυμαίνεται από μερικά λεπτά έως αρκετές ώρες. Για την αιολική ενέργεια, και τα σφάλματα πρόβλεψης 2-36 ώρες μπροστά μπορούν να επηρεάσουν την εφεδρεία χειρισμού.

Το ηλεκτρικό φορτίο χαρακτηρίζεται από ένα καθημερινό μοτίβο, υψηλότερο στις καθημερινές απ' ό,τι τα Σαββατοκύριακα, καθώς επίσης επηρεάζεται και από την θερμοκρασία.

Όταν η παραγωγή αιολικής ενέργειας προέρχεται από γεωγραφικά διεσπαρμένα αιολικά πάρκα, η συνολική παραγωγή δεν φθάνει ποτέ στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ και σχεδόν ποτέ δεν είναι ήρεμη.

Οι βραχυπρόθεσμες μεταβολές μελετήθηκαν με ωριαίες χρονολογικές σειρές. Οι ωριαίες μεταβολές του καθαρού φορτίου υπολογίζονται από:

$$\Delta NL_i = NL_i - NL_{i-1} = (L_i - P_i) - (L_{i-1} - P_{i-1}) = \Delta L_i - \Delta P_i$$

όπου το NL υποδηλώνει το καθαρό φορτίο (σε MW), το L το φορτίο (σε MW), το P την παραγωγή αιολικής ενέργειας, και το i είναι η ώρα.

Η εξέταση της μέγιστης ωριαίας μεταβολής ανά έτος κατά τον προσδιορισμό της αύξησης των μεταβολών που οφείλονται στον άνεμο μπορεί να υπερεκτιμήσει το αποτέλεσμα, ειδικά εάν υπάρχουν αμφιβολίες ως προς την αξιοπιστία των δεδομένων. Οι μεγαλύτερες ωριαίες μεταβολές του φορτίου μπορούν να οφείλονται σε εσφαλμένα δεδομένα.

Για μια κανονική κατανομή πιθανότητας η τυπική απόκλιση σ είναι ένα μέτρο που υποδεικνύει ότι περίπου το 68% των δεδομένων είναι εντός $\pm \sigma$ της μέσης τιμής. Λαμβάνοντας ένα εύρος $\pm 3\sigma$ θα καλύπτει το 99% και το $\pm 4\sigma$ θα καλύπτει το 99,99% όλων των παραλλαγών. Για τις ωριαίες μεταβολές, η μέση τιμή είναι μηδενική.

Επειδή οι μεταβολές φορτίου και αιολικής παραγωγής μπορούν να θεωρηθούν μη συσχετισμένες, η τυπική απόκλιση των καθαρών χρονοσειρών φορτίου (σ_{NL}) μπορεί να προσδιοριστεί ως:

$$\sigma_{NL} = \sqrt{\sigma_L^2 + \sigma_w^2}$$

όπου σ_L και σ_w τυπικές αποκλίσεις φορτίου και αιολικής ισχύος αντίστοιχα.

Τέλος, η αύξηση των διακυμάνσεων μπορεί να διατυπωθεί ως η αύξηση στις διακυμάνσεις του 4σ :

$$I = 4(\sigma_{NL} - \sigma_L)$$

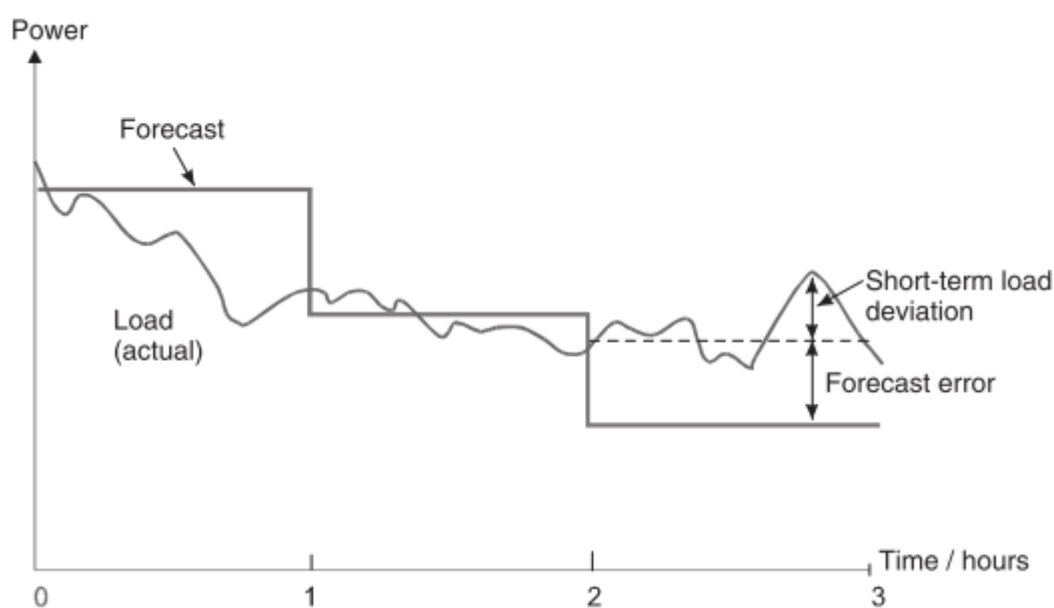
Αυτό σημαίνει ότι η αιολική ενέργεια ωφελείται του υπάρχοντος συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Η πιθανοτική προσέγγιση δίνει χαμηλότερες απαιτήσεις απ'ό, τι μόνο κοιτάζοντας τις μέγιστες αλλαγές.

Για την πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής την ώρα i , μπορεί να αξιοποιηθεί η γνώση της παραγωγής την ώρα $i-1$. Έτσι για την ώρα i μπορούμε να θεωρήσουμε ως πρόβλεψη την τιμή της ώρας $i-1$ με σφάλμα πρόβλεψης την ωριαία μεταβολή της αιολικής παραγωγής. Τα εργαλεία βραχυπρόθεσμης πρόβλεψης μπορούν να βελτιώσουν αυτό σε κάποιο βαθμό, λαμβάνοντας υπόψη την προβλεπόμενη τάση των ανέμων στην περιοχή, καθώς και τεχνικές χρονοσειρών που έχουν αποδειχθεί ότι δουλεύουν αρκετά καλά για μερικές ώρες μπροστά. Έτσι η παραπάνω μέθοδος είναι μια συντηρητική εκτίμηση για την παραγωγή αιολικής ενέργειας την επόμενη ώρα.

Μια ανάλυση βασισμένη μόνο στη μέγιστη ωριαία μεταβολή διαπιστώθηκε ότι είναι πολύ ευαίσθητη στα επίμαχα δεδομένα ανά ώρα, δίνοντας διαφορετικά αποτελέσματα για διαφορετικά έτη δεδομένων, ανάλογα με το ποια ήταν η αλλαγή της αιολικής ενέργειας κατά τις κρίσιμες ώρες των μέγιστων μεταβολών φορτίου. Μια πιθανοτική προσέγγιση έδωσε εκτιμήσεις για το φάσμα των μεταβολών, από τις τιμές της τυπικής απόκλισης, λαμβάνοντας το $\pm 4\sigma$ ως το εύρος που καλύπτει τις περισσότερες μεταβολές (99,99% όλων των μεταβολών βρίσκονται εντός αυτού του εύρους).

Μια άλλη βασική παραδοχή είναι ότι οι ωριαίες μεταβολές δίνουν μια εκτίμηση των βραχυπρόθεσμων μεταβολών που σχετίζονται με την εφεδρεία χειρισμού του συστήματος. Η δευτερεύουσα εφεδρεία λειτουργεί σε 10-15 λεπτά. Τα ωριαία δεδομένα χρησιμοποιούνται εδώ, δεδομένου ότι τα δεδομένα των 15 λεπτών είναι πολύ περιορισμένα και δεν θα επέτρεπαν μια μελέτη μεγάλης κλίμακας συστήματος. Ωστόσο, καθώς ο άνεμος ποικίλλει λιγότερο σε μια ώρα από ό, τι σε ωριαία βάση, η χρήση ωριαίων δεδομένων δεν υποτιμά τα αποτελέσματα.



Σχήμα 13: Παράδειγμα πραγματικού φορτίου στο σύστημα κατά τη διάρκεια 3 ωρών σε σύγκριση με το προβλεπόμενο φορτίο

Χρησιμοποίηση των τυπικών αποκλίσεων για την μέτρηση της επίδρασης της ανεμοπαραγωγής στις απαιτήσεις εφεδρείας χειρισμού

Στην εργασία [49] έχουμε τον ίδιο συγγραφέα μαζί με άλλους να συνεχίζουν στην ίδια κατεύθυνση.

Η τυπική απόκλιση (σ) της μεταβλητότητας (variability) του φορτίου και του καθαρού φορτίου έχει χρησιμοποιηθεί όταν εκτιμάται η επίδραση της αιολικής ενέργειας στις βραχυπρόθεσμες εφεδρείες του συστήματος. Αυτή η μέθοδος είναι απλή και εύκολη στη χρήση όταν υπάρχουν δεδομένα σχετικά με την ισχύ αιολικής παραγωγής και το φορτίο. Σε αυτή την εργασία μελετάται η χρήση της τυπικής απόκλισης ως μέτρο της απαιτούμενης εφεδρείας. Το επίπεδο εμπιστοσύνης που δίνεται κατά $\pm 3-6$ φορές σ συγκρίνεται με άλλα μέσα για την εξαγωγή των επιπλέον απαιτήσεων εφεδρείας σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες λειτουργίας.

Η χρήση επιπέδου υπέρβασης (exceedence) μπορεί να προσφέρει μια εναλλακτική προσέγγιση στο επίπεδο εμπιστοσύνης με τυπική απόκλιση που παρέχει το ίδιο επίπεδο κινδύνου.

Αποτελέσματα από τις ΗΠΑ υποδεικνύουν ότι ο αριθμός σ που οδηγεί σε υπέρβαση 99% στη χρονική κλίμακα παρακολούθησης φορτίου είναι μεταξύ 2,3-2,5 και ο αριθμός σ για υπέρβαση 99,7% είναι 3,4. Για χρονική κλίμακα ρύθμισης ο αριθμός σ για 99,7% υπέρβαση είναι 5,6. Τα αποτελέσματα από τις σκανδιναβικές χώρες δείχνουν ότι ο αριθμός σ θα πρέπει να αυξηθεί κατά 67-100% εάν ληφθεί υπόψη η καλύτερη προβλεψιμότητα φορτίου (συνδυάζοντας την μεταβλητότητα του ανέμου με τα σφάλματα πρόβλεψης φορτίου).

Η παρακολούθηση φορτίου σε πραγματικό χρόνο πραγματοποιείται με operational reserves, ενώ ο προγραμματισμός της επόμενης μέρας για τη δέσμευση μονάδων πραγματοποιείται σύμφωνα με την πρόβλεψη φορτίου / ανέμου.

Οι συγγραφείς θεωρούν τις κατηγορίες εφεδρείας ως εξής:

- Εφεδρεία διαταραχών (Contingency reserve, ή αλλιώς disturbance reserve): Ισχύς που είναι συνδεδεμένη και συγχρονισμένη ώστε να προφυλάσσει από απρόβλεπτη αποτυχία εξοπλισμού. Το ποσό της εφεδρείας βασίζεται συνήθως στη μεγαλύτερη πιθανή πηγή αποτυχίας, είτε στη μεγαλύτερη γεννήτρια είτε στη γραμμή σύνδεσης στο σύστημα.
- Εφεδρεία ρύθμισης (Regulating reserve, ή αλλιώς response, instantaneous/momentary reserve, primary reserve): Οι γρήγορες διακυμάνσεις στο φορτίο του συστήματος απαιτούν γρήγορη απόκριση παραγωγής. Η ρύθμιση αποτελείται από ευέλικτη παραγωγή που συνδέεται με συστήματα αυτόματης διαχείρισης παραγωγής (AGC). Το AGC θα στέλνει σήματα ελέγχου στις

συμμετέχουσες μονάδες ρύθμισης ανάλογα με τις ανάγκες, έτσι ώστε το συνολικό φορτίο να είναι ισορροπημένο με την παραγωγή.

- Εφεδρεία παρακολούθησης φορτίου (load-following reserve ή αλλιώς secondary/tertiary reserve, minute reserve): Αποτελείται από μονάδες που μπορεί να κληθούν να αυξήσουν ή να μειώσουν την απόδοση της παραγωγής σε πιο αργά χρονικά πλαίσια από τις μονάδες ρύθμισης. Οι μονάδες που είναι διαθέσιμες για παρακολούθηση φορτίου πρέπει να δεσμεύονται εκ των προτέρων ή να μπορούν να εκκινούν γρήγορα και να συγχρονίζονται με το δίκτυο, συνήθως εντός 10 λεπτών. Μπορεί να είναι στρεφόμενες ή μη στρεφόμενες ή και τα δύο.
- Εφεδρεία προγραμματισμού (planning reserve ή αλλιώς long-term reserve): Αυτός ο τύπος εφεδρείας καλύπτει όχι μόνο απαιτήσεις χειρισμού, αλλά αναγνωρίζει ότι μπορεί να μην είναι διαθέσιμη όλη η εγκατεστημένη ισχύς όταν χρειάζεται.

Από την περιγραφή που δίνεται για την κατηγοριοποίηση των εφεδρειών αυτής της εργασίας, η Εφεδρεία ρύθμισης μοιάζει να αντιστοιχεί στην δευτερεύουσα εφεδρεία των ελληνικών ΜΔΝ, χωρίς να υπάρχει απόλυτη αντιστοίχιση. Από την άλλη, η εφεδρεία παρακολούθησης φορτίου μοιάζει να αντιστοιχεί στην τριτεύουσα εφεδρεία των ελληνικών ΜΔΝ, και πάλι χωρίς να υπάρχει απόλυτη αντιστοίχιση.

Σύμφωνα με τους συγγραφείς, παρόλο που οι αιολικοί σταθμοί μπορούν μερικές φορές να δημιουργήσουν μεγάλες "ράμπες" (δηλαδή μεγάλες μεταβολές στο επίπεδο παραγωγής), στις περισσότερες περιοχές του κόσμου στα σημερινά επίπεδα διείσδυσης αιολικής παραγωγής, αυτές δεν είναι αρκετά μεγάλες ή αρκετά γρήγορες για να θεωρηθούν γεγονότα «διαταραχών» (contingency events). Βέβαια, σε μικρά συστήματα όπως αυτά που μελετάμε εμείς σε περιπτώσεις όπως αυτή κοντά στην ταχύτητα αποκοπής του ανέμου όπου υπάρχει κίνδυνος απώλειας της μέγιστης ισχύος των μονάδων σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα, τα μεγέθη συγκριτικά ίσως να μην είναι αμελητέα. Ακόμα, μία μικρή απομονωμένη περιοχή ελέγχου έχει περιορισμένη ικανότητα να ανταποκρίνεται στα γρήγορα γεγονότα ράμπας λόγω της περιορισμένης ποσότητας των πόρων, γι αυτό είναι ακόμα πιο δύσκολο να έχουμε μεγάλη διείσδυση αιολικής παραγωγής. Σε κάθε περίπτωση, οι συγγραφείς δεν αναλύουν περισσότερο τη σχέση αιολικής παραγωγής με αυτή την εφεδρεία.

Λόγω των παραπάνω οι συγγραφείς επικεντρώνονται σε 2 μόνο είδη εφεδρείας: regulating reserve και load-following reserve, θεωρώντας πως για την contingency reserve αρκεί να λάβουν υπόψη τη μεγαλύτερη δυνατή πιθανή διαταραχή.

Η στατιστική προσέγγιση που βασίζεται στην τυπική απόκλιση σ , είναι όπως περιγράφηκε στις δύο προηγούμενες εργασίες που είναι και του ίδιου συγγραφέα. Λαμβάνοντας ένα εύρος $\pm 3\sigma$ θα καλύψει το 99% και το $\pm 4\sigma$ θα καλύψει το 99,99% όλων των μεταβλητοτήτων. Για τις ωριαίες μεταβολές, η μέση τιμή είναι 0 εξ ορισμού.

Όσον αφορά τις εφεδρείες, σε κάποιες περιπτώσεις έχουν χρησιμοποιηθεί regulation reserves τάξης $(\pm)5-6\sigma$ και load following reserves τάξης $2-3\sigma$.

Αντί να υπολογίσουμε κάποιο πολλαπλάσιο του σ , το οποίο αντιστοιχεί σε μια δεδομένη (χαμηλή) πιθανότητα ότι το φορτίο θα υπερβεί την παραγωγή, το επίπεδο πιθανότητας επιλέγεται με βάση μια ανοχή κινδύνου εκ των προτέρων. Για παράδειγμα, εάν το επιλεγμένο επίπεδο υπέρβασης είναι 99%, τότε το φορτίο (ή το φορτίο μείον τον άνεμο) μπορεί να ταξινομηθεί και η καταχώρηση για το 99ο εκατοστημόριο μπορεί να εξαχθεί. Σε μια κανονική κατανομή, αυτό θα αντιστοιχούσε στο 3σ . Ωστόσο, αν η κατανομή δεν είναι κανονική, η χρήση ενός επιπέδου υπέρβασης μπορεί να προσφέρει μια εναλλακτική προσέγγιση που παρέχει το ίδιο επίπεδο κινδύνου.

Εάν δεν υπάρχουν διαθέσιμες προβλέψεις, μια απλή αλλά εξαιρετική τεχνική ανάλυσης για βραχυπρόθεσμες προβλέψεις είναι ο κυλιόμενος μέσος όρος (rolling average). Ένας κυλιόμενος μέσος όρος της χρονοσειράς φορτίου μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως πρόβλεψη για το μέρος της παρακολούθησης φορτίου. Αυτό λειτουργεί (και είναι μια καλή προσέγγιση της πραγματικότητας) επειδή οι βραχυπρόθεσμες προβλέψεις φορτίου είναι συνήθως αρκετά ακριβείς. Η σωστή διάρκεια κυλιόμενου μέσου όρου εξαρτάται από το είδος της διαθέσιμης βραχυπρόθεσμης αγοράς ενέργειας. Εάν υπάρχουν μόνο ωριαίες αγορές, τότε είναι κατάλληλος ένας κυλιόμενος μέσος όρος 60 λεπτών. Υπάρχει μικρή διαφορά μεταξύ κυλιόμενων μέσων όρων πέντε και δέκα λεπτών, αλλά μια μεγάλη διαφορά μεταξύ κυλιόμενων μέσων όρων πέντε και εξήντα λεπτών.

Η Grant PUD (Public Utility District No. 2 of Grant County in Washington State, USA) έχει εξετάσει προσεκτικά διαφορετικές μεθόδους υπολογισμού των απαιτήσεων regulation και load following στο σύστημά τους, λόγω του φορτίου του συστήματος τους και της επίδρασης της μεταβλητότητας του ανέμου. Εξετάστηκαν δύο βασικές μέθοδοι:

1. Προσδιορισμός των κατανομών για τις ωριαίες αλλαγές φορτίου και τις μεταβολές από λεπτό προς λεπτό (regulation) και, στη συνέχεια, πολλαπλασιασμός της τυπικής απόκλισης αυτών των αλλαγών με κάποιο αριθμό (μεταξύ 3-5) για την αξιολόγηση των απαιτήσεων load following και regulation.
2. Δημιουργία καμπυλών υπέρβασης τόσο για τις μεταβολές φορτίου όσο και για τις αλλαγές ρύθμισης και εύρεση του σημείου "99,7%" στις καμπύλες αυτές, οι οποίες θα καθορίσουν τις τιμές load following και regulation. Πρέπει να σημειωθεί ότι, για μια πραγματική κανονική κατανομή, το 99,7% όλων των περιστατικών θα πρέπει να εμφανιστεί εντός $\pm 2,96$ (περίπου 3) τυπικών αποκλίσεων του μέσου όρου.

Τελικά, το Grant PUD αποφάσισε ότι η μέθοδος υπέρβασης 99,7% είναι η προτιμώμενη μέθοδος υπολογισμού αυτών των τιμών load following και regulation.

Σε μια μελέτη περίπτωσης για τη Φινλανδία, χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα φορτίου του έτους 2001 για την εκτίμηση των προβλέψεων φορτίου. Το μέσο απόλυτο σφάλμα, για την επόμενη ώρα, ήταν 0,7% του φορτίου αιχμής. Το σφάλμα πρόβλεψης για το φορτίο στη συνέχεια συγκρίθηκε με τις διακυμάνσεις της αιολικής ενέργειας. Η τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης ήταν 123 MW (1% του μέγιστου φορτίου). Αυτό συγκρίνεται με τα 267 MW για τις ωριαίες μεταβολές φορτίου, οπότε αυτή η μέθοδος υποθέτει ότι περίπου το ήμισυ της μεταβλητότητας του φορτίου μπορεί να προβλεφθεί.

Τα αποτελέσματα κατά τη χρήση σφάλματος πρόβλεψης φορτίου αντί της ωριαίας μεταβολής του φορτίου έδειξαν ότι τα αποτελέσματα που βασίζονται στις απλές ωριαίες μεταβολές από τις χρονολογικές σειρές φορτίου και αιολικής ενέργειας θα πρέπει να διπλασιαστούν αν υποθεθεί ότι δεν προβλέπεται πρόβλεψη ανέμου την επόμενη ώρα.

Συμπεράσματα

Η κατηγοριοποίηση των εφεδρειών σε αυτές τις εργασίες, παρότι μοιάζει με την αντίστοιχη στην περίπτωσή μας παρουσιάζει διαφορές. Όμως η εργασία περιλαμβάνει χρήσιμες παρατηρήσεις για την αιολική παραγωγή και τις ανάγκες για εφεδρεία που δημιουργεί αυτή, καθώς και ενδιαφέρουσες προτάσεις. Μπορεί να συμβάλει στην καλύτερη κατανόηση της αιολικής παραγωγής και την επίδρασή της στις εφεδρείες ώστε να γίνει δυνατό με κάποιες προσαρμογές ή σε συνδυασμό με άλλες μεθόδους να έχουμε ένα αποδεκτό αποτέλεσμα για τον συνολικό υπολογισμό των απαιτήσεων εφεδρείας.

6. Συμπεράσματα

Η Ελλάδα περιλαμβάνει ένα πλήθος μικρών νησιωτικών συστημάτων μη διασυνδεδεμένων με το ηπειρωτικό σύστημα, τα οποία διαθέτουν αυξημένο δυναμικό ΑΠΕ που θα μπορούσε να αξιοποιηθεί ώστε η χώρα να εναρμονιστεί με τους τιθέμενες ευρωπαϊκούς στόχους αναφορικά με τη διείσδυση των ΑΠΕ, ενώ παράλληλα θα μπορούσε να οδηγήσει τα νησιωτικά ΣΗΕ σε ένα ηλεκτροπαραγωγικό σχήμα όπου η παραγωγή ΑΠΕ θα κυριαρχεί για την κάλυψη της ζήτησης, μειώνοντας αισθητά την ανάγκη για χρήση ορυκτών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή. Ωστόσο, τα μικρά απομονωμένα συστήματα, όπως αυτά των ελληνικών ΜΔΝ, αποτελούν συστήματα χαμηλής αδράνειας με αποτέλεσμα να είναι περισσότερο ευάλωτα σε μεταβολές σε σχέση με τα ισχυρά διασυνδεδεμένα ΣΗΕ, οδηγώντας στην ανάγκη τήρησης αυξημένων ποσοτήτων εφεδρείας ώστε να διασφαλίζεται η ευστάθειά τους, γεγονός που επηρεάζεται δυσμενέστερα από την αύξηση της διείσδυσης της στοχαστικής μεταβαλλόμενης παραγωγής ΑΠΕ.

Οι μεταβλητότητες και οι αβεβαιότητες του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ, καθώς και πιθανές βλάβες ή σφάλματα του εξοπλισμού ενός ηλεκτρικού συστήματος οδηγούν σε διαταραχές του ισοζυγίου παραγωγής-ζήτησης άρα και σε διαταραχές στη συχνότητα του συστήματος. Το γεγονός αυτό οδηγεί στην ανάγκη τήρησης εφεδρειών για την αντιμετώπιση αυτών των γεγονότων. Κάθε τύπος εφεδρείας καλείται να αντιμετωπίσει μία συγκεκριμένη διαταραχή εντός συγκεκριμένου χρονικού πλαισίου. Ωστόσο, αν και στην πράξη ο μηχανισμός ανάπτυξης και εφαρμογής των εφεδρειών είναι ένας, στα διάφορα ΣΗΕ υφίστανται διάφορες τυποποιήσεις εφεδρείας, οι οποίες κατηγοριοποιούνται αναλόγως του χρόνου εφαρμογής τους και των ιδιοτήτων του ηλεκτρικού συστήματος, με αποτέλεσμα στη βιβλιογραφία να επικρατούν πολλαπλοί ορισμοί.

Αναφορικά με τον ευρωπαϊκό χώρο, το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ευρώπη πλέον (ENTSO-E), αποτελεί τον φορέα που, μεταξύ άλλων, θέτει τους κανόνες για τον έλεγχο της συχνότητας και τις απαραίτητες προς τήρηση εφεδρείες. Έτσι, διακρίνονται τρία διαφορετικά είδη εφεδρειών: Εφεδρεία Περιορισμού Συχνότητας (FCR), Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (FRR), και Εφεδρεία Αντικατάστασης (RR). Από την άλλη πλευρά, στη Βόρειο Αμερική οι κανόνες εφεδρειών τίθενται από τον οργανισμό NERC. Στην περίπτωση αυτή δεν υπάρχουν αυστηροί ορισμοί των εφεδρειών, ωστόσο υπάρχουν κατάλληλοι δείκτες ασφαλείας που πρέπει να τηρούνται: ο CPS1, ο CPS2, και ο DCS. Ο CPS1 αναθέτει σε κάθε Αρχή Εξισορρόπησης ένα μερίδιο της ευθύνης για τον έλεγχο της συχνότητας διασύνδεσης σε σταθερή κατάσταση, ο CPS2 είναι ένα μηνιαίο πρότυπο που αποσκοπεί στον περιορισμό των απρογραμμάτιστων ροών, και ο DCS εξασφαλίζει ότι η συχνότητα θα επιστρέψει στην επιθυμητή τιμή της μετά από μια

διαταραχή. Οι εφεδρείες θα πρέπει να βοηθούν τις αρχές να τηρούν τους δείκτες ασφαλείας.

Τα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ της Ελλάδας ακολουθούν τον «Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών». Ο Κώδικας ακολουθεί τους κανονισμούς του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες λειτουργίας κάθε συστήματος ΜΔΝ. Οι επικουρικές υπηρεσίες του συστήματος περιλαμβάνουν τις εφεδρείες ενεργού ισχύος που αποτελούνται από την εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης, την εφεδρεία δευτερεύουσας ρύθμισης και την εφεδρεία τριτεύουσας ρύθμισης – στρεφόμενη και μη στρεφόμενη. Αν και ο Κώδικας ΜΔΝ περιγράφει ποιοτικά τι καλούνται να καλύψουν οι εφεδρείες συνολικά, δεν ποσοτικοποιεί επαρκώς τις απαιτήσεις κάθε τύπου εφεδρείας ξεχωριστά, γεγονός αναμενόμενο, δεδομένου του πλήθους και των ιδιαίτερων ηλεκτρικών χαρακτηριστικών που παρουσιάζουν τα συστήματα των ελληνικών ΜΔΝ. Βάσει αυτών των ιδιαιτεροτήτων των ελληνικών ΜΔΝ, και λαμβάνοντας υπόψη ότι οι αποφάσεις αναφορικά με το μέγεθος της τηρούμενης εφεδρείας, ανά τύπο, θα πρέπει να λαμβάνονται αρκετά γρήγορα και κοντά στον πραγματικό χρόνο λειτουργίας, μέθοδοι προσδιορισμού των απαιτήσεων εφεδρειών που απαιτούν εκτεταμένο χρόνο υπολογισμού δεν αναμένεται να αποτελέσουν δόκιμες λύσεις για πρακτική εφαρμογή.

Στη διεθνή βιβλιογραφία έχουν προταθεί κατά καιρούς διαφορετικές μέθοδοι για τον υπολογισμό των απαιτήσεων των διαφορετικών ειδών εφεδρείας σε ηλεκτρικά συστήματα. Η πλειοψηφία αυτών αναφέρεται σε διασυνδεδεμένα συστήματα, ωστόσο υπάρχουν ορισμένες μεθοδολογίες που έχουν προταθεί για μη διασυνδεδεμένα συστήματα. Ωστόσο, αυτό δεν σημαίνει ότι οι βιβλιογραφικά προτεινόμενες μέθοδοι μπορούν να βρουν άμεση εφαρμογή στα ελληνικά ΜΔΝ, καθώς κάθε σύστημα έχει τις δικές του ιδιαιτερότητες και βασίζεται σε αρχές διαχείρισης που καθορίζονται βάσει του θεσμικού/ρυθμιστικού πλαισίου που υφίσταται σε κάθε χώρα. Ωστόσο, θεωρείται ότι μέσω προσαρμογών ορισμένες ενδιαφέρουσες μέθοδοι της βιβλιογραφίας μπορούν να βρουν εφαρμογή στα ελληνικά ΜΔΝ.

Μια κατηγορία μεθόδων είναι οι αιτιοκρατικές (ντετερμινιστικές), που όμως στα σύγχρονα συστήματα με διείσδυση ΑΠΕ μπορεί να μην είναι η καλύτερη επιλογή. Έχουν προταθεί κάποιες ειδικά για τα ελληνικά ΜΔΝ. Όμως οι αιτιοκρατικές μέθοδοι απ' τη μια δεν είναι σίγουρο ότι μπορούν να εξασφαλίσουν τα απαραίτητα επίπεδα ασφαλείας για το σύστημα, κι απ' την άλλη μπορεί να οδηγήσουν σε υπερβολικά επίπεδα εφεδρείας, άρα και περιττά κόστη. Δεν είναι εύκολο να υπολογιστεί η αποδοτικότητά τους. Επίσης σε αρκετές περιπτώσεις δεν λαμβάνουν υπόψη τους όλα τα στοιχεία που επηρεάζουν την αντίστοιχη απαίτηση εφεδρείας.

Άλλες κατηγορίες μεθόδων είναι οι πιθανοτικές και οι στοχαστικές. Κάθε μέθοδος απαιτεί τουλάχιστον ένα κριτήριο με το οποίο θα τεθεί ένα όριο που θα οδηγήσει τη μέθοδο σε αποτέλεσμα. Τα κριτήρια μπορεί να είναι κριτήρια ασφαλείας ή οικονομικά, και σε μερικές περιπτώσεις μπορεί και συνδυασμός των δύο. Στην Ελλάδα θεωρείται πολύ σημαντική η ασφάλεια κι έτσι καθαρά οικονομικά κριτήρια

δύσκολα θα μπορούσαν να γίνουν δεκτά, κάτι που μας οδηγεί στην απόρριψη κάποιων από τις μεθόδους. Ακόμα, οι στοχαστικές όπως και οι πολύ σύνθετες πιθανοτικές μέθοδοι είναι πολύ απαιτητικές σε πόρους και χρόνο υπολογισμού συνεπώς δεν είναι κατάλληλες για την περίπτωση που μελετάμε. Επίσης, δύσκολα μπορούν να αξιοποιηθούν μέθοδοι που χρειάζονται πολλά δεδομένα που δεν είναι διαθέσιμα και είναι δύσκολο να βρεθούν. Τέλος, κάποιες μέθοδοι έχουν ως σκοπό τον υπολογισμό κάποιου είδους εφεδρείας που δεν συναντάται στη χώρα μας και δεν είναι εφικτό να προσαρμοστούν κατάλληλα για την περίπτωσή μας. Αξίζει να σημειωθεί πως ελάχιστες μέθοδοι έλαβαν υπόψη τους την πιθανή παρουσία φωτοβολταϊκής παραγωγής.

Οι πιο ενδιαφέρουσες μέθοδοι αναλύονται στο κεφάλαιο 5, ωστόσο δεν μπορούν να βρουν άμεσα εφαρμογή στο ελληνικό σύστημα καθώς χρήζουν επεκτάσεων και επαναπροσδιορισμού. Σε κάθε περίπτωση όμως παρουσιάζουν προοπτικές και με κατάλληλες προσαρμογές ίσως μπορούν να οδηγήσουν σε μεθοδολογίες που ταιριάζουν σε συστήματα ελληνικών ΜΔΝ.

Η μέθοδος της ενότητας 5.1 δεν είναι κατάλληλη για σύστημα που περιλαμβάνει ΑΠΕ, όμως είναι σε θέση να υπολογίσει την απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία σε ένα σύστημα χωρίς ΑΠΕ. Είναι απλή στην υλοποίηση και επιλύεται με γραμμικό προγραμματισμό και συμπεριφέρεται με τρόπο συνεπή με καθαρά πιθανοτικά κριτήρια. Συνεπώς είναι πολύ ενδιαφέρουσα, γι' αυτό και παρουσιάζεται αναλυτικότερα, παρότι στα πλαίσια της παρούσας εργασίας ενδιαφερόμαστε κυρίως για συστήματα με ΑΠΕ.

Η μέθοδος της ενότητας 5.2 είναι πιο πλήρης υπό την έννοια ότι λαμβάνει υπόψη της τόσο την πιθανότητα απώλειας μονάδας όσο και πιθανά σφάλματα πρόβλεψης φορτίου και ΑΠΕ. Επίσης δίνει την δυνατότητα να υπολογιστούν διαφορετικά είδη εφεδρείας τα οποία ορίζει ο χρήστης του αλγορίθμου, συνεπώς υπάρχει η δυνατότητα προσδιορισμού των εφεδρειών που απαιτούνται στα ελληνικά ΜΔΝ. Ωστόσο, η συγκεκριμένη μεθοδολογία έχει εφαρμοστεί σε συστήματα πολύ μεγαλύτερου μεγέθους από τα ελληνικά, όπου η αιολική παραγωγή απορροφάται πλήρως για την κάλυψη της ζήτησης, με αποτέλεσμα να μην λαμβάνει υπόψη τις περικοπές αιολικής παραγωγής που πραγματοποιούνται κατά κόρον στα κορεσμένα από ΑΠΕ ελληνικά νησιά για τεχνικούς λόγους, και επομένως να μην είναι άμεσα εφαρμόσιμη.

Τέλος στην ενότητα 5.3 αναλύεται η επίδραση της αιολικής παραγωγής στις απαιτήσεις εφεδρείας και προτείνονται κάποιες μέθοδοι υπολογισμού των αναγκών εφεδρείας που προκύπτουν από τις μεταβολές κυρίως της αιολικής παραγωγής αλλά και του φορτίου, οι οποίες επικεντρώνονται σε 2 τύπους: την εφεδρεία ρύθμισης και την εφεδρεία παρακολούθησης φορτίου, θεωρώντας πως για την εφεδρεία διαταραχών αρκεί να ληφθεί υπόψη η δυσμενέστερη πιθανή διαταραχή στο σύστημα. Σημειώνεται ότι η μέθοδος που περιγράφεται στη συγκεκριμένη ενότητα μοιάζει να μπορεί να βρει ευκολότερα εφαρμογή στα ελληνικά ΜΔΝ σε σύγκριση με τις υπόλοιπες μεθόδους αυξημένου ενδιαφέροντος.

Σε επόμενο στάδιο, οι μεθοδολογίες αυξημένου ενδιαφέροντος θα μπορούσαν να επεκταθούν και να τροποποιηθούν κατάλληλα, και στη συνέχεια να εξεταστούν σε επίπεδο προσομοίωσης για ενδεικτικά συστήματα ΜΔΝ διαφορετικών μεγεθών και ηλεκτρικών χαρακτηριστικών, ώστε να αξιολογηθεί η εφαρμοσιμότητά τους

Βιβλιογραφία

- [1] Ελληνικός Οργανισμός Τουρισμού, “‘Ελληνικά Νησιά’ [Online]. Διαθέσιμο: http://www.visitgreece.gr/el/greek_islands.” .
- [2] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, “‘Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά,’ [Online]. Διαθέσιμο: http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp.” 2017.
- [3] EXECUTIVE AGENCY FOR COMPETITIVENESS AND INNOVATION, “Deliverable 3 . 4 : Scheme for market organization of autonomous electricity systems - DOCUMENT NOTE,” *Contract N° EIE/07/159/SI2. 466845*, pp. 1–35.
- [4] Ελληνική Δημοκρατία, “Νόμος 3851/2010 Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής,” *ΕΦΗΜΕΡΙΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ*, vol. 85/4-6-201, pp. 1753–1779, 2010.
- [5] Fontina Petrakopoulou and M. Loizidou, “Energy Statistics and Renewable Energy Potential of Greece Identification of the case study Scientist in charge: Prof,” *GENERGIS -- Green Energy Islands - Deliv. II*, 2015.
- [6] Επιτροπή Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, “ΕΘΝΙΚΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ-Οδικός Χάρτης για το 2050,” *Έκθεση που υποβλήθηκε στον Υπουργό Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής*, pp. 1–69, 2012.
- [7] ΔΕΔΔΗΕ, “Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Απρίλιο 2017,” pp. 1–13, 2017.
- [8] Πολυμενάκος Κυριάκος, “Πιθανοτικός Προσδιορισμός Εφεδρειών λόγω Αιολικής Παραγωγής,” *Διπλωματική εργασία, ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ*, 2015.
- [9] Α. Μπακιρτζής, Π. Μπίσκας, Μ. Αλεξιάδης, Χ. Σίμογλου, Σ. Βαγρόπουλος, Ε. Καρδάκος, Ε. Μπακιρτζής, and Δ. Χατζηγιάννης, “Ενότητα Εργασίας 3 Προσδιορισμός των εφεδρειών του Συστήματος,” *Large-Scale Renew. Integr. Electr. Mark.*, 2013.
- [10] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, “Operating Reserves and Variable Generation,” *Contract*, no. August, pp. 1–103, 2011.
- [11] European Network of Transmission System Operators for Electricity, “‘Who Is ENTSO-E?’ [Online]. Διαθέσιμο: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/Pages/default.aspx>.” 2017.
- [12] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), “‘Ρόλος & Αρμοδιότητες’ [Online]. Διαθέσιμο: <http://www.admie.gr/i-etaireia/apostoli/rolos-armodiotites/>.” 2017.

- [13] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), “Πλατφόρμα Διαφάνειας ENTSO-E” [Online]. Διαθέσιμο: <http://www.admie.gr/rythmistiko-plaisio/platforma-diafaneias-entso-e/>.” 2017.
- [14] European Network of Transmission System Operators for Electricity, “ENTSO-E, ‘Regional Groups’ 2015. [Online]. Διαθέσιμο: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx>.” 2017.
- [15] ENTSO-E, “Network Code on Load-Frequency Control and Reserves,” vol. 6, no. June, 2013.
- [16] UCTE, “Operation Handbook,” no. June, 2004.
- [17] NERC, “BALANCING AND FREQUENCY CONTROL,” pp. 1–53, 2011.
- [18] NERC, “Standard BAL-002-0 — Disturbance Control Performance,” pp. 1–6, 2005.
- [19] ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΡΑΕ), “ΚΩΔΙΚΑΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ (ΚΩΔΙΚΑΣ ΜΔΝ),” vol. 1, pp. 1–239, 2014.
- [20] MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y TURISMO, “«BOE» núm. 191, de 10 de agosto de 2012,” pp. 57263–57495, 2012.
- [21] MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y TURISMO, “Orden ITC / 913 / 2006 , de 30 de marzo , por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares,” pp. 1–34, 2015.
- [22] Σ. Κορκίτζογλου, “ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ: ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΤΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ,” *ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ*, pp. 1–132, 2011.
- [23] L. Anstine, R. Burke, J. Casey, R. Holgate, R. John, and H. Stewart, “Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 82, no. 68, pp. 726–735, 1963.
- [24] T. S. Dillon, K. W. Edwin, H.-D. Kochs, and R. J. Taud, “Integer Programming Approach to the Problem of Optimal Unit Commitment with Probabilistic Reserve Determination,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-97, no. 6, pp. 2154–2166, 1978.
- [25] H. B. Gooi, D. . Mendes, K. R. W. Bell, and D. S. Kirchen, “Optimal scheduling of spinning reserve,” *IEEE Power Eng. Soc. 1999 Winter Meet. (Cat. No.99CH36233)*, vol. 2, no. 2, pp. 1485–1492, 1999.
- [26] H. Wu and H. B. Gooi, “Optimal scheduling of spinning reserve with ramp constraints,” *IEEE Power Eng. Soc. 1999 Winter Meet. (Cat. No.99CH36233)*, vol. 2, no. 2, pp. 785–790, 1999.

- [27] F. Bouffard and F. D. Galiana, "An Electricity Market With a Probabilistic Spinning Reserve Criterion," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 300–307, 2004.
- [28] L. Sader, "Reserve Margin Planning in a Wind-Hydro-Thermal Power System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 564–571, 1993.
- [29] R. Doherty and M. O'Malley, "A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 587–595, 2005.
- [30] G. Dany, "Power reserve in interconnected systems with high wind power production," *2001 IEEE Porto Power Tech Proc. (Cat. No.01EX502)*, vol. 4, pp. 1–6, 2001.
- [31] M. A. Matos and R. J. Bessa, "Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 594–603, 2011.
- [32] C. Maurer, S. Krahl, and H. Weber, "Dimensioning of secondary and tertiary control reserve by probabilistic methods," *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 36, no. E1, pp. 1–9, 2009.
- [33] L. Guodong and K. Tomsovic, "Quantifying Spinning Reserve in Systems With Significant Wind Power Penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2385–2393, 2012.
- [34] N. Menemenlis, M. Huneault, and A. Robitaille, "Computation of dynamic operating balancing reserve for wind power integration for the time-horizon 1-48 hours," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 692–701, 2012.
- [35] A. M. Leite da Silva and G. P. Alvarez, "Operating reserve capacity requirements and pricing in deregulated markets using probabilistic techniques," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 2, pp. 439–446, 2007.
- [36] T. Y. Lee and C. L. Chen, "Unit commitment with probabilistic reserve: An IPSO approach," *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 2, pp. 486–493, 2007.
- [37] L. Shi, J. Hao, J. Zhou, and G. Xu, "Ant colony optimization algorithm with random perturbation behavior to the problem of optimal unit commitment with probabilistic spinning reserve determination," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 69, no. 2–3, pp. 295–303, 2004.
- [38] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, "Optimizing the spinning reserve requirements using a cost/benefit analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 24–33, 2007.
- [39] M. A. Ortega-Vazquez, D. S. Kirschen, and D. Pudjianto, "Optimising the scheduling of spinning reserve considering the cost of interruptions," *IEE Proceedings-Generation, Transm. ...*, vol. 151, no. 3, pp. 570–575, 2004.
- [40] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, "Optimising the spinning reserve requirements considering failures to synchronise," *Gener. Transm. Distrib. IET*, vol. 1, no. 2, pp. 655–665, 2007.

- [41] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, "Should the Spinning Reserve Procurement in Systems with Wind Power Generation be Deterministic or Probabilistic?," *Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply*, pp. 1–9, 2009.
- [42] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, "Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 114–124, 2009.
- [43] A. M. L. Da Silva, W. S. Sales, L. A. Da Fonseca Manso, and R. Billinton, "Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 106–116, 2010.
- [44] J. Wang, X. Wang, and Y. Wu, "Operating reserve model in the power market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 223–229, 2005.
- [45] A. Khazali and M. Kalantar, "Spinning reserve quantification by a stochastic-probabilistic scheme for smart power systems with high wind penetration," *Energy Convers. Manag.*, vol. 96, pp. 242–257, 2015.
- [46] M. Vrakopoulou, K. Margellos, J. Lygeros, and G. Andersson, "A Probabilistic Framework for Reserve Scheduling and n-1 Security Assessment of Systems With High Wind Power Penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3885–3896, 2013.
- [47] H. Holttinen, "Hourly wind power variations in the nordic countries," *Wind Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 173–195, 2005.
- [48] H. Holttinen, "Impact of hourly wind power variations on the system operation in the nordic countries," *Wind Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 197–218, 2005.
- [49] H. Holttinen, M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane, and T. Molinski, "Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power," *Wind Eng.*, vol. 32, no. 4, pp. 355–377, 2009.
- [50] C.-C. Wu and N. Chen, "Online methodology to determine reasonable spinning reserve requirement for isolated power systems," *Gener. Transm. Distrib. IEE Proceedings-*, vol. 150, no. 4, pp. 455–461, 2003.
- [51] L. S. Vargas, F. A. Larrain, and H. Verdejo, "Operating Reserves Assessment in Isolated Power Systems with high Wind Power Penetration," *13th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. (PMAPS 2014)*, pp. 1–6, 2014.