



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

**Δυναμική ανάλυση αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος με  
Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Αποθήκευση**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σπυρίδων Χ. Μπόσμης

**Επιβλέπων :** Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου  
Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Ιούλιος 2022





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

## Δυναμική ανάλυση αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος με Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Αποθήκευση

### ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σπυρίδων Χ. Μπόσμης

**Επιβλέπων :** Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου  
Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 21<sup>η</sup> Ιουλίου 2022.

.....

Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής ΕΜΠ

.....

Γεώργιος Κορρές

Καθηγητής ΕΜΠ

.....

Παύλος Γεωργιλάκης

Αναπληρωτής Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Ιούλιος 2022

.....

Σπυρίδων Χ. Μπόσμης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Σπυρίδων Χ. Μπόσμης, 2022.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

## Περίληψη

Για επίτευξη πολύ υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, αλλά και για την εύρυθμη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων, και ιδιαίτερα των αυτόνομων, είναι αναγκαία η εγκατάσταση αποθηκευτικών σταθμών. Στην παρούσα εργασία εξετάζεται η απόκριση ενός μικρού νησιωτικού συστήματος που περιλαμβάνει μονάδες ΑΠΕ και σταθμό αποθήκευσης σε συνθήκες πολύ υψηλής συμμετοχής ΑΠΕ στο ισοζύγιο ισχύος.

Αρχικά, στο Κεφάλαιο 2 αναλύονται οι διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου των μετατροπέων ισχύος των συσσωρευτών, μέσω των οποίων ρυθμίζονται οι παρεχόμενες επικουρικές υπηρεσίες. Παρουσιάζονται οι αρχές ελέγχου σε λειτουργία “grid supporting current source”, αλλά και σε λειτουργικότητα διαμόρφωσης τάσης (“grid forming” ή “grid supporting voltage source”), με την τελευταία να επιτελείται συνήθως από τις σύγχρονες γεννήτριες.

Στη συνέχεια, στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο παρουσιάζεται το μικρό αυτόνομο δίκτυο που προσομοιώθηκε, το οποίο περιλαμβάνει 3 θερμικές μονάδες, 2 μονάδες συσσωρευτών, 1 ανεμογεννήτρια και 1 φωτοβολταϊκό πάρκο. Στο ίδιο κεφάλαιο παρουσιάζονται και τα δυναμικά μοντέλα των στοιχείων του δικτύου που χρησιμοποιήθηκαν.

Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, κυρίως σε περιπτώσεις απώλειας μονάδων. Οι διερευνήσεις γίνονται σε διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ και με τους μετατροπείς σε διάφορες στρατηγικές ελέγχου και παραμετροποιήσεις. Βασικό αντικείμενο εξέτασης αποτελεί ο διαμοιρασμός ενεργού και αέργου ισχύος μεταξύ των μονάδων, μέσω του ελέγχου στατισμού των μετατροπέων, κυρίως όταν αυτοί διαμορφώνουν την τάση του δικτύου. Επιπλέον, εξετάζεται η συνεργασία με τις σύγχρονες γεννήτριες, αλλά και κατά πόσο αυτές μπορούν να αντικατασταθούν πλήρως από τους σταθμούς αποθήκευσης, χωρίς λειτουργικά προβλήματα. Οι διερευνήσεις αναδεικνύουν τη λειτουργία των δύο μονάδων αποθήκευσης σε “grid supporting voltage source” ως την προτιμότερη, λόγω του αποτελεσματικού ισομοιρασμού ισχύος μεταξύ τους, της άμεσης απόκρισης του ελέγχου και της αποτελεσματικής αντιμετώπισης συμβάντος απώλειας μίας εκ των δύο μονάδων.

Τέλος, στο 5<sup>ο</sup> κεφάλαιο συνοψίζονται τα βασικά συμπεράσματα της εργασίας και περιγράφονται πιθανές μελλοντικές προεκτάσεις.

## Λέξεις κλειδιά

Αυτόνομο δίκτυο, μη διασυνδεδεμένα νησιά, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες, μονάδες συνδεδεμένες με μετατροπείς, έλεγχος μετατροπέα, διαμόρφωση δικτύου, αδράνεια, εφεδρεία, έλεγχος στατισμού



## Abstract

The presence of energy storage is considered essential, in order to achieve high levels of RES share in the energy mix, without compromising the system security, especially in island grids. In this thesis, the response of a small island system, including RES and storage units is investigated under high-RES share levels.

Firstly, in Chapter 2 different control strategies implemented in the power converters of the batteries are analyzed. These schemes directly affect the auxiliary services provided by such units. This chapter describes the, so-called, “grid supporting current source” operating mode, as well as voltage forming modes (“grid forming” or “grid supporting voltage source” modes), with the latter being usually performed by synchronous generators.

The simulated small autonomous grid is presented in Chapter 3, consisting of 3 thermal units, 2 battery units, 1 wind turbine and 1 photovoltaic park. The dynamic models of all grid components used for the simulations are also presented in this chapter.

In Chapter 4 the simulation results are presented, mostly studying the system response in case of a sudden power unit loss. Different RES penetration levels, converter control strategies and parameterization are examined. One key aspect of the thesis is studying the active and reactive power sharing amongst units, through converter droop control, mainly when they operate in a grid supporting voltage source mode. In addition, the converters-generators cooperation is investigated, as well as whether the island system can operate effectively without any thermal unit. The study suggests that operating both storage units in “grid supporting voltage source” mode is the most favorable, due to efficient power sharing, fast response and the capability to manage effectively the sudden loss of a storage unit.

Finally, in Chapter 5 the main conclusions of the thesis are summarized, along with possible future extension of this work.

## Keywords

Autonomous grid, non-interconnected islands, renewable energy sources, battery energy storage system (BESS), inverter-based resources (IBR), converter control, grid forming, inertia, reserve, droop control





## Ευχαριστίες

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω τους ανθρώπους που ήταν δίπλα μου κατά την εκπόνηση της εργασίας, αλλά και κατά τη διάρκεια των σπουδών μου.

Αρχικά, θέλω να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα της διπλωματικής εργασίας, τον Καθηγητή ΕΜΠ κ. Σταύρο Παπαθανασίου που με εμπιστεύτηκε, δίνοντάς μου τη δυνατότητα να μελετήσω ένα ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα. Ήταν πάντα προσιτός, οι παρεμβάσεις του ήταν κομβικές και με τις υποδείξεις του βοήθησε ουσιαστικά στην πρόοδο της διπλωματικής εργασίας.

Επίσης, θέλω να ευχαριστήσω θερμά τον Υποψήφιο Διδάκτορα ΕΜΠ κ. Απόστολο Παπακωνσταντίνου για την άψογη συνεργασία που είχαμε κατά την εκπόνηση της εργασίας. Ήταν πάντα διαθέσιμος και πρόθυμος να βοηθήσει και με την επιμονή του υποστήριξε στο μέγιστο την περάτωση της εργασίας.

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, τον πατέρα μου Χρήστο, τη μητέρα μου Καίτη και την αδερφή μου Ανθή για την αγάπη και την υποστήριξη που μου δείχνουν. Μου έδωσαν τη δυνατότητα να σπουδάσω στη σχολή της επιλογής μου και ήταν πάντα εκεί για εμένα.

Τέλος, θέλω να ευχαριστήσω τους φίλους μου που ήταν κοντά μου καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου, ειδικά τα μέλη του «Παραδοσιακού», για την αμέριστη συμπαράσταση τους και τις όμορφες στιγμές που περάσαμε μαζί.

Σπύρος Μπόσμης,

Ιούλιος 2022



# Περιεχόμενα

Περίληψη	5
Abstract	7
Ευχαριστίες	9
Περιεχόμενα	11
1 Εισαγωγή	15
1.1 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	15
1.2 Αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και ΑΠΕ	16
1.3 Μη διασυνδεδεμένα νησιά – Απανθρακοποίηση	17
1.3.1 Η περίπτωση του Αγίου Ευστρατίου	18
1.3.2 Η νήσος Suðuroy (Νησιά Φερόε)	18
1.4 Αποθήκευση ενέργειας	19
1.4.1 Σταθμοί αποθήκευσης με μπαταρίες (Battery energy storage systems – BESS)	19
1.4.2 Υβριδικοί σταθμοί ΑΠΕ με αποθήκευση (Hybrid energy storage systems – HESS)	20
1.5 Δίκτυο διαμορφούμενο από μετατροπείς (inverter – based grid)	20
1.6 Σκοπός της εργασίας	21
2 Έλεγχος του μετατροπέα	23
2.1 Επίπεδα ρύθμισης συχνότητας και τάσης	23
2.1.1 Πρωτεύουσα Ρύθμιση	23
2.1.2 Δευτερεύουσα Ρύθμιση	25
2.2 Μέθοδοι ελέγχου μετατροπέα	26
2.3 Ρόλοι σταθμών με μετατροπείς	26
2.3.1 Μετατροπείς grid following	26
2.3.2 Μετατροπείς grid forming	30
2.3.3 Μετατροπείς grid supporting	32
2.4 Phase locked loop (PLL)	37
2.5 Εικονική σύνθετη αντίσταση εξόδου μετατροπέα (virtual impedance)	37
2.5.1 Εικονική σύνθετη αντίσταση μετατροπέα σε ωμικά δίκτυα	37
2.6 Ασυμμετρίες συστήματος	40
3 Μοντέλα προσομοίωσης	41
3.1 Τοπολογίας συστήματος	41
3.2 Μοντέλο μπαταρίας	43
3.3 Μοντέλο Μετατροπέα σταθμού μπαταριών	44
3.3.1 Διακοπτικό Μοντέλο μετατροπέα	45

3.3.2	Phasor μοντέλο μετατροπέα .....	45
3.4	Μοντέλο Θερμικού Σταθμού παραγωγής.....	48
3.4.1	Σύγχρονη γεννήτρια .....	48
3.4.2	Ρύθμιση ενεργού ισχύος – συχνότητας .....	50
3.4.3	Ρύθμιση αέργου ισχύος – τάσης.....	50
3.5	Μοντέλο Ανεμογεννήτριας .....	51
3.5.1	Μοντέλο δρομέα και σύγχρονης γεννήτριας.....	51
3.5.2	Μοντέλο και έλεγχος μετατροπέα πλευράς μηχανής (MSC).....	52
3.5.3	Μοντέλο και έλεγχος μετατροπέα πλευράς δικτύου (GSC) και DC link .....	53
3.6	Μοντέλο Φωτοβολταϊκού .....	53
3.6.1	Φωτοβολταϊκά πλαίσια (PV arrays) .....	54
3.6.2	Μετατροπέας DC/DC.....	56
3.7	Μοντέλο Δευτερεύουσας ρύθμισης .....	56
3.7.1	Δευτερεύουσα Ρύθμιση συχνότητας - ενεργού ισχύος.....	56
3.7.2	Δευτερεύουσα Ρύθμιση τάσης - αέργου ισχύος.....	57
3.8	Φορτία και Τηλεθέρμανση.....	58
3.9	Μετασηματιστές ισχύος .....	58
4	Αποτελέσματα .....	61
4.1	Μέση διείσδυση ΑΠΕ .....	63
4.1.1	Διαφορετικές λειτουργίες BESS .....	63
4.1.2	Επικουρικές υπηρεσίες BESS (CS) .....	67
4.1.3	Μελέτη διαφορετικών στατισμών ενεργού ισχύος – συχνότητας (λειτουργία grid supporting CS) .....	70
4.1.4	Μελέτη διαφορετικών στατισμών ενεργού ισχύος – συχνότητας (λειτουργία grid supporting VS) .....	71
4.1.5	Μελέτη διαφορετικών στατισμών αέργου ισχύος – τάσης .....	74
4.1.6	Μελέτη διαφορετικών περιοριστών κλίσης συχνότητας.....	75
4.2	Υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.....	78
4.2.1	Διαφορετικές λειτουργίες BESS .....	78
4.2.2	Μελέτη διαφορετικών στατισμών ενεργού ισχύος – συχνότητας .....	81
4.2.3	Μελέτη διαφορετικών στατισμών αέργου ισχύος – τάσης.....	82
4.2.4	Μελέτη διαφορετικών περιοριστών κλίσης συχνότητας (συνθήκες υψηλή διείσδυσης ΑΠΕ).....	83
4.2.5	Απότομη έξοδος γεννήτριας .....	84
4.3	Λειτουργία μόνο με ΑΠΕ .....	85
4.3.1	Μελέτη διαφορετικών στατισμών ενεργού ισχύος – συχνότητας .....	85

4.3.2	Μελέτη διαφορετικών στατισμών αέργου ισχύος – τάσης.....	87
4.3.3	Μελέτη διαφορετικών περιοριστών κλίσης συχνότητας.....	87
4.3.4	Έξοδος ενός BESS – Αλλαγή λειτουργίας .....	89
4.3.5	Παράλληλη λειτουργία grid forming - Σταθμοί σε διαφορετικές θέσεις .....	91
4.3.6	Παράλληλη λειτουργία grid forming - Μετατροπείς με διαφορετική ονομαστική ισχύ.....	95
4.4	Σύγκριση διαφορετικών επιπέδων διείσδυσης .....	98
4.5	Διακοπτικό μοντέλο – Μονοφασικό βραχυκύκλωμα .....	100
5	Συμπεράσματα & μελλοντικές επεκτάσεις .....	103
5.1	Συμπεράσματα .....	103
5.2	Μελλοντικές προεκτάσεις .....	105
Παράρτημα	.....	107
	Ορισμός του Space-phasor.....	107
	Μαθηματικοί Μετασχηματισμοί .....	109
	Μετασχηματισμός Clarke (αβ0) .....	109
	Μετασχηματισμός Park (dq0) .....	110
Βιβλιογραφία	.....	113



# 1 Εισαγωγή

## 1.1 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Οι Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνεχώς καταλαμβάνουν μεγαλύτερο μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάγκη μείωσης εκπομπών CO<sub>2</sub> και η προσπάθεια απεξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα για οικονομικούς λόγους αλλά και λόγους επάρκειας έχει στρέψει την ηλεκτροπαραγωγή σε άλλες πρωτογενείς πηγές όπως το νερό, ο ήλιος, ο άνεμος, η βιομάζα ή η γεωθερμία. Έτσι εκτός από τους υπάρχοντες υδροηλεκτρικούς σταθμούς, αναπτύσσονται αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκοί σταθμοί, σταθμοί βιομάζας/βιοαερίου, κ.ά. για να αξιοποιήσουν τις παραπάνω πηγές για παραγωγή ενέργειας και να αντικαταστήσουν τις θερμικές μονάδες που καταναλώνουν ορυκτά καύσιμα (φυσικό αέριο, λιγνίτης, πετρέλαιο).

Για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής η Ευρωπαϊκή Ένωση θέτει μέτρα στα κράτη μέλη της μέσω του πακέτου Fit for 55. Τα μέτρα αυτά στοχεύουν μεταξύ άλλων σε 40% κάλυψη της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αύξηση της ενεργειακής απόδοσης σε ποσοστό 36% στην τελική κατανάλωση και 39% στην πρωτογενή κατανάλωση ενέργειας έως το 2030. Υπολογίζεται ότι το συγκεκριμένο πακέτο μέτρων θα μειώσει τις εκπομπές CO<sub>2</sub> κατά τουλάχιστον 55% σε σχέση με το 2005 έως το 2030 [1].

Η ανάπτυξη πολλών μονάδων ΑΠΕ είναι κομβική για την «πράσινη ενεργειακή μετάβαση», ωστόσο μεγάλα ποσοστά διείσδυσης δεν είναι εύκολο να επιτευχθούν. Δημιουργούνται νέες προκλήσεις και νέα ζητήματα που αλλάζουν ριζικά το σύστημα ηλεκτροδότησης καθώς η παραγωγή πλέον γίνεται αποκεντρωμένη και αυτό δημιουργεί ανάγκες ανάπτυξης νέων συστημάτων εποπτείας, ελέγχου και προστασίας του δικτύου, με τους διαχειριστές διανομής να πρέπει να αναλάβουν πιο κεντρικό ρόλο στη διαχείριση των ενεργειακών πόρων. Ακόμα, για τη σύνδεση νέων έργων ΑΠΕ απαιτούνται αναβαθμίσεις του δικτύου, οι οποίες δεν είναι πάντα εφικτές.

Ένα θεμελιώδες πρόβλημα της εκτεταμένης ανάπτυξης σταθμών ΑΠΕ είναι η στοχαστικότητα που διέπει τη διαθεσιμότητα της πρωτογενούς πηγής ενέργειας. Ακόμη και σύγχρονα συστήματα πρόβλεψης έχουν μη αμελητέα σφάλματα, ειδικά για προ-ημερήσιες προβλέψεις και για ηλεκτροπαραγωγή αιολικών πάρκων (σε σχέση με Φ/Β σταθμούς).

Το πρόβλημα της στοχαστικότητας περιορίζεται μερικώς με γεωγραφική διασπορά των σταθμών ΑΠΕ, αλλά και με εγκατάσταση σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως

αναφέρεται στην Ενότητα 1.4. Η δυνατότητα γεωγραφικής διασποράς σταθμών ΑΠΕ, αλλά και η ανάπτυξη μεγάλης χωρητικότητας αποθηκευτικών σταθμών (π.χ. αντλησιοταμίευσης) είναι πολύ περιορισμένη σε μικρά αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, γεγονός που αυξάνει τις δυσκολίες ανάπτυξης σταθμών ΑΠΕ σε τέτοια συστήματα.

### 1.2 Αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και ΑΠΕ

Τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας ανέκαθεν αποτελούσαν μία πρόκληση για τους διαχειριστές και τους φορείς ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) χαρακτηρίζεται ως απομονωμένο ή αυτόνομο όταν δε συνδέεται σε ένα ισχυρό διασυνδεδεμένο σύστημα.

Ένας όρος που αναφέρεται συχνά στη βιβλιογραφία και μπορεί να συγχέεται με τα αυτόνομα δίκτυα είναι αυτός του μικροδικτύου (microgrid) [2],[3]. Μικροδίκτυο ονομάζεται ένα σχετικά μικρής ισχύος σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που διασυνδέεται με κάποιο μεγαλύτερο, αλλά μπορεί να λειτουργεί και αυτόνομα (με τοπική ηλεκτροπαραγωγή). Εκτός δηλαδή από τη διασυνδεδεμένη λειτουργία (grid connected mode) έχει την τεχνική δυνατότητα να λειτουργεί και ως νησίδα (islanded mode), μέσω ρύθμισης από τις πλήρως ελεγχόμενες μονάδες της τάσης και της συχνότητας. Η συμπεριφορά του μικροδικτύου σε λειτουργία νησιδάς είναι ίδια με αυτή ενός αυτόνομου δικτύου, με μόνη διαφορά την απουσία ελέγχου επανασύνδεσης. Στα αυτόνομα δίκτυα η αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ οδηγεί και σε διάφορες τεχνικές προκλήσεις όπως η αύξηση αναγκών εφεδρείας και η μείωση της αδράνειάς τους.

Η ανάγκη για εφεδρείες είναι ιδιαίτερα κομβική καθώς αφενός τα σφάλματα πρόβλεψης είναι μεγαλύτερα σε μικρά αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα (π.χ. μη διασυνδεδεμένα νησιά) και αφετέρου η συγκέντρωση μονάδων ΑΠΕ σε μία θέση καθιστά το σύστημα ευάλωτο σε μία ξαφνική απώλειά τους αν συμβεί κάποιο σφάλμα (π.χ. απώλεια διασυνδετικής γραμμής σταθμών ΑΠΕ).

Ένα εξίσου σημαντικό ζήτημα που προκύπτει από την ανάπτυξη σταθμών ΑΠΕ σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα είναι η μείωση της αδράνειας. Οι σύγχρονες γεννήτριες που συνδέονται απ' ευθείας στο δίκτυο προσδίδουν αδράνεια στο σύστημα (λόγω στρεφόμενων μαζών στον άξονα), η οποία καθιστά πιο ανθεκτική την απόκριση συχνότητας σε απότομες διαταραχές του ενεργειακού ισοζυγίου. Οποιοσδήποτε διαφοροποιήσεις μεταξύ παραγωγής και ζήτησης προκύπτουν, καλύπτονται άμεσα από την κινητική ενέργεια των στρεφόμενων μαζών μηχανών που συνδέονται απ' ευθείας στο δίκτυο [4], [5]. Μικρού και μεσαίου μεγέθους αυτόνομα συστήματα έχουν λίγες γεννήτριες ενταγμένες τις περισσότερες ώρες του έτους, οι οποίες συνήθως καταναλώνουν πετρέλαιο (βαρύ: μαζούτ ή ελαφρύ: diesel). Η



συνολική αδράνεια των μονάδων αυτών είναι πολλές τάξεις μεγέθους χαμηλότερη από αυτή ενός ισχυρού διασυνδεδεμένου συστήματος που περιλαμβάνει λιγνιτικές μονάδες, μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες, μονάδες συνδυασμένου κύκλου φυσικού αερίου, πυρηνικές μονάδες, κ.ά. Η αύξηση της διείσδυσης σταθμών ΑΠΕ, οι οποίοι συνδέονται κατά κύριο λόγο μέσω ηλεκτρονικών ισχύος στο δίκτυο, οδηγεί σε αντικατάσταση κάποιων συμβατικών γεννητριών σε αρκετές ώρες εντός ενός έτους. Οι εν λόγω μονάδες ΑΠΕ δεν παρέχουν αδράνεια στο σύστημα, συνεπώς αυτό οδηγεί σε μείωση της αδράνειας, καθιστώντας το δίκτυο πιο ευάλωτο σε διαταραχές του ισοζυγίου ισχύος.

### 1.3 Μη διασυνδεδεμένα νησιά – Απανθρακοποίηση

Το πιο χαρακτηριστικό παράδειγμα αυτόνομων δικτύων είναι τα μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ). Η Ελλάδα είναι από τις χώρες με τα περισσότερα κατοικημένα νησιά παγκοσμίως (περίπου 227) [6]. Μερικά εξ αυτών ηλεκτροδοτούνται από μονάδες που καταναλώνουν ελαφρύ ή βαρύ πετρέλαιο. Τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα της Ελλάδας σήμερα είναι 28, με μέρος αυτών να αποτελούνται από συμπλέγματα νησιών που διασυνδέονται μεταξύ τους με υποβρύχια καλώδια μέσης τάσης (π.χ. σύστημα Κω-Καλύμνου). Μολονότι τα ελληνικά νησιά είναι κατάλληλα για εγκατάσταση ΑΠΕ, λόγω υψηλού ηλιακού και αιολικού δυναμικού, η επίτευξη υψηλών ποσοστών διείσδυσης ΑΠΕ δεν είναι δύσκολα εφικτή. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι το υψηλότερο επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ που έχει παρατηρηθεί στα ελληνικά μη διασυνδεδεμένα νησιά κυμαίνεται στο ≈25% [7].

Ένας παράγοντας που περιορίζει τη διείσδυση των ΑΠΕ στα ΜΔΝ είναι ότι οι νηζελογεννήτριες έχουν τεχνικό ελάχιστο όριο λειτουργίας. Δηλαδή δεν έχουν την τεχνική δυνατότητα να λειτουργήσουν κάτω από ένα επίπεδο ισχύος (π.χ. 50% της ονομαστικής), καθώς δημιουργούνται προβλήματα στη λειτουργία τους, όπως αύξηση ρύπων, βλαβών και κόστους λειτουργίας και συντήρησης. Επιπλέον αυτού, υπάρχει και ο δυναμικός περιορισμός, που καθορίζει ένα ελάχιστο επίπεδο ανοδικής πρωτεύουσας εφεδρείας των ενταγμένων γεννητριών, ώστε να μπορέσουν να διαχειριστούν το έλλειμμα ισχύος που θα προκαλούνταν από απώλεια ενός μέρους της παραγωγής σταθμών ΑΠΕ (π.χ. λόγω σφάλματος σε μία γραμμή διανομής). Τέλος, οι ελάχιστοι χρόνοι που πρέπει να βρίσκονται εντός και εκτός λειτουργίας οι γεννήτριες συμβάλλουν μερικώς στον περιορισμό της παραγωγής ΑΠΕ [8], [9].

Σημαντικός λόγος που περιορίζει την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα είναι η στοχαστικότητα παραγωγής τους και η αδυναμία πλήρους ελεγχιμότητας της παραγωγής τους, τα οποία περιορίζουν σε μεγάλο βαθμό τη δυνατότητά τους για

συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας (παροχή εφεδρειών). Εκτός από τις θερμικές μονάδες συμβολή στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος των ΜΔΝ μπορούν να έχουν οι διασυνδέσεις με το ηπειρωτικό σύστημα και οι σταθμοί αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (Energy Storage Systems – ESS).

Στην Ελλάδα οι υφιστάμενες διασυνδέσεις μεταξύ νησιών γίνονται μέσω υποβρυχίων καλωδίων εναλλασσόμενου ρεύματος, λόγω μικρών αποστάσεων που δεν δικαιολογούν τη χρήση HVDC. Με βάση το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης στους ΕΣΜΗΕ, έως το 2030 η πλειοψηφία των Ελληνικών νησιών θα ηλεκτροδοτείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα, μέσω υποβρυχίων διασυνδέσεων, με μία από τις σημαντικότερες την HVDC γραμμή σύνδεσης Αττικής - Κρήτης [10]. Ωστόσο θα υπάρξουν ελάχιστα νησιά, τα οποία θα συνεχίσουν να λειτουργούν αυτόνομα, επειδή δεν είναι οικονομικά συμφέρουσα η διασύνδεσή τους. Σε τέτοια νησιά όπως ο Άγιος Ευστράτιος θα εγκατασταθούν σταθμοί ΑΠΕ σε συνδυασμό με Σταθμούς Αποθήκευσης με Μπαταρίες (Battery Energy Storage Systems – BESS), ώστε να καταστεί εφικτή η απανθρακοποίησή τους [11]. Στην Ικαρία ήδη λειτουργεί σταθμός αποθήκευσης με αντιστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο (αντλησιοταμίευση) [12].

### 1.3.1 Η περίπτωση του Αγίου Ευστρατίου

Η νήσος Άγιος Ευστράτιος της περιφερειακής ενότητας Λήμνου είναι ένα από τα Ελληνικά νησιά που δεν πρόκειται να συνδεθούν στο ηπειρωτικό δίκτυο. Το νησί έχει περίπου 200 κατοίκους στον ομώνυμο οικισμό και απέχει από τη Λήμνο 18 ναυτικά μίλια με την αιχμή του φορτίου να μην ξεπερνά τα 350kW. Ενώ για τη Λήμνο έχει σχεδιαστεί διασύνδεση με τη Λέσβο και την Καβάλα [10], η απόσταση και το φορτίο του Αγίου Ευστρατίου δεν δικαιολογούν διασύνδεση.

Στην τωρινή κατάσταση η ηλεκτροδότηση του νησιού γίνεται με θερμικό σταθμό παραγωγής με γεννήτριες Diesel συνολικής ισχύος 840kW. Ο στόχος είναι το νησί να γίνει «πράσινο», γι' αυτό και θα εγκατασταθούν ανεμογεννήτριες  $\approx 900\text{kW}$  και φωτοβολταϊκά 150-250kW (συνολικά  $\approx 1\text{MW}$ ), σταθμός αποθήκευσης με μπαταρίες (BESS) συνολικής ισχύος 1MW και χωρητικότητας 2.5MWh και σύστημα τηλεθέρμανσης με ηλεκτρικούς λέβητες ισχύος 800kW [11].

### 1.3.2 Η νήσος Suðuroy (Νησιά Φερόε)

Η νήσος Suðuroy είναι το νοτιότερο και 4ο μεγαλύτερο νησί και αποτελεί ένα από τα 7 αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των Νησιών Φερόε. Η ηλεκτροπαραγωγή του νησιού το 2020 ήταν 35GWh (9% της παραγωγής των Νήσων Φερόε) με το 85% αυτής να προέρχεται

από θερμικές μονάδες που καταναλώνουν μαζούτ, 11.5% από υδροηλεκτρικά, 3% από αιολικά και 0.5% από φωτοβολταϊκά.

Ο στόχος για το 2030 είναι το 100% της ηλεκτροπαραγωγής του νησιού να προέρχεται από ΑΠΕ και για την επίτευξη του στόχου σχεδιάζεται η εγκατάσταση αιολικών πάρκων, σταθμού αποθήκευσης, φωτοβολταϊκών σταθμών, αλλά και μία υποβρύχια διασύνδεση με παραπλήσιο νησιωτικό δίκτυο [13].

#### 1.4 Αποθήκευση ενέργειας

Λύση στα προαναφερθέντα προβλήματα που δημιουργεί η μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ είναι η αποθήκευση ενέργειας. Τα οφέλη της αποθήκευσης ενέργειας είναι πολλά, ιδιαίτερα στα αυτόνομα δίκτυα. Μέσω των σταθμών αποθήκευσης η πλεονάζουσα ενέργεια των ΑΠΕ αποθηκεύεται και εγχέεται στους καταναλωτές όταν υπάρχει ζήτηση, εξομαλύνοντας την καμπύλη φορτίου. Παράλληλα δημιουργούνται εφεδρείες που καλύπτουν σφάλματα πρόβλεψης ή έκτακτες ανάγκες.

Μια πολύ σημαντική δυνατότητα των σταθμών αποθήκευσης για τα αυτόνομα συστήματα είναι η διαμόρφωση της τάσης του δικτύου. Οι σταθμοί αυτοί μπορούν να υποστηρίξουν μετατροπείς σε λειτουργία grid forming οι οποίοι αναλαμβάνουν το ρόλο των γεννητριών και δημιουργούν τάση σε ένα δίκτυο μέσω του ελέγχου τους. Επιπλέον, μπορούν να προσφέρουν και επικουρικές υπηρεσίες όπως πρωτεύουσα ή δευτερεύουσα ρύθμιση ή αδράνεια.

Στην πράξη χρησιμοποιούνται πολλοί διαφορετικοί τρόποι αποθήκευσης ενέργειας. Στη βιβλιογραφία αναφέρονται ηλεκτροχημικοί τρόποι όπως μπαταρίες μόλυβδου – οξέος (Lead – acid) ή νικελίου – καδμίου (Ni – Cd), μηχανικές μέθοδοι όπως αντλησιοταμίευση ή σφόνδυλοι (flywheels), θερμικές μέθοδοι όπως τηγμένα άλατα (κυρίως σε ηλιοθερμικούς σταθμούς), χημικοί τρόποι όπως κυψέλες υδρογόνου, ηλεκτρικοί ή μαγνητικοί τρόποι όπως υπερπυκνωτές ή υπεραγωγίμα πηνία κ.α. Η πλέον αναπτυσσόμενη τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα είναι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου.

##### 1.4.1 Σταθμοί αποθήκευσης με μπαταρίες (Battery energy storage systems – BESS)

Οι Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου (Lithium Ion Battery) αποτελούν τη συνηθέστερη τεχνολογία μπαταρίας που χρησιμοποιείται σε σταθμούς αποθήκευσης. Ένας τέτοιος σταθμός αποτελείται από πολλές συστοιχίες μπαταριών (cells), οι οποίες με κατάλληλη συνδεσμολογία παρέχουν τα επιθυμητά χαρακτηριστικά τάσης, ρεύματος, ισχύος και χωρητικότητας. Οι μπαταρίες λειτουργούν με συνεχή τάση και παρέχουν συνεχές ρεύμα οπότε συνδέονται σε 3Φ εναλλασσόμενο δίκτυο μέσω ενός ή περισσότερων 3Φ

μετατροπέων ισχύος. Παράλληλα για τη σύνδεση του σταθμού στο απαιτούμενο επίπεδο τάσης χρησιμοποιούνται μετασχηματιστές ανύψωσης. Επιπλέον της τοπολογίας που χρησιμοποιεί μόνο μπαταρίες, υπάρχουν και διατάξεις που ενσωματώνουν πυκνωτές μεγάλης χωρητικότητας εντός τους σταθμού, ώστε να επεκταθεί η διάρκεια ζωής των μπαταριών, αναλαμβάνοντας τα γρήγορα μεταβατικά [14], [15]. Στη βιβλιογραφία υπάρχει πληθώρα άλλων εναλλακτικών διατάξεων, π.χ. στην αναφορά [16] παρουσιάζεται σταθμός συσσωρευτών με χρήση υπεραγωγίων πηνίων αντί του πυκνωτή. Τέτοιοι σταθμοί έχουν τη δυνατότητα να προσφέρουν αδρανειακή απόκριση και πρωτεύουσα ρύθμιση στο ηλεκτρικό σύστημα, ελαχιστοποιώντας την καταπόνηση των μπαταριών.

### 1.4.2 Υβριδικοί σταθμοί ΑΠΕ με αποθήκευση (Hybrid energy storage systems – HESS)

Ένα από τα οφέλη της εγκατάστασης αποθηκευτικών σταθμών στα ηλεκτρικά δίκτυα είναι η εξισορρόπηση της στοχαστικότητας της παραγωγής σταθμών ΑΠΕ που επιτυγχάνεται. Έτσι πολλές φορές γίνεται συνδυασμός των παραπάνω στους ίδιους σταθμούς δημιουργώντας έτσι τους λεγόμενους υβριδικούς σταθμούς ΑΠΕ - Αποθήκευσης [17]. Τα αποθηκευτικά μέσα απορροφούν τις διακυμάνσεις της ισχύος των ΑΠΕ και μπορούν να παρέχουν ισχύ εξόδου καλύτερης ποιότητας. Επιπλέον, είναι δυνατή η συμμετοχή των ΑΠΕ σε αγορές ενέργειας με κέρδος λόγω arbitrage τιμών.

### 1.5 Δίκτυο διαμορφούμενο από μετατροπείς (inverter – based grid)

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, ο μετασχηματισμός του δικτύου ηλεκτροδότησης θα περιλαμβάνει κυρίως μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης που θα συνδέονται μέσω ηλεκτρονικών ισχύος, με τη λειτουργία θερμικών μονάδων να περιορίζεται στο ελάχιστο τις περισσότερες ώρες του έτους και των υδροηλεκτρικών σε ώρες υψηλών τιμών αγοράς. Ειδικά στα μικρά νησιά στα οποία οι μόνες σύγχρονες γεννήτριες είναι αυτές των πετρελαϊκών μονάδων, θα υπάρχουν περίοδοι που δεν θα λειτουργούν καθόλου σύγχρονες γεννήτριες, οπότε το δίκτυο θα διαμορφώνεται πλήρως από μετατροπείς ισχύος (inverter – based).

Αυτή η κατάσταση είναι ιδιαίτερα απαιτητική καθώς απαιτείται από τους μετατροπείς ισχύος να διαμορφώσουν την τάση του δικτύου και παράλληλα να παρέχουν εφεδρείες. Επιπλέον, η απουσία στρεφόμενων μαζών σημαίνει απουσία φυσικής αδράνειας του συστήματος, ένα χαρακτηριστικό που ίσως να πρέπει να υποκαταστήσουν οι μετατροπείς μέσω του ελέγχου τους.

## 1.6 Σκοπός της εργασίας

Στόχος της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη δυναμικών φαινομένων σε ένα αυτόνομο ΣΗΕ που περιλαμβάνει ΑΠΕ και Σταθμό Αποθήκευσης με Μπαταρίες μέσω προσομοιώσεων στο περιβάλλον Matlab/Simulink της Mathworks. Το υπό μελέτη σύστημα έχει παρόμοια χαρακτηριστικά με το προαναφερθέν δίκτυο του Αγίου Ευστρατίου και τα φαινόμενα που εξετάζονται είναι της τάξης του δευτερολέπτου.

Εξετάζεται η λειτουργία σε διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ, μελετώντας παράλληλα διαφορετικά σχήματα ελέγχου των μετατροπέων σε συνθήκες διαταραχής του ισοζυγίου ισχύος, που μπορεί να προκύψουν, όπως απώλεια κάποιας μονάδας ή εκδήλωση σφάλματος.

Η δομή της εργασίας είναι η εξής: στο 2ο κεφάλαιο γίνεται ανάλυση των διαφορετικών σχημάτων ελέγχου του μετατροπέα και στις ιδιαιτερότητες που προκύπτουν σε αυτόνομα δίκτυα, στο 3ο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα μοντέλα μπαταρίας, μετατροπέα σταθμού αποθήκευσης, ανεμογεννήτριας, φωτοβολταϊκού και σύγχρονης γεννήτριας, μετασχηματιστών που χρησιμοποιήθηκαν, στο 4ο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα σενάρια των προσομοιώσεων και τα αποτελέσματα αυτών και στο 5ο κεφάλαιο συνοψίζονται τα αποτελέσματα και παρουσιάζονται πιθανές μελλοντικές επεκτάσεις.



## 2 Έλεγχος του μετατροπέα

Ο έλεγχος του μετατροπέα ισχύος είναι το βασικό αντικείμενο αυτής της εργασίας καθώς μέσω αυτού γίνεται η σύνδεση των μπαταριών αλλά και των ΑΠΕ στο δίκτυο. Παράλληλα, ο έλεγχος του μετατροπέα είτε βοηθά στη στήριξη τάσης και συχνότητας του δικτύου, βοηθώντας τις υπάρχουσες σύγχρονες γεννήτριες, είτε διαμορφώνει αποκλειστικά το δίκτυο (inverter based grid).

### 2.1 Επίπεδα ρύθμισης συχνότητας και τάσης

Για να γίνουν πιο εύκολα κατανοητοί οι διαφορετικοί ρόλοι των μετατροπέων στη λειτουργία του δικτύου είναι απαραίτητη η θέσπιση ιεραρχίας του ελέγχου σε επίπεδο δικτύου. Στα επίπεδα αυτά συμπεριλαμβάνονται η πρωτεύουσα, η δευτερεύουσα και η τριτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης [2], [3], [18].

#### 2.1.1 Πρωτεύουσα Ρύθμιση

Η πρωτεύουσα ρύθμιση είναι το πρώτο επίπεδο ελέγχου που συναντιέται στα απομονωμένα δίκτυα αλλά και στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Στόχος είναι η διασφάλιση της ομαλής λειτουργίας του συστήματος μέσω εξισορρόπησης της παραγωγής με την κατανάλωση. Η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας γίνεται συνεχώς με τοπικές μετρήσεις στις μονάδες οπότε δε χρειάζονται τηλεπικοινωνιακές ζεύξεις που προσδίδουν καθυστερήσεις. Ωστόσο, υπάρχουν και εναλλακτικές υλοποίησης πρωτεύουσας ρύθμισης που βασίζονται σε κεντρικό έλεγχο, οι οποίοι επιτυγχάνουν πιο ακριβή διαμοιρασμό ισχύος, καλύτερη μεταβατική απόκριση και περιορισμό κυκλικών ρευμάτων μεταξύ των μονάδων, αλλά απαιτούν ταχύτατες τηλεπικοινωνιακές ζεύξεις που αυξάνουν το συνολικό κόστος, προσδίδουν αναπόφευκτα περιορισμένης κλίμακας καθυστερήσεις στην πρωτεύουσα ρύθμιση και μειώνουν την αξιοπιστία παροχής της (συνθήκες βλαβών τηλεπικοινωνιακών συστημάτων) [19]. Στις σύγχρονες γεννήτριες η ρύθμιση συχνότητας γίνεται μέσω του ρυθμιστή στροφών και η ρύθμιση τάσης γίνεται μέσω του Αυτόματου Ρυθμιστή Τάσης (AVR) [4]. Στις μονάδες που συνδέονται με μετατροπείς στο δίκτυο αντίστοιχη συμπεριφορά μπορεί να επιτευχθεί μέσω του ελέγχου των μετατροπέων. Αρχικά στην πρωτεύουσα ρύθμιση συμμετείχαν μόνο μονάδες παραγωγής με σύγχρονες γεννήτριες, αλλά πλέον απαιτείται και από σταθμούς αποθήκευσης αλλά και από μονάδες ΑΠΕ.

Η πρωτεύουσα ρύθμιση υλοποιείται με έναν P-έλεγχο (έλεγχος με στατισμό – droop control) οπότε αφήνει ένα σφάλμα μόνιμης κατάστασης σε συχνότητα και πλάτος τάσης. Για να προκύπτει μικρό σφάλμα μόνιμης κατάστασης πλάτους τάσης επιλέγονται πολύ υψηλά

κέρδη για τους AVR των σύγχρονων γεννητριών [5]. Ο έλεγχος περιγράφεται από τις εξισώσεις ( 2.1.1 ) και ( 2.1.2 ):

$$P = P_{ref} - \frac{1}{m}(\omega - \omega_{ref}) \quad (2.1.1)$$

$$Q = Q_{ref} - \frac{1}{n}(E - E_{ref}) \quad (2.1.2)$$

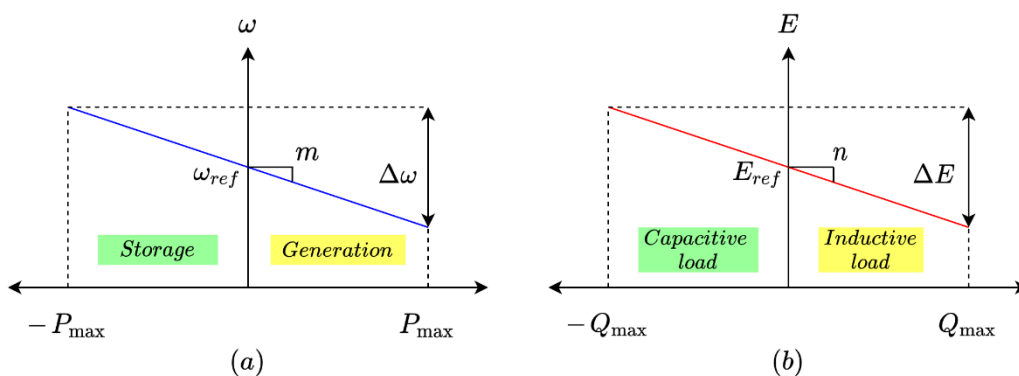
Όπου  $m$  και  $n$  οι συντελεστές στατισμού υπολογίζονται από τις σχέσεις ( 2.1.3 ) και ( 2.1.4 ):

$$m = \frac{\Delta\omega}{P_{max}} \quad (2.1.3)$$

$$n = \frac{\Delta E}{Q_{max}} \quad (2.1.4)$$

Οι συντελεστές στατισμού δείχνουν τη μεταβολή συχνότητας ή πλάτους τάσης που θα πρέπει να προκληθεί ώστε ο σταθμός να μεταβάλει την ισχύ του κατά  $P_{max}$  και  $Q_{max}$ . Αντίθετα όταν η συχνότητα ή το πλάτος της τάσης είναι στις τιμές αναφοράς (ονομαστικές) ο σταθμός δεν ανταλλάσσει ισχύ για πρωτεύουσα ρύθμιση και παραμένει φορτισμένος στο επίπεδο ισχύος που καθορίζεται από τη δευτερεύουσα ρύθμιση, ή την οικονομική κατανομή.

Στο Σχήμα 2.1-1 απεικονίζονται οι καμπύλες στατισμού για ένα σταθμό αποθήκευσης όπου  $\omega_{ref}$  και  $E_{ref}$  είναι οι τιμές συχνότητας και πλάτους τάσης για τους οποίους ο σταθμός λειτουργεί στο επίπεδο ισχύος που καθορίζεται από τη δευτερεύουσα ρύθμιση ή την οικονομική κατανομή (στο σχήμα θεωρείται μηδενική ισχύς αναφοράς).



Σχήμα 2.1-1: Σχηματική αναπαράσταση του droop control: (a) ρύθμιση ενεργού ισχύος – συχνότητας, (b) ρύθμιση αέργου ισχύος – πλάτους τάσης

Η καμπύλη στατισμού για μονάδες χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης είναι η καμπύλη του Σχήμα 2.1-1(a) για  $P > 0$ . Οι τυπικές τιμές στατισμού που επιλέγονται είναι συνήθως εντός του εύρους 1-10% [4].



Σημειώνεται ότι εκτός από τον κλασικό αναλογικό έλεγχο στατισμού στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί αρκετές εναλλακτικές υλοποιήσεις, για αποτελεσματικότερη ρύθμιση συχνότητας και καλύτερη μεταβατική συμπεριφορά. Μια επιπλέον επιλογή αποτελεί ο προσαρμοστικός έλεγχος στατισμού (adaptive droop control), ο οποίος επιτυγχάνει καλύτερο διαμοιρασμό της αέργου ισχύος με κατάλληλη ρύθμιση της τάσης αναφοράς κάθε μετατροπέα [20]. Με τη χρήση του προσαρμοστικού ελέγχου μειώνεται σημαντικά η επίδραση των ηλεκτρικών στοιχείων της γραμμής μεταξύ των παράλληλων σταθμών, προσφέροντας έτσι καλύτερο διαμοιρασμό ισχύος [21].

### 2.1.2 Δευτερεύουσα Ρύθμιση

Η δευτερεύουσα ρύθμιση ακολουθεί την πρωτεύουσα ρύθμιση με στόχο να επαναφέρει τη συχνότητα και την τάση στα ονομαστικά επίπεδα δηλαδή να μηδενίσει το σφάλμα μόνιμης κατάστασης που δημιουργείται. Η δευτερεύουσα ρύθμιση προκαλεί αλλαγή της ισχύος αναφοράς (set point) των μονάδων παραγωγής σε συνθήκες ισορροπίας του ΣΗΕ (ονομαστική συχνότητα/τάσης). Ο έλεγχος συνήθως γίνεται από ένα κεντρικό σημείο (Automatic Generation Control – AGC) και απαιτεί τηλεπικοινωνιακές ζεύξεις που μπορούν να προσδώσουν καθυστερήσεις. Το σήμα ελέγχου αποστέλλεται συνήθως κάθε λίγα δευτερόλεπτα.

Στο διασυνδεδεμένο δίκτυο η δευτερεύουσα ρύθμιση γίνεται αυτόματα μόνο στη συχνότητα, ενώ για την τάση, που είναι τοπική, κεντρική διαχείριση πραγματοποιείται κατά κύριο λόγο μέσω μη αυτόματων παρεμβάσεων στην άεργο ισχύ των μονάδων και σε στοιχεία αντιστάθμισης, όταν απαιτείται. Αντίθετα σε ένα μικρό απομονωμένο δίκτυο με μικρές γραμμές διανομής, πέρα της δευτερεύουσας ρύθμισης ενεργού ισχύος, μπορεί να υλοποιηθεί αντίστοιχος έλεγχος που να ρυθμίζει την τάση σε κάποιο συγκεκριμένο σημείο, λόγω των περιορισμένων ηλεκτρικών αποστάσεων.

Οι μονάδες του διασυνδεδεμένου συστήματος που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση είναι κατά κύριο λόγο οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής (θερμικοί, υδροηλεκτρικοί σταθμοί), με τους σταθμούς αποθήκευσης να καταλαμβάνουν μικρό μέρος της εγκατεστημένης ισχύος και τους σταθμούς ΑΠΕ να μην έχουν δυνατότητα παραγωγής κατά το δοκούν.

Σε μικροδίκτυα με δυνατότητα σύνδεσης στο κυρίως σύστημα η δευτερεύουσα ρύθμιση εξασφαλίζει τη δυνατότητα ζεύξης διαμορφώνοντας κατάλληλη τάση και συχνότητα στην πλευρά του μικροδικτύου.

### 2.2 Μέθοδοι ελέγχου μετατροπέα

Οι μετατροπείς πηγής τάσης (Voltage Source Converters - VSC) ελέγχονται είτε από τάση είτε από ρεύμα. Έλεγχος ρεύματος συναντάται σε όλους τους μετατροπείς και περιορίζει υψηλές τιμές ρευμάτων που μπορούν να καταστρέψουν τους ημιαγωγούς και άλλα στοιχεία του μετατροπέα. Παράλληλα ελέγχονται τα ποσά ισχύος που ανταλλάσσει ο μετατροπέας με το δίκτυο. Συνδυαστικά με τον έλεγχο ρεύματος μπορεί να προστεθεί και έλεγχος τάσης με σκοπό τη διαμόρφωση κατάλληλης τάσης στα άκρα του μετατροπέα μία λειτουργία που είναι εξαιρετικά χρήσιμη στα αυτόνομα συστήματα. Επιπλέον μέσω του ελέγχου του μετατροπέα μπορούν να περιοριστούν οι αρμονικές συνιστώσες τάσης και ρεύματος του δικτύου αλλά και να εξυπηρετηθούν ασύμμετρες καταστάσεις μέσω του ελέγχου αρνητικής ακολουθίας.

Στη βιβλιογραφία αναφέρονται διαφορετικές μέθοδοι ελέγχου για τους μετατροπείς ισχύος ανάλογα με την εφαρμογή τους. Τέτοιες μέθοδοι είναι ο κλασικός PID έλεγχος, ο Proportional Resonant (PR) έλεγχος, ο Predictive έλεγχος, ο Dead-beat έλεγχος, ο έλεγχος Υστέρησης, ο έλεγχος LQG/LQR, ο έλεγχος Sliding Mode Control (SMC), ο έλεγχος με Νευρωνικά Δίκτυα και αρκετοί ακόμη [2],[22].

Στην αναφορά [23] ο PID έλεγχος συνδυάζεται με τον Sliding Mode έλεγχο (SMC) σε grid forming μετατροπέα. Εκεί ο PID έλεγχος εφαρμόζεται στον εξωτερικό βρόχο τάσης ενώ ο SMC στον εσωτερικό βρόχο ρεύματος.

Παρ' όλ' αυτά ο πιο συνηθισμένος έλεγχος είναι ο κλασικός PID ο οποίος και θα χρησιμοποιηθεί στην παρούσα εργασία.

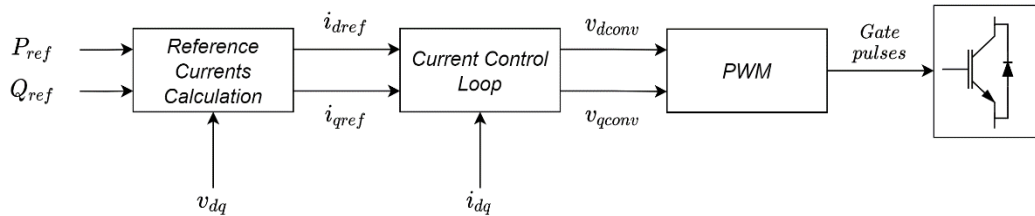
### 2.3 Ρόλοι σταθμών με μετατροπείς

Ανάλογα με τη λειτουργία και τον έλεγχό τους οι converters διακρίνονται σε grid following (ή grid feeding), σε grid forming και σε grid supporting που με τη σειρά τους διακρίνονται αυτούς που λειτουργούν ως πηγές τάσης και αυτούς που λειτουργούν ως πηγές ρεύματος [2],[22].

#### 2.3.1 Μετατροπείς grid following

Ο ρόλος των grid following (ή grid feeding) inverters είναι η σύνδεση μονάδων παραγωγής ή αποθήκευσης στο δίκτυο. Χρησιμοποιούνται για τη σύνδεση μονάδων συνεχούς τάσης (π.χ. φωτοβολταϊκά, μπαταρίες) ή για τη σύνδεση μονάδων με ελεγχόμενη συχνότητα, εν γένει διαφορετική από αυτή του δικτύου (π.χ. ανεμογεννήτριες, αντλίες μεταβλητών στροφών). Οι μετατροπείς αυτοί δε διαμορφώνουν συχνότητα (δεν παρέχουν υπηρεσίες black-start), και συναντώνται σε διασυνδεδεμένα συστήματα και σε αυτόνομα συστήματα, όπου

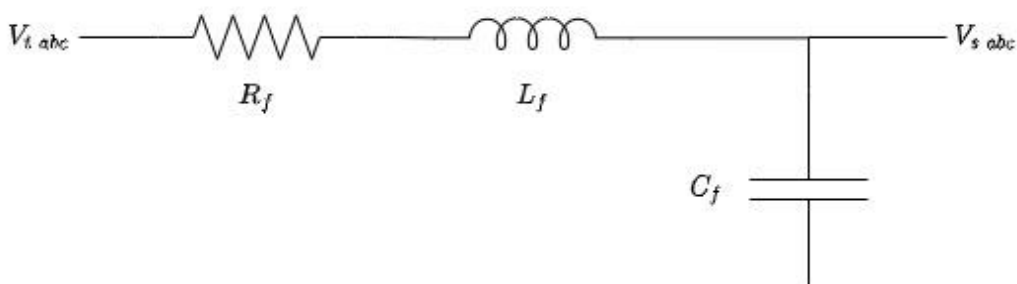
συνυπάρχουν με σύγχρονες γεννήτριες ή άλλους σταθμούς που διαμορφώνουν συχνότητα. Η ισχύς εξόδου τους σε σταθμούς ΑΠΕ καθορίζεται από την εκάστοτε διαθέσιμη παραγωγή, η οποία παρακολουθείται σε συνεχή χρόνο, μέσω κάποιου αλγόριθμου Maximum Power Point Tracking (MPPT). Η τοπολογία ενός grid following Inverter παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3-1.



Σχήμα 2.3-1: Τοπολογία grid following μετατροπέα

Ο βρόχος ελέγχου αποτελείται ένα block υπολογισμού των ρευμάτων αναφοράς βάσει της ζητούμενης ενεργού και αέργου ισχύος και τον έλεγχο ρεύματος από τον οποίο προκύπτουν τα σήματα αναφοράς για τη διαμόρφωση εύρους παλμών (PWM).

Ο inverter συνδέεται σε ένα φίλτρο (π.χ. LC όπως φαίνεται ενδεικτικά στο Σχήμα 2.3-2) για περιορισμό των αρμονικών ρεύματος εξόδου του. Αναλόγως της τοπολογίας του σταθμού, οι μετατροπείς συνδέονται ανά ομάδες ή ο καθένας διακριτά σε μετασχηματιστές ανύψωσης τάσης, ώστε να συνδεθούν στο δίκτυο (σημείο σύνδεσης δικτύου). Ο έλεγχος ρεύματος ρυθμίζει το ρεύμα εξόδου του μετατροπέα, δηλαδή το ρεύμα εισόδου του φίλτρου και όχι αυτό που διαρρέει τον μετασχηματιστή ( $i_{grid} = i_L - i_C$ ). Σε πραγματικές εγκαταστάσεις υπάρχει πληθώρα επιπλέον συστημάτων στο σχήμα σύνδεσης των σταθμών, όπως π.χ. μετρητικά όργανα και μετασχηματιστές τάσεως και ρεύματος για τις μετρήσεις των μεγεθών που δίνονται ως ανάδραση στους ελέγχους, διακόπτες προστασίας (circuit breakers), κ.ά. που για απλοποίηση δεν απεικονίζονται στα σχήματα.



Σχήμα 2.3-2: Φίλτρο LC

Ο PID έλεγχος σε ρεύμα και τάση γίνεται μετά από μετασχηματισμό των μεγεθών στο πλαίσιο dq (μετασχηματισμός Park). Είναι μία τεχνική που χρησιμοποιείται στην πλειοψηφία των περιπτώσεων καθώς τα μεγέθη dq είναι σταθερά, κάτι που διευκολύνει τον έλεγχο [24] (περισσότερα στοιχεία για τον μετασχηματισμό Park αναγράφονται στο Παράρτημα). Η ισχύς αναφοράς στο πλαίσιο dq δίνεται από τις σχέσεις ( 2.3.1 ) - ( 2.3.4 ):

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) (W) \quad (2.3.1)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_d i_q - v_q i_d) (VAR) \quad (2.3.2)$$

Ή στο ανά μονάδα σύστημα:

$$P = v_d i_d + v_q i_q \quad (2.3.3)$$

$$Q = v_d i_q - v_q i_d \quad (2.3.4)$$

Με βάση την ισχύ αναφοράς και τη μετρούμενη τάση, προκύπτουν τα ρεύματα αναφοράς μέσω των σχέσεων ( 2.3.5 ) και ( 2.3.6 ):

$$i_{d \text{ ref}} = \frac{P_{\text{ref}} v_d + Q_{\text{ref}} v_q}{v_d^2 + v_q^2} \quad (2.3.5)$$

$$i_{q \text{ ref}} = \frac{P_{\text{ref}} v_q - Q_{\text{ref}} v_d}{v_d^2 + v_q^2} \quad (2.3.6)$$

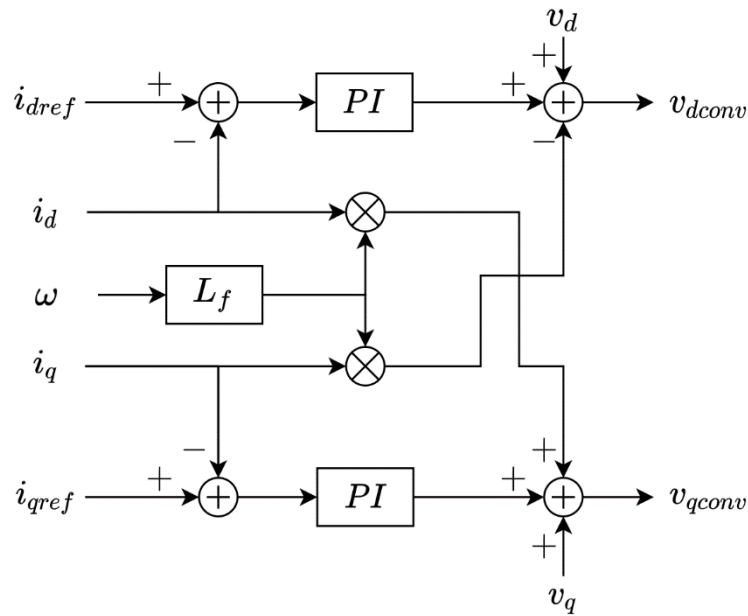
Ο βρόχος ελέγχου του ρεύματος παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3-3 από το οποίο προκύπτει ότι:

$$v_{d \text{ conv}} = (i_{d \text{ ref}} - i_d) \left( k_p + \frac{k_i}{s} \right) - i_q \omega L_f + v_d \quad (2.3.7)$$

$$v_{q \text{ conv}} = (i_{q \text{ ref}} - i_q) \left( k_p + \frac{k_i}{s} \right) + i_d \omega L_f + v_q \quad (2.3.8)$$

Ο έλεγχος ρεύματος γίνεται σε χρονικές σταθερές των λίγων msec. Οι όροι  $-i_q \omega L_f$  και  $+i_d \omega L_f$  αποσυμπλέκουν τις συνιστώσες των αξόνων d και q, δηλαδή καθιστούν σε μεγάλο βαθμό ανεξάρτητο τον έλεγχο της συνιστώσας  $i_d$ , η οποία σχετίζεται με τη ρύθμιση ενεργού ισχύος, από αυτή της  $i_q$ , που ρυθμίζει την άεργο ισχύ του μετατροπέα. Η πρόσω τροφοδότηση (feed forward) των μετρούμενων τάσεων βοηθάει στην καλύτερη απόκριση σε μεταβατικά φαινόμενα [2], [22], [25], [24].

Σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ένα PLL (διάταξη μέτρησης συχνότητας – βλ. Ενότητα 2.4) μπορεί να συγχρονίζει την τάση του inverter με την τάση του δικτύου, οπότε να προκύπτει  $v_q = 0$  (βλ. Παράρτημα) και οι εξισώσεις ( 2.3.1 ) - ( 2.3.4 ) απλοποιούνται και προκύπτουν οι σχέσεις ( 2.3.9 ) - ( 2.3.12 ):



Σχήμα 2.3-3: Βρόχος ελέγχου ρεύματος μετατροπέα

$$P = v_d i_d \quad (2.3.9)$$

$$Q = v_d i_q \quad (2.3.10)$$

$$i_{dref} = \frac{P_{ref}}{v_q} \quad (2.3.11)$$

$$i_{qref} = \frac{-Q_{ref}}{v_d} \quad (2.3.12)$$

Όπως προκύπτει από τις σχέσεις ( 2.3.9 ) - ( 2.3.12 ) η ενεργός και η άεργος ισχύς είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους για τον έλεγχο παρ' όλ' στο φυσικό σύστημα περιορίζονται από την συνολική φαινόμενη ισχύ του μετατροπέα. Γι' αυτό οι τιμές των ρευμάτων αναφοράς περιορίζονται με προτεραιότητα στην ενεργό ισχύ δηλαδή την  $i_d$  συνιστώσα:

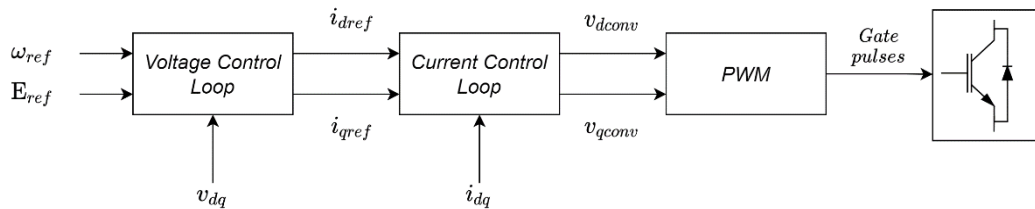
$$i_{d,max} = M i_{nom} \quad (2.3.13)$$

$$i_{q,max} = \sqrt{i_{nom}^2 - i_d^2} \quad (2.3.14)$$

Όπου το  $M$  επιλέγεται λίγο μεγαλύτερο από 1 ανάλογα τη διαστασιολόγηση (στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε 1.5).

## 2.3.2 Μετατροπείς grid forming

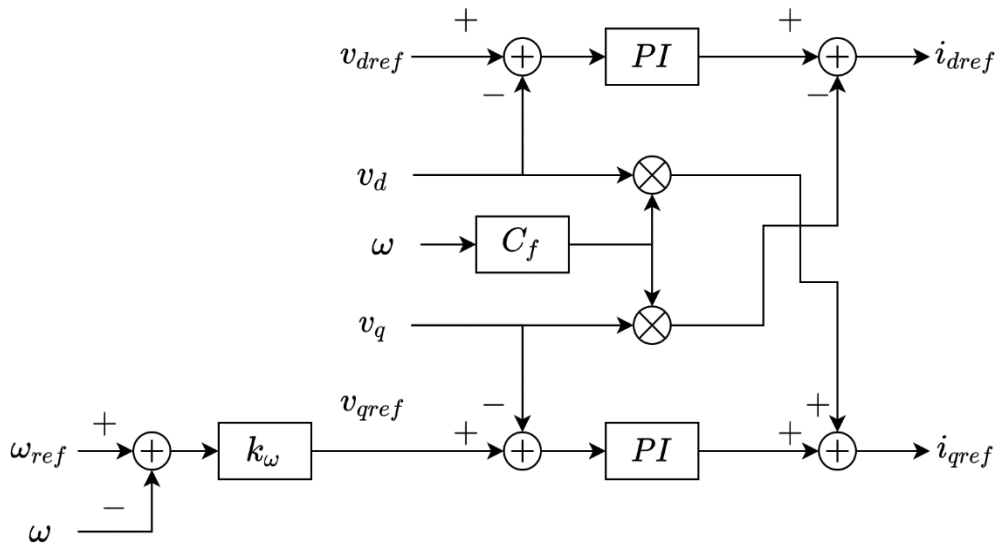
Οι grid forming inverters έχουν σκοπό να διαμορφώνουν την τάση και τη συχνότητα του δικτύου. Γι' αυτό και συναντώνται σε αυτόνομα δίκτυα που δεν υπάρχουν σύγχρονες γεννήτριες. Για να μπορέσουν να λειτουργήσουν πρέπει να συνδέονται (στη DC πλευρά τους) με μορφές συνεχούς παροχής ενέργειας όπως σταθμοί αποθήκευσης. Επίσης χρησιμοποιούνται και σε διασυνδέσεις νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα όταν αυτές γίνονται με HVDC. Διατηρούν πάντα τη συχνότητα και το πλάτος της τάσης σταθερά στις τιμές αναφοράς τους, αναλαμβάνοντας εξ ολοκλήρου την παρακολούθηση του υπολειπόμενου φορτίου (ενεργό και άεργο ισχύ). Η λειτουργία τους είναι ισοδύναμη με μια ιδανική πηγή εναλλασσόμενης τάσης (άπειρος ζυγός). Η τοπολογία ενός grid forming Inverter παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3-4.



Σχήμα 2.3-4: Τοπολογία grid forming μετατροπέα

Στον έλεγχο του grid forming inverter προστίθεται ένας επιπλέον βρόχος ελέγχου σε σχέση με τον grid following inverter. Αυτός ο βρόχος ελέγχει την τάση και καθορίζει τα ρεύματα αναφοράς. Συχνά αναφέρεται και ως «εξωτερικός» βρόχος και είναι απαραίτητο να έχει πιο αργή δυναμική από τον «εσωτερικό» βρόχο ελέγχου ρευμάτων έτσι ώστε ο δεύτερος να προλαβαίνει να ανταποκριθεί στις αλλαγές του πρώτου. Ο βρόχος ελέγχου ρεύματος εσωτερικά είναι ίδιος με αυτόν που χρησιμοποιείται στον grid following inverter και στόχος του είναι να περιορίζει τα ρεύματα του μετατροπέα για προστασία των ημιαγωγικών στοιχείων. Ο βρόχος ελέγχου τάσης απεικονίζεται στο Σχήμα 2.3-5.

Συνολικά η ταχύτητα απόκρισης του ελέγχου του μετατροπέα καθορίζεται από τον βρόχο τάσης και στις αρκετές εφαρμογές επαρκεί η ταχύτητα απόκρισης εντός λίγων δεκάδων ms. Κατά τη ρύθμιση των κερδών πρέπει να εξασφαλιστεί ότι η ταχύτητα απόκρισης του εσωτερικού βρόχου είναι επαρκώς υψηλότερη από αυτή του εξωτερικού, ώστε να εξασφαλίζεται ικανοποιητική σχετική ευστάθεια. Σημειώνεται ότι οι ελεγκτές των δύο



Σχήμα 2.3-5: Βρόχος ελέγχου τάσης μετατροπέα

αξόνων (d και q) πρέπει να έχουν την ίδια ταχύτητα απόκρισης. Αντίστοιχα με τον βρόχο ελέγχου ρεύματος οι εξισώσεις που περιγράφουν το βρόχο ελέγχου τάσης είναι οι ( 2.3.15 ) ( 2.3.16 ):

$$i_{dref} = (v_{dref} - v_d) \left( k_p + \frac{k_i}{s} \right) - v_q \omega C_f \quad (2.3.15)$$

$$i_{qref} = (v_{qref} - v_q) \left( k_p + \frac{k_i}{s} \right) + v_d \omega C_f \quad (2.3.16)$$

Αντίστοιχα με το βρόχο ρεύματος, οι όροι  $-v_q \omega C_f$  και  $+v_d \omega C_f$  αποσυμπλέκουν τις συνιστώσες των αξόνων d και q, με το  $C_f$  να είναι η χωρητικότητα του φίλτρου διασύνδεσης του μετατροπέα. Το  $v_{dref}$  δίνεται από τον χρήστη και συνήθως είναι  $1pu$  ή σε περίπτωση black start είναι μία ράμπα από 0 έως  $1pu$  με κλίση  $1/t_{start}$ , με τη διάρκεια  $t_{start}$  να μπορεί να τεθεί σε πολύ χαμηλές τιμές, π.χ. 10 ms. Το  $v_{qref}$  προκύπτει από P-έλεγχο στη συχνότητα με αναφορά  $\omega_{ref} = 1pu$  βάσει της σχέσης ( 2.3.17 ).

$$v_{qref} = k_\omega (\omega_{ref} - \omega) \quad (2.3.17)$$

Η αρχή λειτουργίας είναι η εξής: όταν η συχνότητα αναφοράς του μετατροπέα είναι ίδια με τη συχνότητα του δικτύου τότε  $v_{qref} = 0$ , δηλαδή η τάση του μετατροπέα είναι ευθυγραμμισμένη με τον d άξονα του πλαισίου, ενώ όταν είναι επιθυμητή η αλλαγή συχνότητας το  $v_{qref}$  λαμβάνει μη μηδενική τιμή (μεταβατικά) (Παράρτημα). Αυτή η επιτάχυνση/επιβράδυνση του διανύσματος της τάσης (μεταβολή της γωνίας) οδηγεί σε μεταβολή της συχνότητας, η οποία και είναι το ζητούμενο, από τον εν λόγω αναλογικό ελεγκτή. Σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, το PLL ρυθμίζει την προβολή της τάσης στον q

άξονα σε μηδενική τιμή ( $v_q = 0$ ). Για παράδειγμα σε μία εντολή αύξησης της συχνότητας στιγμιαία γίνεται  $\omega_{ref} > \omega$  άρα  $v_{q\ ref} > 0$  δηλαδή το πλαίσιο του μετατροπέα κινείται πιο γρήγορα. Για να συγχρονιστεί εκ νέου το PLL, αυξάνει τη γωνία εξόδου μέχρι να φτάσει την καινούργια τιμή συχνότητας. Μόλις τη φτάσει δηλαδή  $\omega_{ref} = \omega$  τότε  $v_{q\ ref} = 0$  άρα το σύστημα είναι συγχρονισμένο σε διαφορετική συχνότητα πλέον. Με αυτόν τον τρόπο ο grid forming inverter καθορίζει τη συχνότητα της τάσης των ακροδεκτών του, αλλά και του απομονωμένου δικτύου στο οποίο συνδέεται [26], [27], [25].

Επιπλέον του ελέγχου grid forming που παρουσιάστηκε στην παρούσα ενότητα, η σχετική βιβλιογραφία περιλαμβάνει πληθώρα εναλλακτικών υλοποιήσεων. Ενδεικτικά αναφέρεται μια εναλλακτική όπου ο μετατροπέας συμπεριφέρεται ως σύγχρονη μηχανή με την προσαρμογή των διαφορικών εξισώσεων που περιγράφουν τη λειτουργία της στον έλεγχό του [28], [29].

### 2.3.3 Μετατροπείς grid supporting

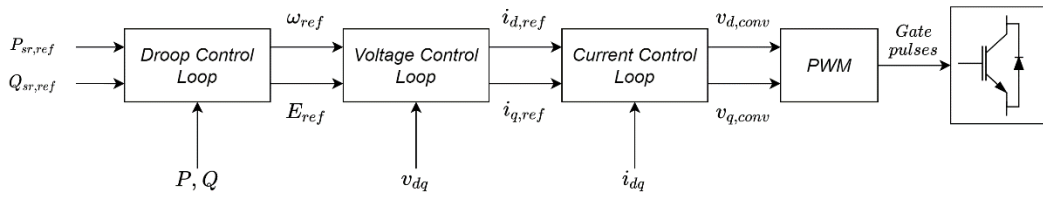
Οι grid supporting inverters είναι τροποποιήσεις των προαναφερθέντων κατηγοριών και διακρίνονται σε grid supporting που λειτουργούν ως πηγές ρεύματος (grid supporting current source - CS) ή ως πηγές τάσης (grid supporting voltage source - VS). Οι αρχές ελέγχου τους βασίζονται σε αυτές των grid following (current source) και των grid forming (voltage source), όπως εξηγείται στις επόμενες υποενότητες.

#### 2.3.3.1 Μετατροπείς grid supporting (λειτουργία ως πηγή τάσης)

Ένα βασικό πρόβλημα των grid forming inverters είναι η συνεργασία μεταξύ τους αλλά και με άλλες μονάδες που ρυθμίζουν συχνότητα. Επίσης, με την παράλληλη σύνδεση πολλών τέτοιων μονάδων υπάρχει κίνδυνος δημιουργίας κυκλικών ρευμάτων, δηλαδή ανεπιθύμητη μεταφορά ισχύος από τον ένα σταθμό στον άλλο. Σε περίπτωση πολλών σταθμών μπαταριών θα προκαλούνταν ταλαντώσεις σε όλα τα θεμελιώδη μεγέθη του ηλεκτρικού συστήματος (π.χ. συχνότητα, τάση), που θα συνοδευόταν με ανταλλαγές ισχύος μεταξύ των μπαταριών. Παράλληλα, αντιμετωπίζονται προβλήματα στον διαμοιρασμό ισχύος, αφού οι grid forming μετατροπείς αναλαμβάνουν την περισσευούμενη ισχύ του δικτύου [30]. Λύση σε αυτό το πρόβλημα δίνει ο διαμοιρασμός ισχύος που εισάγει η πρωτεύουσα ρύθμιση, δηλαδή ο έλεγχος με στατισμό (droop control) [2], [25]. Με την προσθήκη της πρωτεύουσας ρύθμισης ο μετατροπέας ονομάζεται grid supporting (VS) και η τοπολογία του απεικονίζεται στο Σχήμα 2.3-6.

Ο έλεγχος στατισμού περιγράφεται από τις εξισώσεις ( 2.3.18 ) και ( 2.3.19 ) και απεικονίζεται στο Σχήμα 2.3-7.





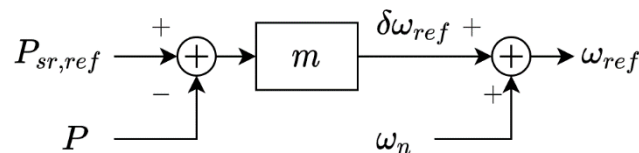
Σχήμα 2.3-6: Τοπολογία grid supporting (VS) μετατροπέα

$$\omega_{ref} = \omega_n + m(P_{sr,ref} - P) \quad (2.3.18)$$

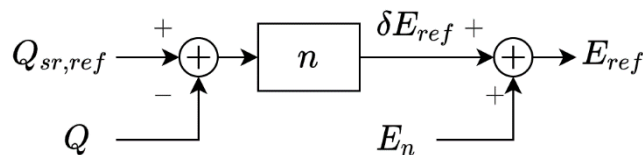
$$E_{ref} = E_n + n(Q_{sr,ref} - Q) \quad (2.3.19)$$

Όπου  $E_n, \omega_n$  η ονομαστική τάση (πλάτος) και η συχνότητα αντίστοιχα,  $P_{sr,ref}, Q_{sr,ref}$  η ενεργός και άεργος ισχύς αναφοράς που προκύπτει από δευτερεύουσα ρύθμιση,  $P, Q$  η μετρούμενη ενεργός και άεργος ισχύς εξόδου και  $E_{ref}, \omega_{ref}$  το πλάτος τάσης και η συχνότητα αναφοράς του μετατροπέα.

Ο έλεγχος στατισμού εδώ φαίνεται να είναι αντίστροφος από τον κλασικό που χρησιμοποιείται στις γεννήτριες. Οι grid supporting (VS) μετατροπείς δημιουργούν τη μεταβολή της συχνότητας ανάλογα με τη μεταβολή της ισχύος που ανιχνεύουν. Το αποτέλεσμα είναι μονάδες με grid supporting (CS) μετατροπείς (θα παρουσιαστούν στην επόμενη υποενότητα) αλλά και γεννήτριες με ρυθμιστές στροφών να μπορούν να υποστηρίξουν το δίκτυο συνεισφέροντας στην ζήτηση ισχύος. Παράλληλα, μεταξύ πολλών grid supporting (VS) μονάδων ο διαμοιρασμός γίνεται αντιστρόφως ανάλογα από τους στατισμούς, δηλαδή μονάδες με μεγάλο στατισμό αναλαμβάνουν μικρότερο μερίδιο ισχύος.



(a)

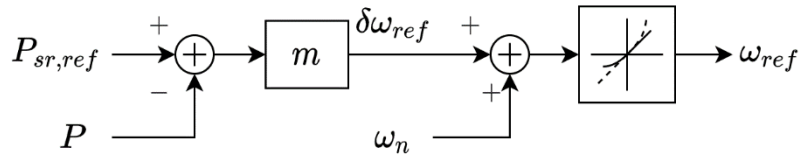


(b)

Σχήμα 2.3-7: Έλεγχος στατισμού (a) ενεργού ισχύος - συχνότητας, (b) άεργου ισχύος - τάσης

Σημαντικό πλεονέκτημα του grid supporting (VS) μετατροπέα είναι η ακριβής ρύθμιση της συχνότητας για κάποια διαταραχή. Εκτός από το droop control που καθορίζει τη μεταβολή

της συχνότητας μπορεί να ελεγχθεί και ο ρυθμός μεταβολής της (Rate of change of frequency – Rocof) μέσω περιοριστών κλίσης στη συχνότητα αναφοράς όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3-8. Διαφορετικά ένας P-έλεγχος ρυθμού μεταβολής συχνότητας ανάλογα με το ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν εικονική αδράνεια .

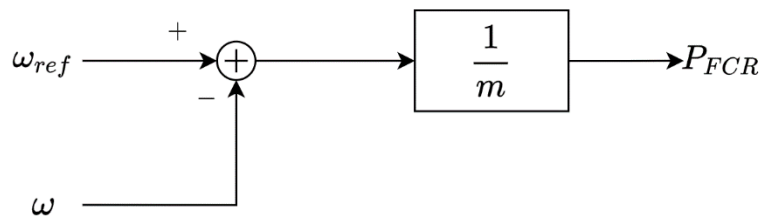


Σχήμα 2.3-8: Έλεγχος στατισμού ενεργού ισχύος - συχνότητας με περιοριστή ρυθμού μεταβολής συχνότητας

### 2.3.3.2 Μετατροπείς grid supporting (λειτουργία ως πηγή ρεύματος)

Αντίθετα με τους grid forming inverters οι grid feeding inverters μπορούν να συνδεθούν παράλληλα χωρίς να σημαντικό πρόβλημα. Ο λόγος της χρήσης των grid supporting (operating as current source) αντί των grid feeding inverters είναι η παροχή επιπλέον υποστήριξης στην ευστάθεια του δικτύου. Οι σημαντικότερες λειτουργίες είναι αντίστοιχες με αυτές των σύγχρονων γεννητριών δηλαδή η πρωτεύουσα εφεδρεία (Frequency Containment Regulation – FCR) και η αδρανειακή απόκριση (Inertia Response – IR).

Η πρωτεύουσα ρύθμιση (FCR) γίνεται συνήθως με inverters που υπάρχουν σε Σταθμούς Μπαταριών. Πλέον όμως απαιτείται συμμετοχή και από σταθμούς με Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας καθώς κατέχουν μεγαλύτερο μερίδιο στο ενεργειακό μίγμα. Υλοποιείται με αντίστοιχο τρόπο με τις σύγχρονες γεννήτριες δηλαδή με τη χρήση στατισμού στον έλεγχο του μετατροπέα βάσει της σχέσης ( 2.3.20 ) όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3-9.



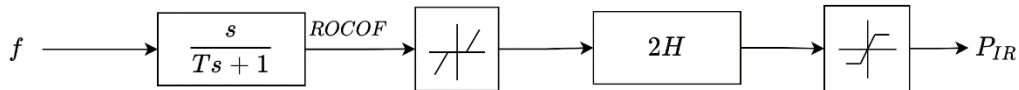
Σχήμα 2.3-9: Έλεγχος στατισμού συχνότητας - ενεργού ισχύος (πρωτεύουσα ρύθμιση)

$$P_{FCR} = \frac{1}{m} (\omega_{ref} - \omega) \quad (2.3.20)$$

Η αδρανειακή απόκριση (IR) είναι επιπλέον επικουρική υπηρεσία που μπορούν να παρέχουν οι μετατροπείς. Η αδράνεια των γεννητριών μέχρι σήμερα ήταν ένα μεγάλο πλεονέκτημα που υπήρχε στο διασυνδεδεμένο σύστημα και περιόριζε σημαντικά τις απότομες μεταβολές της

συχνότητας του δικτύου μειώνοντας την κλίση της συχνότητας σε διαταραχές του ισοζυγίου ισχύος (Rocof – rate of change of frequency) [31]. Σε ένα αυτόνομο σύστημα με λίγες σύγχρονες γεννήτριες η συνεισφορά της εικονικής αδράνειας γίνεται πιο κομβική. Η μοντελοποίηση της εικονικής αδράνειας παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3-10 ενώ η απλοποιημένη σχέση υπολογισμού της είναι η ( 2.3.21 ).

$$P_{IR} = 2H \frac{df}{dt} \quad (2.3.21)$$



Σχήμα 2.3-10: Έλεγχος αδρανειακής απόκρισης

Στον υπολογισμό της κλίσης της συχνότητας χρειάζεται ιδιαίτερη προσοχή στον υπολογισμό της παραγώγου της συχνότητας, ώστε να περιοριστεί η ευαισθησία του ελέγχου σε αμελητέες μεταβολές της συχνότητας, σημαντικού ρυθμού μεταβολής. Γι' αυτό χρησιμοποιείται το φίλτρο πρώτης τάξης με χρονική σταθερά λίγα msec που παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3-10. Το dead zone χρησιμοποιείται για να μη λαμβάνονται υπ' όψη μεταβολές συχνότητας οι οποίες είναι μέσα σε επιτρεπτά όρια, ενώ το saturation υπάρχει ώστε η ισχύς αναφοράς του κλάδου της αδρανειακής απόκρισης να μην ξεπερνάει την ονομαστική ισχύ του μετατροπέα. Τέλος το  $H$  είναι η ανηγμένη σταθερά αδρανείας (sec) .

Η ανηγμένη σταθερά αδρανείας είναι ένα μέγεθος κανονικοποίησης της αδράνειας των σύγχρονων γεννητριών που συνδέονται σε ένα ηλεκτρικό σύστημα και ορίζεται ως εξής:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_s^2}{S_{nom}} \quad (2.3.22)$$

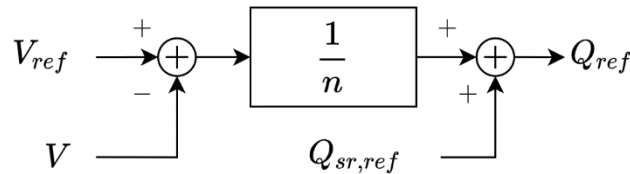
Όπου με  $J$  συμβολίζεται η ροπή αδράνειας ( $kg \cdot m^2$ ) του δρομέα της γεννήτριας, με  $\omega_s$  η σύγχρονη ταχύτητα περιστροφής ( $rad/sec$ ) και με  $S_{nom}$  η ονομαστική ισχύς της γεννήτριας (kVA). Ενώ στις γεννήτριες είναι ένα φυσικό χαρακτηριστικό μέγεθος (π.χ. 2-5sec), η επιλογή του στον έλεγχο του μετατροπέα είναι ελεύθερη. Ωστόσο δεν ενδείκνυται η επιλογή υψηλών τιμών, λόγω προβλημάτων ευστάθειας του συστήματος, σε περίπτωση μεγάλης ευαισθησίας της ανταλλασσόμενης με το δίκτυο ισχύος για σχετικά μικρούς ρυθμούς μεταβολής συχνότητας.

Τελικά προκύπτει η ισχύς αναφοράς ως το άθροισμα των παραπάνω όρων:

$$P_{ref} = P_{set\ point} + P_{FCR} + P_{IR} \quad (2.3.23)$$

Όπου  $P_{set\ point}$  η ισχύς που προκύπτει από τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και την οικονομική κατανομή φορτίου/ρύθμιση στάθμης φόρτισης (στην περίπτωση μπαταριών) [32].

Μια επιπλέον επικουρική υπηρεσία των μετατροπέων είναι η στήριξη τάσης μέσω ανταλλαγής αέργου ισχύος. Μέσω ενός P-ελέγχου ρυθμίζεται η τάση ακροδεκτών του μετατροπέα σε ονομαστική τιμή όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3-11.



Σχήμα 2.3-11: Ρύθμιση αέργου ισχύος - τάσης

Όπου  $V_{ref}$  η τάση αναφοράς ακροδεκτών (συνήθως τίθεται ίση με 1pu),  $V$  η τάση ακροδεκτών,  $n$  το κέρδος του ελέγχου και  $Q_{sr,ref}$  το σήμα αναφοράς από πιθανή δευτερεύουσα ρύθμιση αέργου ισχύος τάσης. Το σήμα  $Q_{ref}$  που προκύπτει μπορεί να χρησιμοποιηθεί στον έλεγχο της Ενότητας 2.3.1.

Από τους ρόλους των μετατροπέων που παρουσιάστηκαν προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα: κάθε αυτόνομο δίκτυο θα πρέπει να έχει σε λειτουργία τουλάχιστον έναν grid forming ή grid supporting (VS) μετατροπέα όταν δεν είναι σε λειτουργία κάποια σύγχρονη γεννήτρια. Σε δίκτυα με πολλούς σταθμούς αποθήκευσης μπορούν να εφαρμοστούν διαφορετικές στρατηγικές. Στην αναφορά [33] εξετάζεται η μετάβαση ενός μικροδικτύου από διασυνδεδεμένη σε αυτόνομη λειτουργία. Το μικροδίκτυο περιλαμβάνει τέσσερις σταθμούς αποθήκευσης στις ακόλουθες τρεις περιπτώσεις:

1. όλοι οι σταθμοί σε grid supporting (VS),
2. δύο σταθμοί σε λειτουργία grid supporting (VS) και δύο σε grid supporting (CS),
3. ένας σταθμός σε λειτουργία grid supporting (VS) και τρεις σε grid supporting (CS).

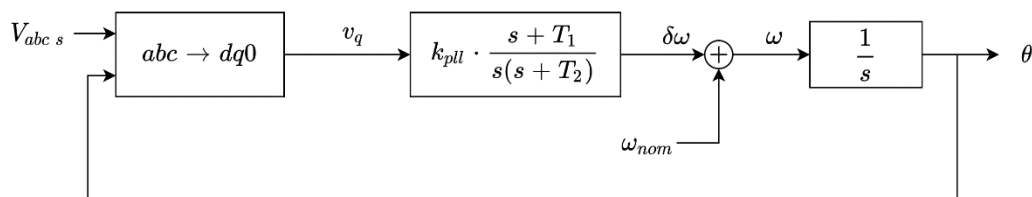
Στην πρώτη περίπτωση η συχνότητα καθορίζεται από όλους τους σταθμούς και ο διαμοιρασμός ισχύος γίνεται μεταξύ τους βάσει του droop control. Στη δεύτερη περίπτωση η συχνότητα καθορίζεται από τους δύο grid supporting (VS) με διαμοιρασμό ισχύος ανάλογο με το droop control μεταξύ των υποομάδων των μετατροπέων. Τέλος στην τρίτη περίπτωση ο ένας grid supporting (VS) ρυθμίζει μόνος του τη συχνότητα και αναλαμβάνει μεγαλύτερο μερίδιο ισχύος από τους άλλους.

Ενώ και στις τρεις περιπτώσεις η μετάβαση γίνεται αποτελεσματικά, η καταπόνηση του grid supporting (VS) μετατροπέα όταν είναι μόνος του είναι μεγαλύτερη. Επιπλέον, με πολλούς grid supporting (VS) μετατροπείς δε δημιουργούνται θέματα αξιοπιστίας στην περίπτωση απώλειας κάποιου.

## 2.4 Phase locked loop (PLL)

Για να υλοποιηθεί ο έλεγχος με dq συνιστώσες χρειάζεται να υπάρχει και μέτρηση της συχνότητας και της γωνίας της τάσης ή του ρεύματος ως προς κάποιο πλαίσιο αναφοράς. Αυτή τη λειτουργία την αναλαμβάνει το Synchronous Reference Frame Phase Locked Loop (SRF PLL). Ο τρόπος λειτουργίας του βασίζεται στην επιδίωξη το διάνυσμα της τάσης να είναι συγχρονισμένο με τον ευθύ άξονα του πλαισίου (d) σε μόνιμη κατάσταση  $\Leftrightarrow v_q = 0$ .

Σε ασθενή ηλεκτρικά συστήματα με πολλούς μετατροπείς συχνά παρατηρούνται αρμονικές και ασυμμετρίες οπότε το SRF PLL δεν παρέχει ικανοποιητικά αποτελέσματα. Σε αυτές τις περιπτώσεις προτείνεται η χρήση του Dual Second Order Generalized Integrator PLL που δίνει πιο ακριβή μέτρηση της συχνότητας [34], [35], [36]. Ωστόσο στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιείται το SRF PLL του Σχήμα 2.4-1



Σχήμα 2.4-1: Εσωτερική δομή SRF PLL

## 2.5 Εικονική σύνθετη αντίσταση εξόδου μετατροπέα (virtual impedance)

Η εικονική αντίσταση μετατροπέα ισχύος είναι μια τεχνική ελέγχου που μπορεί να ενταχθεί για βελτίωση της ευστάθειας ή περιορισμό ανεπιθύμητων παρεμβολών αλλά και για παροχή επικουρικών υπηρεσιών. Μερικές από τις δυνατότητες που παρέχει είναι η αποσύζευξη ενεργού και αέργου ισχύος στον έλεγχο στατισμού, η καταστολή αρμονικών, ο διαμοιρασμός μη γραμμικών ή ασύμμετρων φορτίων, ο περιορισμός του ρεύματος βραχυκύκλωσης κ.α. Η υλοποίηση, ωστόσο, της εικονικής σύνθετης αντίστασης διαφέρει ανάλογα με τον σκοπό που εξυπηρετεί

### 2.5.1 Εικονική σύνθετη αντίσταση μετατροπέα σε ωμικά δίκτυα

Συχνά τα απομονωμένα δίκτυα διακινούν χαμηλό επίπεδο ισχύος και συνήθως είναι μικρού φυσικού μεγέθους. Έτσι για τη μεταφορά ισχύος επαρκούν συχνά γραμμές μέσης ή ακόμη

και χαμηλής τάσης. Οι εξισώσεις μεταφοράς ενεργού και αέργου ισχύος μεταξύ δύο σημείων  $i$  και  $j$  είναι οι ακόλουθες:

$$P_{ij} = \frac{V_i}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} [R_{ij}(V_i - V_j \cos(\delta_i - \delta_j)) + X_{ij}V_j \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (2.5.1)$$

$$Q_{ij} = \frac{V_i}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} [-R_{ij}V_j \sin(\delta_i - \delta_j) + X_{ij}(V_i - V_j \cos(\delta_i - \delta_j))] \quad (2.5.2)$$

Όπου  $R_{ij}$  η ωμική αντίσταση και  $X_{ij}$  η επαγωγική αντίδραση της γραμμής που συνδέει τα σημεία  $i$  και  $j$ .

Στις γραμμές υψηλής και μέσης τάσης ισχύει  $R_{ij} \ll X_{ij}$  οπότε οι εξισώσεις ( 2.5.3 ) και ( 2.5.4 ) απλοποιούνται ως εξής (για μικρή διαφορά φάσης τάσεων  $\delta_i - \delta_j$ ):

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j)}{X_{ij}} \cong \frac{V_i V_j (\delta_i - \delta_j)}{X_{ij}} \quad (2.5.3)$$

$$Q_{ij} = \frac{V_j^2}{X_{ij}} - \frac{V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)}{X_{ij}} \cong \frac{V_j(V_j - V_i)}{X_{ij}} \quad (2.5.4)$$

Σύμφωνα με τα παραπάνω η ενεργός ισχύς είναι ανάλογη με τη διαφορά των γωνιών τάσης (ρυθμός μεταβολής γωνιών: συχνότητα) και η άεργος ισχύς είναι ανάλογη με τη διαφορά των τάσεων, κάτι που αξιοποιείται στον έλεγχο των μετατροπέων και στην αποσύζευξη του ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος. Έτσι ο συνηθισμένος έλεγχος με στατισμό γίνεται με την εξάρτηση ενεργού ισχύος – συχνότητας και αέργου ισχύος – πλάτους τάσης.

Η παραπάνω απλοποίηση δε μπορεί να γίνει σε γραμμές χαμηλής τάσης αφού δεν ισχύει  $R_{ij} \ll X_{ij}$ . Έτσι ο έλεγχος του μετατροπέα σε τέτοια δίκτυα γίνεται πολύπλοκος καθώς δεν υπάρχει απόζευξη ρύθμισης ενεργού και αέργου ισχύος, όταν συνδέεται απευθείας στο δίκτυο. Ειδικά για τα δίκτυα χαμηλής τάσης υπερισχύει η ωμική συνιστώσα οπότε οι εξισώσεις μεταφοράς ισχύος ( 2.5.1 ) και ( 2.5.2 ) μπορούν απλοποιητικά να αποτυπωθούν ως εξής:

$$P_{ij} = \frac{V_j^2}{X_{ij}} - \frac{V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)}{X_{ij}} \cong \frac{V_j(V_j - V_i)}{X_{ij}} \quad (2.5.5)$$

$$Q_{ij} = -\frac{V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j)}{X_{ij}} \cong -\frac{V_i V_j (\delta_i - \delta_j)}{X_{ij}} \quad (2.5.6)$$

Όπως φαίνεται από τις σχέσεις ( 2.5.5 ) και ( 2.5.6 ) η ενεργός ισχύς εξαρτάται από το πλάτος της τάσης και η άεργος από τη συχνότητα, αντίθετα δηλαδή από αυτό που ισχύει στα δίκτυα υψηλής τάσης.

Η συχνότητα είναι κοινή σε όλο το μικροδίκτυο έτσι η άεργος ισχύς διαμοιράζεται σωστά μέσω στατισμού Q-f. Αντίθετα οι ηλεκτρικές αποστάσεις λόγω γραμμών δημιουργούν διαφορές στο πλάτος της τάσης μεταξύ σταθμών και φορτίων έτσι η ενεργός ισχύς που είναι πιο κρίσιμη δε ρυθμίζεται με μεγάλη ακρίβεια [3], [22].

Η λύση που προτείνεται συχνά είναι η ανατροφοδότηση μέσω εικονικής σύνθετης αντίστασης εξόδου (output virtual impedance).

Η εικονική σύνθετη αντίσταση αποτελεί μέρος του ελέγχου και δεν έχει φυσικές απώλειες στο σύστημα και χρησιμοποιείται για τη δημιουργία της τάσης αναφοράς του μετατροπέα ως εξής:

$$v_{ref} = v_{out} - z_v i_{out} \quad (2.5.7)$$

Η εικονική αντίσταση  $z_v$  επιλέγεται ως αμιγώς ωμική στην περίπτωση που είναι επιθυμητή η συμπεριφορά του δικτύου ως ωμικό και αντίστοιχα αμιγώς επαγωγική όταν απαιτείται επαγωγική συμπεριφορά [3], [37]. Στην αναφορά [37] παρουσιάζεται μια σύγκριση του ελέγχου με στατισμό ενεργού ισχύος – πλάτους τάσης με τον αντίστοιχο στατισμό ενεργού ισχύος – συχνότητας με τη χρήση επαγωγικής σύνθετης αντίστασης σε ένα ωμικό δίκτυο χαμηλής τάσης. Ο διαμοιρασμός ισχύος μεταξύ των μετατροπέων στην περίπτωση που εφαρμόστηκε ο έλεγχος ενεργού ισχύος – συχνότητας ήταν πιο ακριβής παρά την ωμική φύση του δικτύου. Στην πρώτη περίπτωση η ενεργός ισχύς διαμοιράστηκε βάσει του πλάτους της τάσης μέγεθος όμως που επηρεάζεται από τις γραμμές. Αντίθετα η συχνότητα είναι κοινή σε όλο το μικροδίκτυο κάτι που επέφερε καλύτερο διαμοιρασμό στη δεύτερη περίπτωση. Με την επαγωγική εικονική αντίσταση ήταν δυνατή η συσχέτιση ενεργού ισχύος με συχνότητα.

Μια άλλη δυνατότητα της εικονικής σύνθετης αντίστασης εξόδου του μετατροπέα είναι ο περιορισμός των ρευμάτων σε περίπτωση σφαλμάτων [29]. Στη μελέτη αυτή χρησιμοποιείται μια γραμμικά μεταβλητή εικονική αντίσταση εξόδου δηλαδή μία αντίσταση που αυξάνεται όσο αυξάνεται το ρεύμα με σκοπό να το περιορίσει. Επιτυγχάνεται έτσι ο περιορισμός ρευμάτων σε περιπτώσεις βραχυκυκλωμάτων.

Στην παρούσα εργασία το δίκτυο είναι μέσης τάσης, συνεπώς η ωμική αντίσταση είναι συγκρίσιμη με την επαγωγική αντίδραση του δικτύου. Η χρήση των μετασχηματισμών ισχύος στα συστήματα συσσωρευτών που εξετάζονται δίνουν στο σύστημα επαγωγική συμπεριφορά, συνεπώς εφαρμόζονται οι συνήθεις στατισμοί P-f και Q-V, όπως και στα δίκτυα υψηλής τάσης [22].

### 2.6 Ασυμμετρίες συστήματος

Τα μικρά αυτόνομα δίκτυα συχνά εμφανίζουν ασυμμετρίες μεταξύ φάσεων. Η ασυμμετρία είναι πιο συχνή στα φορτία και πιο σπάνια μεταξύ των αντιστάσεων στις φάσεις μιας γραμμής. Για να αντιμετωπιστεί αυτό το φαινόμενο προτείνεται ο ανά φάση έλεγχος του μετατροπέα. αυτός ο έλεγχος περιλαμβάνει διαφορετικές καμπύλες στατισμού σε κάθε φάση ανάλογα με την ασυμμετρία που παρατηρείται με σκοπό να την εξαλείψει και να παρέχει καλύτερη ποιότητα ισχύος. Έτσι δεν απαιτείται έλεγχος στο dq πλαίσιο αλλά τρεις παράλληλοι έλεγχοι της RMS τιμής της τάσης εξόδου του μετατροπέα, με μετρήσεις συχνότητας σε κάθε φάση [38]. Φυσικά μια τέτοια προσέγγιση είναι πιο περίπλοκη καθώς τελικά ελέγχονται 3 μονοφασικοί μετατροπείς ξεχωριστά, ένας για κάθε φάση.

Ένας ακόμα τρόπος ελέγχου για ασύμμετρες καταστάσεις είναι μέσω της αρνητικής ακολουθίας. Αρνητική ακολουθία στο ρεύμα εμφανίζεται μόνο όταν υπάρχει ασυμμετρία στο σύστημα, οπότε μέσω κατάλληλου σχετικού ελέγχου μπορεί να περιοριστεί. Ο έλεγχος είναι όμοιος με αυτόν της Ενότητας 2.3.1 με βασική διαφορά ότι τα μεγέθη του είναι της αρνητικής ακολουθίας .



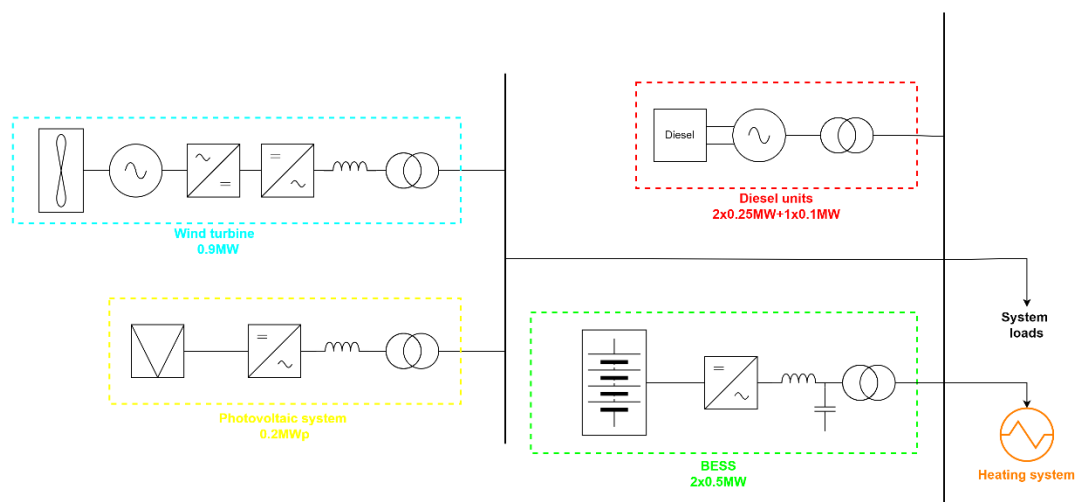
### 3 Μοντέλα προσομοίωσης

Στην παρούσα ενότητα θα παρουσιαστεί το σύστημα που προσομοιώθηκε αλλά και τα επιμέρους μοντέλα που αναπτύχθηκαν για κάθε μονάδα του συστήματος. Τα μοντέλα που περιγράφονται αναλυτικά είναι το μοντέλο των μπαταριών και των μετατροπέων, το μοντέλο της ανεμογεννήτριας και του φ/β πάρκου, το μοντέλο των μετασχηματιστών ανύψωσης, αλλά και το μοντέλο της οικιακής κατανάλωσης και του συστήματος θέρμανσης.

#### 3.1 Τοπολογίας συστήματος

Το ΣΗΕ του Αγίου Ευστρατίου αποτελείται από θερμικό σταθμό παραγωγής με γεννήτριες Diesel που τροφοδοτούν φορτία αιχμής 250kW μέσω γραμμών διανομής μέσης τάσης 15kV. Να σημειωθεί ότι η μέση τάση στα ελληνικά νησιά είναι κάποιες φορές 15kV, αντί για 20 kV, για επιπλέον προστασία των μονωτήρων. Στον ζυγό του σταθμού υπάρχουν δύο αναχωρήσεις με γραμμές ACSR-16 μέγιστου μήκους 2km, στις οποίες βρίσκονται τα φορτία.

Η ανεμογεννήτρια και το φωτοβολταϊκό βρίσκονται σε απόσταση περίπου 3km από το σταθμό μπαταριών και συνδέονται σε αυτόν με γραμμή μέσης τάσης με αγωγούς ACSR-16. Η τοπολογία του εξεταζόμενου συστήματος φαίνεται στο Σχήμα 3.1-1 ενώ τα στοιχεία των μονάδων δίνονται στους Πίνακες Πίνακας 3.1-1, Πίνακας 3.1-2 και Πίνακας 3.1-3.



Σχήμα 3.1-1: Τοπολογία εξεταζόμενου συστήματος

Πίνακας 3.1-1: Ονομαστικές τιμές μονάδων παραγωγής

<b>Μονάδα</b>	<b>Ον. Ισχύς (kW)</b>	<b>Ον. Τάση (V)</b>	<b>P – f droop (%)</b>	<b>Q – V droop (%)</b>
<i>Diesel</i>	2×250+100	400	5	-
<i>VS BESS1</i>	500	400	1-5	1-5
<i>VS BESS2</i>	500	400	1-5	1-5
<i>Wind Turbine</i>	900	690	-	-
<i>Photovoltaic</i>	200	400	-	-

Πίνακας 3.1-2: Στοιχεία γραμμών διανομής

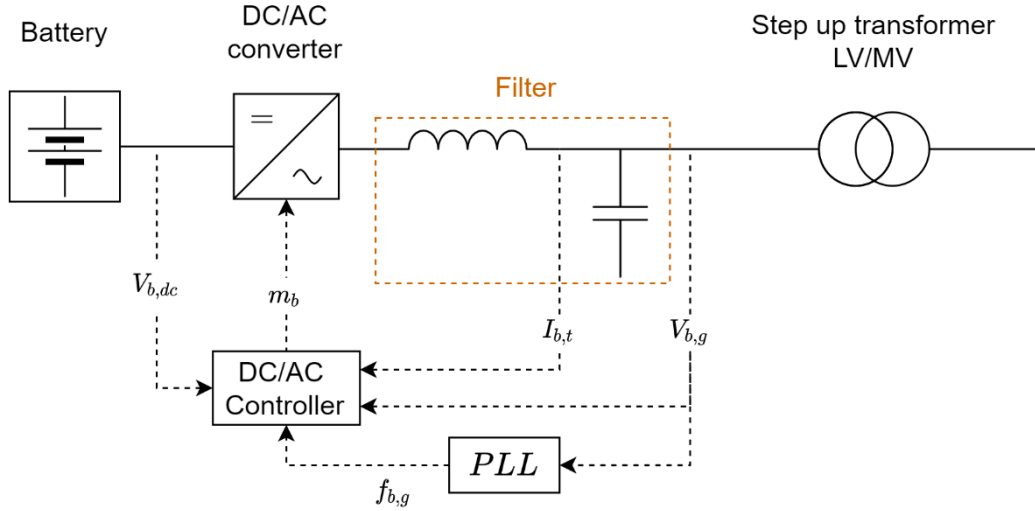
<b>Γραμμή</b>	<b>Τύπος</b>	<b>Μήκος (km)</b>	<b>Αντίσταση (Ω/km)</b>	<b>Αντίδραση (Ω/km)</b>
<i>Line RES</i>	ACSR-16	3	1.268	0.422
<i>Line Load</i>	ACSR-16	2	1.268	0.422

Πίνακας 3.1-3: Στοιχεία φορτίων

<b>Φορτίο</b>	<b>Ενεργός Ισχύς (kW)</b>	<b>Άεργος Ισχύς (kVAR)</b>	<b>Συντελεστής Ισχύος</b>
<i>Οικιακά (σύνολο)</i>	250	121	0.90
<i>Τηλεθέρμανση</i>	300	43	0.99

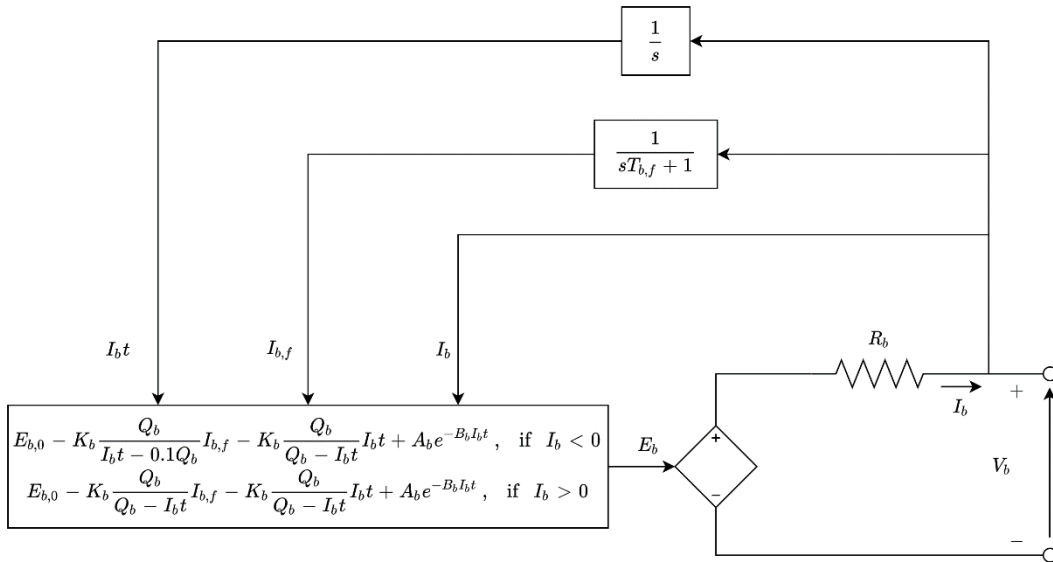
### 3.2 Μοντέλο μπαταρίας

Στο Σχήμα 3.2-1 απεικονίζεται η τοπολογία του σταθμού αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (BESS).



Σχήμα 3.2-1: Τοπολογία BESS

Το ισοδύναμο κύκλωμα της μπαταρίας που μοντελοποιείται παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.2-2:



Σχήμα 3.2-2: Ισοδύναμο κύκλωμα μπαταρίας Li-ion

Οι εξισώσεις για κατάσταση φόρτισης ( $I_{b,f} < 0$ ) και εκφόρτισης ( $I_{b,f} > 0$ ) της μπαταρίας δίνονται στις εξισώσεις (3.2.1) και (3.2.2) αντίστοιχα:

$$V_b = E_{b,0} - R_b I_b - K_b \frac{Q_b}{I_b t - 0.1 Q_b} I_{b,f} - K_b \frac{Q_b}{Q_b - I_b t} I_b t + A_b \exp(-B_b I_b t) \quad (3.2.1)$$

$$V_b = E_{b,0} - R_b I_b - K_b \frac{Q_b}{Q_b - I_b t} I_{b,f} - K_b \frac{Q_b}{Q_b - I_b t} I_b t + A_b \exp(-B_b I_b t) \quad (3.2.2)$$

Όπου:

$A_b$ : η τάση στην εκθετική περιοχή, σε  $V$

$B_b$ : η χρονική σταθερά στην εκθετική περιοχή, σε  $(Ah)^{-1}$

$E_{b,0}$ : σταθερή τάση, σε  $V$

$I_b$ : το στιγμιαίο ρεύμα, σε  $A$

$I_{b,f}$ : το φιλτραρισμένο ρεύμα, σε  $A$

$K_b$ : σταθερά πόλωσης, σε  $V(Ah)^{-1}$

$Q_b$ : η χωρητικότητα, σε  $Ah$

$R_b$ : η εσωτερική αντίσταση της μπαταρίας, σε  $\Omega$

$t$ : ο χρόνος, σε  $sec$

Από τις σχέσεις ( 3.2.1 ) και ( 3.2.2 ) είναι εμφανές ότι η τάση ακροδεκτών της μπαταρίας εξαρτάται από το επίπεδο φόρτισής της. Ωστόσο οι μπαταρίες που χρησιμοποιούνται στους σταθμούς αποθήκευσης έχουν επαρκώς μεγάλη χωρητικότητα ( $Ah$ ), π.χ. για παροχή υπηρεσιών arbitrage ενέργειας ή δευτερεύουσας ρύθμισης, ώστε το επίπεδο φόρτισης να παραμένει σχεδόν σταθερό σε φαινόμενα λίγων δευτερολέπτων, άρα και η τάση να μην παρουσιάζει σημαντικές μεταβολές στις προσομοιώσεις που εκτελέστηκαν στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας. Για τον ίδιο λόγο δεν μοντελοποιήθηκαν φαινόμενα γήρανσης της μπαταρίας και θερμικά φαινόμενα [39], [40].

Το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας θεωρήθηκε κοντά στο 55%, έτσι ώστε να υπάρχει επαρκής ικανότητα διαρκούς παροχής άνω και κάτω εφεδρείας. Τα επίπεδα φόρτισης κανονικής λειτουργίας τέτοιων μπαταριών είναι μεταξύ 20% και 80% και υπάρχουν ειδικοί έλεγχοι σε περιπτώσεις που η φόρτιση είναι εκτός αυτών των περιοχών τιμών, π.χ. [32].

### 3.3 Μοντέλο Μετατροπέα σταθμού μπαταριών

Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής εργασίας αναπτύχθηκαν δύο δυναμικά μοντέλα προσομοίωσης μετατροπέα ισχύος σε δύο διαφορετικά περιβάλλοντα προσομοίωσης του Matlab/Simulink: ένα Διακοπτικό Μοντέλο (Switching Model) και ένα Μοντέλο με Φασιθέτες (Phasor Model). Το Διακοπτικό Μοντέλο είναι πιο ακριβές αναπαριστά πιο ρεαλιστικά το πραγματικό σύστημα, αλλά απαιτεί μεγάλη υπολογιστική ισχύ και οδηγεί σε πολύ χρονοβόρες προσομοιώσεις, ακόμα και για μικρούς χρόνους προσομοίωσης. Το Phasor μοντέλο είναι πολύ πιο γρήγορο και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για προσομοιώσεις μεγαλύτερης διάρκειας.

Οι παράμετροι των PI ελεγκτών που παρουσιάστηκαν στις ενότητες 2.3.1 και 2.3.2 συνοψίζονται στον Πίνακα 3.3-1 και χρησιμοποιήθηκαν και στα δύο μοντέλα:

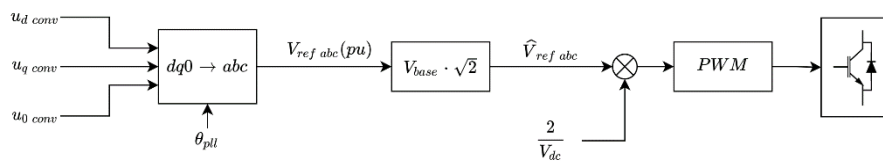
Πίνακας 3.3-1: Τιμές κερδών PI ελεγκτών μετατροπέα ισχύος

Κέρδη ελεγκτών μετατροπέα	Τιμή
$k_p c$	13.33pu
$k_i c$	200pu/sec
$k_p v$	0.1245pu
$k_i v$	138.3pu/sec
$k_\omega$	0.0163pu

Όπου με δείκτη «C» αναφέρονται τιμές στον βρόχο ρεύματος και με δείκτη «V» στον βρόχο τάσης. Οι τιμές χρησιμοποιήθηκαν από την αναφορά [27].

### 3.3.1 Διακοπτικό Μοντέλο μετατροπέα

Στο διακοπτικό μοντέλο τα σήματα αναφοράς  $u_{dq0\ conv}$  που διαμορφώνονται από τον έλεγχο ρεύματος της ενότητας 2.3.1 χρησιμοποιούνται από τη γεννήτρια ημιτονοειδούς διαμόρφωσης εύρους παλμών (SPWM) σύμφωνα με το Σχήμα 3.3-1.



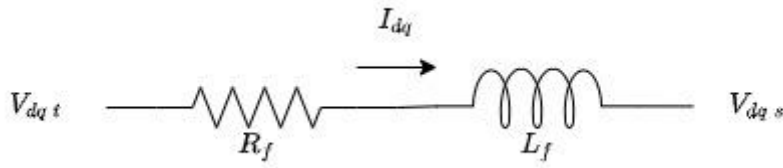
Σχήμα 3.3-1: Διακοπτικό μοντέλο μετατροπέα

Όπου  $u_{0\ conv} = 0$ . Οι ακροδέκτες του μετατροπέα συνδέονται στον μετασχηματιστή με το φίλτρο LC (Σχήμα 2.3-2).

Οι μετρήσεις τάσης και ρεύματος γίνονται εύκολα με τη χρήση των μετασχηματισμών  $abc \rightarrow dq0$  και με τη χρήση του PLL.

### 3.3.2 Phasor μοντέλο μετατροπέα

Στο phasor μοντέλο η γεννήτρια SPWM καθώς και η γέφυρα των IGBT με αντιπαράλληλες διόδους αντικαθίστανται από ελεγχόμενες πηγές ρεύματος. Οι πηγές ρεύματος παράγουν το ρεύμα που διαρρέει το RL μέρος του φίλτρου (δηλαδή το ρεύμα ακροδεκτών). Έτσι το RL κομμάτι του φίλτρου υλοποιείται με αριθμητικά blocks και όχι με το ηλεκτρικό μοντέλο κυκλώματος RLC σειράς (Σχήμα 3.3-2).



Σχήμα 3.3-2: RL κύκλωμα σειράς

Για το κύκλωμα του φίλτρου του Σχήμα 3.3-2 προκύπτουν οι σχέσεις ( 3.4.1 ) και ( 3.4.2 ):

$$V_{d t} - V_{d s} = I_d R - \omega L I_q + L \frac{dI_d}{dt} \quad (3.3.1)$$

$$V_{q t} - V_{q s} = I_q R + \omega L I_d + L \frac{dI_q}{dt} \quad (3.3.2)$$

οι οποίες μετατρέπονται με εφαρμογή του μετασχηματισμού Laplace ως εξής:

$$I_d = \frac{\omega}{sL} (V_{d t} - V_{d s} - I_d R + I_q L) \quad (3.3.3)$$

$$I_q = \frac{\omega}{sL} (V_{q t} - V_{q s} - I_q R + I_d L) \quad (3.3.4)$$

όπου ο δείκτης “t” αναφέρεται στην τερματική τάση του μετατροπέα η οποία προκύπτει από τον έλεγχο της ενότητας 2.3.1 και ο δείκτης “s” αναφέρεται στη μετρούμενη τάση στο άλλο άκρο του φίλτρου. Τέλος προκύπτουν τα ρεύματα εξόδου του μετατροπέα.

$$I_{abc} = \sqrt{2} I_{base} \begin{bmatrix} 1 \\ e^{i\frac{4\pi}{3}} \\ e^{i\frac{2\pi}{3}} \end{bmatrix} (I_{ds} + i I_{qs}) \quad (3.3.5)$$

Η μέτρηση τάσης ή ρεύματος στη phasor προσομοίωση γίνεται στη θετική ακολουθία με τον εξής τρόπο:

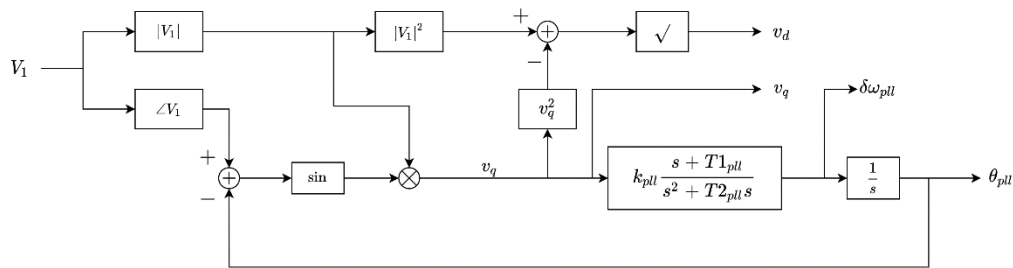
$$\tilde{V}_1 = V_1 \angle \arg(\tilde{V}_1) = V_d + i V_q = \begin{bmatrix} 1 & e^{i\frac{2\pi}{3}} & e^{i\frac{4\pi}{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = V_a + a V_b + a^2 V_c \quad (3.3.6)$$

Η προσομοίωση τύπου phasor επεξεργάζεται τα μεγέθη τάσης και ρεύματος σαν περιστρεφόμενα διανύσματα, δηλαδή φασιθέτες. Έτσι μεταφέροντας τους φασιθέτες στο κατάλληλο στρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς και αναλύοντας τους σε δύο κάθετους άξονες (dq) προκύπτουν η  $V_d$  και η  $V_q$  αντίστοιχα. Η μεταφορά που περιγράφεται γίνεται με αφαίρεση της γωνίας του πλαισίου από το μετρούμενο μέγεθος και η ανάλυσή του σε κάθετους άξονες γίνεται με τη χρήση της καρτεσιανής μορφής του φασιθέτη. Να σημειωθεί ότι η ανάλυση φασιθετών στο πλαίσιο αναφοράς είναι απαραίτητη μόνο για τον έλεγχο του μετατροπέα οπότε πριν διαμορφωθούν τα σήματα ελέγχου  $V_{dq conv}$  η γωνία του πλαισίου προστίθεται πάλι. Έτσι για τα μεγέθη  $V_{dq conv}$  και  $u_s$  που χρησιμοποιούνται στο φίλτρο δεν

είναι απαραίτητη η μεταφορά τους στο εικονικό πλαίσιο, η κατασκευή του οποίου περιγράφεται παρακάτω.

Η δημιουργία του εικονικού πλαισίου αναφοράς γίνεται με βάση την τάση εξόδου του μετατροπέα που λειτουργεί ως grid forming ή grid supporting (VS) αφού χρησιμοποιείται μόνο στον έλεγχο τάσης. Σε grid feeding ή grid supporting (CS) μετατροπείς δεν γίνεται έλεγχος τάσης, οπότε οι μετρήσεις της τάσης γίνονται όπως περιγράφεται για το ρεύμα παραπάνω.

Πρώτα διαμορφώνεται η  $v_q$  από την τάση θετικής ακολουθίας και βάσει αυτής η  $v_d$  που χρησιμοποιούνται στον έλεγχο τάσης με τη χρήση του PLL όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.3-3.



Σχήμα 3.3-3: Εσωτερική δομή PLL με δημιουργία πλαισίου αναφοράς

$$v_q = |\tilde{V}_1| \sin(\angle V_1 - \theta_{pll}) \cong |\tilde{V}_1| (\angle V_1 - \theta_{pll}) \quad (3.3.7)$$

$$v_d = \sqrt{V_1^2 - v_q^2} \quad (3.3.8)$$

$$\delta\omega_{pll} = \frac{\omega_{pll} - \omega_{nom}}{\omega_{nom}} \quad (3.3.9)$$

Για το PLL χρησιμοποιήθηκε η συνάρτηση μεταφοράς ( 3.3.10 ):

$$H_{pll}(s) = k_{pll} \frac{s + T_{1pll}}{s^2 + s T_{2pll}} \quad (3.3.10)$$

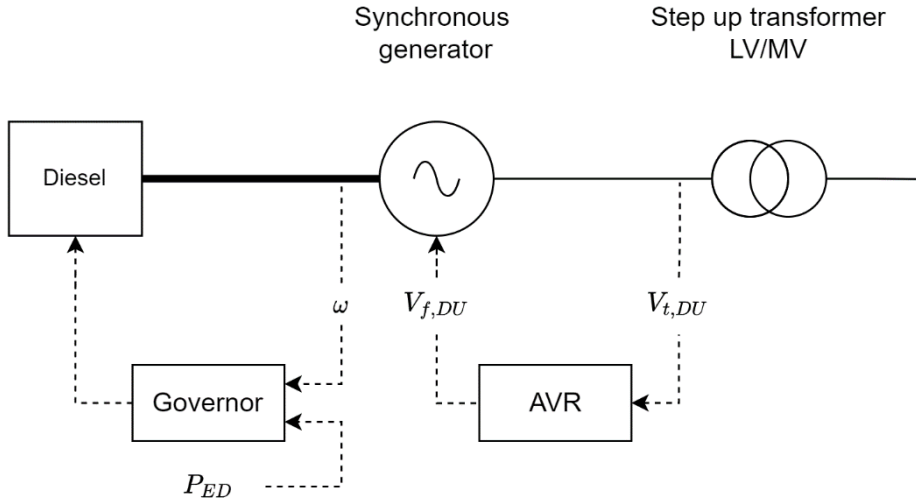
Πίνακας 3.3-2: Παράμετροι pll

Παράμετρος	Τιμή
$k_{pll}$	$2.878 \cdot 10^6 \text{ pu/sec}$
$T_{1pll}$	$133.85 \text{ sec}^{-1}$
$T_{2pll}$	$1195 \text{ sec}^{-1}$

Έτσι προκύπτει η κυκλική συχνότητα:  $\Omega(s) = V_q(s) \cdot H_{pll}(s)$ . Οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν για το PLL είναι από την αναφορά [27].

### 3.4 Μοντέλο Θερμικού Σταθμού παραγωγής

Στο σύστημα περιλαμβάνεται και ένας θερμικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο σταθμός περιλαμβάνει μια σύγχρονη γεννήτρια με τύλιγμα διέγερσης που κινείται από μηχανή diesel και ελέγχεται από Ρυθμιστή Στροφών (Governor) και Αυτόματο Ρυθμιστή Τάσης (AVR). Ο σταθμός παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.4-1.



Σχήμα 3.4-1: Τοπολογία Θερμικού Σταθμού

#### 3.4.1 Σύγχρονη γεννήτρια

Για τις σύγχρονες γεννήτριες του σταθμού χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο 6ης τάξης που περιγράφεται από τις παρακάτω εξισώσεις:

$$v_{du,s,d} = -R_{du,s}i_{du,s,d} - \omega_{du}\psi_{du,q} + \frac{d\psi_{du,d}}{dt} \quad (3.4.1)$$

$$v_{du,s,q} = -R_{du,s}i_{du,s,q} + \omega_{du}\psi_{du,d} - \frac{d\psi_{du,q}}{dt} \quad (3.4.2)$$

$$v_{du,fd} = R_{du,fd}i_{du,fd} + \frac{d\psi_{du,fd}}{dt} \quad (3.4.3)$$

$$v_{du,1d} = 0 = R_{du,1d}i_{du,1d} + \frac{d\psi_{du,1d}}{dt} \quad (3.4.4)$$

$$v_{du,1q} = 0 = R_{du,1q}i_{du,1q} + \frac{d\psi_{du,1q}}{dt} \quad (3.4.5)$$

$$v_{du,2q} = 0 = R_{du,2q}i_{du,2q} + \frac{d\psi_{du,2q}}{dt} \quad (3.4.6)$$

Όπου

- $v, i, R$ : οι τάσεις (V), τα ρεύματα (A) και οι αντιστάσεις ( $\Omega$ ) αντίστοιχα



- $\omega$ : η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα (rad/sec).
- $\psi$ : η μαγνητική ροή (Vsec).

Οι δείκτες των εξισώσεων εξηγούνται ως εξής:

- $d, q$ : ευθύς (direct) και κάθετος (quadrature) άξονας του πλαισίου αναφοράς του δρομέα
- $s$ : τύλιγμα στάτη
- $fd$ : τύλιγμα διέγερσης (δρομέας) που βρίσκεται στον  $d$  άξονα
- $1d$ : τύλιγμα απόσβεσης στον  $d$  άξονα
- $1q, 2q$ : τυλίγματα απόσβεσης στον  $q$  άξονα.

Οι εξισώσεις ( 3.4.1 ) και ( 3.4.2 ) αναπαριστούν τα τυλίγματα στάτη, η εξίσωση ( 3.4.3 ) τα τυλίγματα δρομέα και οι ( 3.4.4 ), ( 3.4.5 ) και ( 3.4.6 ) τα τυλίγματα απόσβεσης, τα οποία είναι βραχυκυκλωμένα οπότε  $v_{du,1,d} = v_{du,1,q} = v_{du,2,q} = 0$ . Η τάση διέγερσης  $v_{du,fd}$  ρυθμίζεται από έναν αυτόματο ρυθμιστή τάσης (AVR) IEEE τύπου 1. Η ηλεκτρομαγνητική ροπή ( $T_{du,e}$ ) μιας γεννήτριας με  $p_{du}$  αριθμό πόλων υπολογίζεται από την σχέση:

$$T_{du,e} = \frac{3 p_{du}}{2} \frac{p_{du}}{2} (\psi_{du,d} i_{du,s,q} - \psi_{du,q} i_{du,s,d}) \quad (3.4.7)$$

Τα μηχανικά δυναμικά φαινόμενα του δρομέα μοντελοποιούνται από την εξίσωση ταλάντωσης:

$$T_{du,m} - T_{du,e} = 2H_{du} \frac{d\omega_{du,r}}{dt} \quad (3.4.8)$$

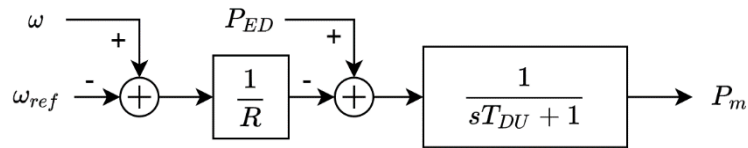
Όπου  $T_{du,m}$  είναι η μηχανική ροπή, που διαμορφώνεται από την κινητήρια μηχανή σύμφωνα με τον ρυθμιστή στροφών (governor) που θα αναλυθεί παρακάτω και  $H_{du}$  η ανηγμένη σταθερά αδρανείας της γεννήτριας (sec) [5] [41].

Πίνακας 3.4-1: Ονομαστικές τιμές γεννητριών

Παράμετρος	Τιμή
Ονομαστική Ισχύς	2x250kW + 1x100kW
Ονομαστική Τάση ακροδεκτών	400V
Σταθερά αδρανείας	1.7sec
Αριθμός πόλων	4

3.4.2 Ρύθμιση ενεργού ισχύος – συχνότητας

Ο ρυθμιστής στροφών (Governor) ρυθμίζει μέσω στατισμού τη μηχανική ισχύ αναφοράς της μηχανής diesel η οποία προσομοιώνεται ως μια συνάρτηση μεταφοράς 1ης τάξης [42]:



Σχήμα 3.4-2: Μοντέλο ρυθμιστή στροφών και μηχανής Diesel

Οι τιμές που επιλέχθηκαν είναι για το στατισμό  $R = 0.05pu$  και για τη χρονική σταθερά  $T_{DU} = 0.82sec$  και βασίζονται σε μετρήσεις πραγματικής μονάδας [42].

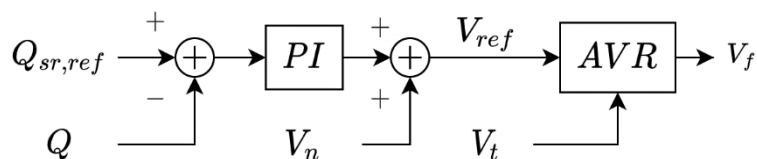
Το set point ενεργού ισχύος ( $P_{ED}$ ) θεωρείται σταθερό, υποθέτοντας ότι η γεννήτρια δε συμμετέχει στη δευτερεύουσα ρύθμιση ενεργού ισχύος.

Πίνακας 3.4-2: Παράμετροι γεννητριών

Παράμετρος	Τιμή
Στατισμός ( $R$ )	0.05
Χρονική σταθερά Diesel ( $T_{du}$ )	0.82sec
$P_{ED,d1}$	175kW (0.7pu)
$P_{ED,d2}$	175kW (0.7pu)
$P_{ED,d3}$	80kW (0.8pu)

3.4.3 Ρύθμιση αέργου ισχύος – τάσης

Η τάση διέγερσης της γεννήτριας καθορίζεται από τον AVR ο οποίος επιτελεί το ρόλο της πρωτεύουσας ρύθμισης τάσης – αέργου ισχύος, διατηρώντας την τερματική τάση της γεννήτριας σταθερή. Το μοντέλο του AVR που χρησιμοποιήθηκε είναι ένας IEEE τύπου 1 [43]. Ωστόσο, αντίθετα με την ενεργό ισχύ που θεωρείται σταθερή, η γεννήτρια μπορεί να

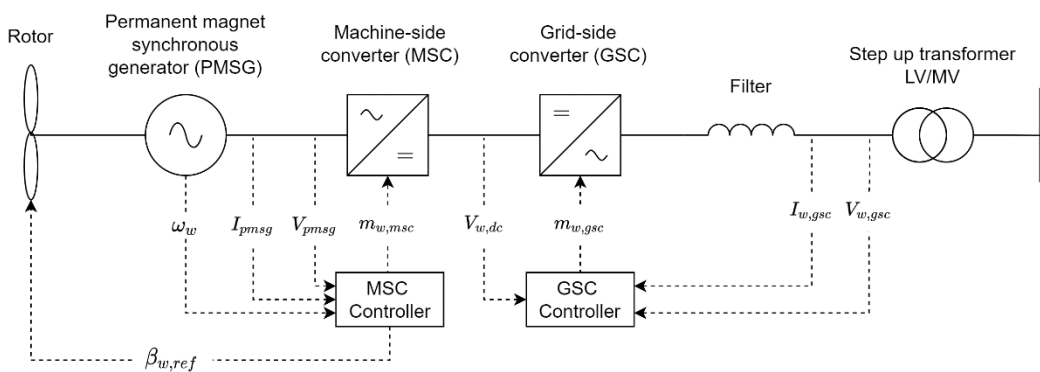


Σχήμα 3.4-3: Έλεγχος αέργου ισχύος - τάσης γεννήτριας

βοηθήσει και στη ρύθμιση τάσης μέσω της αέργου ισχύος. Έτσι το set point δεν είναι σταθερό και προκύπτει από τον διαμοιρασμό με την άεργο ισχύ των μπαταριών μέσω στατισμού.

### 3.5 Μοντέλο Ανεμογεννήτριας

Η ανεμογεννήτρια που χρησιμοποιείται είναι πλήρους μετατροπέα (τύπου IV) η οποία είναι η πιο συχνή τοπολογία που χρησιμοποιείται. Το μεγάλο της πλεονέκτημα είναι η δυνατότητα πλήρους ελέγχου και η ανθεκτικότητα στις μεταβολές του δικτύου, καθώς η ηλεκτρική γεννήτρια που περιλαμβάνει απομονώνεται από αυτό μέσω των μετατροπέων ισχύος [44]. Στο Σχήμα 3.5-1 απεικονίζεται η τοπολογία της ανεμογεννήτριας τύπου IV.



Σχήμα 3.5-1: Τοπολογία ανεμογεννήτριας

#### 3.5.1 Μοντέλο δρομέα και σύγχρονης γεννήτριας

Το μοντέλο του δρομέα της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιήθηκε είναι μοντέλο μίας μάζας και αποτελείται από τις εξισώσεις ( 3.5.1 ) - ( 3.5.5 ). Οι εισοδοι είναι η ταχύτητα ανέμου ( $v_w$  σε m/sec), η γωνία pitch ( $\beta$  σε  $^\circ$ ) και η ηλεκτρική ροπή της γεννήτριας ( $T_{w,e}$  σε Nm) ενώ οι έξοδοι είναι η μηχανική ροπή ( $T_{w,m}$  σε Nm) και η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα ( $\omega_w$  σε rad/sec).

$$P_{w,m} = \frac{1}{2} c_{p,w} \rho \pi R_w^2 v_w^3 \quad (3.5.1)$$

$$\lambda_w = \frac{\omega_w R_w}{v_w^3} \quad (3.5.2)$$

$$c_{w,p} = c_{w,1} \left( \frac{c_{w,2}}{\lambda_{w,i}} - c_{w,3} \beta_w - c_{w,4} \right) \exp \left( - \frac{c_{w,5}}{\lambda_{w,i}} \right) + c_{w,6} \lambda_w \quad (3.5.3)$$

$$T_{w,m} = \frac{P_{w,m}}{\omega_w} \quad (3.5.4)$$

$$T_{w,m} - T_{w,e} = \frac{J_w}{p_{pmsg}/2} \frac{d\omega_w}{dt} \quad (3.5.5)$$

Όπου:

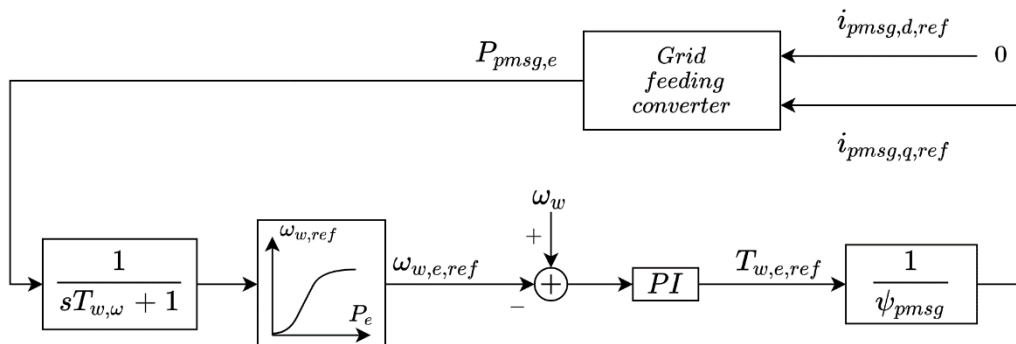
- $P_{w,m}$ : μηχανική ισχύς ανέμου ( $W$ )
- $c_{w,m}$ : συντελεστής ανέμου-ισχύος
- $\rho$ : πυκνότητα ανέμου ( $kg/m^3$ )
- $R_w$ : ακτίνα δρομέα (μήκος πτερυγίων) ( $m$ )
- $\lambda_w$ : λόγος ταχύτητας πτερυγίου
- $c_{w,1} - c_{w,8}$ : βοηθητικοί συντελεστές υπολογισμού του  $c_{w,m}$
- $J_w$ : αδράνεια δρομέα ανεμογεννήτριας και ηλεκτρικής γεννήτριας ( $kg \cdot m^2$ )
- $p_{pmsg}$ : αριθμός πόλων σύγχρονης γεννήτριας μονίμων μαγνητών

Περισσότερα στοιχεία υπάρχουν στις αναφορές [45], [46], [47].

Η σύγχρονη γεννήτρια που επιλέχθηκε είναι μονίμων μαγνητών και επιλέχθηκε το απλοποιημένο μοντέλο των [41], [48].

### 3.5.2 Μοντέλο και έλεγχος μετατροπέα πλευράς μηχανής (MSC)

Ο μετατροπέας πλευράς μηχανής ρυθμίζει κατάλληλα την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της σύγχρονης μηχανής. Πρόκειται για έναν grid feeding μετατροπέα με την προσθήκη ενός ελεγκτή ταχύτητας με την ισχύ της που μεταφέρεται στο dc link ( $P_{pmsg,e}$ ) (Σχήμα 3.5-2). Ο υπολογισμός της ταχύτητας αναφοράς ( $\omega_{w,ref}$ ) γίνεται μέσω μιας χαρακτηριστικής καμπύλη ισχύος – ταχύτητας. Η μετρούμενη ισχύς φιλτράρεται διαμέσου ενός φίλτρου 1ης τάξης με χρονική σταθερά ( $T_{w,\omega}$ ) των 3sec πριν χρησιμοποιηθεί στον έλεγχο, για να μην ακολουθεί γρήγορες αλλαγές της ταχύτητας του ανέμου μειώνοντας την καταπόνηση του δρομέα. Η ηλεκτρομαγνητική ροπή αναφοράς ( $T_{w,e,ref}$ ) (άρα και το ρεύμα αναφοράς κάθετου άξονα  $i_{pmsg,q,ref}$ ) διαμορφώνεται βάσει ενός PI ελεγκτή. Το ρεύμα αναφοράς ορθού άξονα  $i_{pmsg,d,ref}$  είναι 0.



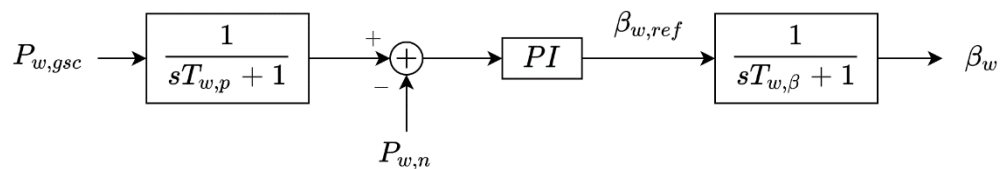
Σχήμα 3.5-2: Ελεγκτής ταχύτητας

Ο έλεγχος pitch παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.5-3. Ένας PI ελεγκτής ρυθμίζει τη γωνία pitch εξασφαλίζοντας ότι η ισχύς δε θα ξεπεράσει ποτέ την ονομαστική. Ένα φίλτρο 1ης τάξης με σταθερά ( $T_{w,\beta}$ ) ίση με 0.3sec μοντελοποιεί τον σερβοκινητήρα. Όταν η ανεμογεννήτρια είναι σε λειτουργία μέγιστης ισχύος (Maximum Power Point Tracking - MPPT) η ισχύς αναφοράς είναι ίση με την ονομαστική οπότε ο έλεγχος δίνει γωνία αναφοράς  $\beta_{w,ref} = 0$  ενώ ενεργοποιείται όταν  $P_{w,gsc} > P_{w,n}$ . Ο έλεγχος μπορεί να ενεργοποιηθεί και σε περιπτώσεις περικοπών ισχύος από τον διαχειριστή. Να σημειωθεί ότι ο έλεγχος pitch είναι πολύ πιο γρήγορος από τον έλεγχο ταχύτητας οπότε οι δυναμικές τους είναι ανεξάρτητες.

Περισσότερες πληροφορίες για τους ελεγκτές υπάρχουν στις [47]-[49].

### 3.5.3 Μοντέλο και έλεγχος μετατροπέα πλευράς δικτύου (GSC) και DC link

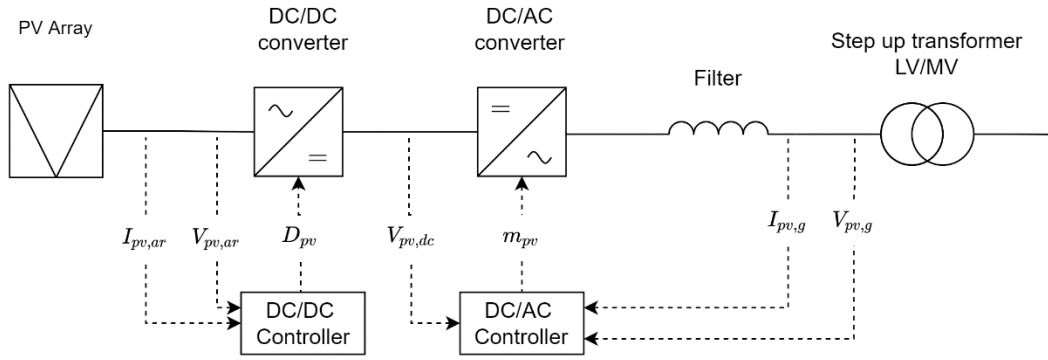
Ο έλεγχος του μετατροπέα πλευράς δικτύου είναι ίδιος με τον grid feeding που παρουσιάστηκε στην ενότητα 2.3.1. Η ενεργός ισχύς αναφοράς διαμορφώνεται μέσω ενός PI ελεγκτή που ρυθμίζει την τάση του dc link. Η άεργος ισχύς αναφοράς μπορεί να καθοριστεί βάσει της ενεργού μέσω ενός συντελεστή ισχύος ή από κάποιο κεντρικό σύστημα που διαμοιράζει τα άεργα του συστήματος ή ακόμα και εντελώς αυθαίρετα. Στην παρούσα μελέτη επιλέχθηκε σταθερός συντελεστής ισχύος [24].



Σχήμα 3.5-3: Έλεγχος pitch

### 3.6 Μοντέλο Φωτοβολταϊκού

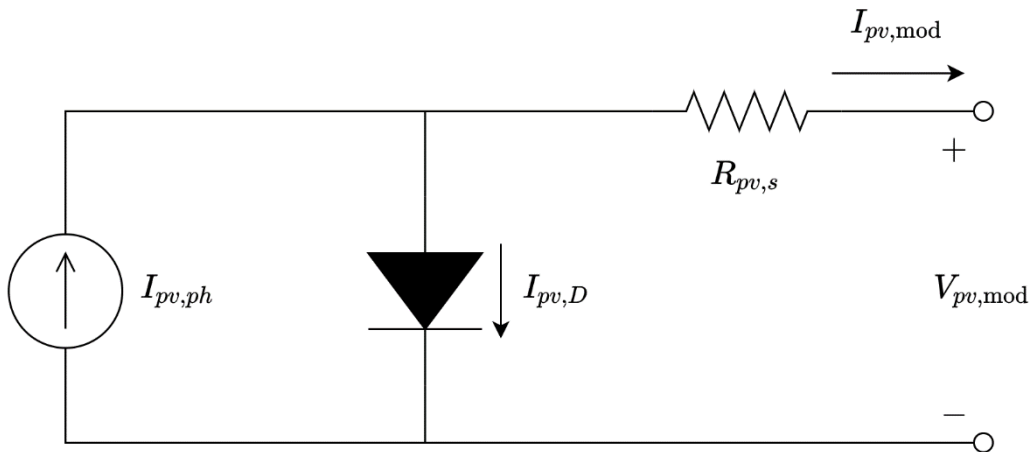
Στην παρούσα ενότητα θα παρουσιαστεί το μοντέλο φωτοβολταϊκού πάρκου που χρησιμοποιήθηκε. Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια συνδέονται μέσω ενός DC/DC back boost μετατροπέα που λειτουργεί σε MPPT. Στη συνέχεια η ισχύς μεταφέρεται μέσω ενός DC/AC μετατροπέα και ενός μετασχηματιστή ανύψωσης στο εναλλασσόμενο δίκτυο. Η τοπολογία του φ/β δίνεται στο Σχήμα 3.6-1.



Σχήμα 3.6-1: Τοπολογία φ/β πάρκου

### 3.6.1 Φωτοβολταϊκά πλαίσια (PV arrays)

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια αποτελούνται από φωτοβολταϊκά στοιχεία δηλαδή διόδους που μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρικό ρεύμα (φωτοδίοδοι). Φωτόνια που μεταφέρουν σημαντικά ποσά ενέργειας διασπών το ενεργειακό διάκενο του υλικού (1.1eV για το πυρίτιο) και δημιουργούν ενεργούς φορείς, η κίνηση των οποίων παράγει ηλεκτρικό ρεύμα διαμέσου της επαφής p-n. [50], [51], [52]. Το κάθε φ/β στοιχείο παράγει 0.6-0.7V οπότε για τη διαμόρφωση ενός φ/β πλαισίου αρκετά από αυτά συνδέονται σε σειρά ( $n_{pv,c} = 60$ ). Το φ/β πλαίσιο μοντελοποιείται βάσει του ισοδύναμου κυκλώματος του Σχήμα 3.6-2.



Σχήμα 3.6-2: Ισοδύναμο κύκλωμα φ/β στοιχείου

Το ρεύμα του φ/β πλαισίου ( $I_{pv,mod}$ ) υπολογίζεται βάσει των σχέσεων ( 3.6.1 ) - ( 3.6.4 ).

$$I_{pv,mod} = I_{pv,ph} - I_{pv,sat} \left[ \exp \left( \frac{V_{pv,mod} + I_{pv,mod} R_{pv,s}}{a_{pv} V_{pv,t}} \right) - 1 \right] \quad (3.6.1)$$

$$I_{pv,ph} = [I_{pv,mod,sc} + K_{pv,i,sc}(T_{pv} - T_{pv,stc})] \frac{G_{pv}}{G_{pv,stc}} \quad (3.6.2)$$

$$I_{pv,sat} = \frac{I_{pv,mod,sc} + K_{pv,i,sc}(T_{pv} - T_{pv,stc})}{\exp\left(\frac{V_{pv,mod,oc} + K_{pv,i,oc}(T_{pv} - T_{pv,stc})}{a_{pv}V_{pv,t}}\right) - 1} \quad (3.6.3)$$

$$V_{pv,t} = n_{pv,c} \frac{kT_{pv}}{q} \quad (3.6.4)$$

Όπου

- STC: ο δείκτης που χρησιμοποιείται για παραμέτρους υπολογισμένες σε πρότυπες συνθήκες δοκιμών (θερμοκρασία στοιχείου  $T_{pv} = 25^{\circ}\text{C}$  και ηλιακή ακτινοβολία  $G_{pv} = 1000\text{W}/\text{m}^2$ )
- OC: ο δείκτης που χρησιμοποιείται για συνθήκες ανοιχτοκύκλωσης
- SC: ο δείκτης που χρησιμοποιείται για συνθήκες βραχυκύκλωσης
- $I_{pv,ph}$ : το φωτόρρευμα (A) ανάλογο με την ηλιακή ακτινοβολία
- $I_{pv,sat}$ : αντίστροφο ρεύμα κορεσμού της διόδου (A)
- $V_{pv,mod}$ : τάση φ/β πλαισίου (V)
- $R_{pv,s}$ : ισοδύναμη αντίσταση σειράς ( $\Omega$ )
- $a_{pv}$ : σταθερά διόδου
- $V_{pv,t}$ : θερμική τάση (V)
- $K_{pv,i,sc}$ : συντελεστής ρεύματος βραχυκύκλωσης-θερμοκρασίας (A/K)
- $K_{pv,v,oc}$ : συντελεστής τάσης ανοιχτοκύκλωσης-θερμοκρασίας (V/K)
- $n_{pv,c}$ : αριθμός εν σειρά συνδεδεμένων φ/β στοιχείων
- $k$ : σταθερά Boltzmann ( $1.381 \times 10^{-23}\text{J/K}$ )
- $q$ : φορτίο ηλεκτρονίου ( $1.602 \times 10^{-19}\text{C}$ )

Το φ/β πλαίσιο που προκύπτει έχει ονομαστική ισχύ 220Wr και τάση 29V οπότε πολλά πανομοιότυπα πλαίσια συνδέονται κατάλληλα για ταυτόχρονη αύξηση και των δύο μεγεθών. Έτσι συνδέονται σε σειρά  $n_{pv,mod} = 20$  φ/β πλαίσια οπότε η τάση αυξάνεται στα 580V δημιουργώντας μια συστοιχία (string), ενώ για να αυξηθεί το ρεύμα συνδέονται παράλληλα  $n_{pv,str} = 46$  τέτοιες συστοιχίες που δίνουν συνολικά 200kWp. Το φ/β πάρκο τελικά έχει τάση όση και η κάθε συστοιχία ( $V_{pv,ar} = n_{pv,mod}V_{pv,mod}$ ) και ρεύμα όσο το συνολικό ρεύμα όλων των συστοιχιών ( $I_{pv,ar} = n_{pv,str}I_{pv,mod}$ ) [50].

### 3.6.2 Μετατροπέας DC/DC

Ο DC/DC μετατροπέας ρυθμίζει την τάση του  $\phi/\beta$  πάρκου σύμφωνα με τον MPPT αλγόριθμο. Η βασική ιδέα του αλγορίθμου MPPT είναι ότι για κάθε τιμή ηλιακής ακτινοβολίας υπάρχει ένα ζεύγος ρεύματος-τάσης που μεγιστοποιεί την ισχύ του  $\phi/\beta$ . Στην αναφορά [53] παρουσιάζεται ο incremental conductance (INC) MPPT αλγόριθμος. Η τάση του  $\phi/\beta$  ρυθμίζεται μέσω του κύκλου λειτουργίας (duty cycle) του ημιαγωγικού διακόπτη (συνήθως IGBT), σύμφωνα με την εξίσωση ( 3.6.5 ):

$$\frac{V_{pv,dc}}{V_{pv,ar}} = \frac{D_{pv}}{1 - D_{pv}} \quad (3.6.5)$$

Όπου:

- $V_{pv,ar}$ : η τάση του  $\phi/\beta$  πλαισίου
- $V_{pv,dc}$ : η τάση της DC πλευράς του μετατροπέα
- $D_{pv}$ : ο κύκλος λειτουργίας

Στη συνέχεια η ισχύς μεταφέρεται στο δίκτυο μέσω του DC/AC grid following μετατροπέα του οποίου ο έλεγχος έχει παρουσιαστεί [54].

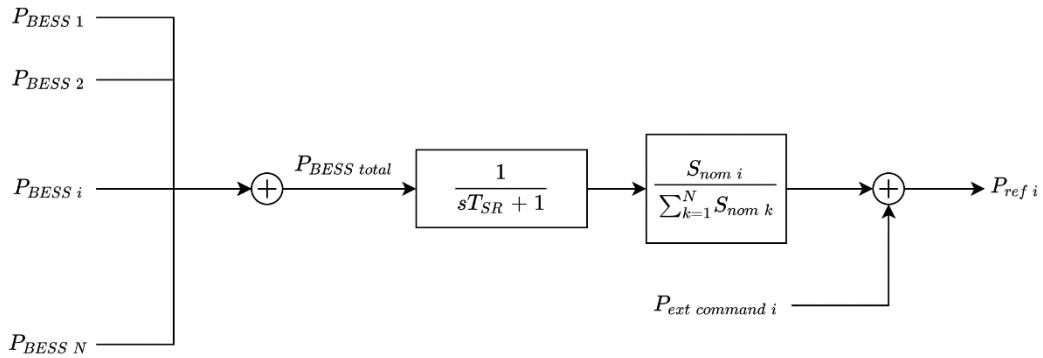
Στην παρούσα εργασία που εξετάζει τη λειτουργία του συστήματος για πολύ μικρά χρονικά διαστήματα θεωρήθηκε σταθερή ηλιακή ακτινοβολία. Τέλος επιλέχθηκε να ανταλλάσσει μηδενική άεργο ισχύ κάτι που μπορεί να καθοριστεί από τον έλεγχο του μετατροπέα του αυθαίρετα.

## 3.7 Μοντέλο Δευτερεύουσας ρύθμισης

### 3.7.1 Δευτερεύουσα Ρύθμιση συχνότητας - ενεργού ισχύος

Στο εξεταζόμενο σύστημα ο σταθμός αποθήκευσης παίζει κυρίαρχο ρόλο, οπότε η συμμετοχή του στη δευτερεύουσα ρύθμιση είναι αναγκαία. Για την ρύθμιση ενεργού ισχύος - συχνότητας μεταξύ N σταθμών αποθήκευσης μπαταριών υλοποιήθηκε η διάταξη του Σχήμα 3.7-1. Σύμφωνα με την διάταξη του Σχήμα 3.7-1 η ισχύς διαμοιράζεται βάσει της ονομαστικής ικανότητας της κάθε μονάδας. Το  $T_{sampling}$  επιλέχθηκε 5sec έτσι ώστε η δυναμική αυτού του ελέγχου να μην εμπλέκεται στους υπόλοιπους αφού με το φίλτρο των 5sec η έξοδος καθυστερεί κατά  $4 * 5sec = 20sec$ . Υπάρχει και επιπλέον κλάδος χειροκίνητης ρύθμισης για περιπτώσεις αλλαγής του διαμοιρασμού  $P_{ext\ command}$  όμως για να παίρνει η συχνότητα την ονομαστική τιμή θα πρέπει  $\sum_{i=1}^N P_{ext\ command\ i} = 0$ .



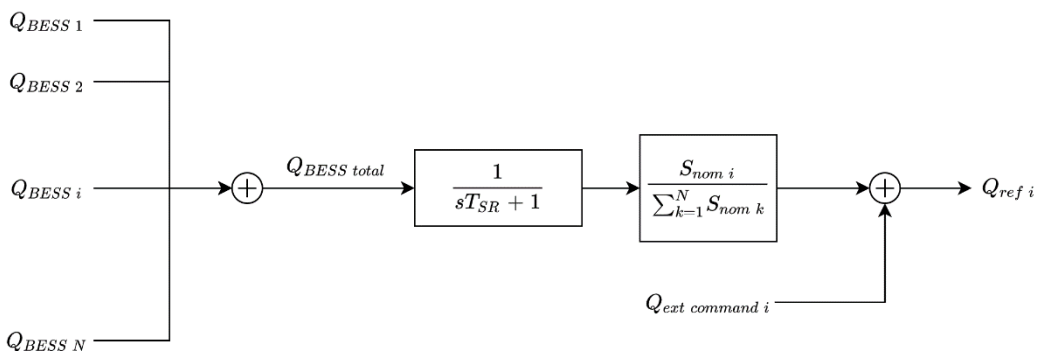


Σχήμα 3.7-1: Δευτερεύουσα ρύθμιση ενεργού ισχύος BESS

Στο σύστημα που εξετάζεται οι μονάδες αποθήκευσης είναι δύο, οπότε η παραπάνω υλοποίηση είναι αρκετά απλή και είναι εύκολα αντιληπτός ο ρόλος του  $P_{ext\ command\ 1} = -P_{ext\ command\ 2}$  αφού αν η μία μονάδα αναλαμβάνει μεγαλύτερο μερίδιο η άλλη θα πρέπει αυτόματα να μειώσει τη δική της ισχύ εξόδου. Τέλος να σημειωθεί ότι η παραπάνω υλοποίηση θα μπορούσε να εφαρμοστεί και σε άλλες συμβατικές μονάδες παραγωγής, ωστόσο η ενεργός ισχύς αναφοράς των τους συνήθως ορίζεται από οικονομική κατανομή φορτίου, βάσει πρόβλεψης φορτίου, παραγωγής ΑΠΕ, κόστους, κ.λπ.

### 3.7.2 Δευτερεύουσα Ρύθμιση τάσης - αέργου ισχύος

Στο σύστημα δεν υπάρχουν μεγάλες γραμμές και η τάση μπορεί να θεωρηθεί ενιαία (με αναφορά αυτή του σημείου σύνδεσης του θερμικού σταθμού και του σταθμού αποθήκευσης) οπότε υλοποιήθηκε ρύθμιση τάσης - αέργου ισχύος με εντελώς αντίστοιχο τρόπο. Ενώ δεν απεικονίζεται στο Σχήμα 3.7-2 στη δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης - αέργου ισχύος συμμετέχουν και οι γεννήτριες.



Σχήμα 3.7-2: Δευτερεύουσα ρύθμιση αέργου ισχύος BESS

### 3.8 Φορτία και Τηλεθέρμανση

Ως φορτίο του εξεταζόμενου συστήματος επιλέχθηκε η αιχμή του Αγίου Ευστρατίου δηλαδή 250kW με συντελεστή ισχύος 0.90 (τυπικό για οικιακούς καταναλωτές). Στο πραγματικό σύστημα από τον ζυγό του θερμικού σταθμού αναχωρούν δύο γραμμές διανομής μέσης τάσης στις οποίες συνδέονται τα φορτία. Στην εργασία επιλέχθηκε ένα συγκεντρωμένο ασύμμετρο φορτίο που συνδέεται στον ζυγό μέσω μιας γραμμής μέσης τάσης με αγωγούς ACSR-16 μήκους 2χλμ.

Η έννοια του φορτίου που ίσως έχει περισσότερη σημασία είναι το Υπολειπόμενο Φορτίο (Residual Load). Το υπολειπόμενο φορτίο είναι το φορτίο που έχουν να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής και οι σταθμοί αποθήκευσης. Για το εξεταζόμενο σύστημα ορίζεται από τις εξισώσεις ( 3.8.1 ) και ( 3.8.2 ):

$$P_{res\ load} = P_{load} + P_{heat} - P_{wt} - P_{pv} \quad (3.8.1)$$

$$Q_{res\ load} = Q_{load} + Q_{heat} - Q_{wt} - Q_{pv} \quad (3.8.2)$$

Όπου  $P_{load}$  και  $Q_{load}$  είναι η ισχύς των οικιακών καταναλωτών,  $P_{heat}$  και  $Q_{heat}$  η ισχύς της τηλεθέρμανσης και  $P_{wt}$ ,  $Q_{wt}$ ,  $P_{pv}$  και  $Q_{pv}$  η ισχύς της ανεμογεννήτριας και του φωτοβολταϊκού αντίστοιχα.

Στη μελέτη αυτή το οικιακό φορτίο και το φορτίο της τηλεθέρμανσης θεωρήθηκαν σταθερά όπως σταθερή θεωρήθηκε και η ηλιακή ακτινοβολία άρα και κατ' επέκταση η ενεργός ισχύς του φωτοβολταϊκού. Έτσι η μεταβλητότητα του υπολειπόμενου φορτίου οφείλεται κυρίως στην ενεργό ισχύ της ανεμογεννήτριας και λιγότερο στις ροές μεταξύ μετασχηματιστών και γραμμών. Αντίθετα η άεργος ισχύς είναι πολύ πιο σταθερή αφού η ανεμογεννήτρια και το φωτοβολταϊκό δεν ανταλλάσσουν άεργος ισχύ έτσι οι πολύ μικρές διακυμάνσεις οφείλονται στους μετασχηματιστές.

Η τηλεθέρμανση θεωρήθηκε ότι συνδέεται απευθείας στη μέση τάση οπότε προσομοιώθηκε ως φορτίο 300 kW με συντελεστή ισχύος 0.99 επαγωγικό, δηλαδή σχεδόν ωμικό φορτίο.

### 3.9 Μετασχηματιστές ισχύος

Τόσο οι μετατροπείς των μονάδων παραγωγής όσο και η γεννήτρια του εξεταζόμενου συστήματος έχουν τάση ακροδεκτών 400V (ή 690V της ανεμογεννήτριας), δηλαδή χαμηλή τάση. Για τη σύνδεσή τους στο δίκτυο διανομής μέσης τάσης (15KV) χρησιμοποιούνται τριφασικοί μετασχηματιστές ανύψωσης. Αντίστοιχα το φορτίο είναι χαμηλής τάσης οπότε συνδέεται μέσω μετασχηματιστή υποβιβασμού.

Το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε είναι το ανά μονάδα μοντέλο μετασχηματιστή του Simulink για τριφασικό μετασχηματιστή 3 τυλιγμάτων (τύπου πυρήνα). Για τα ονομαστικά ανά μονάδα μεγέθη αντίστασης και αντίδρασης χρησιμοποιήθηκαν τιμές από την [55], ενώ η ονομαστική ισχύς είναι ανάλογη με την αυτή της αντίστοιχης μονάδας παραγωγής.

Πίνακας 3.9-1: Ονομαστικές τιμές μετασχηματιστών

<b>Μονάδα</b>	<b><math>S_{nom}</math> (kVA)</b>	<b><math>V_1/V_2</math> (kV)</b>	<b><math>r_1, r_2</math> (pu)</b>	<b><math>x_1, x_2</math> (pu)</b>
BESS1/BESS2	1250	0.4/15	0.004	0.0295
Γεννήτρια	400	0.4/15	0.004	0.0295
Ανεμογεννήτρια	1000	0.69/15	0.0005	0.0250
Φωτοβολταϊκό	300	0.4/15	0.004	0.0295
Φορτίο	500	15/0.4	0.004	0.0295



## 4 Αποτελέσματα

Στο 4ο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που εκτελέστηκαν. Στόχος των προσομοιώσεων ήταν η μελέτη μεταβατικών φαινομένων όπως η απώλεια κάποιας μονάδας παραγωγής, όπως η ανεμογεννήτρια, η θερμική μονάδα diesel και ένας σταθμός BESS, καθώς και η απόκριση του συστήματος σε βραχυκύκλωμα. Σε κάθε περίπτωση εξετάζεται η απόκριση του συστήματος (κυρίως μέσω της απόκρισης συχνότητας και τάσης του ζυγού του θερμικού σταθμού) για διαφορετικές λειτουργίες των BESS, σε διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ και για διαφορετικές παραμέτρους του ελέγχου των BESS. Να σημειωθεί ότι σε πραγματικές συνθήκες λειτουργίας, σε περίπτωση βλάβης της α/γ ή των BESS, το σύστημα τηλεθέρμανσης θα αποσυνδεόταν, ώστε να στηριχθεί η διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος του νησιού. Ωστόσο, στις προσομοιώσεις το σύστημα τηλεθέρμανσης διατηρείται εντός λειτουργίας σε κάθε περίπτωση, ώστε να εξεταστεί η δυναμική συμπεριφορά του σε έκτακτες καταστάσεις, αξιολογώντας τις δυνατότητες ρύθμισης των εγκαταστάσεων αποθήκευσης και της θερμικής μονάδας.

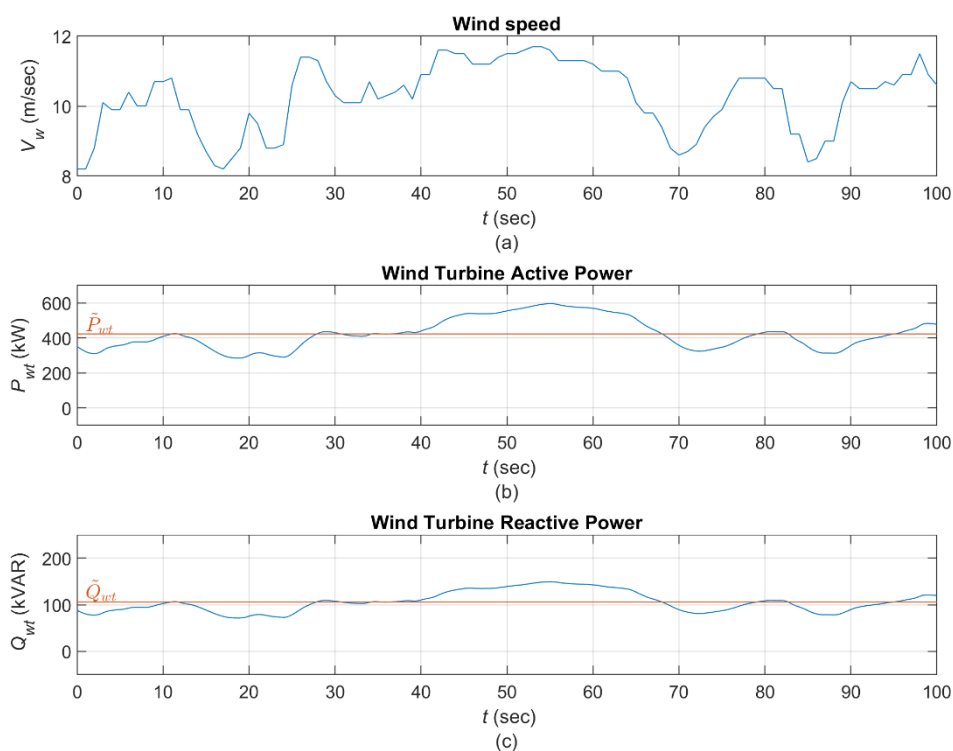
Συγκεκριμένα, στην υποενότητα 4.1 εξετάζεται επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ κοντά στο 66% (μέση), στην υποενότητα 4.2 κοντά στο 85% (υψηλή) και στην υποενότητα 4.3 εξετάζεται η λειτουργία του νησιωτικού συστήματος, απουσία θερμικής μονάδας (100% διείσδυση ΑΠΕ). Στην υποενότητα 4.4 γίνεται σύγκριση αξιολόγηση της συμπεριφοράς του συστήματος για τα παραπάνω επίπεδα συμμετοχής ΑΠΕ στο ισοζύγιο ισχύος.

Ένα βασικό θέμα που εξετάζεται είναι η επίδραση του ελέγχου στατισμού, δηλαδή ο διαμοιρασμός ισχύος μεταξύ των BESS και των γεννητριών. Επιπλέον, εξετάζεται ο ρυθμός μεταβολής συχνότητας (Rocof) ο οποίος αποτελεί ένδειξη για τη σχετική ευστάθεια του συστήματος, που επηρεάζεται από την αδράνεια του ηλεκτρικού συστήματος, η οποία είναι έννοια κομβικής σημασίας στα αυτόνομα δίκτυα. Στις προσομοιώσεις, μελετάται η δυνατότητα παροχής αδράνειας και διατήρησης του RoCoF σε κατά το δυνατόν χαμηλά επίπεδα σε διαταραχές του ισοζυγίου ισχύος (ύστερα από απώλεια μονάδας), μέσω κατάλληλου ελέγχου των BESS, κυρίως όταν αυτοί είναι σε λειτουργία grid supporting (VS). Τέλος, στην υποενότητα 4.5 εξετάζεται μέσω του διακοπτικού μοντέλου η απόκριση σε μονοφασικό βραχυκύκλωμα.

Σε κάθε περίπτωση οι BESS έχουν αρκετή αποθηκευμένη ενέργεια για να καλύπτουν το υπολειπόμενο φορτίο, εξετάζοντας χρονικές περιόδους μικρότερες των 2 λεπτών. Οι συνθήκες ανέμου και η παραγωγή της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιήθηκαν σε όλες τις προσομοιώσεις δίνονται στο Σχήμα 3.9-1. Η ενεργός ισχύς του φωτοβολταϊκού είναι σταθερή

στα 43kW αφού ηλιακή ακτινοβολία θεωρήθηκε σταθερή ( $G = 230kW$ ) εντός των εξεταζόμενων 100sec. Επιπλέον το φ/β λειτουργεί με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος άρα δεν ανταλλάσσει άεργο ισχύ με το δίκτυο.

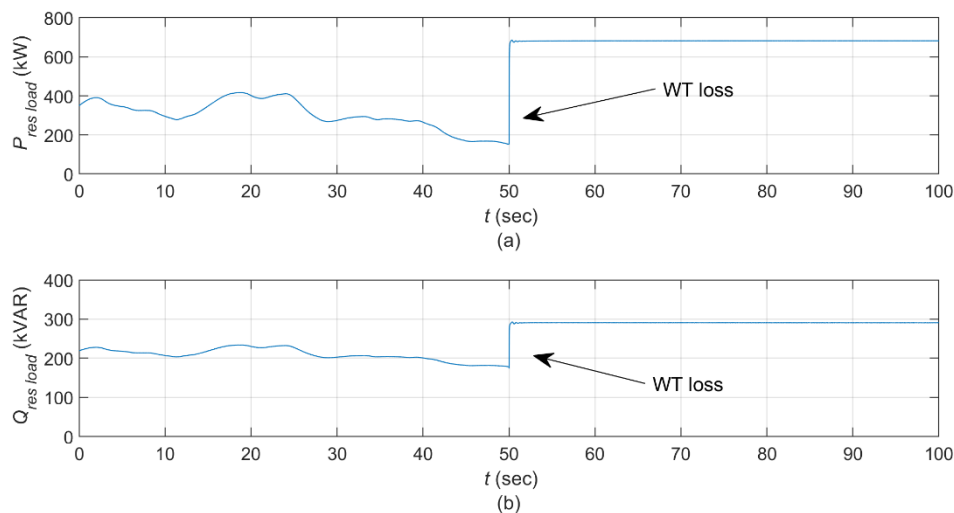
Το προφίλ ανέμου που επιλέχθηκε έχει έντονη τύρβη όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.9-1(a). Έτσι, η ενεργός ισχύς της ανεμογεννήτριας παρουσιάζει έντονη διακύμανση με μέση τιμή 422kW (πορτοκαλί γραμμή στο Σχήμα 3.9-1(b)). Ο συντελεστής ισχύος της α/γ θα μπορούσε να είναι 1 οπότε η άεργος ισχύς της να είναι σταθερά 0. Επειδή σε αρκετές προσομοιώσεις εξετάστηκε ως διαταραχή η απότομη απώλεια της α/γ και με γνώμονα ότι είναι επιθυμητή η διερεύνηση της απόκρισης του συστήματος σε ανισορροπίες ενεργού και αέργου ισχύος, επιλέχθηκε 0.97 επαγωγικός συντελεστής ισχύος της α/γ (μέση τιμή αέργου ισχύος 106kVAR) (Σχήμα 3.9-1(c)), αντί μοναδιαίου (όπως στο φ/β πάρκο).



Σχήμα 3.9-1: Συνθήκες ανέμου και παραγωγή α/γ: (a) ταχύτητα ανέμου, (b) ενεργός ισχύς α/γ, (c) άεργος ισχύς α/γ

#### 4.1 Μέση διείσδυση ΑΠΕ

Στο πρώτο επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ το φορτίο του συστήματος επιλέγεται στα 400kW με συντελεστή ισχύος 0.90 επαγωγικό και τηλεθέρμανση με κατανάλωση 300kW με συντελεστή ισχύος 0.99 επαγωγικό. Σε λειτουργία βρίσκονται οι δύο γεννήτριες των 250kW με ενεργό ισχύ αναφοράς 175kW (0.70pu) η κάθε μία. Το ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ είναι περίπου 66% του συνολικού φορτίου. Στο σχήμα φαίνεται το υπολειπόμενο φορτίο, δηλαδή το φορτίο που απομένει προς εξυπηρέτηση από τους πλήρως ελεγχόμενους πόρους του συστήματος (δύο γεννήτριες και δύο BESS). Τη στιγμή  $t = 50sec$  η α/γ αποσυνδέεται απότομα από το σύστημα, ενώ η παραγωγή της είναι περίπου 555kW και η έγχυση αέργου ισχύος 140kVAR. Το υπολειπόμενο ενεργό και άεργο φορτίο απεικονίζεται στο Σχήμα 4.1-1.



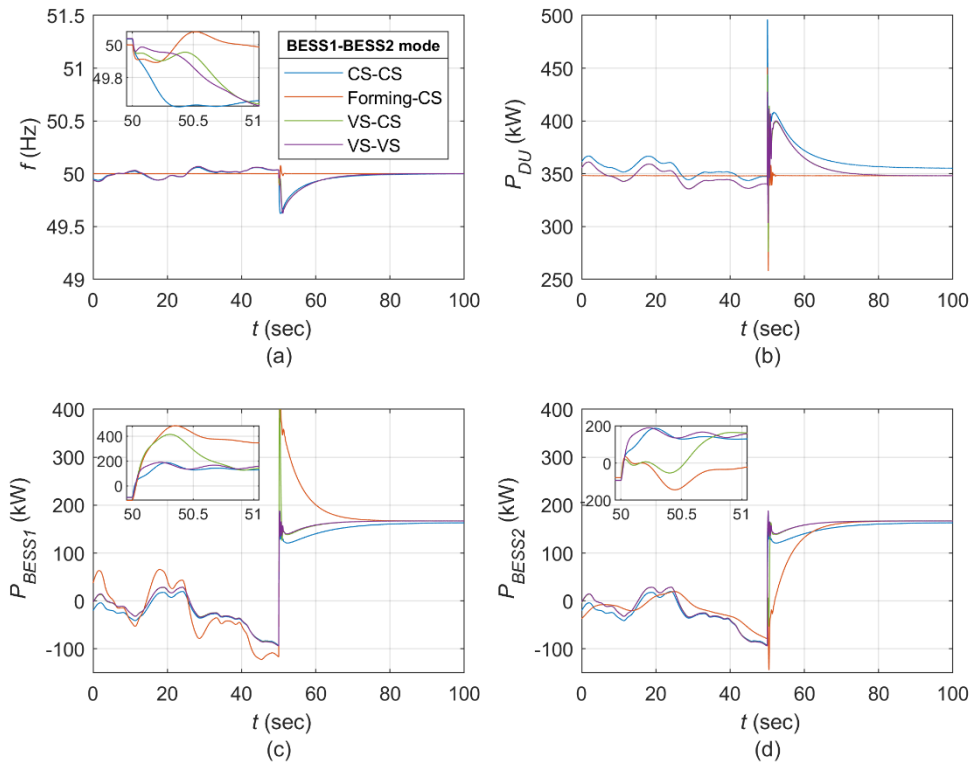
Σχήμα 4.1-1: Υπολειπόμενο ενεργό (α) και άεργο (β) φορτίο του σεναρίου μέσης διείσδυσης ΑΠΕ

##### 4.1.1 Διαφορετικές λειτουργίες BESS

Στην πρώτη μελέτη του σεναρίου μέσης διείσδυσης εξετάζεται η απόκριση του συστήματος με διαφορετικές λειτουργίες των BESS. Η λειτουργία των δύο σύγχρονων γεννητριών επιτρέπει στους σταθμούς να λειτουργήσουν και ως grid supporting (CS). Οι λειτουργίες που εξετάζονται είναι οι εξής:

- BESS1 & BESS2 grid supporting (CS)
- BESS1 grid forming, BESS2 grid supporting (CS)
- BESS1 grid supporting (VS), BESS2 grid supporting (CS)
- BESS1 grid supporting (VS), BESS2 grid supporting (VS)

Να σημειωθεί ότι όταν οι BESS λειτουργούν ως grid supporting (CS) παρέχουν και εικονική αδράνεια ( $H_{BESS} = 3\text{sec}$ ) και πρωτεύουσα ρύθμιση ( $m = 2\%$ ). Τα αποτελέσματα για συχνότητα και ενεργό ισχύ γεννητριών και BESS συνοψίζονται στο Σχήμα 4.1-2 ενώ η τάση στο σημείο κοινής σύνδεσης και η άεργος ισχύς των γεννητριών και των BESS δίνονται στο Σχήμα 4.1-3.



Σχήμα 4.1-2: Απόκριση συστήματος σε διαφορετικές λειτουργίες BESS σε συνθήκες μέσης διείσδυσης ΑΠΕ: (a) συχνότητα συστήματος, (b) συνολική ενεργός ισχύς γεννητριών, (c) ενεργός ισχύς BESS1, (d) ενεργός ισχύς BESS2

Στην λειτουργία με τους 2 σταθμούς σε grid supporting (CS) υπεύθυνες για τη διαμόρφωση της συχνότητας είναι οι γεννήτριες. Οι BESS μέσω του ελέγχου στατισμού παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία στις μεταβολές ισχύος της α/γ αλλά και τα δευτερόλεπτα που έπονται της απώλειάς της (μπλε καμπύλη Σχήμα 4.1-2(c), (d)). Κατά την έξοδο της α/γ οι BESS παρέχουν την ίδια ισχύ αφού έχουν ίδιες τιμές στατισμού ( $m_1 = m_2 = 2\%$ ), ενώ η συχνότητα παίρνει τη χαμηλότερη τιμή της σε σχέση με τις υπόλοιπες περιπτώσεις (Σχήμα 4.1-2(a)). Η τιμή του στατισμού του ρυθμιστή στροφών των γεννητριών είναι 5% οπότε αναλαμβάνουν μικρότερο μερίδιο της μεταβολής αναλογικά με την ονομαστική τους ισχύ. Η συχνότητα καθορίζεται από τον ρυθμιστή στροφών των γεννητριών και όχι από τους BESS. Μετά την έξοδο της α/γ οι BESS αυξάνουν την ισχύ τους βάσει της δευτερεύουσας ρύθμισης και καλύπτουν την απώλεια με τις γεννήτριες αντίστοιχα να επανέρχονται στην αρχική ισχύ

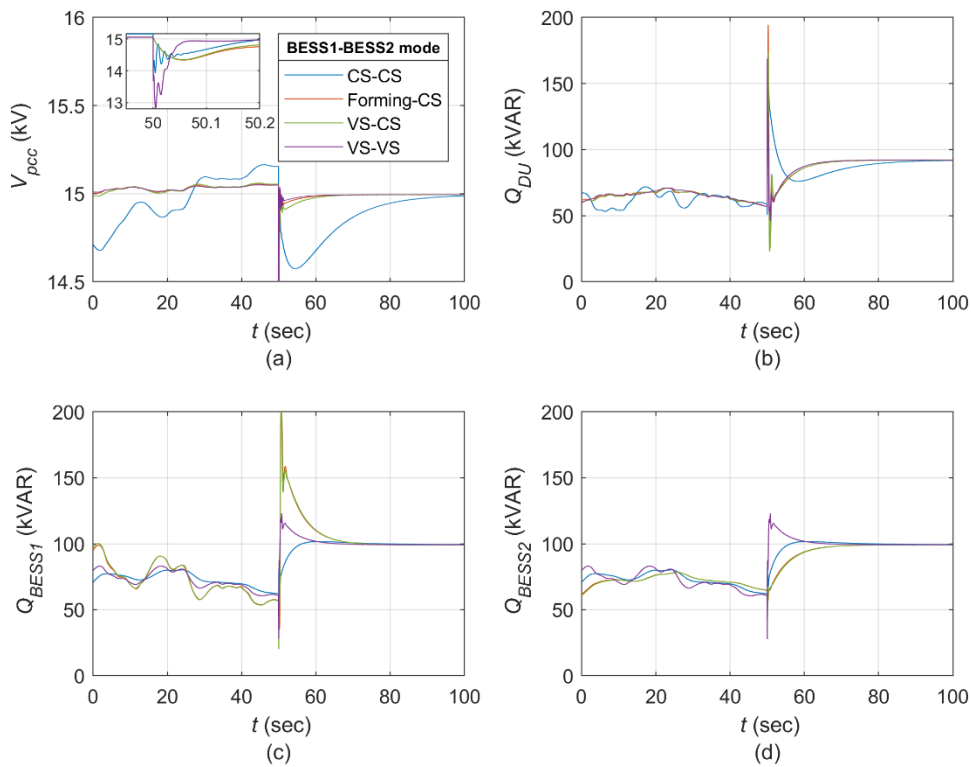


αναφοράς τους όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.1-2(b),(c),(d), αφού δεν συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.

Στη δεύτερη περίπτωση (κόκκινη καμπύλη) που ο BESS1 λειτουργεί ως grid forming η συχνότητα μένει πρακτικά σταθερή σε όλη τη διάρκεια της μελέτης (βλ. Σχήμα 4.1-2(a)). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα ο BESS2 (λειτουργεί ως grid supporting (CS)) και οι γεννήτριες να μην παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία και ο BESS1 να αναλαμβάνει εξ ολοκλήρου τη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος του συστήματος (πρωτεύουσα και δευτερεύουσα), λειτουργικότητα που καταπονεί ασύμμετρα τον συγκεκριμένο αποθηκευτικό σταθμό. Στη συγκεκριμένη λειτουργία η συχνότητα ελέγχεται από τον BESS1 με ανελαστικό τρόπο κάτι που τελικά δεν προκάλεσε κυκλικά ρεύματα μεταξύ των μονάδων.

Στην τρίτη περίπτωση που ο BESS1 είναι σε λειτουργία grid supporting (VS) η συχνότητα μεταβάλλεται αντιστρόφως ανάλογα με την ισχύ εξόδου του σύμφωνα με τον έλεγχο στατισμού. Αφού η ισχύς του ακολουθεί τις διακυμάνσεις της α/γ, υπάρχει μεταβλητότητα και στη συχνότητα του συστήματος κάτι που ενεργοποιεί τον έλεγχο στατισμού του BESS2 και τους ρυθμιστές στροφών των γεννητριών, έτσι ώστε να αναλάβουν μέρος των διακυμάνσεων της ισχύος. Έτσι καταπονείται λιγότερο ο BESS1 αφού μοιράζεται εξίσου τις μεταβολές της ισχύος με τον BESS2, λόγω ίδιας τιμής στατισμού και συμμετοχής στη δευτερεύουσα ρύθμιση. Μετά την έξοδο της α/γ η συχνότητα επανέρχεται στην ονομαστική τιμή της με αύξηση της ισχύος των BESS και ταυτόχρονη επαναφορά της ισχύος των γεννητριών στο αρχικό σημείο αναφοράς.

Στην τέταρτη περίπτωση όπου και οι δύο BESS λειτουργούν ως grid supporting (VS) (με μωβ) η ισχύς ισομοιράζεται μεταξύ τους. Κατά την έξοδο της ανεμογεννήτριας η ισχύς τους ισορροπεί άμεσα και δεν παρατηρείται η υπερέψωση των δύο προηγούμενων περιπτώσεων (κόκκινη και πράσινη καμπύλη Σχήμα 4.1-2(c)). Οι δύο BESS καταπονούνται εξίσου, κάτι που είναι επιθυμητό.



Σχήμα 4.1-3: Απόκριση συστήματος σε διαφορετικές λειτουργίες BESS σε συνθήκες μέσης διείσδυσης ΑΠΕ: (a) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (b) συνολική άεργος ισχύς γεννητριών, (c) άεργος ισχύς BESS1, (d) άεργος ισχύς BESS2

Στην ρύθμιση τάσης - άεργου ισχύος η εικόνα είναι διαφορετική. Στην περίπτωση που οι δύο σταθμοί είναι σε grid supporting (CS) (μπλε καμπύλη) η τάση ορίζεται από τις γεννήτριες και παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις. Εμφανίζει και τη μεγαλύτερη μείωση κατά την έξοδο της α/γ. Αυτό οφείλεται στο σχετικά χαμηλό αναλογικό κέρδος του P-ελέγχου τάσης των BESS (Σχήμα 2.3-11), ο οποίος ρυθμίζει την άεργο ισχύ που ανταλλάσσουν οι BESS για να διατηρούν ονομαστική τάση στα άκρα τους. Πιο υψηλές τιμές θα μείωναν τη σχετική ευστάθεια τάσης. Έτσι, μεγαλύτερο ρόλο στη ρύθμιση τάσης αναλαμβάνουν οι AVR's των σύγχρονων γεννητριών.

Στις περιπτώσεις που ο BESS1 είναι σε λειτουργία grid forming ή grid supporting (VS) η τάση παρουσιάζει μικρή μεταβολή καθ' όλη τη διάρκεια της μελέτης (κόκκινη και πράσινη καμπύλη Σχήμα 4.1-3(a)). Ωστόσο, η άεργος ισχύς που αναλαμβάνει στιγμιαία ο BESS1 κατά την έξοδο της α/γ είναι όλη η απαιτούμενη ισχύς γι' αυτό παρατηρείται η υπερύψωση στο Σχήμα 4.1-3(c). Η διαφορά στον έλεγχο έγκειται στο γεγονός ότι σε λειτουργία grid forming ο BESS1 έχει σταθερή τάση αναφοράς, ενώ σε λειτουργία grid supporting (VS) η τάση αναφοράς καθορίζεται από αναλογικό έλεγχο της άεργου ισχύος, συνεπώς μεταβάλλεται. Έτσι, αφενός η μεταβολή τάσης που προκαλείται από τον αναλογικό έλεγχο είναι μικρή

(Σχήμα 4.1-3(a)) και αφετέρου ο έλεγχος τάσης του BESS2 δεν είναι «επιθετικά» ρυθμισμένος, οπότε οι δύο περιπτώσεις δε διαφέρουν.

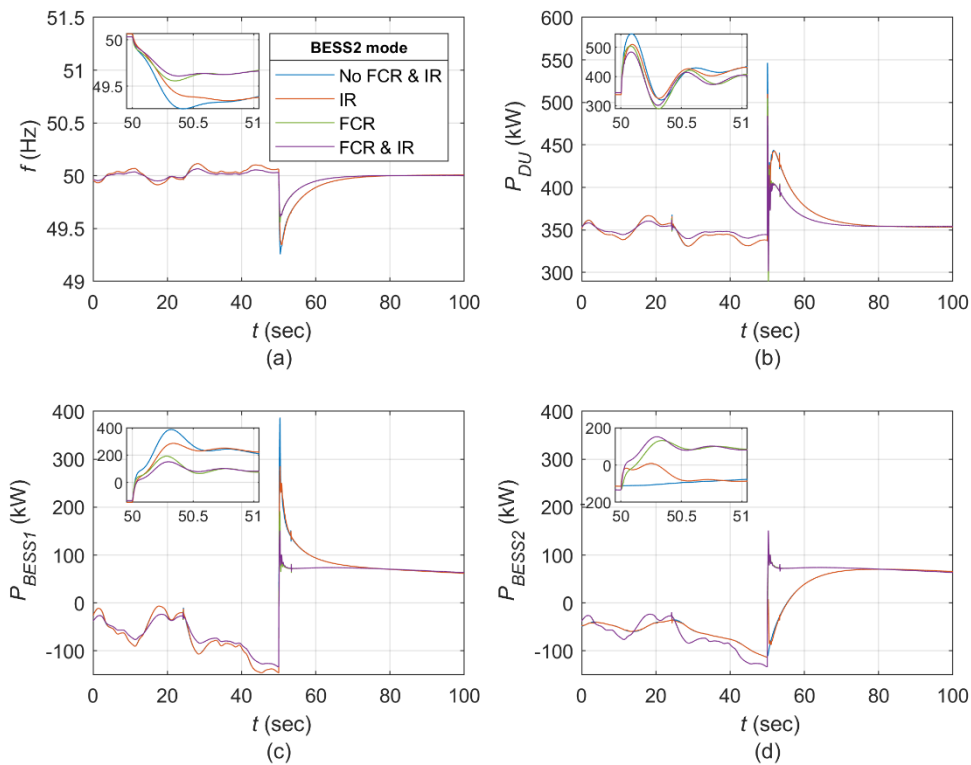
Στην τέταρτη περίπτωση, όπου και οι δύο BESS λειτουργούν ως grid supporting (VS) η άεργος ισχύς διαμοιράζεται μεταξύ τους γιατί έχουν ίδιους στατισμούς. Πιο συγκεκριμένα οι BESS αναλαμβάνουν κατά κύριο λόγο να καλύψουν την άεργο ισχύ κατά την έξοδο της α/γ. Ταυτόχρονα οι γεννήτριες αλλάζουν την άεργο ισχύ τους βοηθώντας τη στήριξη τάσης με αποτέλεσμα όλες οι μονάδες να συμβάλλουν στη ρύθμιση. Και πάλι η διαφοροποίηση στην τάση δεν είναι μεγάλη, οπότε η μέθοδος ρύθμισης ενεργού ισχύος – συχνότητας αναδεικνύεται πιο κρίσιμη για τη δυναμική απόκριση του συστήματος ύστερα από μία τέτοια διαταραχή.

#### 4.1.2 Επικουρικές υπηρεσίες BESS (CS)

Η δεύτερη μελέτη αφορά στις επικουρικές υπηρεσίες (πρωτεύουσα ρύθμιση και εικονική αδράνεια) ενός BESS που λειτουργεί ως grid supporting (CS). Ο BESS1 επιλέχθηκε να λειτουργεί σε grid supporting (VS), έτσι όλη η διερεύνηση γίνεται στον BESS2 για τις παρακάτω περιπτώσεις:

- Ο BESS2 δεν παρέχει ούτε πρωτεύουσα ρύθμιση (FCR) ούτε εικονική αδράνεια (IR) (λειτουργία grid feeding)
- Ο BESS2 παρέχει μόνο εικονική αδράνεια (όχι FCR)
- Ο BESS2 παρέχει μόνο πρωτεύουσα ρύθμιση (όχι IR)
- Ο BESS2 παρέχει εικονική αδράνεια και πρωτεύουσα ρύθμιση

Στο Σχήμα 4.1-4 απεικονίζονται η συχνότητα του συστήματος και η ενεργός ισχύς που ανταλλάσσουν οι γεννήτριες και οι BESS.



Σχήμα 4.1-4: Απόκριση συστήματος για τις διάφορες επικουρικές υπηρεσίες του BESS2 σε λειτουργία grid supporting (CS) σε συνθήκες μέσης διεύθυνσης ΑΠΕ: (a) συχνότητα συστήματος, (b) συνολική ισχύς γεννητριών, (c) ενεργός ισχύς BESS1, (d) ενεργός ισχύς BESS2

Στην πρώτη περίπτωση (μπλε γραμμή) η συχνότητα παρουσιάζει την μεγαλύτερη και πιο απότομη μεταβολή (Σχήμα 4.1-4 (a)). Αυτό συμβαίνει γιατί ο BESS2 δεν παρέχει πρωτεύουσα εφεδρεία ώστε να αποτρέψει την μεγάλη μείωση της συχνότητας, αλλά ούτε και εικονική αδράνεια για να περιορίσει τον ρυθμό μεταβολής της. Η δράση της δευτερεύουσας ρύθμισης αυξάνει την ισχύ του BESS2 για να επανέλθει η συχνότητα στην ονομαστική τιμή. Η grid feeding λειτουργία του BESS2 φαίνεται ότι δεν ενδείκνυται, καθώς παραμένουν αναξιοποίητες οι τεχνικές του δυνατότητές για ταχεία ρύθμιση ισχύος, κάτι που αποτελεί σημαντικό πλεονέκτημα ανάπτυξης τέτοιων εγκαταστάσεων σε νησιωτικά συστήματα.

Στη δεύτερη περίπτωση ο BESS2 παρέχει μόνο εικονική αδράνεια (κόκκινη καμπύλη Σχήμα 4.1-4). Η συχνότητα πέφτει λιγότερο απότομα και καταλήγει σε τιμή λίγο μεγαλύτερη από την πρώτη περίπτωση κάτι που οφείλεται στην ισχύ που παρέχεται λόγω της αδρανειακής απόκρισης. Στο Σχήμα 4.1-4 (d) φαίνεται ότι η δράση της αδρανειακής απόκρισης διαρκεί περίπου 500msec (κόκκινη γραμμή έναντι μπλε). Παράγοντες που επηρεάζουν τη συμβολή της αδρανειακής απόκρισης στη ρύθμιση συχνότητας – ενεργού ισχύος του συστήματος είναι ο περιοριστής κλίσης που υπάρχει στη συχνότητα αναφοράς του BESS1 στη λειτουργία grid

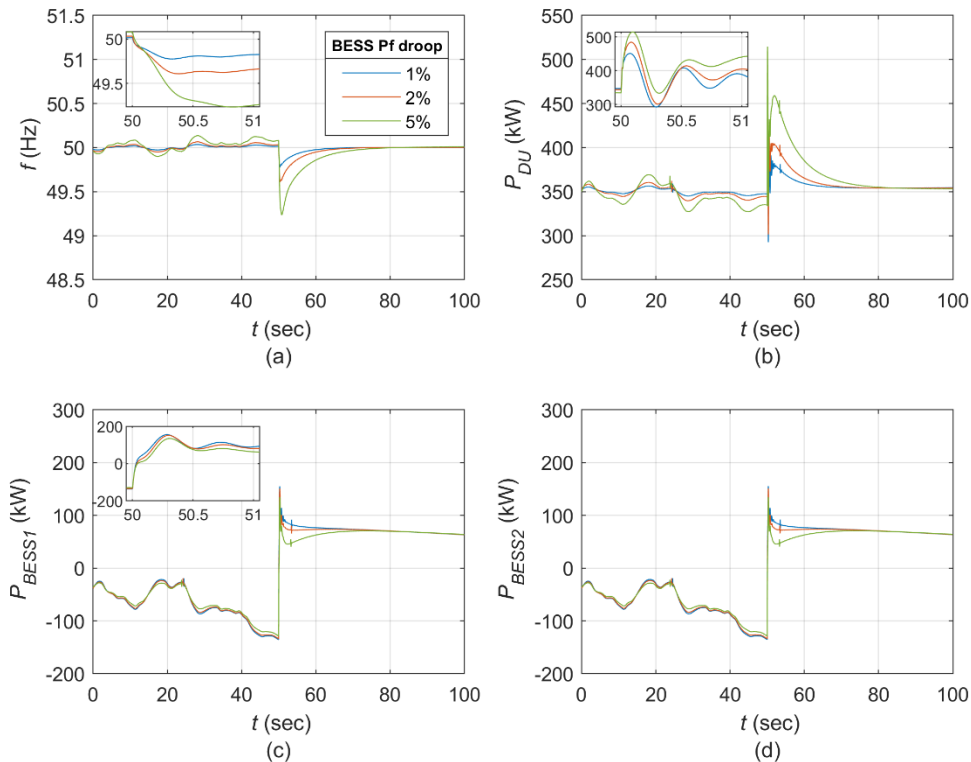
supporting (VS), η σταθερά αδρανείας που χρησιμοποιήθηκε (3 s) και η χρονική σταθερά του φίλτρου παραγωγίσις της συχνότητας (100ms).

Στην τρίτη περίπτωση ο BESS2 παρέχει μόνο πρωτεύουσα ρύθμιση (πράσινη καμπύλη Σχήμα 4.1-4). Έτσι η ελάχιστη τιμή της συχνότητας είναι μεγαλύτερη (49.60Hz αντί 49.25Hz της πρώτης περίπτωσης). Λόγω της συμμετοχής του BESS2 στην πρωτεύουσα ρύθμιση η μεταβολή ισχύος που έχει ο BESS1 είναι μικρότερη, οπότε μέσω του αναλογικού ελέγχου ισχύος, μέσω του οποίου καθορίζει τη συχνότητα του νησιού, τελικώς προκύπτει και μικρότερη μεταβολή στη συχνότητα.

Στην τέταρτη περίπτωση που ο BESS2 παρέχει και εικονική αδράνεια και πρωτεύουσα ρύθμιση παρατηρείται ένας συνδυασμός των παραπάνω: λόγω της πρωτεύουσας ρύθμισής του η συχνότητα μειώνεται μέχρι τα 49.70Hz και λόγω της εικονικής αδράνειας η μείωση είναι λιγότερο απότομη. Η δράση της αδρανειακή απόκρισης δείχνει να μειώνει και την ελάχιστη τιμή της συχνότητας συγκριτικά με την τρίτη περίπτωση όπου ήταν 49.60Hz (μωβ καμπύλη έναντι πράσινης). Ο συνδυασμός των παραπάνω υπηρεσιών μεγιστοποιεί τη χρήση του BESS2 και προσφέρει καλύτερη απόκριση με μικρότερη και λιγότερο απότομη μεταβολή συχνότητας όπως φαίνεται από τη μωβ καμπύλη στο Σχήμα 4.1-4.

4.1.3 Μελέτη διαφορετικών στατισμών ενεργού ισχύος – συχνότητας (λειτουργία grid supporting CS)

Στην παρούσα ενότητα εξετάζεται η επίδραση του στατισμού ενεργού ισχύος – συχνότητας όταν οι BESS λειτουργούν ως grid supporting-CS. Επιλέχθηκαν τιμές στατισμού ίσες με 1%,2% και 5%. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.1-5 για τη ρύθμιση ενεργού ισχύος – συχνότητας.



Σχήμα 4.1-5: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς (BESS σε λειτουργία grid supporting (CS)) σε συνθήκες μέσης διεύθυνσης ΑΠΕ: (α) συχνότητα συστήματος, (β) συνολική ενεργός ισχύς γεννητριών, (γ) ενεργός ισχύς BESS1, (δ) ενεργός ισχύς BESS2

Οι δύο BESSs έχουν ίδια τιμή στατισμού σε κάθε περίπτωση, οπότε η ισχύς μοιράζεται εξίσου κατά την έξοδο της α/γ (Σχήμα 4.1-5) και είναι ανάλογη του στατισμού τους. Στον Πίνακα 4.1-1 αναφέρονται οι τιμές ισχύος και μέγιστης μεταβολής συχνότητας κατά την πρωτεύουσα ρύθμιση, δηλαδή τα πρώτα 1-2 δευτερόλεπτα μετά την απώλεια της α/γ. Για μικρότερες τιμές στατισμού το μερίδιο ισχύος που αναλαμβάνουν οι BESS είναι μεγαλύτερο, άρα τελικά μένει μικρότερο μέρος στις γεννήτριες να αναλάβουν. Κατά την έξοδο της α/γ, η συχνότητα παίρνει την μικρότερη τιμή όταν οι BESS είναι λιγότερο ευαίσθητες στη μεταβολή της συχνότητας, αναλαμβάνοντας τελικά μικρότερο μέρος της μεταβολής ισχύος (πράσινη καμπύλη Σχήμα 4.1-5). Όταν οι BESS έχουν επαρκές επίπεδο φόρτισης είναι επιθυμητό να αναλαμβάνουν μεγαλύτερο μέρος στις μεταβολές (χαμηλές τιμές στατισμού), έτσι ώστε η συχνότητα να μην

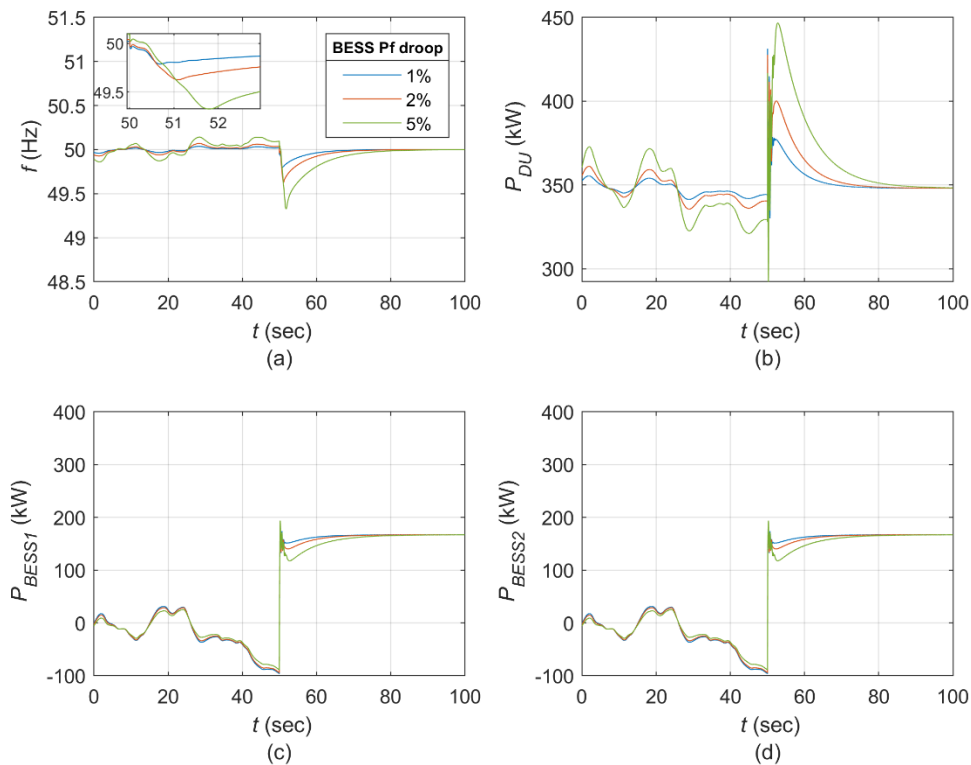
μεταβάλλεται έντονα, περιορίζοντας κατά το δυνατόν τη χρήση των γεννητριών, οι οποίες έχουν ούτως ή άλλως πιο αργή απόκριση από τις μπαταρίες.

Πίνακας 4.1-1: Μεταβολή συχνότητας και ενεργού ισχύος BESS για διαφορετικούς Pf στατισμούς (λειτουργία CS), μετά από τη δράση της πρωτεύουσας ρύθμισης (1-2 s μετά από την απώλεια της α/γ).

Στατισμός BESS	$f_{min}$ (Hz)	$\delta P_{BESS1}$ (kW)	$\delta P_{BESS2}$ (kW)	$\delta P_{DU}$ (kW)
0.01	49.80	265	265	25
0.02	49.60	250	250	50
0.05	49.30	225	225	100

#### 4.1.4 Μελέτη διαφορετικών στατισμών ενεργού ισχύος – συχνότητας (λειτουργία grid supporting VS)

Σ' αυτήν την ενότητα εξετάζεται η επιρροή του στατισμού ενεργού ισχύος – συχνότητας στην λειτουργία grid supporting (VS). Η κύρια διαφορά με την προηγούμενη ενότητα είναι ο ρόλος του στατισμού καθώς στη λειτουργία grid supporting -VS η τιμή του καθορίζει την μεταβολή της συχνότητας. Ομοίως επιλέχθηκαν τιμές 1%, 2% και 5%. Στο Σχήμα 4.1-6 απεικονίζονται η συχνότητα του συστήματος καθώς και η ενεργός ισχύς εξόδου των γεννητριών και των BESS και στο Σχήμα 4.1-7 απεικονίζεται η τάση του σημείου κοινής σύνδεσης και η άεργος ισχύς των γεννητριών και των BESS.



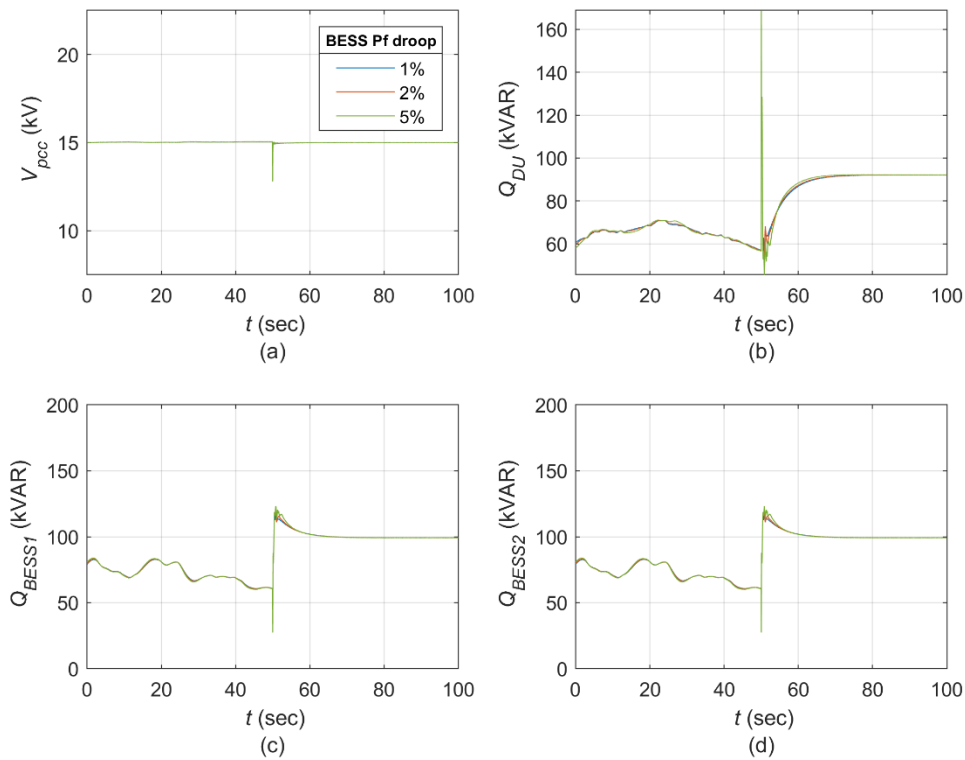
Σχήμα 4.1-6: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς Pf (BESS σε λειτουργία grid supporting (VS)) σε συνθήκες μέσης διεύθυνσης ΑΠΕ: (a) συχνότητα συστήματος, (b) συνολική ενεργός ισχύς γεννητριών, (c) ενεργός ισχύς BESS1, (d) ενεργός ισχύς BESS2

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.1-6(a) για μεγαλύτερες τιμές στατισμού η συχνότητα μεταβάλλεται περισσότερο. Κατά την έξοδο της α/γ οι BESSs καλύπτουν άμεσα το έλλειμα ισχύος και σε δεύτερη φάση μοιράζουν την ισχύ με τις γεννήτριες. Όπως είναι γνωστό η ισχύς που θα αναλάβουν οι γεννήτριες είναι ανάλογη με τη μεταβολή συχνότητας, έτσι η υπολειπόμενη ισχύς είναι αυτή που αναλαμβάνουν οι BESSs. Τελικά, οι BESS καταλήγουν να αναλαμβάνουν ισχύ αντιστρόφως ανάλογη του στατισμού της κάθε περίπτωσης (όπως και οι γεννήτριες). Τα αποτελέσματα του Σχήμα 4.1-6 για τα πρώτα 1-2 δευτερόλεπτα μετά την έξοδο της α/γ μπορούν να συνοψιστούν στον . Η επιλογή τιμής στατισμού είναι κομβική για τους BESS σε λειτουργία grid supporting (VS) καθώς καθορίζει την ελάχιστη τιμή συχνότητας. Μικρή τιμή συνεπάγεται μικρή μεταβολή συχνότητας, άρα μεγαλύτερη καταπόνηση των BESS και μικρότερη για τις γεννήτριες. Αν και τα κριτήρια επιλογής διαφέρουν ανά περίπτωση συνηθίζεται να επιλέγονται μικροί στατισμοί (πχ 2%), ώστε να αξιοποιείται η τεχνική τους δυνατότητα για παροχή πρωτεύουσας ρύθμισης με μικρό χρόνο απόκρισης.



Πίνακας 4.1-2: Μεταβολή συχνότητας και ενεργού ισχύος BESS για διαφορετικούς Pf στατισμούς (λειτουργία VS) μετά από τη δράση της πρωτεύουσας ρύθμισης (1-2 s μετά από την απώλεια της α/γ).

Στατισμός BESS	$f_{min}$ (Hz)	$\delta P_{BESS1}$ (kW)	$\delta P_{BESS2}$ (kW)	$\delta P_{DU}$ (kW)
0.01	49.80	265	265	25
0.02	49.60	250	250	50
0.05	49.30	200	200	100

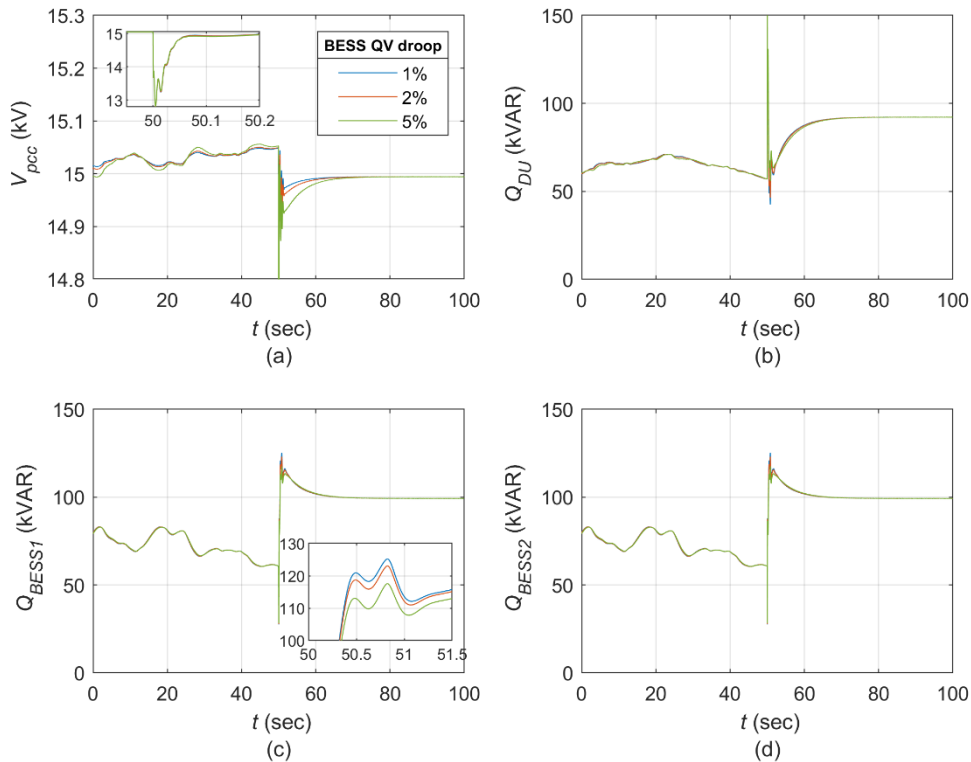


Σχήμα 4.1-7: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς Pf (BESS σε λειτουργία grid supporting (VS)) σε συνθήκες μέσης διεύθυνσης ΑΠΕ: (α) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (β) συνολική άεργος ισχύς γεννητριών, (γ) άεργος ισχύς BESS1, (δ) άεργος ισχύς BESS2

Η επίδραση του στατισμού ενεργού ισχύος – συχνότητας δεν επηρεάζει καθόλου την ρύθμιση άεργου ισχύος – τάσης κάτι που είναι θεμιτό και αναμενόμενο.

4.1.5 Μελέτη διαφορετικών στατισμών αέργου ισχύος – τάσης

Αντίστοιχα με την επίδραση του στατισμού ενεργού ισχύος – συχνότητας εξετάζεται και ο ρόλος του στατισμού αέργου ισχύος – τάσης. Παρόμοια με τις προηγούμενες μελέτες οι τιμές που επιλέχθηκαν είναι 1%,2% και 5% και οι BESS είναι σε λειτουργία grid supporting-VS. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.1-8 για τη ρύθμιση αέργου ισχύος – τάσης και στο Σχήμα 4.1-9 για τη ρύθμιση ενεργού ισχύος – συχνότητας.

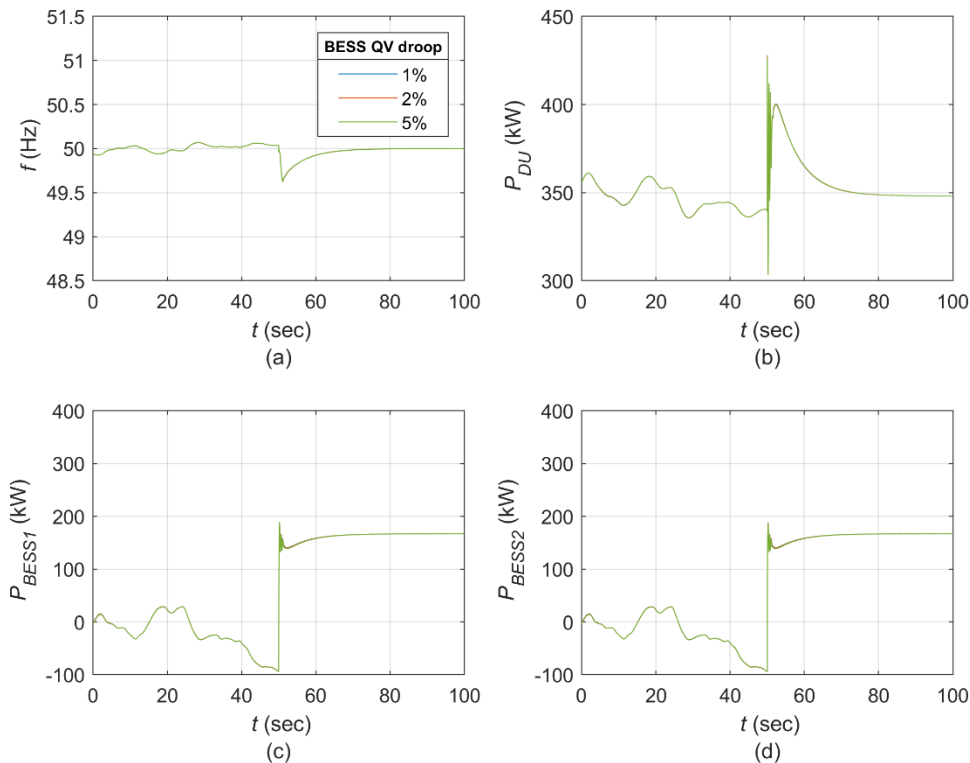


Σχήμα 4.1-8: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς QV (BESS σε λειτουργία grid supporting (VS)) σε συνθήκες μέσης διείσδυσης ΑΠΕ: (α) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (β) συνολική άεργος ισχύος γεννητριών, (γ) άεργος ισχύος BESS1, (δ) άεργος ισχύος BESS2

Σε αντίθεση με την ενεργό ισχύ, η άεργος μεταβάλλεται πολύ λιγότερο. Όπως και στην περίπτωση της ενεργού ισχύος, για μικρότερες τιμές στατισμού η μεταβολή τάσης είναι μικρότερη όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.1-8(a). Έτσι, αυξάνεται το μερίδιο συμμετοχής των BESS στο ισοζύγιο αέργου ισχύος. Ωστόσο, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.1-8(c) η άεργος ισχύος του BESS1 (άρα και του BESS2) δε διαφέρει πολύ σε κάθε περίπτωση. Μετά την έξοδο της α/γ ο διαμοιρασμός ακολουθεί τη δευτερεύουσα ρύθμιση αέργου ισχύος σύμφωνα με την ονομαστική τιμή κάθε μονάδας.

Σε ένα δίκτυο η άεργος ισχύς είναι συχνά πιο εύκολα διαχειρίσιμη σε σχέση με την ενεργό ισχύ, λόγω περιθωρίου ρύθμισης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, αν και στη λειτουργία των συστημάτων προκύπτουν συχνά περιπτώσεις όπου δεν ισχύει αυτό. Επιπλέον, η τάση

(άρα και η άεργος ισχύς) έχει τοπικό χαρακτήρα σε αντίθεση με τη συχνότητα που είναι ενιαία σε όλο το δίκτυο. Για να παράγουν ενεργό ισχύ οι γεννήτριες απαιτείται ενέργεια από την κινητήρια μηχανή, διαδικασία που είναι πολύ πιο αργή, σε σχέση με τη ρύθμιση αέργου ισχύος από τη διεγέρση της μηχανής. Στις εγκαταστάσεις μπαταριών, η στήριξη τάσης γίνεται ταχύτατα μέσω του ελέγχου τους.



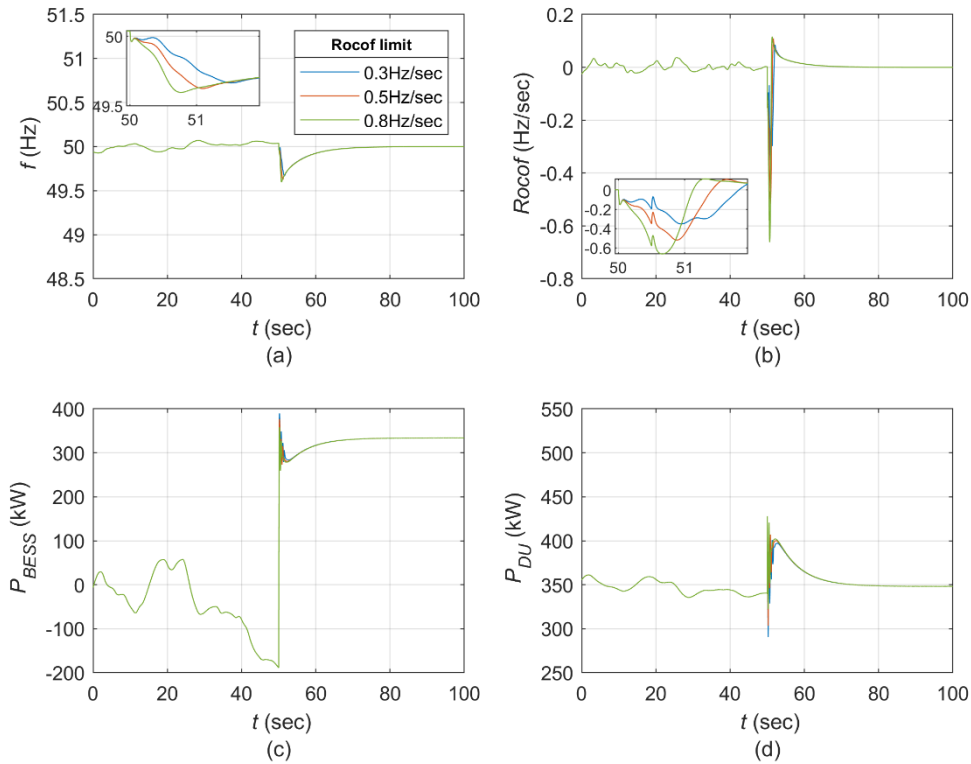
Σχήμα 4.1-9: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς QV (BESS σε λειτουργία grid supporting (VS)) σε συνθήκες μέσης διείσδυσης ΑΠΕ: (a) συχνότητα συστήματος, (b) συνολική ενεργός ισχύς γεννητριών, (c) ενεργός ισχύς BESS1, (d) ενεργός ισχύς BESS2

Όπως και στην προηγούμενη ενότητα έτσι και εδώ ο έλεγχος αέργου ισχύος – τάσης είναι ανεξάρτητος από αυτόν της ενεργού ισχύος – συχνότητας και έτσι δεν παρατηρούνται διαφοροποιήσεις στο Σχήμα 4.1-9.

#### 4.1.6 Μελέτη διαφορετικών περιορισμών κλίσης συχνότητας

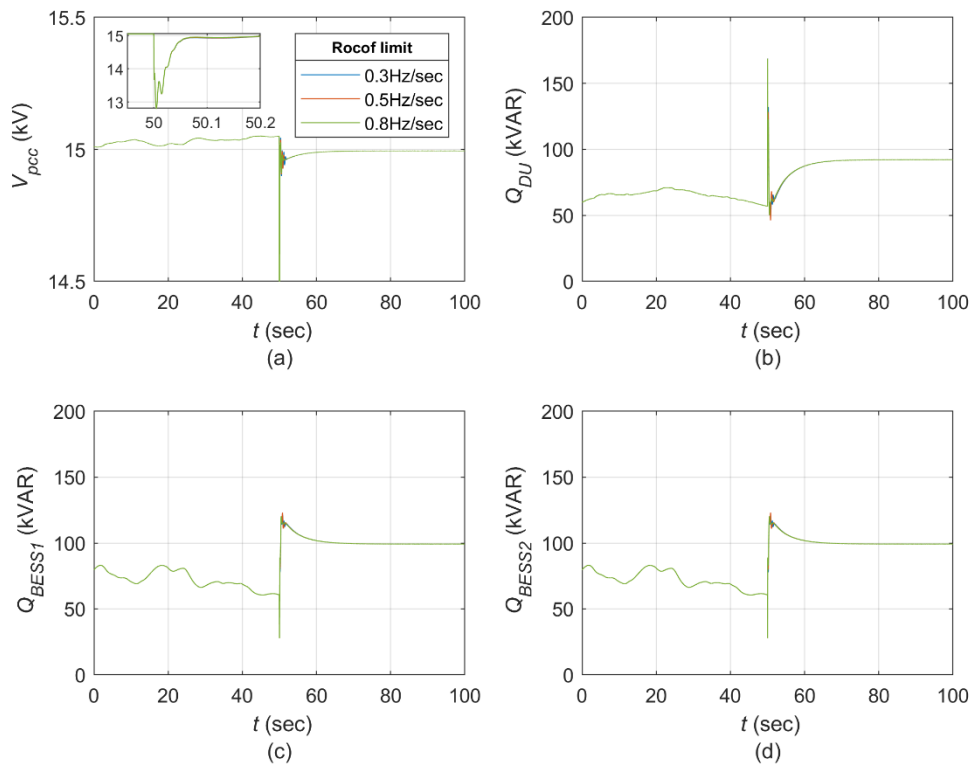
Στην παρούσα ενότητα εξετάζεται η επίδραση διαφορετικών περιορισμών ρυθμού μεταβολής συχνότητας αναφοράς του ελέγχου τάσης των μετατροπέων των μπαταριών, όσο είναι και οι δύο σε λειτουργία grid supporting VS. Η διερεύνηση αυτή κρίνεται σκόπιμη, καθώς τα αυτόνομα συστήματα χαρακτηρίζονται από χαμηλή αδράνεια, γεγονός που δημιουργεί προβλήματα στην αποτελεσματική ρύθμιση του ισοζυγίου τους. Ο μέγιστος ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (RoCoF) περιορίζεται από τον έλεγχο των BESS (από περιοριστή στη συχνότητα αναφοράς), αλλά και από την αδράνεια των εν λειτουργία

γεννητριών. Θεωρώντας ως μέγιστο αποδεκτό όριο RoCof το  $1\text{Hz}/\text{sec}$ , εξετάζεται η λειτουργία του συστήματος για περιοριστές στα επίπεδα των  $0.3, 0.5$  και  $0.8\text{Hz}/\text{sec}$  με τα αποτελέσματα να παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.1-10.



Σχήμα 4.1-10: Απόκριση συστήματος για διαφορετικά όρια ρυθμού μεταβολής συχνότητας σε συνθήκες μέσης διείσδυσης ΑΠΕ: (a) συχνότητα συστήματος, (b) ρυθμός μεταβολής συχνότητας συστήματος, (c) συνολική ενεργός ισχύς BESS, (d) συνολική ενεργός ισχύς γεννητριών

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.1-10(b) ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (Rocof) παραμένει εντός ορίων σε κάθε περίπτωση. Στην περίπτωση του ορίου  $0.3\text{Hz}/\text{sec}$  (μπλε καμπύλη) η συχνότητα μειώνεται πιο αργά κάτι που σημαίνει πιο ομαλή μετάβαση αλλά πιο αργή πρωτεύουσα ρύθμιση από τις γεννήτριες. Παράλληλα η μεταβολή της συχνότητας είναι ελαφρώς μικρότερη (Σχήμα 4.1-10(a)). Όταν το όριο τίθεται στα  $0.8\text{Hz}/\text{sec}$  η συχνότητα παρουσιάζει τη μεγαλύτερη μεταβολή της (πράσινη καμπύλη) με τη διαφορά σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις ωστόσο να μην είναι μεγάλη. Η επιλογή για τον περιορισμό του Rocof μπορεί να γίνει ανάλογα με τις διαθέσιμες μονάδες. Σε ένα αρκετά «στιβαρό σύστημα» με πολλές γεννήτριες ένας αυστηρός περιοριστής δεν είναι απαραίτητος αφού θα υπάρχει αρκετή αδράνεια από τις γεννήτριες. Αντίθετα, σε ένα δίκτυο με πολλούς μετατροπείς είναι σημαντικό να αποφεύγονται μεγάλοι Rocof οπότε ένας πιο αυστηρός περιοριστής ίσως είναι πιο χρήσιμος.

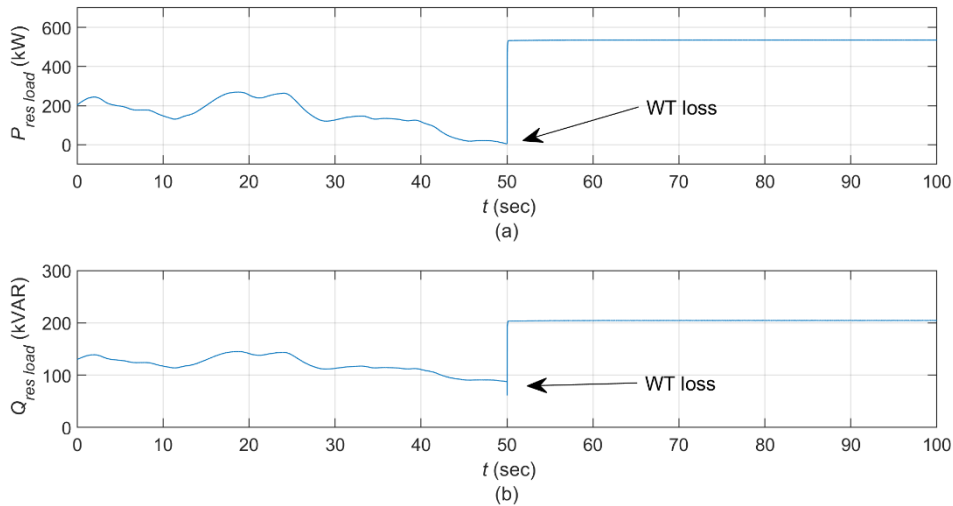


Σχήμα 4.1-11: Απόκριση συστήματος για διαφορετικά όρια ρυθμού μεταβολής συχνότητας σε συνθήκες μέσης διείσδυσης ΑΠΕ: (α) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (β) συνολική άεργος ισχύς γεννητριών, (γ) άεργος ισχύς BESS1, (δ) άεργος ισχύς BESS2

Στο Σχήμα 4.1-11 δεν παρατηρείται καμία διαφοροποίηση στη ρύθμιση αέργου ισχύος – τάσης αφού οι έλεγχοι είναι ανεξάρτητοι. Να σημειωθεί ότι αντίστοιχος περιοριστής δεν υπάρχει στην τάση αναφοράς.

## 4.2 Υψηλή διείσδυση ΑΠΕ

Στο δεύτερο σενάριο τα οικιακά φορτία είναι συνολικά  $250kW$  με συντελεστή ισχύος 0.90 επαγωγικό ενώ η τηλεθέρμανση παραμένει στα  $300kW$  με συντελεστή ισχύος 0.99



Σχήμα 4.2-1: Υπολειπόμενο ενεργό (α) και άεργο (β) φορτίο του σεναρίου υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ

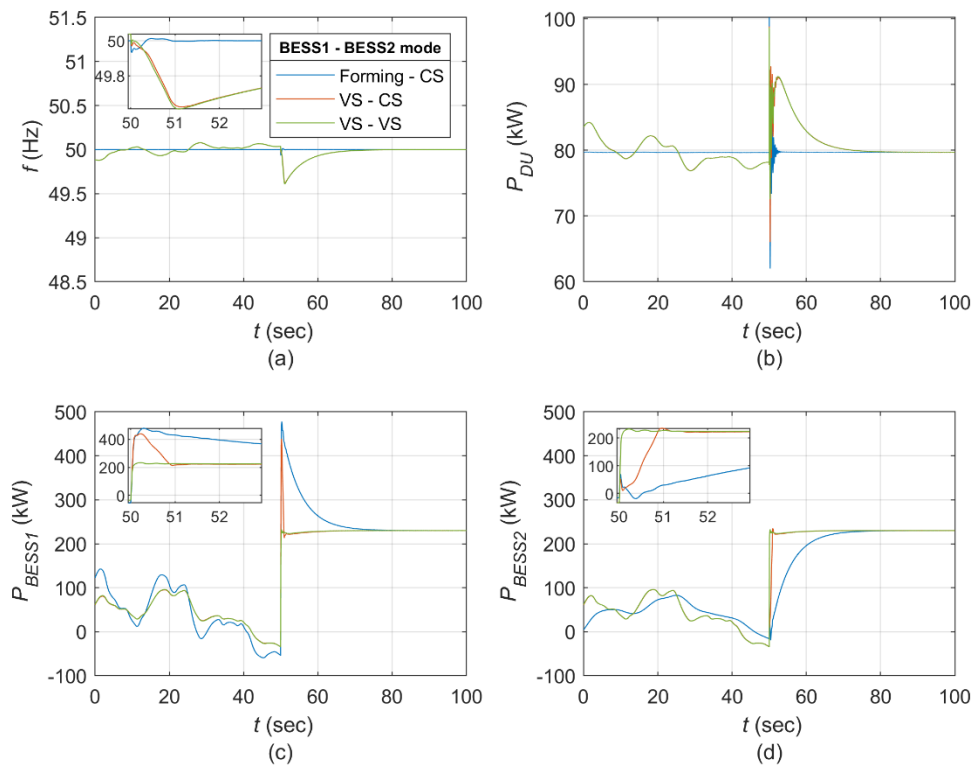
επαγωγικό (Σχήμα 4.2-1). Σ' αυτό το σενάριο είναι σε λειτουργία μαζί με τους BESS η γεννήτρια των  $100kW$  που έχει σταθερή ενεργό ισχύ αναφοράς τα  $80kW$  ( $0.80pu$ ) ενώ συμμετέχει στο διαμοιρασμό της αέργου ισχύος μαζί με τους BESS.

### 4.2.1 Διαφορετικές λειτουργίες BESS

Η πρώτη μελέτη στην «υψηλή» διείσδυση ΑΠΕ αφορά στις διαφορετικές λειτουργίες που μπορούν να επιτελέσουν οι BESS. Τα σενάρια που εξετάζονται είναι:

- BESS1 grid forming, BESS2 grid supporting (CS)
- BESS1 grid supporting (VS), BESS2 grid supporting (CS)
- BESS1 grid supporting (VS), BESS2 grid supporting (VS)

Σε αντίθεση με την περίπτωση «μέσης» διείσδυσης ΑΠΕ δεν εξετάστηκε η περίπτωση που και οι δύο BESS είναι σε λειτουργία grid supporting (CS). Αυτό έγινε για να είναι σε λειτουργία τουλάχιστον 2 μονάδες που διαμορφώνουν συχνότητα (θερμική και μονάδα συσσωρευτών). Η συχνότητα καθώς και η ενεργός ισχύς των BESS και της γεννήτριας απεικονίζονται στο Σχήμα 4.2-2 ενώ η τάση του σημείου κοινής σύνδεσης αλλά και η αέργος ισχύς BESS και γεννήτριας απεικονίζονται στο Σχήμα 4.2-3.



Σχήμα 4.2-2: Απόκριση συστήματος για διαφορετικές λειτουργίες BESS σε συνθήκες υψηλής διεύθυνσης ΑΠΕ: (α) συχνότητα συστήματος, (β) ενεργός ισχύς γεννήτριας, (γ) ενεργός ισχύς BESS1 (δ) ενεργός ισχύς BESS2

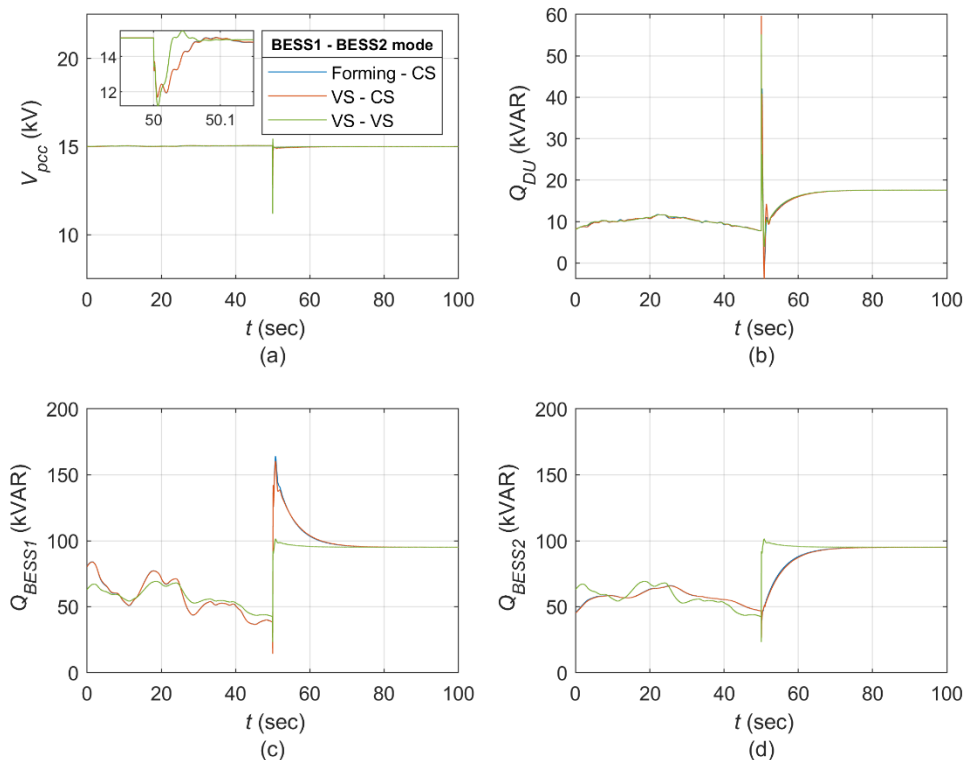
Στην περίπτωση που ο BESS1 λειτουργεί ως grid forming παρατηρείται μια σταθερή συχνότητα καθ' όλη τη διάρκεια του φαινομένου (μπλε γραμμή Σχήμα 4.2-2 (α)). Κάτι τέτοιο έχει ως αποτέλεσμα να αναλαμβάνει όλη τη μεταβολή ισχύος ο BESS1 καθώς, αφού δεν υπάρχει μεταβολή συχνότητας και ο BESS2 και η γεννήτρια δε συμβάλλουν στην πρωτεύουσα ρύθμιση. Πριν την έξοδο της ανεμογεννήτριας ο BESS1 αναλαμβάνει αρχικά όλες τις διακυμάνσεις ισχύος που προέρχονται από τις διαταραχές της ταχύτητας του ανέμου (Σχήμα 4.2-2 (c)), με τον BESS2 να αναλαμβάνει πολύ πιο αργά ενεργό ισχύ, με βάση τη μέση τιμή αρκετών δευτερολέπτων, λόγω της αρκετά πιο αργής δευτερεύουσας ρύθμισης. Παράλληλα η ισχύς της γεννήτριας παραμένει σταθερή στην τιμή αναφοράς της (Σχήμα 4.2-2 (b)). Μετά από το 50<sup>ο</sup> και 70<sup>ο</sup> δευτερολέπτο η ισχύς εξόδου του BESS1 μειώνεται, ενώ αυτή του BESS2 αυξάνεται λόγω του ισομοιρασμού της δευτερεύουσας ρύθμισης (Σχήμα 4.2-2 (c),(d)). Τέλος να σημειωθεί ότι παρά το γεγονός ότι ο BESS1 σε λειτουργία grid forming είναι ανελαστικός στη ρύθμιση συχνότητας, δεν παρατηρείται κανένα πρόβλημα στη λειτουργία της γεννήτριας.

Στην περίπτωση που ο BESS1 λειτουργεί ως grid supporting (VS) (κόκκινη καμπύλη Σχήμα 4.2-2) η συχνότητα μεταβάλλεται βάσει του ελέγχου στατισμού του. Έτσι πριν την έξοδο της α/γ οι διακυμάνσεις της ισχύος της αναλαμβάνονται από τους 2 BESS και τη γεννήτρια

ανάλογα με τις τιμές στατισμού. Κατά την έξοδο της α/γ ο BESS1 στιγμιαία αναλαμβάνει την απώλεια ισχύος όμως γρήγορα ενεργοποιείται η πρωτεύουσα ρύθμιση του BESS2 και της γεννήτριας αυξάνοντας την ισχύ εξόδου τους, λόγω της μεταβολής συχνότητας που προκαλεί ο BESS1 (βάσει στατισμού). Αφού οι δύο BESS έχουν ίδιο στατισμό (ακόμα κι αν είναι σε διαφορετική λειτουργία) η ισχύς διαμοιράζεται εξίσου μετά το πέρας της πρωτεύουσας ρύθμισης (Σχήμα 4.2-2 (c),(d)). Με τη δράση της δευτερεύουσας ο BESS1 επαναφέρει τη συχνότητα στα 50Hz έτσι η ισχύς της γεννήτριας επανέρχεται στο αρχικό σημείο αναφοράς Σχήμα 4.2-2 (a),(b).

Στην τρίτη περίπτωση που οι δύο BESS λειτουργούν ως grid supporting (VS) η εικόνα είναι παρόμοια με την περίπτωση μέσης διεύθυνσης δηλαδή υπάρχει ισομοιρασμός ισχύος μεταξύ των BESS σε κάθε φάση του φαινομένου (πράσινη καμπύλη Σχήμα 4.2-2).

Η απόκριση τάσης – άεργου ισχύος είναι παρόμοια με την περίπτωση μέσης διεύθυνσης. Η τάση επανέρχεται στην ονομαστική τιμή σε περίπου 100msec Σχήμα 4.2-3 (a). Στις περιπτώσεις που ο BESS2 λειτουργεί ως grid supporting (CS) ο BESS1 θα αναλάβει την επιπλέον άεργο ισχύ που απαιτείται μετά από την έξοδο της Α/Γ Σχήμα 4.2-3 (c), (d). Ο καλύτερος διαμοιρασμός γίνεται στην περίπτωση που και οι δύο BESS λειτουργούν ως grid



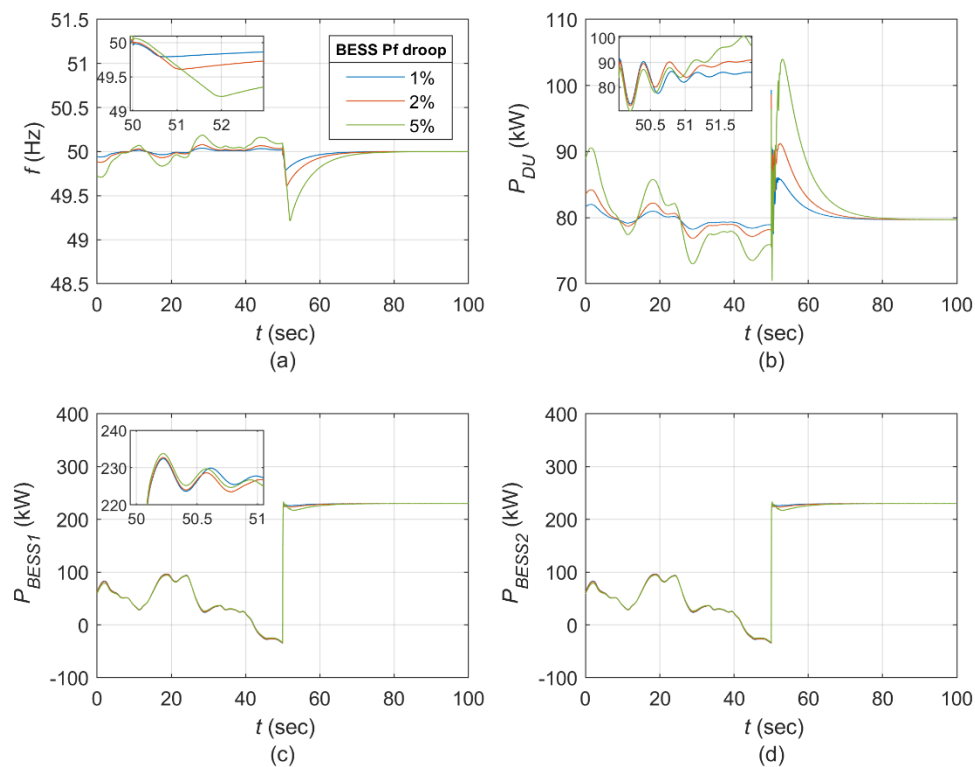
Σχήμα 4.2-3: Απόκριση συστήματος για διαφορετικές λειτουργίες BESS σε συνθήκες υψηλής διεύθυνσης ΑΠΕ: (a) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (b) άεργος ισχύς γεννήτριας, (c) άεργος ισχύς BESS1 (d) άεργος ισχύς BESS2



supporting (VS). Η γεννήτρια παρά τη μικρή της ικανότητα συνεισφέρει κατά τη διάρκεια αλλά και μετά το πέρας του συμβάντος, συμμετέχοντας στη δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης του συστήματος (βλ. Σχήμα 4.2-3(b)).

#### 4.2.2 Μελέτη διαφορετικών στατισμών ενεργού ισχύος – συχνότητας

Στην παρούσα ενότητα εξετάζεται η επίδραση του στατισμού ενεργού ισχύος – συχνότητας σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ με τους BESS να είναι σε λειτουργία grid supporting VS. Αντίστοιχα με την περίπτωση με τις δύο γεννήτριες η μελέτη αφορά σε τιμές στατισμού 1%, 2% και 5%. Στο Σχήμα 4.2-4 παρουσιάζονται η συχνότητα, η ισχύς των BESS και η ισχύς της γεννήτριας.



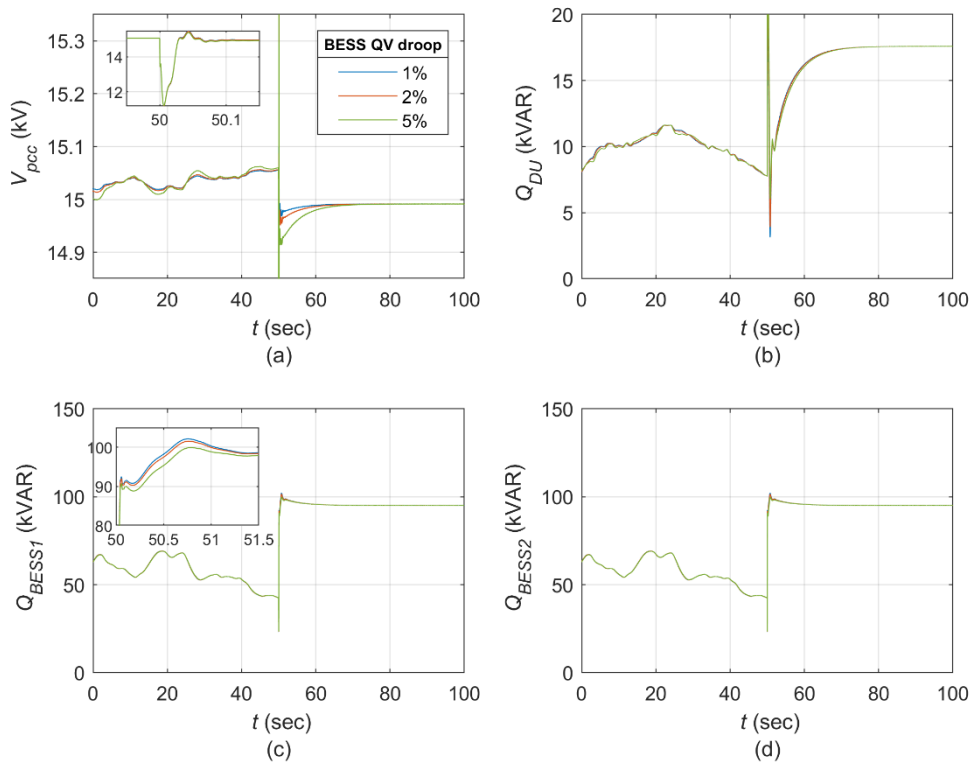
Σχήμα 4.2-4: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς Pf (BESS σε λειτουργία grid supporting (VS)) σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ: (a) συχνότητα συστήματος, (b) ενεργός ισχύς γεννήτριας, (c) ενεργός ισχύς BESS1, (d) ενεργός ισχύς BESS2

Η εικόνα που προκύπτει είναι αντίστοιχη με την περίπτωση μέσης διείσδυσης ΑΠΕ, δηλαδή μεγαλύτερος στατισμός σημαίνει μεγαλύτερη απόκλιση συχνότητας στην ίδια διαταραχή. Έτσι η γεννήτρια συνεισφέρει περισσότερο (Σχήμα 4.2-4 (b)), οπότε οι BESSs αξιοποιούνται λιγότερο για παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας (Σχήμα 4.2-4 (c),(d)). Στην περίπτωση που η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των γεννητριών είναι μεγάλη κάτι τέτοιο μπορεί να μη δημιουργεί αξιόλογη διαφορά στην απόκριση του συστήματος. Στην περίπτωση που εξετάζεται η γεννήτρια είναι 10 φορές μικρότερης ονομαστικής ισχύος συγκριτικά με τους

BESSs, οπότε η συμμετοχή σε πρωτεύουσα ρύθμιση δεν επηρεάζει σημαντικά την απόκρισή του Σχήμα 4.2-4 (α). Έτσι, προτιμάται η επιλογή χαμηλής τιμής στατισμού μπαταριών, ώστε να αναλαμβάνουν το μεγαλύτερο μέρος της πρωτεύουσας ρύθμισης ή ακόμη και να αναλαμβάνουν εξ ολοκλήρου τη ρύθμιση, λειτουργώντας τη θερμική μονάδα σε σταθερή ισχύ.

#### 4.2.3 Μελέτη διαφορετικών στατισμών αέργου ισχύος – τάσης

Αντίστοιχα με την περίπτωση μέσης διείδυσης ΑΠΕ εξετάζεται και η επίδραση του στατισμού αέργου ισχύος – τάσης. Επιλέχθηκαν πάλι τιμές 1%, 2% και 5% και οι BESS είναι σε λειτουργία grid supporting VS. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.2-5.



Σχήμα 4.2-5: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς QV (BESS σε λειτουργία grid supporting (VS)) σε συνθήκες υψηλής διείδυσης ΑΠΕ: (α) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (β) αέργος ισχύς γεννήτριας, (γ) αέργος ισχύς BESS1, (δ) αέργος ισχύς BESS2

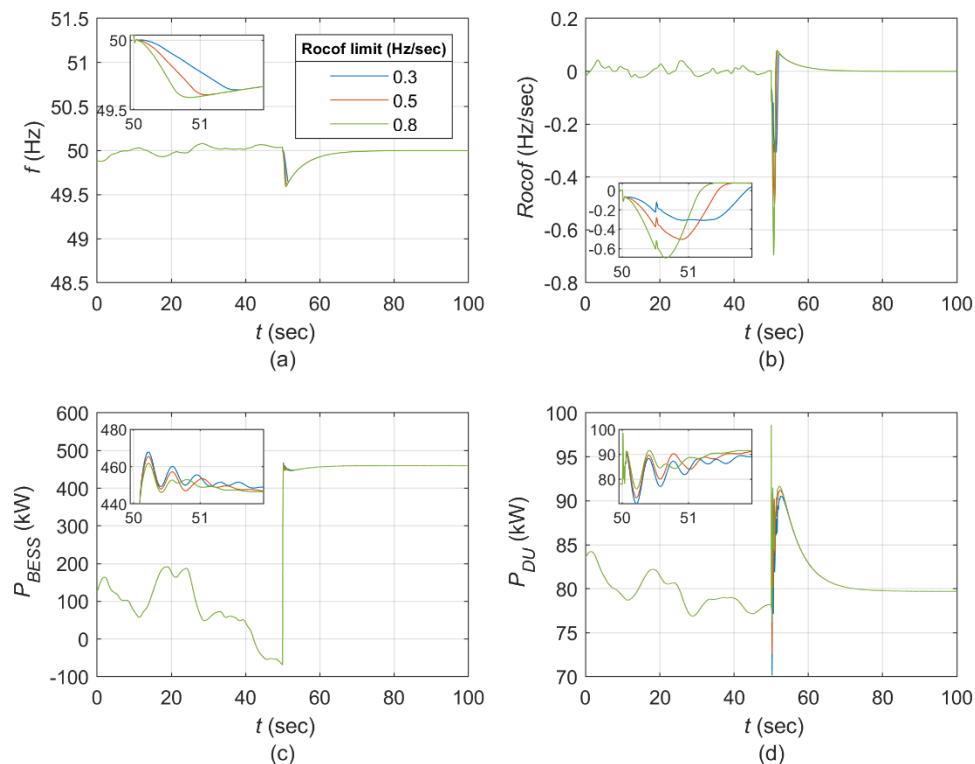
Αντίστοιχα με την περίπτωση της μέσης διείδυσης η τάση καθορίζεται από τους BESS και ακολουθεί το droop control. Λόγω της μικρότερης γεννήτριας οι BESS αναγκαστικά θα πρέπει να αναλάβουν μεγαλύτερο μέρος της αέργου ισχύος. Ωστόσο, στο Σχήμα 4.2-5(a) παρατηρείται μικρή μεταβολή τάσης μεταξύ των τριών περιπτώσεων έτσι και η αέργου ισχύς που αναλαμβάνουν οι BESS είναι σχεδόν η ίδια (Σχήμα 4.2-5(c),(d)). Η δευτερεύουσα ρύθμιση ενεργεί μετά την έξοδο και επαναφέρει την τάση του ΣΚΣ στα 15kV διαμοιράζοντας την αέργου ανάλογα με την ονομαστική ισχύ της κάθε μονάδας.

Η κρισιμότητα της ρύθμισης αέργου ισχύος – τάσης είναι ξανά μικρότερη από τη ρύθμιση ενεργού ισχύος – συχνότητας, έτσι το QV-droop θα μπορούσε να τεθεί ίσο με το 0 για τους BESS αφού η επίδρασή του είναι ήδη περιορισμένη.

#### 4.2.4 Μελέτη διαφορετικών περιορισμών κλίσης συχνότητας (συνθήκες υψηλή διείσδυσης ΑΠΕ)

Η απόκριση του συστήματος για διαφορετικά όρια ρυθμού μεταβολής συχνότητας που διαμορφώνουν οι εγκαταστάσεις μπαταριών, που διαμορφώνουν την τάση του δικτύου λειτουργώντας ως grid supporting-VS, δίνεται στο Σχήμα 4.2-6. Όμοια με την περίπτωση της μέσης διείσδυσης ΑΠΕ επιλέχθηκαν ρυθμοί  $0.3\text{Hz/sec}$ ,  $0.5\text{Hz/sec}$  και  $0.8\text{Hz/sec}$ .

Σε σύγκριση με την περίπτωση της μέσης διείσδυσης ΑΠΕ το σύστημα έχει τη μισή αδράνεια αφού είναι σε λειτουργία μία γεννήτρια. Η συχνότητα μεταβάλλεται με τον ρυθμό που



Σχήμα 4.2-6: Απόκριση συστήματος για διαφορετικά όρια ρυθμού μεταβολής συχνότητας σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ: (a) συχνότητα συστήματος, (b) ρυθμός μεταβολής συχνότητας συστήματος, (c) συνολική ενεργός ισχύς BESS, (d) συνολική ενεργός ισχύς γεννητριών

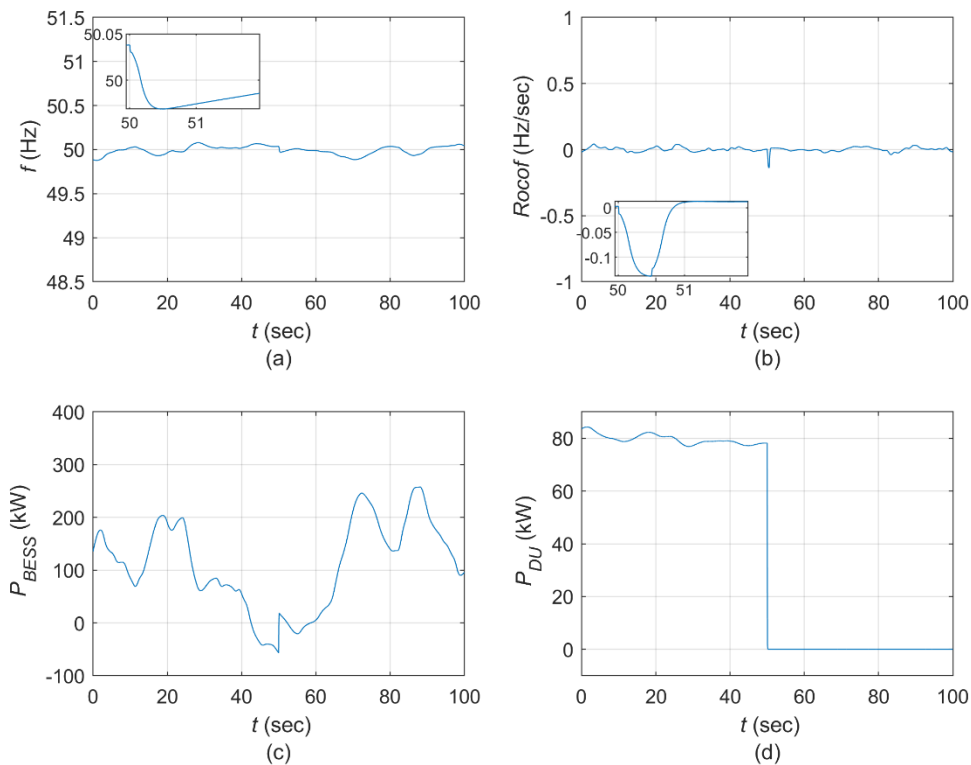
ορίζουν οι BESSs παρά τη μειωμένη αδράνεια (Σχήμα 4.2-6 (a)). Πριν την έξοδο της ανεμογεννήτριας οι διακυμάνσεις της συχνότητας παραμένουν ίδιες και στις τρεις περιπτώσεις Σχήμα 4.2-6 (a). Λίγα δέκατα του δευτερολέπτου μετά την έξοδο παρατηρούνται ταλαντώσεις στην ισχύ της γεννήτριας και των σταθμών οι οποίες έχουν πιο μικρό πλάτος και αποσβένουν πιο γρήγορα όταν η συχνότητα μειώνεται με μεγαλύτερο ρυθμό (Σχήμα 4.2-6

(c),(d). Αυτό συμβαίνει γιατί οι BESS «επικοινωνούν» αποτελεσματικότερα (μέσω της μεγαλύτερης μεταβολής συχνότητας) την ανάγκη για παροχή πρωτεύουσας ρύθμισης στη θερμική μονάδα.

Εντελώς αντίστοιχα με την περίπτωση μέσης διείσδυσης οι διαφορετικοί RocoF δεν επηρεάζουν τη ρύθμιση τάσης.

#### 4.2.5 Απότομη έξοδος γεννήτριας

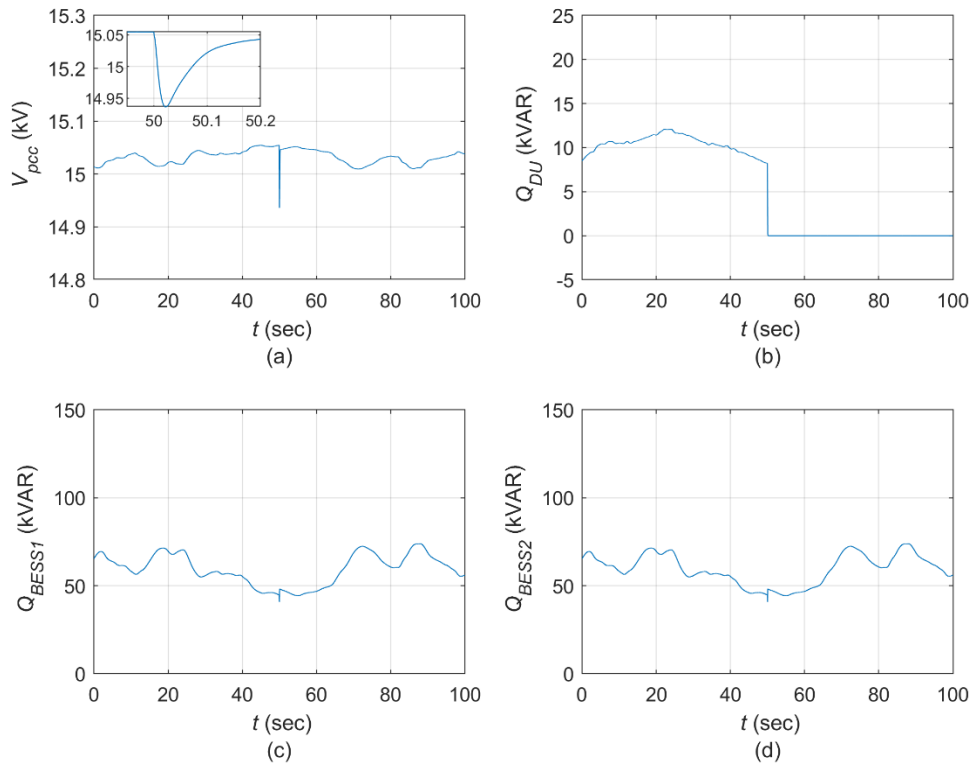
Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστεί η απόκριση του συστήματος για απότομη έξοδο της γεννήτριας diesel το 50ο δευτερόλεπτο της προσομοίωσης. Οι BESS είναι σε λειτουργία grid supporting-VS. Στο Σχήμα 4.2-7 παρουσιάζονται η συχνότητα, ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας, η συνολική ισχύς των BESS και η ισχύς της γεννήτριας, ενώ στο Σχήμα 4.2-8 παρουσιάζονται η τάση του σημείου κοινής σύνδεσης, η άεργος ισχύς της γεννήτριας και η άεργος ισχύς των BESS.



Σχήμα 4.2-7: Απόκριση συστήματος στην απότομη έξοδο της γεννήτριας: (a) συχνότητα συστήματος, (b) ρυθμός μεταβολής συχνότητας συστήματος, (c) συνολική ενεργός ισχύς BESS, (d) συνολική ενεργός ισχύς γεννητριών

Είναι εμφανές ότι λόγω της μικρής ισχύος της γεννήτριας το σύστημα ανταπεξέρχεται χωρίς πρόβλημα. Η μεταβολή ισχύος που έχουν οι BESS είναι 40kW έκαστος άρα η μεταβολή συχνότητας που δημιουργούν είναι 0.08Hz Σχήμα 4.2-7 (a),(c). Η μικρή μεταβολή προκαλεί και μικρό RocoF όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.2-7(b). Παρά τη μειωμένη αδράνεια το σύστημα

λειτουργεί χωρίς πρόβλημα κάτι που φαίνεται και στην ενότητα 4.3, όπου εξετάζεται το σύστημα χωρίς καμία γεννήτρια σε λειτουργία.



Σχήμα 4.2-8: Απόκριση συστήματος στην απότομη έξοδο της γεννήτριας: (a) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (b) άεργος ισχύς γεννήτριας, (c) άεργος ισχύς BESS1, (d) άεργος ισχύς BESS2

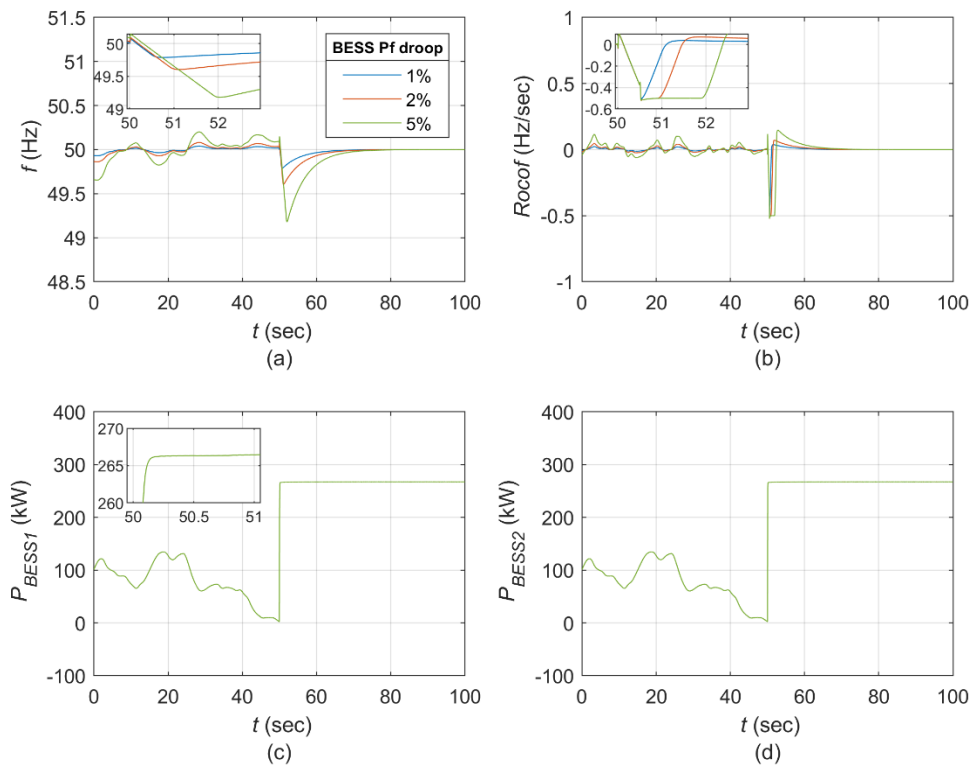
Αντίστοιχη απόκριση παρατηρείται και στη ρύθμιση τάση – αέργου ισχύος, δηλαδή η μεταβολή αέργου ισχύος δεν είναι μεγάλη οπότε δεν προκαλεί ιδιαίτερη μεταβολή στην τάση στο σημείο κοινής σύνδεσης Σχήμα 4.2-8 (a). Η βύθιση τάσης που προκαλείται είναι πολύ μικρότερη από τη βύθιση στην περίπτωση εξόδου της ανεμογεννήτριας και συνολικά η μετάβαση είναι ομαλή.

### 4.3 Λειτουργία μόνο με ΑΠΕ

Σε αυτή την ενότητα εξετάζεται η λειτουργία του συστήματος αποκλειστικά με ΑΠΕ με τους BESS να καθορίζουν τη συχνότητα του συστήματος (λειτουργία grid supporting-VS). Το υπολειπόμενο φορτίο είναι το ίδιο με την περίπτωση υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ με τη διαφορά ότι δεν λειτουργεί καμία γεννήτρια.

#### 4.3.1 Μελέτη διαφορετικών στατισμών ενεργού ισχύος – συχνότητας

Η μελέτη στατισμού ενεργού ισχύος – συχνότητας γίνεται με αντίστοιχο τρόπο με τις περιπτώσεις μέσης και υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ. Χρησιμοποιούνται στατισμοί 1%, 2% και 5% και στα αποτελέσματα συνοψίζονται στο Σχήμα 4.3-1.



Σχήμα 4.3-1: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς Pf (BESS σε λειτουργία grid supporting (VS)) σε συνθήκες πλήρους διεύθυνσης ΑΠΕ: (α) συχνότητα συστήματος, (β) ενεργός ισχύς γεννήτριας, (γ) ενεργός ισχύς BESS1, (δ) ενεργός ισχύς BESS2

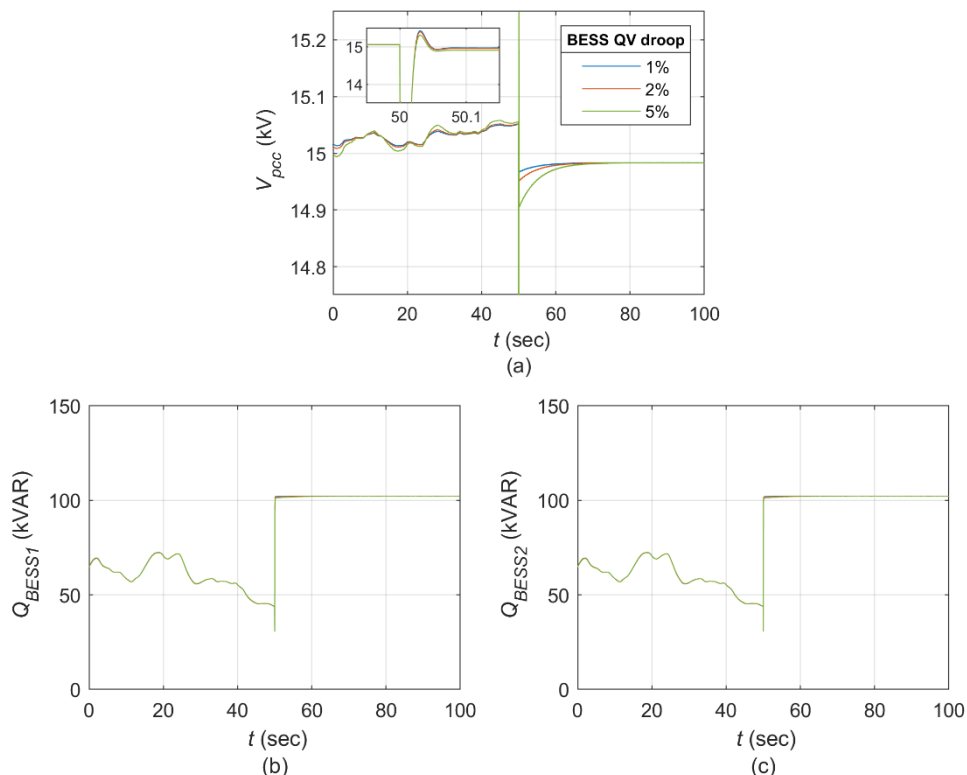
Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.3-1(a) η ρύθμιση της συχνότητας ακολουθεί τον έλεγχο στατισμού. Οι δύο σταθμοί μοιράζονται την ισχύ και πριν την έξοδο της ανεμογεννήτριας αλλά και μετά βάσει της δευτερεύουσας ρύθμισης, αφού έχουν ίδιους στατισμούς και ίδιο ποσοστό συμμετοχής στη δευτερεύουσα ρύθμιση αντίστοιχα (Σχήμα 4.3-1(c),(d)). Το σύστημα δεν έχει αδράνεια, καθώς δεν υπάρχει καμία στρεφόμενη μάζα, ωστόσο η κλίση της συχνότητας παραμένει εντός των προκαθορισμένων ορίων χάρη στη χρήση του περιοριστή στον έλεγχο των μετατροπών (βλ. Σχήμα 2.3-8). Μετά την έξοδο της ανεμογεννήτριας η συχνότητα παραμένει σταθερή καθώς δεν υπάρχουν μεταβολές ούτε στο φορτίο αλλά ούτε στην παραγωγή του  $\phi/\beta$ .

Όπως και προηγουμένως για μεγαλύτερες τιμές στατισμού η συχνότητα παρουσιάζει μεγαλύτερες μεταβολές (Σχήμα 4.3-1(a)). Όταν στο δίκτυο υπάρχουν γεννήτριες ή grid supporting (CS) μετατροπείς μεγάλες μεταβολές ενεργοποιούν τον έλεγχο στατισμού τους. Εφ' όσον δεν υπάρχουν τέτοιες μονάδες μία μεγάλη τιμή στατισμού στους BESSs προκαλεί μεγάλες διακυμάνσεις στη συχνότητα χωρίς κάποιο όφελος, Έτσι φαίνεται προτιμότερη η χρήση μικρής τιμής με την προϋπόθεση να είναι κοινή για τους BESSs για να μοιράζεται εξίσου η ισχύς.

Με τις γεννήτριες εκτός λειτουργίας δεν παρατηρούνται οι ταλαντώσεις ισχύος των προηγούμενων ενοτήτων Σχήμα 4.3-1(c) και Σχήμα 4.3-1(d). Αυτό εξηγείται από την ρύθμιση συχνότητας από μονάδες με ίδια δυναμική συμπεριφορά.

#### 4.3.2 Μελέτη διαφορετικών στατισμών αέργου ισχύος – τάσης

Παρόμοια με τη μελέτη ενεργού ισχύος – συχνότητας γίνεται και αυτή της αέργου ισχύος με την τάση. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.3-2.



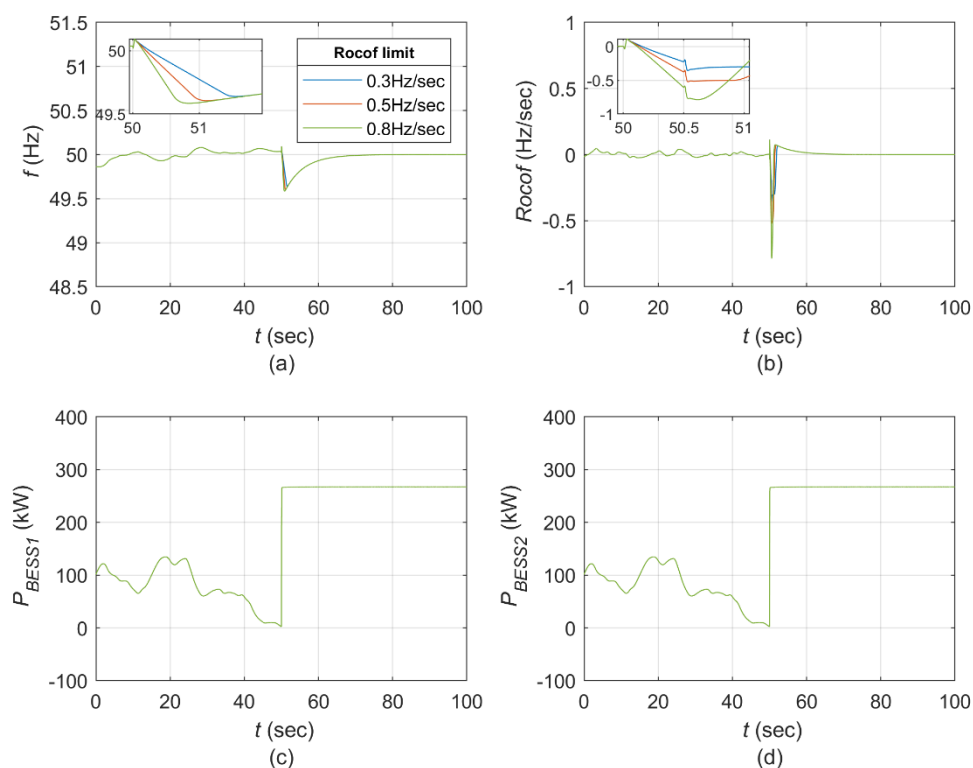
Σχήμα 4.3-2: Απόκριση συστήματος για διαφορετικούς στατισμούς QV (BESS σε λειτουργία grid supporting (VS)) σε συνθήκες πλήρους διεξόδου ΑΠΕ: (α) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (β) άεργος ισχύς BESS1, (γ) άεργος ισχύς BESS2

Η ρύθμιση του πλάτους της τάσης γίνεται βάσει στατισμού Σχήμα 4.3-2(a). Μεγαλύτερες τιμές στατισμού QV οδηγούν σε μεγαλύτερες μεταβολές πλάτους τάσης σημείου κοινής σύνδεσης. Ωστόσο, αφού δεν υπάρχουν άλλες μονάδες που ρυθμίζουν τάση, όπως και στην περίπτωση της συχνότητας, οι μεγαλύτερες μεταβολές δεν αυξάνουν τη συμμετοχή άλλων μονάδων στο ισοζύγιο αέργου ισχύος, οπότε δεν είναι απαραίτητες.

#### 4.3.3 Μελέτη διαφορετικών περιορισμών κλίσης συχνότητας

Τέλος επαναλαμβάνεται η μελέτη σχετικά τον περιορισμό της κλίσης της συχνότητας βάσει του ελέγχου των BESSs. Οι τιμές παραμένουν  $0.3\text{Hz/sec}$ ,  $0.5\text{Hz/sec}$  και  $0.8\text{Hz/sec}$ . Η

συχνότητα του συστήματος, ο ρυθμός μεταβολής της αλλά και η ενεργός ισχύς των BESS απεικονίζονται στο Σχήμα 4.3-3.



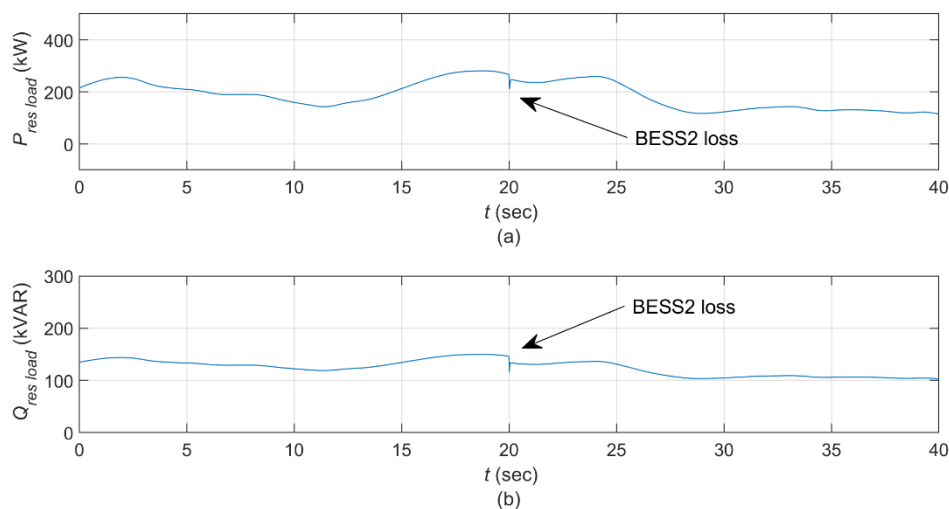
Σχήμα 4.3-3: Απόκριση συστήματος για διαφορετικά όρια ρυθμού μεταβολής συχνότητας σε συνθήκες πλήρους διεύθυνσης ΑΠΕ: (α) συχνότητα συστήματος, (β) ρυθμός μεταβολής συχνότητας συστήματος, (γ) ενεργός ισχύς BESS1, (δ) ενεργός ισχύς BESS2

Η απόκριση του συστήματος φαίνεται στο Σχήμα 4.3-3. Αφού δεν υπάρχει καμία γεννήτρια σε λειτουργία ο περιορισμός απότομων μεταβολών στη συχνότητα γίνεται μόνο από τον έλεγχο των BESSs. Με κατάλληλη ρύθμιση είναι δυνατή η διατήρηση του Rcof εντός επιτρεπτών ορίων.



#### 4.3.4 Έξοδος ενός BESS – Αλλαγή λειτουργίας

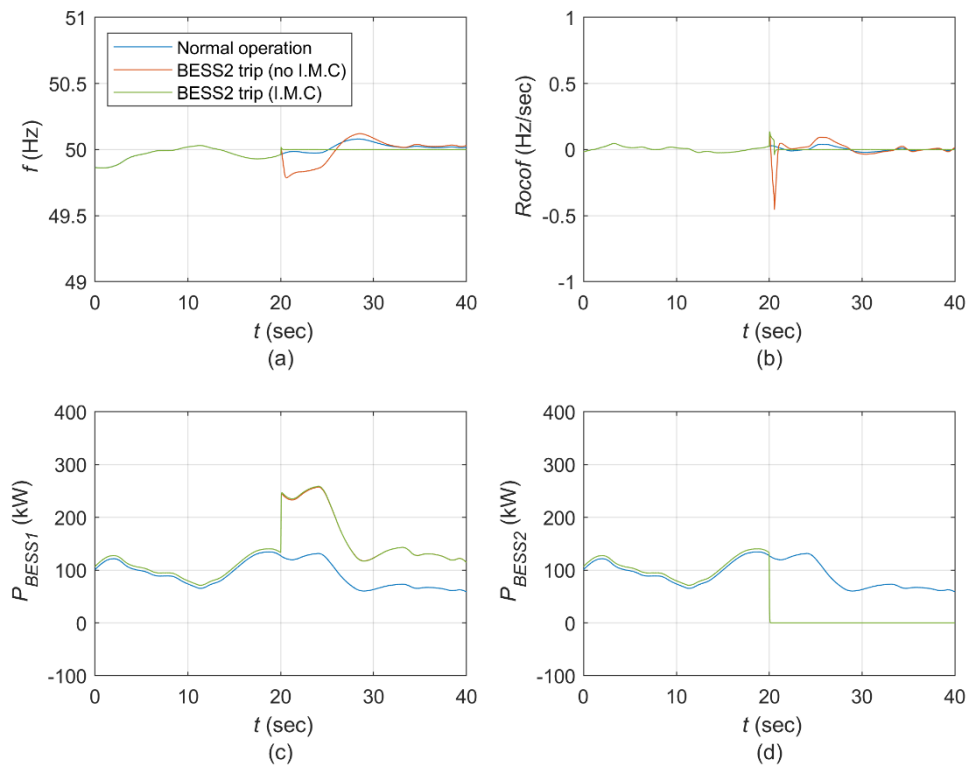
Στο συγκεκριμένο σενάριο εξετάζεται η ξαφνική απώλεια του BESS2. Στόχος είναι να εξεταστεί η λειτουργία με μόνο έναν BESS. Γι' αυτό αναπτύχθηκε ένας επιπλέον έλεγχος που αλλάζει τη λειτουργία του BESS σε grid forming όταν διαπιστωθεί ότι ο δεύτερος BESS δεν είναι σε λειτουργία. Αυτό το σχήμα ελέγχου θα αναφέρεται ως «βελτιωμένη αλλαγή λειτουργίας» (improved mode change - IMC) και αυτό που επιτελεί είναι ο μηδενισμός των στατισμών του σταθμού που έμεινε σε λειτουργία έτσι ώστε να αλλάξει από grid supporting (VS) σε grid forming. Η διαταραχή στο ισοζύγιο πραγματοποιείται στο 20ο δευτερόλεπτο και το υπολειπόμενο ενεργό και άεργο φορτίο απεικονίζεται στο Σχήμα 4.3-4.



Σχήμα 4.3-4: Υπολειπόμενο (α) ενεργό και (β) άεργο φορτίο στην περίπτωση εξόδου του BESS2

- Με μπλε απεικονίζεται η λειτουργία του συστήματος, χωρίς απώλεια του BESS2 (και οι δύο BESS διαθέσιμοι)
- Με κόκκινο απεικονίζεται το σενάριο εξόδου του BESS2 στο 50ο δευτερόλεπτο προσομοίωσης με τον BESS1 να μένει σε λειτουργία grid supporting (VS)
- Με πράσινο απεικονίζεται το ίδιο σενάριο εξόδου του BESS2 με τη διαφορά ότι ο BESS1 αλλάζει σε grid forming.

Η συχνότητα, ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας και η ενεργός ισχύς των BESS δίνονται στο Σχήμα 4.3-5, ενώ η τάση του σημείου κοινής σύνδεσης και η άεργος ισχύς των BESS φαίνονται στο Σχήμα 4.3-6.

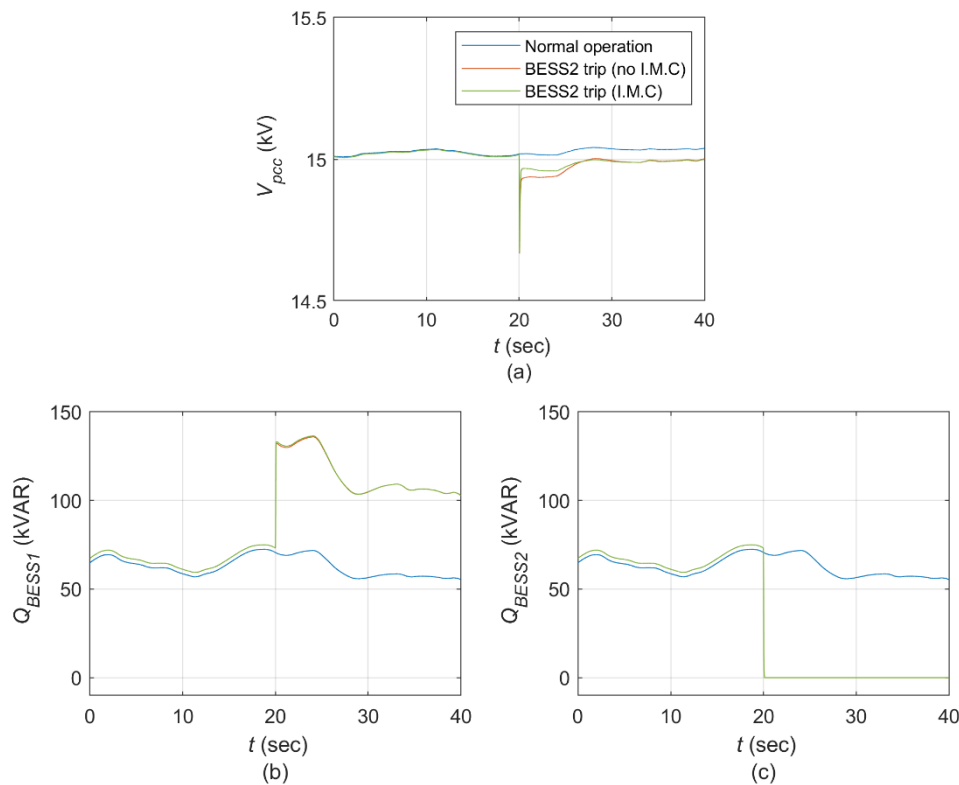


Σχήμα 4.3-5: Απόκριση συστήματος στην περίπτωση εξόδου του BESS2: (a) συχνότητα συστήματος, (b) ρυθμός μεταβολής συχνότητας συστήματος, (c) ενεργός ισχύς BESS1, (d) ενεργός ισχύς BESS1

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.3-5(d) τη στιγμή της εξόδου του BESS2 η ισχύς του είναι περίπου  $130kW$ . Ο BESS1 καλύπτει χωρίς πρόβλημα τη μεταβολή, ενώ όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.3-5(b) διατηρεί το Rocof εντός του ορίου των  $0.5Hz/sec$ . Στη λειτουργία με έναν σταθμό ο BESS1 αναλαμβάνει τις διπλάσιες μεταβολές ισχύος απ' αυτές που θα είχε εάν λειτουργούσε και ο BESS2. Έτσι στην περίπτωση που δεν αλλάζει το mode λειτουργίας σε grid forming οι διπλάσιες μεταβολές ισχύος προκαλούν και διπλάσιες μεταβολές στη συχνότητα λόγω του ελέγχου του στατισμού, η οποία δεν ωφελεί, αφού δεν υπάρχει άλλη ρυθμίζουσα μονάδα ενταγμένη στο σύστημα.

Για να αποφευχθεί μια ανεπιθύμητη διακύμανση στη συχνότητα ο BESS1 αλλάζει σε grid forming (πράσινη καμπύλη Σχήμα 4.3-5). Δηλαδή η συχνότητα και η τάση αναφοράς είναι σταθερές στις ονομαστικές τους τιμές. Στο σύστημα πλέον δεν υπάρχουν άλλες μονάδες που ρυθμίζουν συχνότητα.

Ανεξαρτήτως mode λειτουργίας, η ισχύς που θα αναλάβει ο BESS1 είναι η ίδια (κόκκινη και πράσινη καμπύλη ταυτίζονται) οπότε με αλλαγή σε grid forming επιτυγχάνεται σταθερή συχνότητα παρά τις διακυμάνσεις της ισχύος της α/γ.



Σχήμα 4.3-6: Απόκριση συστήματος στην περίπτωση εξόδου του BESS2: (a) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (b) άεργος ισχύς BESS1, (c) άεργος ισχύς BESS2

Αντίθετα, στη ρύθμιση αέργου ισχύος – τάσης δε φαίνεται ιδιαίτερο όφελος από την αλλαγή λειτουργίας σε grid forming. Οι διακυμάνσεις της τάσης είναι πολύ μικρότερες από αυτές της συχνότητας ανεξαρτήτως λειτουργίας.

#### 4.3.5 Παράλληλη λειτουργία grid forming - Σταθμοί σε διαφορετικές θέσεις

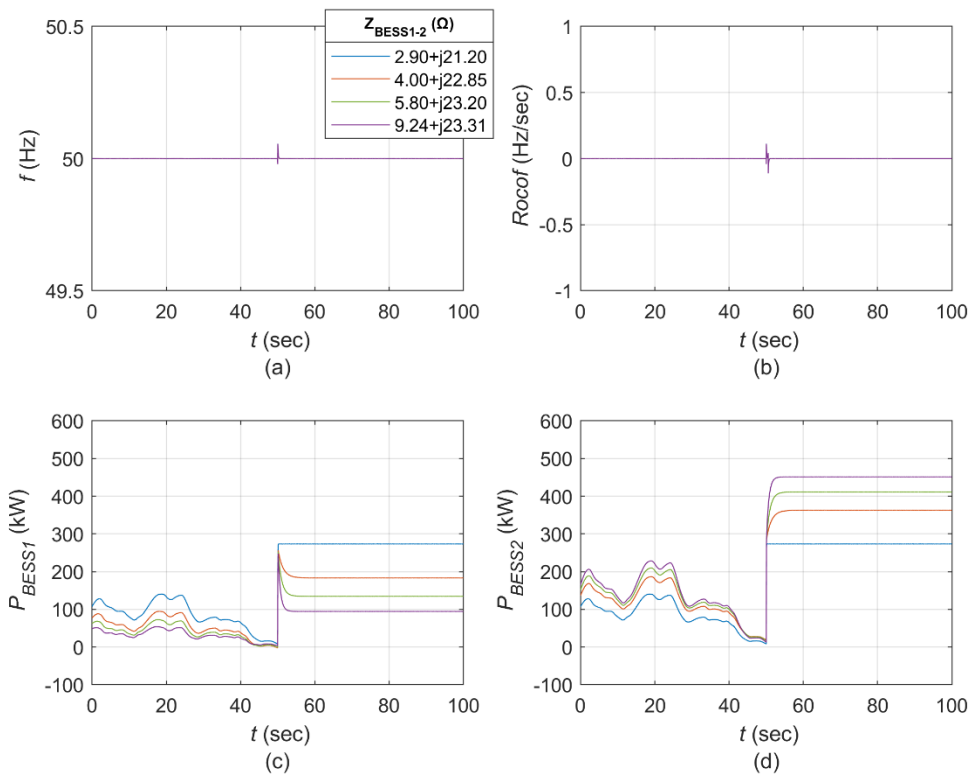
Σε συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ οι BESSs είναι οι μοναδικές μονάδες που ρυθμίζουν συχνότητα. Έτσι αφού δεν υπάρχουν γεννήτριες ή γενικότερα μονάδες με έλεγχο στατισμού (πλην των ίδιων των BESS) διερευνάται η αξία των μεταβολών συχνότητας και τάσης που προκαλούν οι grid supporting (VS) BESSs.

Στην παρούσα υποενότητα θα εξεταστεί η περίπτωση οι δύο μετατροπείς (σε grid forming λειτουργία) να βρίσκονται σε σταθμούς σε διαφορετική θέση δηλαδή να υπάρχει ηλεκτρική απόσταση μεταξύ των μετατροπέων. Η συγκεκριμένη τοπολογία δεν είναι συχνή για μικρά νησιά καθώς εκτός από περιορισμό χώρου, δεν υπάρχει λόγος εγκατάστασης να υπάρχουν διαφορετικών σταθμών για τόσο μικρά φορτία. Ωστόσο, αν οι σταθμοί είναι υβριδικοί

(αποθήκευση με ΑΠΕ) τότε είναι πιθανό να βρίσκονται σε διαφορετικές τοποθεσίες. Έτσι μεταξύ του BESS1 και του PCC παρεμβάλλεται μια γραμμή 5km με αγωγούς τύπου:

- απουσία γραμμής – μπλε καμπύλη
- γραμμή 5km ACSR-95 ( $Z = 1.1 + j1.65\Omega$ ) – κόκκινη καμπύλη
- γραμμή 5km ACSR-35 ( $Z = 2.9 + j2\Omega$ ) – πράσινη καμπύλη
- γραμμή 5km ACSR-16 ( $Z = 6.34 + j2.11\Omega$ ) – μωβ καμπύλη

Υπενθυμίζεται ότι και οι δύο σταθμοί συνδέονται μέσω μετασχηματιστών ανύψωσης που στην πλευρά μέσης τάσης έχουν σύνθετη ισοδύναμη αντίσταση  $1.45+j10.62 (\Omega)$  ο καθένας. Στο Σχήμα 4.3-7 απεικονίζονται η συχνότητα, ο ρυθμός μεταβολής συχνότητας και η ενεργός ισχύς των σταθμών, ενώ στο Σχήμα 4.3-8 απεικονίζεται η τάση στο σημείο κοινής σύνδεσης και η άεργος ισχύς των BESS.



Σχήμα 4.3-7: Απόκριση συστήματος για διαφορετικές γραμμές μεταξύ BESS1 και σημείου κοινής σύνδεσης: (a) συχνότητα συστήματος, (b) ρυθμός μεταβολής συχνότητας συστήματος, (c) ενεργός ισχύς BESS1, (d) ενεργός ισχύς BESS2

Στην περίπτωση που δεν υπάρχει γραμμή διανομής (με μπλε) η πλήρης συμμετρία μεταξύ των δύο BESS οπότε η ισχύς μοιράζεται εξίσου σύμφωνα με το Σχήμα 4.3-7(c),(d). Στις υπόλοιπες περιπτώσεις ο BESS1 αναλαμβάνει ποσοστό ισχύος ανάλογο με την ωμική αντίσταση μεταξύ του BESS2 και του PCC και αντίστροφα. Από τα αποτελέσματα

αναδεικνύεται ότι απουσία στατισμού, η κατανομή ενεργού ισχύος βασίζεται στα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του συστήματος, και δεν είναι ελέγξιμη μέσω παραμετροποίησης των ελεγκτών των μετατροπέων.

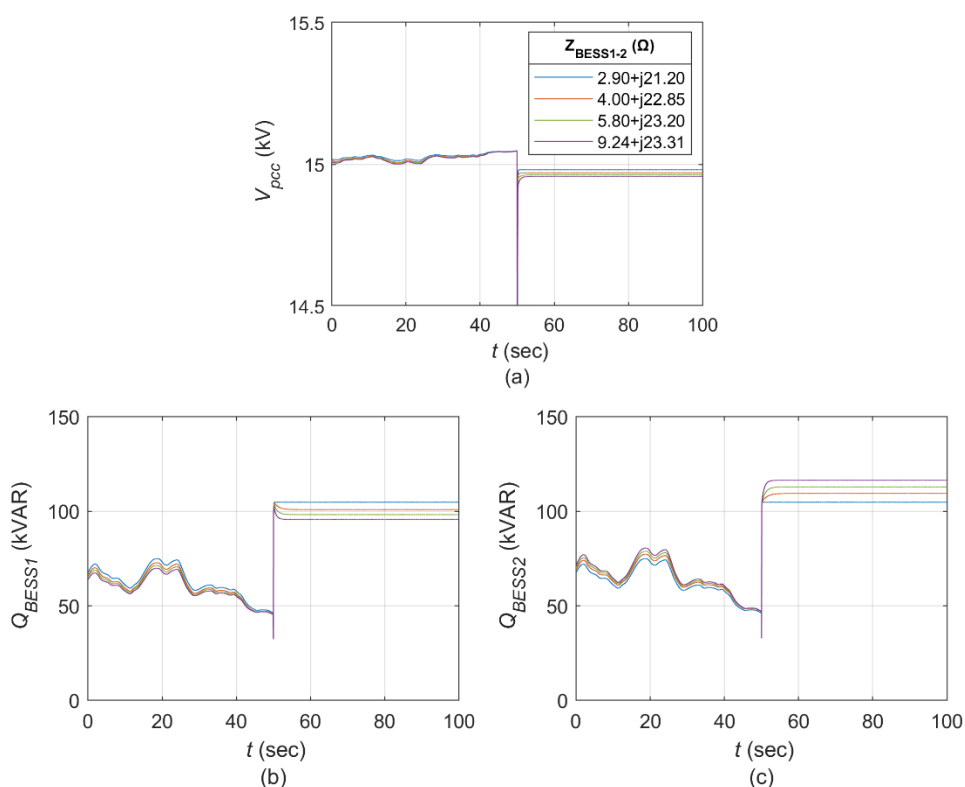
$$P_{BESS1} = \frac{R_{tf}}{2R_{tf} + R_{line}} P_{tot} \quad (4.3.1)$$

$$P_{BESS2} = \frac{R_{tf} + R_{line}}{2R_{tf} + R_{line}} P_{tot} \quad (4.3.2)$$

Οι υπολογισμοί της ισχύος του κάθε BESS (μετά την έξοδο της Α/Γ) συνοψίζονται στον Πίνακα 4.3-1.

Πίνακας 4.3-1: Κατανομή ενεργού ισχύος μεταξύ των BESS για διαφορετικές γραμμές σύνδεσης

<b>Είδος γραμμής</b>	<b><math>P_{BESS1}</math> (%<math>P_{tot}</math>)</b>	<b><math>P_{BESS2}</math> (%<math>P_{tot}</math>)</b>	<b><math>P_{BESS1}</math> (kW)</b>	<b><math>P_{BESS2}</math> (kW)</b>
-	50	50	275	275
ACSR-95	36.2	62.8	199	351
ACSR-35	24.9	75.1	137	413
ACSR-16	15.6	84.4	86	464



Σχήμα 4.3-8: Απόκριση συστήματος για διαφορετικές γραμμές μεταξύ BESS1 και σημείου κοινής σύνδεσης: (α) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (β) αέργος ισχύς BESS1, (γ) αέργος ισχύς BESS2

Εντελώς αντίστοιχη είναι και η κατάσταση με το διαμοιρασμό αέργου ισχύος να εξαρτάται από την επαγωγική αντίδραση της γραμμής.

$$Q_{BESS1} = \frac{X_{tf}}{2X_{tf} + X_{line}} Q_{tot} \quad (4.3.3)$$

$$Q_{BESS2} = \frac{X_{tf} + X_{line}}{2X_{tf} + X_{line}} Q_{tot} \quad (4.3.4)$$

Στον Πίνακα 4.3-2 δίνονται οι τιμές αέργου ισχύος του κάθε σταθμού:

Πίνακας 4.3-2: Κατανομή αέργου ισχύος μεταξύ των BESS για διαφορετικές γραμμές σύνδεσης

Είδος γραμμής	$Q_{BESS1}$ (% $Q_{tot}$ )	$Q_{BESS2}$ (% $Q_{tot}$ )	$Q_{BESS1}$ (kVAR)	$Q_{BESS2}$ (kVAR)
-	50	50	105	105
ACSR-95	46.4	53.6	97.5	112.5
ACSR-35	45.7	54.3	96	114
ACSR-16	45.4	84.4	95.5	114.5

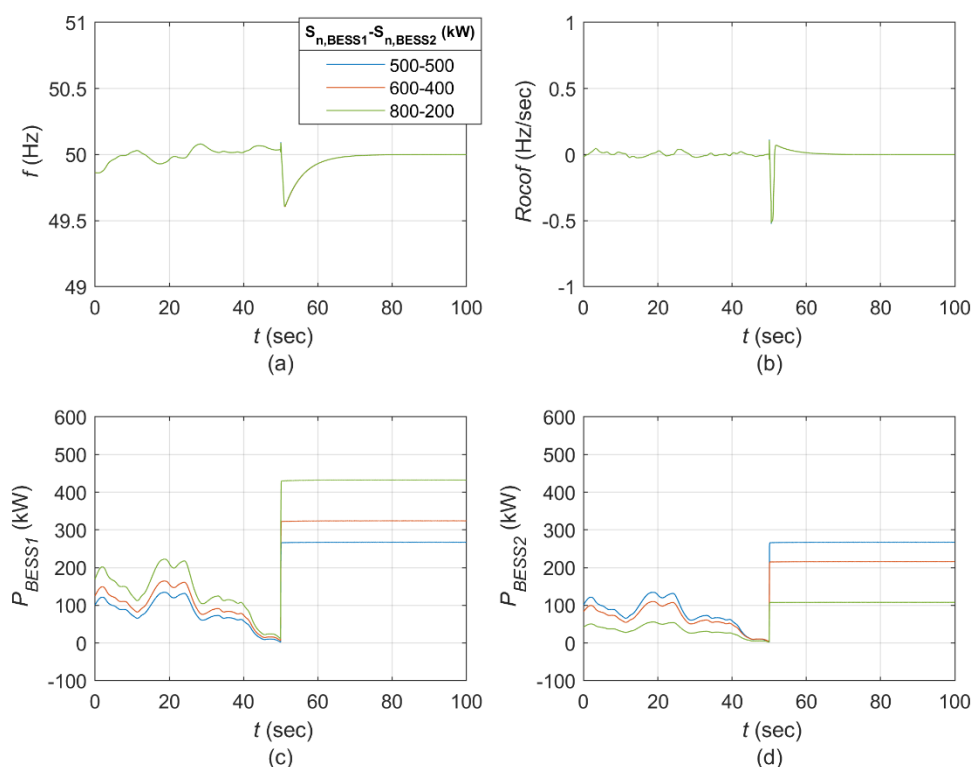
Ο λόγος που τα ποσοστά διαμοιρασμού της αέργου ισχύος είναι πολύ κοντά στο 50% είναι η επαγωγική αντίδραση των μετασχηματιστών. Σε αντίθεση με το ωμικό κομμάτι των μετασχηματιστών, που ήταν ίδιας τάξης μεγέθους με αυτό των γραμμών, η επαγωγική αντίδραση των μετασχηματιστών είναι πολύ μεγαλύτερη από αυτή των γραμμών. Έτσι η επίδραση της γραμμής είναι λιγότερο έντονη.

Η παραπάνω εξάρτηση ενεργού ισχύος με το ωμικό μέρος των γραμμών και της αέργου με το επαγωγικό μέρος δίνει μια ακόμα δυνατότητα ελέγχου. Μέσω προσθήκης εικονικής σύνθετης αντίστασης στον έλεγχο του μετατροπέα (virtual impedance), η συνολική αντίσταση από τον μετατροπέα μέχρι το ΣΚΣ μπορεί να μεταβάλλεται και να καθορίζει τον διαμοιρασμό μεταξύ των δύο BESS [37], [56].

#### 4.3.6 Παράλληλη λειτουργία grid forming - Μετατροπείς με διαφορετική ονομαστική ισχύ

Μία ακόμα ειδική περίπτωση με τους δύο μετατροπείς να έχουν διαφορετική ονομαστική ισχύ, ενώ βρίσκονται στην ίδια θέση σε λειτουργία grid forming. Έτσι η συνολική ισχύς του 1MW μοιράστηκε ως εξής:

- 500kW – 500kW (μπλε καμπύλη)
- 600kW – 400kW (κόκκινη καμπύλη)
- 800kW – 200kW (πράσινη καμπύλη)



Σχήμα 4.3-9: Απόκριση συστήματος για διαφορετική ονομαστική ικανότητα BESS: (a) συχνότητα συστήματος, (b) ρυθμός μεταβολής συχνότητας συστήματος, (c) ενεργός ισχύς BESS1, (d) ενεργός ισχύς BESS2

Το σχήμα της δευτερεύουσας ρύθμισης διαμοιράζει την ισχύ ανάλογα με την ονομαστική ικανότητα του κάθε BESS.

$$P_{BESS1} = \frac{S_{n,BESS1}}{S_{n,BESS1} + S_{n,BESS2}} P_{tot} \quad (4.3.5)$$

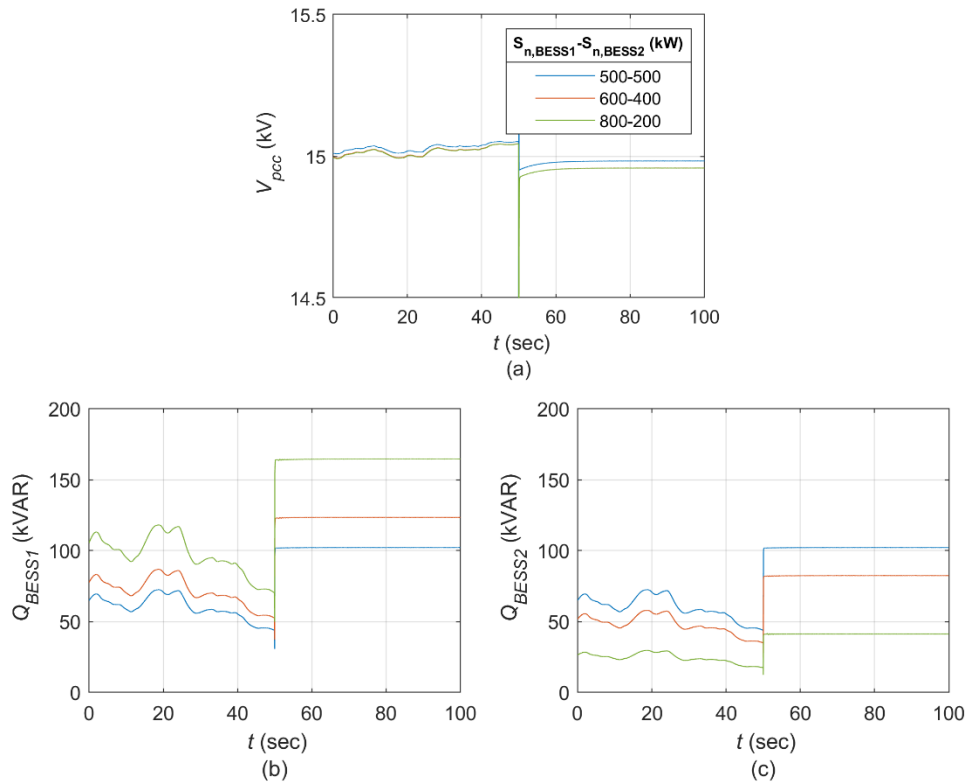
$$P_{BESS2} = \frac{S_{n,BESS2}}{S_{n,BESS1} + S_{n,BESS2}} P_{tot} \quad (4.3.6)$$

Τα αποτελέσματα αποδίδονται στον Πίνακα 4.3-3:

Πίνακας 4.3-3: Κατανομή ενεργού ισχύος μεταξύ των BESS για διαφορετικές ονομαστικές ικανότητές τους

$S_{n,b1} - S_{n,b2}$ (kVA)	$P_{BESS1}$ (% $P_{tot}$ )	$P_{BESS2}$ (% $P_{tot}$ )	$P_{BESS1}$ (kW)	$P_{BESS2}$ (kW)
500-500	50	50	275	275
600-400	60	40	330	220
800-200	80	20	440	110





Σχήμα 4.3-10: Απόκριση συστήματος για διαφορετική ονομαστική ικανότητα BESS: (α) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (β) άεργος ισχύς BESS1, (γ) άεργος ισχύς BESS2

Αντίστοιχη απόκριση παρατηρείται και στον διαμοιρασμό της αέργου ισχύος:

$$Q_{BESS1} = \frac{S_{n,BESS1}}{S_{n,BESS1} + S_{n,BESS2}} Q_{tot} \quad (4.3.7)$$

$$Q_{BESS2} = \frac{S_{n,BESS2}}{S_{n,BESS1} + S_{n,BESS2}} Q_{tot} \quad (4.3.8)$$

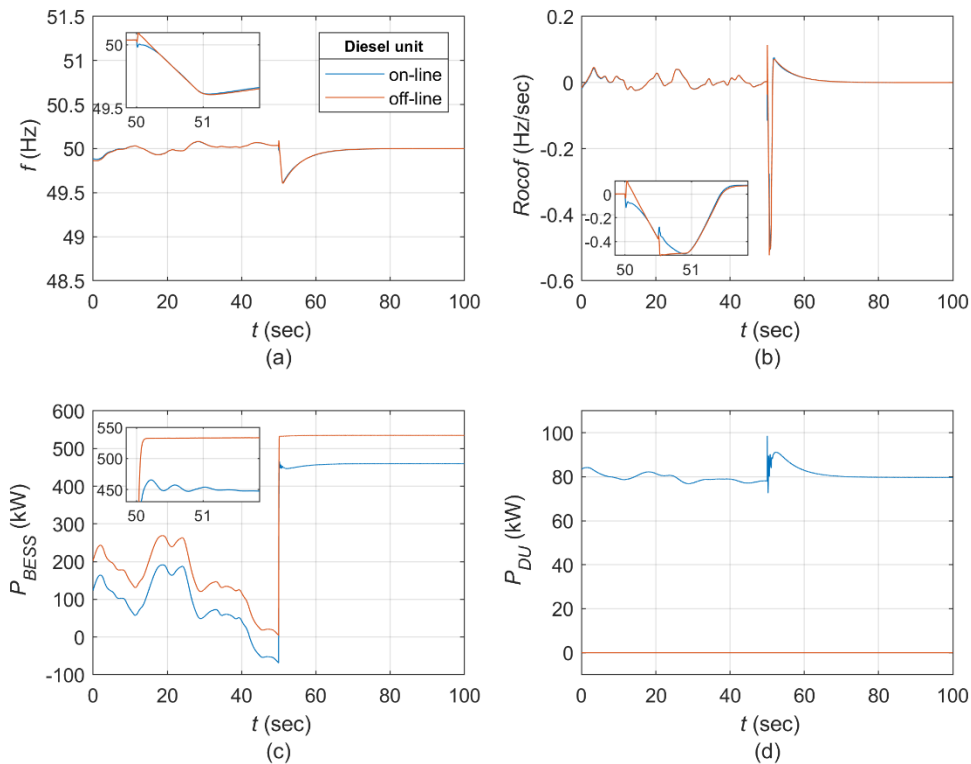
Τα αποτελέσματα δίνονται στον Πίνακα 4.3-4:

Πίνακας 4.3-4: Κατανομή αέργου ισχύος μεταξύ των BESS για διαφορετικές ονομαστικές ικανότητές τους

$S_{n,b1} - S_{n,b2}$ (kVA)	$Q_{BESS1}$ (% $Q_{tot}$ )	$Q_{BESS2}$ (% $Q_{tot}$ )	$Q_{BESS1}$ (kVAR)	$Q_{BESS2}$ (kVAR)
500-500	50	50	105	105
600-400	60	40	126	84
800-200	80	20	168	42

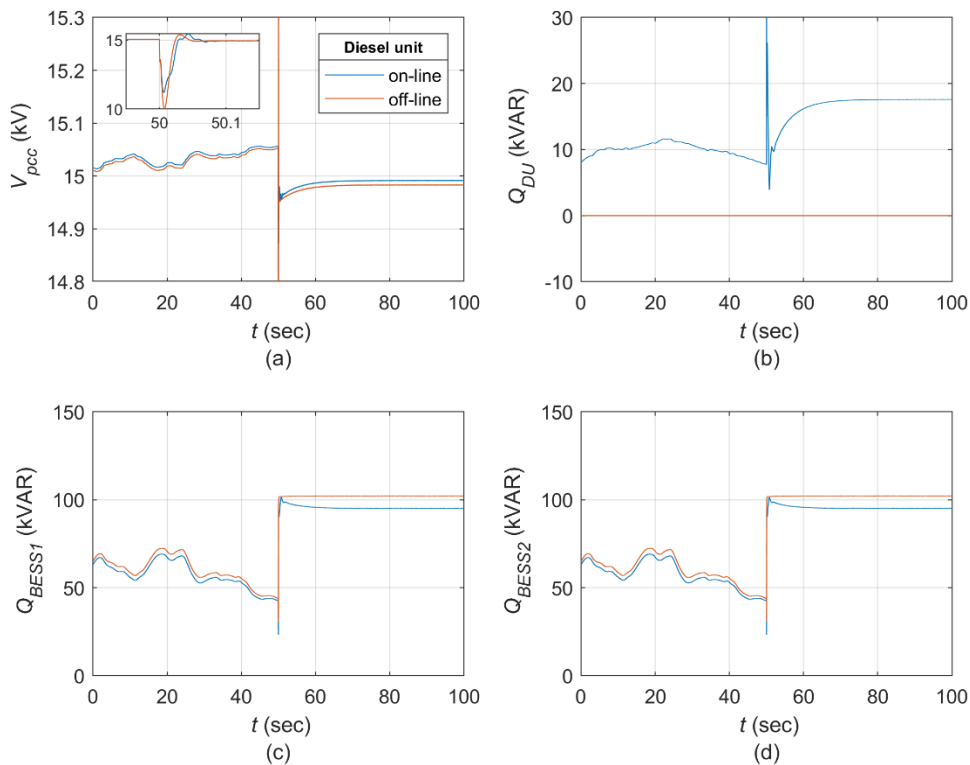
4.4 Σύγκριση διαφορετικών επιπέδων διεύθυνσης

Στην παρούσα ενότητα θα συνδυαστούν οι περιπτώσεις υψηλής και πλήρους διεύθυνσης ΑΠΕ για να μελετηθεί η συνεισφορά της γεννήτριας στο σύστημα. Ο λόγος που δεν επιλέχθηκε η μέση διεύθυνση ΑΠΕ είναι ότι έχει διαφορετικό υπολειπόμενο φορτίο. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.4-1 και στο Σχήμα 4.4-2.



Σχήμα 4.4-1: Σύγκριση απόκρισης συστήματος σε λειτουργία με ή χωρίς γεννήτρια: (a) συχνότητα συστήματος, (b) ρυθμός μεταβολής συχνότητας συστήματος, (c) ενεργός ισχύς BESS, (d) ενεργός ισχύς γεννήτριας

Στο Σχήμα 4.4-1(a) παρατηρούνται πολύ μικρές διαφοροποιήσεις στη συχνότητα του συστήματος. Οι διαφοροποιήσεις οφείλονται στην ανάληψη μέρους της επιπλέον ισχύος από τη γεννήτρια που οδηγεί σε διαφορετικά  $\delta P$  στους BESS. Παράλληλα με τη συμμετοχή της γεννήτριας παρατηρούνται μικρές ταλαντώσεις στην ισχύ των BESS (Σχήμα 4.4-1(c)) απόρροια των διαφορετικών δυναμικών των μονάδων. Τέλος στο Σχήμα 4.4-1(b) παρατηρούνται διαφοροποιήσεις στη  $Rcof$  λόγω της αδράνειας που προσδίδει στο σύστημα η γεννήτρια.



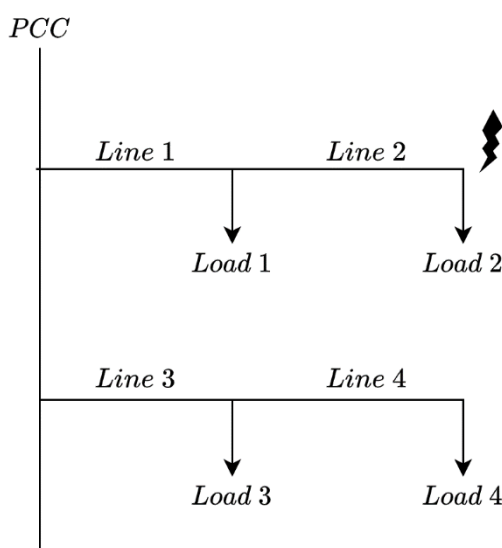
Σχήμα 4.4-2: Σύγκριση απόκρισης συστήματος σε λειτουργία με ή χωρίς γεννήτρια: (a) τάση σημείου κοινής σύνδεσης, (b) άεργος ισχύς γεννήτριας, (c) άεργος ισχύς BESS1, (d) άεργος ισχύς BESS2

Στο Σχήμα 4.4-1(a) φαίνεται η τάση στο σημείο κοινής σύνδεσης στις δύο περιπτώσεις. Η τάση στην περίπτωση που η γεννήτρια δεν είναι σε λειτουργία είναι ελάχιστα χαμηλότερη από τα  $15\text{kV}$  αλλά παραμένει εντός ορίων καθ' όλη τη διάρκεια της μελέτης. Τη στιγμή της απώλειας της  $\alpha/\gamma$  η τάση φτάνει σε μικρότερη τιμή χωρίς τη γεννήτρια. Σε επίπεδο δευτερεύουσας ρύθμισης η συνεισφορά της γεννήτριας είναι σχετικά μικρή όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.4-1(b).

Η παραπάνω διερεύνηση δείχνει ότι η λειτουργία με μία γεννήτρια δεν είναι απαραίτητη για την ομαλή απόκριση του συστήματος στην εξεταζόμενη διαταραχή, ειδικά όταν η γεννήτρια είναι μικρής ισχύος. Η ρύθμιση συχνότητας αλλά και τάσης γίνεται αποτελεσματικά με τους BESS, με τη συνεισφορά της γεννήτριας να είναι πολύ μικρή κάτι που δε δικαιολογεί τη χρήση της στις συγκεκριμένες συνθήκες για λόγους ρύθμισης συχνότητας/τάσης. Παρ' όλα αυτά, η μονάδα που μπορεί να είναι σκόπιμο να ενταχθεί στις συγκεκριμένες συνθήκες για λόγους που ξεφεύγουν από το πλαίσιο διερεύνησης της παρούσας εργασίας, όπως π.χ. διαχείριση της στάθμης φόρτισης των μπαταριών.

#### 4.5 Διακοπτικό μοντέλο – Μονοφασικό βραχυκύκλωμα

Στην παρούσα ενότητα εξετάζεται η περίπτωση εκδήλωσης μονοφασικού βραχυκυκλώματος. Σκοπός αυτής της μελέτης είναι να αναδειχθεί η δυνατότητα των BESS να παρέχουν ρεύμα βραχυκύκλωσης, όπως οι σύγχρονες γεννήτριες, κάτι που είναι αναγκαίο ώστε να ανιχνευθεί το σφάλμα και να ενεργοποιηθούν οι προστασίες. Για τις ανάγκες αυτής της μελέτης χρησιμοποιήθηκε το διακοπτικό μοντέλο σε συνθήκες πλήρους διεύθυνσης ΑΠΕ, με τοπολογία τεσσάρων φορτίων μοιρασμένα στη διάταξη του Σχήμα 4.5-1.



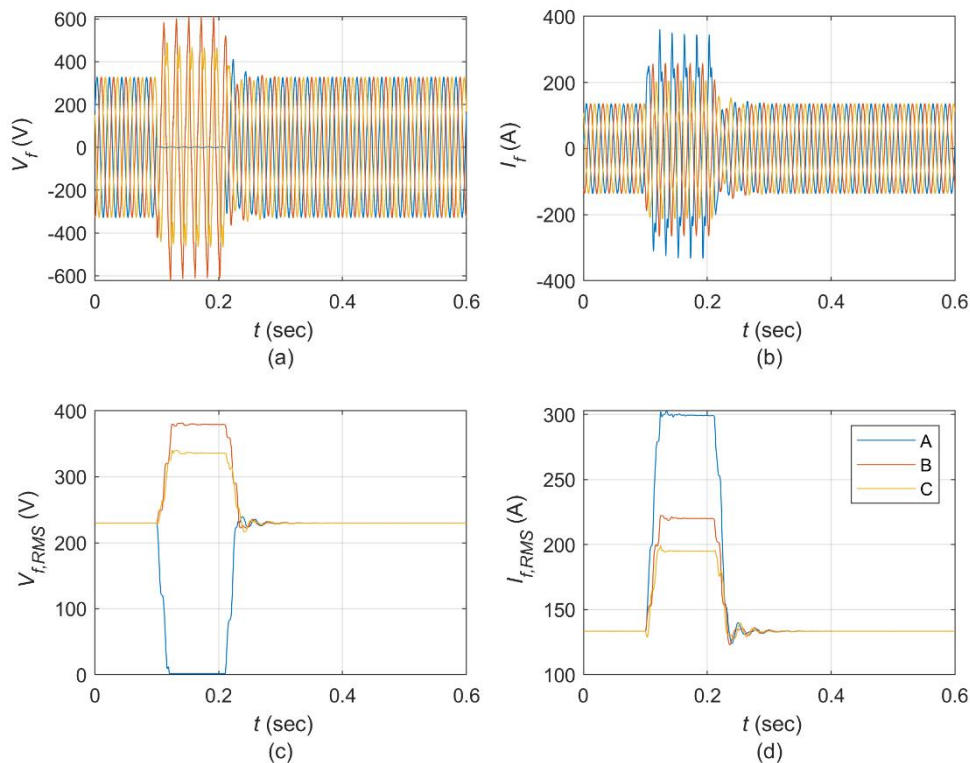
Σχήμα 4.5-1: Διάταξη φορτίων και σημείο εκδήλωσης σφάλματος

Οι γραμμές 1-4 είναι τύπου ACSR-16 με μήκος 1km η καθεμία, ενώ η ισχύς των 250kW διαμοιράζεται στα 4 φορτία όπως φαίνεται αναλυτικά στον Πίνακας 4.5-1.

Πίνακας 4.5-1: Κατανομή κατανάλωσης ανά φάση και ανά φορτίο

Φορτίο	Ενεργός Ισχύς (kW)				Άεργος Ισχύς (kVAR)			
	Φάση A	Φάση B	Φάση C	Σύνολο	Φάση A	Φάση B	Φάση C	Σύνολο
Load 1	19.25	19.25	16.5	55	9.32	9.32	7.99	26.63
Load 2	22.4	24.5	23.1	70	10.85	11.87	11.19	33.91
Load 3	20.15	21.45	23.4	65	9.76	10.39	11.33	31.48
Load 4	21	18	21	60	10.17	8.72	10.17	29.06
Σύνολο	82.8	83.2	84	250	40.1	40.3	40.68	121.08

Το βραχυκύκλωμα εκδηλώθηκε στους ακροδέκτες του φορτίου 2 μεταξύ φάσης A και γης, ενώ εκκαθαρίστηκε μετά από 0.1sec. Η τάση στο σημείο του βραχυκυκλώματος και το ρεύμα σφάλματος αποδίδονται στο Σχήμα 4.5-2.



Σχήμα 4.5-2: Απόκριση συστήματος στην εκδήλωση βραχυκυκλώματος: (a) τάση σημείου σφάλματος, (b) ρεύμα σφάλματος, (c) ενεργός τιμή τάσης στο σημείο σφάλματος, (d) ενεργός τιμή ρεύματος σφάλματος

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.5-2(d) το ρεύμα βραχυκυκλώματος στη φάση A είναι περίπου 300A δηλαδή 0.42p.u. του κάθε μετατροπέα. Οι BESS είναι σε λειτουργία grid forming αλλά λόγω της γρήγορης φύσης του βραχυκυκλώματος η λειτουργία φαίνεται να μην παίζει σημαντικό ρόλο, αφού η πρωτεύουσα ρύθμιση δεν προλαβαίνει να δράσει.

Στα δίκτυα που τροφοδοτούνται αποκλειστικά από μετατροπείς τα ρεύματα που ρέουν περιορίζονται από τον έλεγχό τους. Έτσι παρά την εκδήλωση σφαλμάτων υπάρχει ο κίνδυνος τα ρεύματα να μην λάβουν επαρκώς μεγάλες τιμές, ώστε να ενεργοποιηθούν οι προστασίες. Στη συγκεκριμένη περίπτωση αυτό δεν φαίνεται να αποτελεί πρόβλημα αφού οι BESS μπορούν να παρέχουν πολύ περισσότερο ρεύμα από το απαιτούμενο, λόγω της μεγάλης ισχύος τους σε σχέση με το φορτίο του νησιού.

Τέλος, παρά την ασυμμετρία του σφάλματος οι BESS το καλύπτουν παρέχοντας διαφορετικής έντασης ρεύμα στην κάθε φάση, χωρίς να έχουν ειδικό έλεγχο αρνητικής ακολουθίας για αντιμετώπιση των ασυμμετριών.



## 5 Συμπεράσματα & μελλοντικές επεκτάσεις

### 5.1 Συμπεράσματα

Σκοπός της παρούσας εργασίας ήταν η διερεύνηση της ρύθμισης ενέργου και αέργου ισχύος ενός μικρού νησιωτικού συστήματος σε διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ. Το σύστημα που εξετάστηκε περιλαμβάνει τρεις νηζελογεννήτριες (2x250 kW, 1x100 kW), δύο συστήματα μπαταριών (2x500 kW), μία ανεμογεννήτρια (900 kW) και ένα φωτοβολταϊκό σταθμό (200 kW). Για τη μελέτη της λειτουργίας του αυτόνομου συστήματος αναπτύχθηκαν δυναμικά μοντέλα των αποθηκευτικών μονάδων, με διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου (grid forming, grid supporting, grid following). Η απόκριση του συστήματος αξιολογήθηκε κυρίως σε περίπτωση αιφνίδιας απώλειας της μεγαλύτερης μονάδας του ηλεκτρικού συστήματος (την ανεμογεννήτρια, ισχύος 900 kW).

Στο επίπεδο μέσης διείσδυσης ΑΠΕ (66%) η παρουσία των δύο σύγχρονων γεννητριών 250 kW επιτρέπει στους BESS να βρίσκονται σε λειτουργία grid supporting current source (CS), με τις γεννήτριες να διαμορφώνουν την τάση του δικτύου. Οι επικουρικές υπηρεσίες που παρέχουν οι BESS (αδράνεια, πρωτεύουσα εφεδρεία) βελτιώνουν το προφίλ συχνότητας περιορίζοντας το ρυθμό μεταβολής της και την ελάχιστη τιμή που λαμβάνει κατά το μεταβατικό φαινόμενο. Το grid supporting CS mode παρ' όλο που δε δημιουργεί πρόβλημα στη λειτουργία του συστήματος δεν εκμεταλλεύεται στο έπακρο την ταχύτητα απόκρισης των BESS, καθώς η αντίδρασή τους ακολουθεί τη μεταβολή της συχνότητας του δικτύου. Στην περίπτωση που οι BESS λειτουργούν με διαφορετικές αρχές ελέγχου, η καταπόνησή τους είναι διαφορετική, με τη λειτουργία σε grid forming ή grid supporting VS να παρέχει μεγαλύτερα ποσοστά ισχύος στο μεταβατικό φαινόμενο, σε σχέση με την grid following ή grid supporting CS. Ειδικά η λειτουργία grid following των εν λόγω γρήγορων μονάδων αποθήκευσης αντενδείκνυται πλήρως, αφού δεν αξιοποιεί καθόλου την ικανότητά τους για παροχή γρήγορων εφεδρειών στο ηλεκτρικό σύστημα, οι οποίες είναι αναγκαίες σε τέτοια νησιωτικά δίκτυα χαμηλής αδράνειας, υπό τις εξεταζόμενες συνθήκες λειτουργίας υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ. Σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια υπάρχει ομαλή συνεργασία μεταξύ BESS και γεννητριών, αποτέλεσμα σημαντικό καθώς αντιπροσωπεύει το στάδιο μετάβασης του αυτόνομου συστήματος σε μεγαλύτερα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ. Σχετικά με τον έλεγχο στατισμού στη λειτουργία grid supporting CS οι BESS συμπεριφέρονται όπως οι σύγχρονες γεννήτριες δηλαδή αναλαμβάνουν μεγαλύτερα ποσοστά ενεργού ισχύος σε μικρότερες τιμές στατισμού κάτι που ενδείκνυται για να χρησιμοποιούνται περισσότερο (π.χ. τιμές 1-2%). Αντίστοιχη συμπεριφορά παρατηρείται και στη λειτουργία grid supporting VS με μικρότερες

τιμές στατισμού να δημιουργούν μικρότερες μεταβολές συχνότητας και πλάτους τάσης και τους BESS να αναλαμβάνουν μεγαλύτερα ποσοστά ενεργού και αέργου ισχύος. Τέλος, μέσω του ελέγχου των BESS επιτυγχάνεται περιορισμός του Rcof, καθώς περιορίζεται γρήγορα η διαταραχή στο ισοζύγιο ενεργού ισχύος. Σημειώνεται ότι και η παρουσία γεννητριών περιορίζει τον ρυθμό μεταβολής της συχνότητας ύστερα από την απώλεια της ανεμογεννήτριας, λόγω της αδράνειάς τους (πέρα από την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας).

Στην περίπτωση υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ (85%) η μοναδική ενταγμένη θερμική μονάδα των 100 kW έχει περιορισμένη επιρροή στη λειτουργία του συστήματος, δουλεύοντας παράλληλα με δύο μονάδες αποθήκευσης πενταπλάσιας ισχύος έκαστη (2x500 kW). Σε αυτές τις συνθήκες ενδείκνυται τουλάχιστον ένας BESS πρέπει να λειτουργεί σε grid forming ή grid supporting VS, για να διαμορφώνει την τάση του δικτύου, ώστε να αποφευχθεί η καταπόνηση της μοναδικής θερμικής μονάδας του συστήματος, ειδικά σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ του νησιού (κυρίως της ανεμογεννήτριας). Σε περίπτωση που η 2<sup>η</sup> αποθηκευτική μονάδα λειτουργεί σε grid supporting CS προκύπτει άνιση καταπόνηση μεταξύ των δύο. Καλύτερη απόκριση επιτυγχάνεται στην περίπτωση που οι δύο BESS είναι σε grid supporting VS με ισομοιρασμό ισχύος (άρα και καταπόνησης)

Στην κατάσταση πλήρους διείσδυσης ΑΠΕ οι BESS βρίσκονται σε grid forming ή grid supporting VS, αφού είναι οι μόνες μονάδες που διαμορφώνουν το δίκτυο. Το σύστημα δεν έχει αδράνεια σε αυτή την κατάσταση, αφού δεν υπάρχουν σύγχρονες γεννήτριες σε λειτουργία. Σε αυτές τις συνθήκες που υπάρχουν μόνο δύο ρυθμιζουσες μονάδες στο σύστημα, προτείνεται να μην λειτουργεί καμία σε grid supporting CS, ώστε σε περίπτωση απώλειας οποιασδήποτε εκ των δύο, το σύστημα να συνεχίσει να λειτουργεί αδιάλειπτα με την εναπομείνουσα μονάδα αποθήκευσης. Μεταξύ grid forming και grid supporting VS, το 2<sup>ο</sup> είναι προτιμητέο, καθώς ο έλεγχος στατισμού επιτρέπει τον διαμοιρασμό ισχύος μεταξύ των BESS. Επειδή σε αυτές τις συνθήκες δεν λειτουργούν θερμικές μονάδες ή αποθηκευτικές μονάδες σε grid supporting CS, προτείνεται η χρήση μικρών τιμών στατισμού (π.χ. 1%), ώστε να προκύπτουν περιορισμένες μεταβολές συχνότητας/τάσης σε καταστάσεις διαταραχών. Σε περίπτωση απώλειας ενός BESS ο δεύτερος είναι ικανός να αναλάβει τη μεταβολή και να τροφοδοτήσει το σύστημα, έως ότου συγχρονιστεί μία θερμική μονάδα για λόγους εφεδρείας. Σε αυτήν την περίπτωση δεν υπάρχει ανάγκη διαμοιρασμού ισχύος, οπότε το σύστημα συσσωρευτών μπορεί να λειτουργεί και σε grid forming, διατηρώντας σταθερή τη συχνότητα και το πλάτος τάσης, ανεξαρτήτως διαταραχών.



Στις προσομοιώσεις του δικτύου που πραγματοποιήθηκαν δεν παρουσιάστηκε πρόβλημα σε περίπτωση παράλληλης λειτουργίας των δύο BESS σε grid forming. Για να διερευνηθεί περαιτέρω αυτός ο τρόπος ρύθμισης του συστήματος, εξετάστηκε η λειτουργία του συστήματος σε περίπτωση που οι δύο αποθηκευτικές μονάδες βρίσκονται σε διαφορετική θέση, αλλά και σε περίπτωση που έχουν διαφορετική ονομαστική ισχύ. Τα αποτελέσματα ανέδειξαν ότι ο διαμοιρασμός ισχύος μεταξύ τους εξαρτάται τόσο από τη μεταξύ τους σύνθετη αντίσταση, όσο και από την ονομαστική τους ισχύ.

Τέλος, εξετάστηκε, μέσω του διακοπτικού μοντέλου, η απόκριση του συστήματος στην περίπτωση μονοφασικού βραχυκυκλώματος, με τους BESS να παρέχουν επαρκές ρεύμα σφάλματος για την ενεργοποίηση των προστασιών του δικτύου.

Συνοψίζοντας τα συμπεράσματα της παρούσας εργασίας, ανεξαρτήτως του επιπέδου διείσδυσης ΑΠΕ και παρουσίας ή όχι θερμικών μονάδων, οι μετατροπείς του σταθμών αποθήκευσης μπορούν να υποστηρίξουν τη ρύθμιση ενεργού και αέργου ισχύος σε καταστάσεις μεγάλων διαταραχών, χωρίς να τεθεί η ασφαλής τροφοδότηση του νησιού σε κίνδυνο.

## 5.2 Μελλοντικές προεκτάσεις

Μία κατεύθυνση για περαιτέρω διερεύνηση στο πεδίο της παρούσας εργασίας αποτελεί η ανάλυση της λειτουργίας νησιωτικών συστημάτων που τροφοδοτούνται από μετατροπείς ισχύος σε συνθήκες βραχυκυκλωμάτων συμμετρικών και ασύμμετρων. Η διερεύνηση αυτή θα απαιτούσε τη χρήση πλήρους μοντέλου (όχι phasor) του συστήματος. Η δυνατότητα παροχής επαρκούς ρεύματος σε τέτοιες συνθήκες αποτελεί κρίσιμο ζήτημα για τέτοια συστήματα. Στο πλαίσιο αυτό θα μπορούσε να αξιολογηθεί η ενσωμάτωση ελέγχου αρνητικής ακολουθίας στον έλεγχο ρεύματος των μετατροπέων των μπαταριών. Σε τέτοιες καταστάσεις θα μπορούσαν να εξεταστούν διαφορετικά είδη PLL, καθώς ενδέχεται η χρήση απλοϊκών ελέγχων να μην επαρκεί για την αποτελεσματική απόκριση των μετατροπέων σε τέτοια ταχέα φαινόμενα.

Επιπρόσθετη δυνατότητα μελλοντικής επέκτασης της παρούσας εργασίας αποτελεί η ανάπτυξη ελέγχου προσθήκης εικονικής σύνθετης αντίστασης εξόδου στους μετατροπείς των μπαταριών. Επίσης, θα μπορούσε να διαμορφωθούν στρατηγικές ελέγχου τέτοιων συστημάτων, στις οποίες θα συμμετέχουν ενεργά και οι σταθμοί ΑΠΕ του νησιού. Τέλος, θα μπορούσε να εξεταστεί και η λειτουργία τέτοιου συστήματος που λειτουργεί χωρίς θερμικές μονάδες, θεωρώντας και δυνατότητα διασύνδεσής του (μικροδίκτυο), ώστε να εξεταστούν και καταστάσεις συγχρονισμού, καθώς και απώλειας διασύνδεσης.



## Παράρτημα

### Ορισμός του Space-phasor

Έστω οι ακόλουθες συμμετρικές ημιτονοειδείς συναρτήσεις:

$$\begin{aligned}f_a(t) &= \hat{f} \cos(\omega t + \theta_0) \\f_b(t) &= \hat{f} \cos\left(\omega t + \theta_0 - \frac{2\pi}{3}\right) \\f_c(t) &= \hat{f} \cos\left(\omega t + \theta_0 - \frac{4\pi}{3}\right)\end{aligned}\quad (\text{Π.1})$$

Όπου  $\hat{f}$ ,  $\theta_0$  και  $\omega$  είναι το πλάτος, η αρχική φασική γωνία και η γωνιακή (κυκλική) συχνότητα των συναρτήσεων αντίστοιχα. Για τις εξισώσεις ( Π.1 ) ο φασιθέτης space phasor ορίζεται ως εξής:

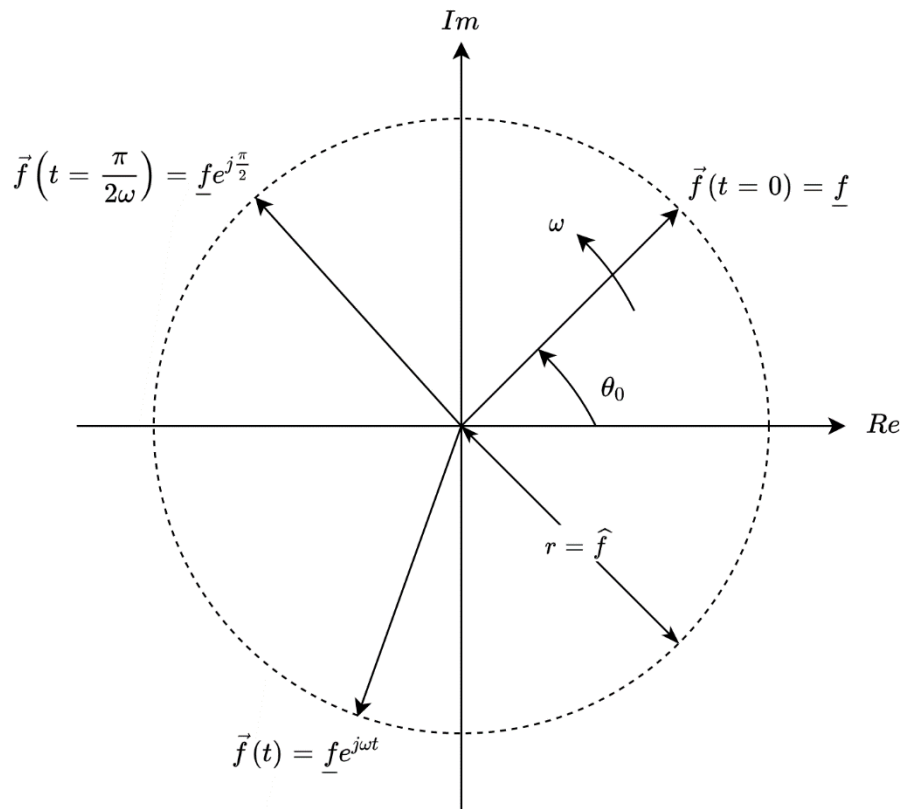
$$\vec{f}(t) = \frac{2}{3} [e^{j0} f_a(t) + e^{j\frac{2\pi}{3}} f_b(t) + e^{j\frac{4\pi}{3}} f_c(t)] \quad (\text{Π.2})$$

Αντικαθιστώντας τις εξισώσεις  $f_{abc}$  ( Π.1 ) στην ( Π.2 ) και χρησιμοποιώντας τις ταυτότητες  $\cos\theta = \frac{1}{2}(e^{j\theta} + e^{-j\theta})$  και  $e^{j0} + e^{j\frac{2\pi}{3}} + e^{j\frac{4\pi}{3}} \equiv 0$  προκύπτει:

$$\vec{f}(t) = (\hat{f} e^{j\theta_0}) e^{j\omega t} = \underline{f} e^{j\omega t} \quad (\text{Π.3})$$

Όπου  $\underline{f} = \hat{f} e^{j\theta_0}$ . Η μιγαδική ποσότητα  $\underline{f}$  μπορεί να αναπαρασταθεί με ένα διάνυσμα στο μιγαδικό επίπεδο. Αν το πλάτος  $\hat{f}$  είναι σταθερό, τότε το διάνυσμα είναι ανάλογο στο συμβατικό φασιθέτη που χρησιμοποιείται για την ανάλυση γραμμικών κυκλωμάτων σε Ημιτονοειδή Μόνιμη Κατάσταση, και το άκρο του  $\vec{f}(t)$  κινείται στην περιφέρεια κύκλου με κέντρο την αρχή των αξόνων του μιγαδικού επιπέδου (Σχήμα Π1). Βάσει της ( Π.3 ) ο φασιθέτης  $\vec{f}(t)$  είναι ίδιος με τον  $\underline{f}$  που στρέφεται αντιωρολογιακά με γωνιακή ταχύτητα  $\omega$ .

Να σημειωθεί ότι το  $\vec{f}(t)$  διατηρεί την μορφή της ( Π.3 ) ακόμα κι αν το  $\hat{f}$  δεν είναι σταθερό, δηλαδή αν το  $\hat{f}$  είναι χρονικά μεταβαλλόμενη συνάρτηση τότε ο αντίστοιχος φασιθέτης  $\underline{f}$  είναι χρονικά μεταβαλλόμενη συνάρτηση με μιγαδικές τιμές.



Σχήμα Π1: Αναπαράσταση Space-phasor στο μιγαδικό επίπεδο

Ο ορισμός του Space Phasor μπορεί να επεκταθεί για να συμπεριλάβει τριφασικές συναρτήσεις μεταβλητής συχνότητας. Έστω οι παρακάτω τριφασικές συναρτήσεις:

$$\begin{aligned}
 f_a(t) &= \hat{f} \cos[\theta(t)] \\
 f_b(t) &= \hat{f} \cos\left[\theta(t) - \frac{2\pi}{3}\right] \\
 f_c(t) &= \hat{f} \cos\left[\theta(t) - \frac{4\pi}{3}\right]
 \end{aligned}
 \tag{Π.4}$$

Όπου  $\theta(t) = \theta_0 + \int_0^t \omega(\tau) d\tau$  [26].

## Μαθηματικοί Μετασχηματισμοί

Για να υλοποιηθεί ο έλεγχος του μετατροπέα είναι απαραίτητη η μέτρηση των στιγμιαίων τιμών των ρευμάτων και των τάσεων. Ωστόσο, η ανίχνευση ημιτονοειδών σημάτων δεν είναι εύκολη. Γι' αυτό και χρησιμοποιούνται μαθηματικοί μετασχηματισμοί των παραπάνω σημάτων. Έστω το παρακάτω συμμετρικό σύστημα:

$$\begin{aligned}f_a &= \hat{f} \cos[\omega t + \varphi_0] \\f_b &= \hat{f} \cos\left[\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi_0\right] \\f_c &= \hat{f} \cos\left[\omega t - \frac{4\pi}{3} + \varphi_0\right]\end{aligned}$$

### Μετασχηματισμός Clarke (αβ0)

Ο μετασχηματισμός Clarke μετατρέπει τα τρία μεγέθη που βρίσκονται σε διαφορά φάσης  $120^\circ$  σε δύο νέα διανύσματα κάθετα μεταξύ τους. Το πλαίσιο αναφοράς που δημιουργείται ονομάζεται αβ0, είναι σταθερό και τα διανύσματα στρέφονται ως προς αυτό με γωνιακή ταχύτητα  $\omega = 2\pi f$ .

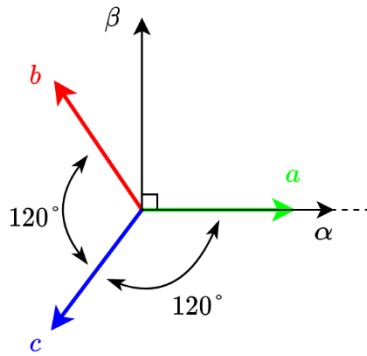
$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_0 \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (\text{Π.5})$$

$$\mathbf{T}_{\alpha\beta 0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

Σε πλήρως συμμετρικό σύστημα ισχύει ότι  $f_0 = \frac{1}{2}f_a + \frac{1}{2}f_b + \frac{1}{2}f_c = \frac{1}{2}(f_a + f_b + f_c) = 0$  και τελικά προκύπτει:

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{f} \cos(\omega t + \varphi_0) \\ \hat{f} \sin(\omega t + \varphi_0) \end{bmatrix} \quad (\text{Π.6})$$

Το διάνυσμα  $\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix}$  περιστρέφεται στο πλαίσιο αβ με γωνιακή ταχύτητα  $\omega$  και έχει σταθερό πλάτος  $\hat{f}$ .



Σχήμα Π2: Μετασχηματισμός Clarke

Ο μετασχηματισμός Clarke είναι 1 προς 1 δηλαδή μπορεί να υλοποιηθεί και αντίστροφα χρησιμοποιώντας τον αντίστροφο πίνακα  $T_{\alpha\beta 0}^{-1}$ :

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = T_{\alpha\beta 0}^{-1} \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_0 \end{bmatrix} \quad (\text{Π.7})$$

$$T_{\alpha\beta 0}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -1/2 & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -1/2 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix}$$

Μετασχηματισμός Park (dq0)

Από τον μετασχηματισμό Clarke προκύπτουν σήματα χρονικά μεταβαλλόμενα κάτι που δε διευκολύνει ιδιαίτερα τον έλεγχο. Έτσι πιο συχνά χρησιμοποιείται ο μετασχηματισμός Park με τον οποίο προκύπτουν σταθερά σήματα. Η ιδέα είναι η δημιουργία ενός πλαισίου που στρέφεται με ίδια κυκλική συχνότητα με αυτή των αρχικών ημιτονοειδών σημάτων. Έτσι τα σήματα που προκύπτουν είναι χρονικά σταθερά σε σχέση με αυτό το καινούργιο πλαίσιο το οποίο ονομάζεται dq0 (d-direct, q-quadrature, 0-zero). Έτσι εφαρμόζοντας το μετασχηματισμό Park μετά τον μετασχηματισμό Clarke προκύπτει:

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = T_{dq0} \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_0 \end{bmatrix} \quad (\text{Π.8})$$

$$\text{με } \frac{d\theta}{dt} = \omega \xleftrightarrow{\omega=\text{σταθερό}} \theta = \omega t + \theta_0.$$

Τελικά οι dq0 συνιστώσες δίνονται ως εξής:

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{f} \cos(\varphi) \\ \hat{f} \sin(\varphi) \\ f_0 \end{bmatrix} \quad (\text{Π.9})$$

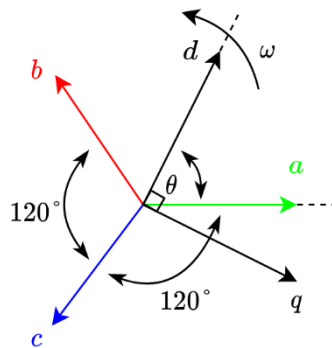
Όπου  $\varphi$  είναι η γωνία (διαφορά φάσης του διανύσματος  $f$  σε σχέση με το πλαίσιο και πάλι το  $f_0$  είναι 0 σε συμμετρικό σύστημα.

Όταν  $\varphi = 0$  δηλαδή το διάνυσμα είναι συμφασικό με το πλαίσιο ή αλλιώς παρακολουθεί τη φάση του πλαισίου οι παραπάνω σχέσεις απλοποιούνται αρκετά:

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{f} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{Π.10})$$

Όμοια με τον μετασχηματισμό Clarke ο Park είναι αντιστρέψιμος με τη χρήση του αντίστροφου πίνακα  $T_{dq0}^{-1}$ :

$$T_{dq0}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 0 \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = T_{dq0}^T$$



Σχήμα Π3: Μετασχηματισμός Park

Φυσικά ο μετασχηματισμός Park μπορεί να προκύψει απευθείας από το τριφασικό σύστημα abc χωρίς μεσολάβηση του μετασχηματισμού Clarke:

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (\text{Π.11})$$

Και αντίστροφα:

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} \quad (\text{Π.12})$$

Πληρέστερη περιγραφή των ανωτέρω εννοιών μπορεί να αναζητηθεί στην αναφορά [24].



## Βιβλιογραφία

- [1] “Το σχέδιο της ΕΕ για την πράσινη μετάβαση - Consilium.” <https://www.consilium.europa.eu/el/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> (accessed Jun. 02, 2022).
- [2] A. M. Bouzid, J. M. Guerrero, A. Cheriti, M. Bouhamida, P. Sicard, and M. Benghanem, “A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 751–766, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.016.
- [3] M. H. Andishgar, E. Gholipour, and R. Allah Hooshmand, “An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. May, pp. 1043–1060, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.267.
- [4] Κ. Βουρνάς, Β. Παπαδιάς, and Κ. Ντελκής, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας - Έλεγχος και Ευστάθεια Συστήματος*. Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 2011.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [6] “Κατάλογος ελληνικών νησίδων ανά νομό - Βικιπαίδεια.” [https://el.wikipedia.org/wiki/Κατάλογος\\_ελληνικών\\_νησίδων\\_ανά\\_νομό](https://el.wikipedia.org/wiki/Κατάλογος_ελληνικών_νησίδων_ανά_νομό) (accessed May 01, 2022).
- [7] “Θέματα μη Διασυνδεδεμένων Νησιών | ΔΕΔΔΗΕ.” <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/> (accessed May 26, 2022).
- [8] Σ. Παπαθανασίου, *Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας: Σημειώσεις παραδόσεων*. Αθήνα, 2014.
- [9] “Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ | ΔΕΔΔΗΕ.” <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/ruthmistiko-plaisio-mdn/kwdikas-diaxeirisis-ilektrikwn-sustimatwn-mdn/kwdikas-diaxeirisis-mdn/> (accessed May 26, 2022).
- [10] “Έργα/Διασυνδέσεις | ΑΔΜΗΕ.” <https://www.admie.gr/erga/erga-diasyndeseis> (accessed May 02, 2022).
- [11] “ΚΑΠΕ | ΕΘΝΙΚΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ.” [http://www.cres.gr/cres/pages/projects/projects\\_GR/espa\\_9.html](http://www.cres.gr/cres/pages/projects/projects_GR/espa_9.html) (accessed May 18, 2022).

- [12] “ΔΕΗ Ανανεώσιμες - Υβριδικά Συστήματα.” <https://ppcr.gr/el/hybrid-systems> (accessed Jun. 02, 2022).
- [13] P. Gartmann and C. L. Bak, “Frequency and Voltage Stability Towards 100 % Renewables in Suðuroy , Faroe Islands,” no. June 2022, pp. 1–20.
- [14] J. Fang, Y. Tang, H. Li, and X. Li, “A Battery/Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System for Implementing the Power Management of Virtual Synchronous Generators,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 4, pp. 2820–2824, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2759256.
- [15] U. Akram, M. Khalid, and S. Shafiq, “A Novel Operation Strategy of Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage System Providing Frequency Regulation Service,” *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, vol. 2018-June, pp. 31–36, 2018, doi: 10.1109/ISIE.2018.8433770.
- [16] J. Li, R. Xiong, Q. Yang, F. Liang, M. Zhang, and W. Yuan, “Design/test of a hybrid energy storage system for primary frequency control using a dynamic droop method in an isolated microgrid power system,” *Appl. Energy*, vol. 201, pp. 257–269, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.066.
- [17] “Νόμος 3468/2006: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις,” *Εφημερίδα της Κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας*.
- [18] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, and M. Castilla, “Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [19] E. Rokrok, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, “Review of primary voltage and frequency control methods for inverter-based islanded microgrids with distributed generation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. September, pp. 3225–3235, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.022.
- [20] J. W. Kim, H. S. Choi, and B. H. Cho, “A novel droop method for converter parallel operation,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 17, no. 1, pp. 25–32, 2002, doi: 10.1109/63.988666.
- [21] U. B. Tayab, M. A. Bin Roslan, L. J. Hwai, and M. Kashif, “A review of droop control

- techniques for microgrid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. May 2016, pp. 717–727, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.028.
- [22] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [23] J. Bian, C. Zang, X. Li, and B. Hu, “The Rapid Development of a Three-phase Grid-forming Micro-source Inverter,” pp. 51–55, 2017.
- [24] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*, no. July. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2010.
- [25] N. Hajilu, G. B. Gharehpetian, S. H. Hosseini, M. R. Poursistani, and M. Kohansal, “Power control strategy in islanded microgrids based on VF and PQ theory using droop control of inverters,” *2015 Int. Congr. Electr. Ind. Autom. ICEIA 2015*, pp. 37–42, 2015, doi: 10.1109/ICEIA.2015.7165844.
- [26] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. John Wiley and Sons, 2010.
- [27] M. B. Delghavi and A. Yazdani, “A control strategy for islanded operation of a distributed resource (DR) unit,” *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, pp. 1–8, 2009, doi: 10.1109/PES.2009.5275592.
- [28] C. Arghir, T. Jouini, and F. Dörfler, “Grid-forming control for power converters based on matching of synchronous machines,” *Automatica*, vol. 95, pp. 273–282, 2018, doi: 10.1016/j.automatica.2018.05.037.
- [29] J. Gouveia, C. L. Moreira, and J. A. P. Lopes, “Rule-based adaptive control strategy for grid-forming inverters in islanded power systems for improving frequency stability,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 197, no. April, p. 107339, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107339.
- [30] W. Du and R. H. Lasseter, “Overload mitigation control of droop-controlled grid-forming sources in a microgrid,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274300.
- [31] Χ. Λεοντάρης, “Έλεγχος και Δυναμική Συμπεριφορά Συστήματος Αποθήκευσης με Μπαταρίες,” 2018.

- [32] A. G. Papakonstantinou and S. A. Papathanassiou, "Battery Energy Storage Participation in Automatic Generation Control of Island Systems, Coordinated with State of Charge Regulation," *Appl. Sci.*, vol. 12, no. 2, 2022, doi: 10.3390/app12020596.
- [33] Y. Wang, Z. Lu, and Y. Min, "Analysis and comparison on the control strategies of multiple voltage source converters in autonomous microgrid," *IET Conf. Publ.*, vol. 2010, no. 558 CP, 2010, doi: 10.1049/cp.2010.0294.
- [34] P. Rodríguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos, and D. Boroyevich, "Decoupled double synchronous reference frame PLL for power converters control," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 584–592, 2007, doi: 10.1109/TPEL.2006.890000.
- [35] P. Rodríguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. V. Timbus, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions," *PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf.*, 2006, doi: 10.1109/PESC.2006.1712059.
- [36] N. Lokesh and M. K. Mishra, "A Comparative Performance Study of Advanced PLLs for Grid Synchronization," in *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020)*, Jan. 2020, pp. 1–6, doi: 10.1109/PESGRE45664.2020.9070288.
- [37] T. L. Vandoorn, J. D. M. De Kooning, B. Meersman, J. M. Guerrero, and L. Vandeveldel, "Automatic power-sharing modification of P/V droop controllers in low-voltage resistive microgrids," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 4, pp. 2318–2325, 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2212919.
- [38] J. Hu, Q. Tao, B. Sang, and P. Zeng, "Storage System for Unbalanced load in micro-grid," 2016.
- [39] L. H. Saw, K. Somasundaram, Y. Ye, and A. A. O. Tay, "Electro-thermal analysis of Lithium Iron Phosphate battery for electric vehicles," *J. Power Sources*, vol. 249, pp. 231–238, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.10.052.
- [40] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," *World Electr. Veh. J.*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, Jun. 2009, doi: 10.3390/wevj3020289.
- [41] P. C. Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. 2010.

- [42] P. B. Malatestas, M. P. Papadopoulos, and G. S. Stavrakakis, "Modeling and identification of diesel-wind turbines systems for wind penetration assessment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 3, pp. 1091–1097, 1993, doi: 10.1109/59.260889.
- [43] PES, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, vol. 2005, no. April. 2006.
- [44] A. G. Papakonstantinou, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Frequency regulation in island grids with battery storage participating in automatic generation control," in *The 12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2020)*, 2021, no. November 2020, pp. 84–89, doi: 10.1049/icp.2021.1220.
- [45] Y. S. Kim, C. S. Hwang, E. S. Kim, and C. Cho, "State of charge-based active power sharing method in a standalone microgrid with high penetration level of renewable energy sources," *Energies*, vol. 9, no. 7, 2016, doi: 10.3390/en9070480.
- [46] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, vol. 21, no. 3–4. 2000.
- [47] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. 2005.
- [48] V. Yaramasu, A. Dekka, M. J. Durán, S. Kouro, and B. Wu, "PMSG-based wind energy conversion systems: survey on power converters and controls," *IET Electr. Power Appl.*, vol. 11, no. 6, pp. 956–968, Jul. 2017, doi: 10.1049/iet-epa.2016.0799.
- [49] Z. Wu, W. Gao, J. Wang, and S. Gu, "A coordinated primary frequency regulation from Permanent Magnet Synchronous Wind Turbine Generation," in *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, Jul. 2012, pp. 1–6, doi: 10.1109/PEMWA.2012.6316405.
- [50] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [51] S. O. Kasap, *Principles of Electronic Materials and Devices*. McGraw-Hill Inc, 2001.
- [52] D. Neamen, *An Introduction to Semiconductor Devices*. New York: McGraw-Hill Inc, 2006.
- [53] A. Yazdani *et al.*, "Modeling Guidelines and a Benchmark for Power System Simulation Studies of Three-Phase Single-Stage Photovoltaic Systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*,

- vol. 26, no. 2, pp. 1247–1264, Apr. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2084599.
- [54] S. I. Nanou, A. G. Papakonstantinou, and S. A. Papathanassiou, “A generic model of two-stage grid-connected PV systems with primary frequency response and inertia emulation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 186–196, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.06.011.
- [55] Yonghong Guo *et al.*, “Improving AGC performance of a coal-fueled generators with MW-level BESS,” in *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Sep. 2016, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT.2016.7781220.
- [56] X. Wang, Y. W. Li, F. Blaabjerg, and P. C. Loh, “Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 12, pp. 7019–7037, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2382565.