



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

**ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΘΩΡΙΩΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ
Φ/Β ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΣΕ ΜΗ
ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΗΣ

ΕΛΕΝΗΣ Ι. ΚΑΠΟΛΟΥ

Επιβλέπων: Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2011



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

**ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΘΩΡΙΩΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ
Φ/Β ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΣΕ ΜΗ
ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΗΣ

ΕΛΕΝΗΣ Ι. ΚΑΠΟΛΟΥ

Επιβλέπων: Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την.....2011.

.....
Γ. Κορρές
Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Σ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Π. Γεωργιάκης
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2011

.....
Ελένη Ι. Καπόλου

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

Copyright © Ελένη Ι. Καπόλου, 2011

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 στη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς το συγγραφέα.

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

*Στους γονείς μου,
στην αδερφή μου Κωνσταντίνα
και στη φίλη μου Σοφία*

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Οι πρόσφατα τεθέντες υψηλοί στόχοι διείσδυσης του Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και το μεγάλο ενδιαφέρον για υλοποίηση επενδύσεων στον τομέα αυτό καθιστούν αναγκαία την επανεξέταση του διαθέσιμου περιθωρίου διείσδυσης των Α/Π και Φ/Β σταθμών στα συστήματα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, στα οποία υπάρχει ήδη υψηλή εγκατεστημένη αιολική ισχύς.

Ο σκοπός της διπλωματικής εργασίας είναι να εξεταστούν οι επιπτώσεις από την αύξηση της Φ/Β και αιολικής ισχύος στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα, λαμβάνοντας υπόψη την επικείμενη αύξηση της ζήτησης, τη μεταβολή της σύνθεσης των συμβατικών σταθμών παραγωγής στα επόμενα χρόνια, την εγκατεστημένη και αδειοδοτημένη ισχύ Α/Π και Φ/Β και την προοπτική υλοποίησης υβριδικών αντλησιοταμιευτικών συστημάτων. Προς τούτο χρησιμοποιείται μοντέλο λογιστικής προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στην προγραμματιστική γλώσσα του περιβάλλοντος Matlab 7.10.0, το οποίο προσομοιώνει την ετήσια λειτουργία των συστημάτων με ωριαίο βήμα, στηριζόμενο στο ισοζύγιο ισχύος και ενέργειας των συστημάτων. Παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τη μελέτη των συστημάτων της Κρήτης και της Σάμου, αντιπροσωπευτικά συστήματα μεγάλου και μικρού μεγέθους αντίστοιχα, κατά τα έτη 2011 και 2015.

Ειδικότερα παρουσιάζονται ενεργειακά αποτελέσματα όπως η συμμετοχή των συμβατικών μονάδων, των Φ/Β, των Α/Π και των ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης, η προκαλούμενη επίπτωση στη λειτουργία και στη φόρτιση των συμβατικών μονάδων, η διαμόρφωση των τιμών μέγιστων διεισδύσεων ισχύος ΑΠΕ και η επάρκεια στρεφόμενης εφεδρείας καθώς και οικονομικές επιπτώσεις όπως το μέσο κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων και του συστήματος συνολικά. Δεν εξετάζονται ζητήματα που σχετίζονται με τον έλεγχο, τη δυναμική συμπεριφορά και την ευστάθεια των συστημάτων.

Ορισμένα από τα εξεταζόμενα μεγέθη επιλέγονται ως ποσοτικοί δείκτες προσδιορισμού της αποδεκτής ισχύος Φ/Β και Α/Π και με εφαρμογή ενδεικτικών ορίων προκύπτουν τα ζητούμενα αποδεκτά περιθώρια.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Αυτόνομο Νησιωτικό Σύστημα, Αιολικό Πάρκο, Φωτοβολταϊκό Σύστημα, Υβριδικός (Αντλησιοταμιευτικός) Σταθμός Παραγωγής, Στρεφόμενη Εφεδρεία, Στιγμιαία Διείσδυση Ισχύος, Λογιστικό Μοντέλο

ABSTRACT

The ambitious national targets recently set through the Greek National Renewable Energy Action Plan and the high interest for investments on Renewable Energy Industry create the need for evaluating the available wind and PV penetration margin in the networks of non-interconnected islands, where installed wind power penetration is already considerable.

The scope of this thesis is to examine the impact of increased PV and wind penetration levels on the operation of non-interconnected island systems, taking into consideration the imminent increase of load demand, the variation of the composition of conventional power plants in the following years, the installed and the licensed wind and PV power and the prospect of operation of Hybrid pumped-storage Power Stations (HPSs). Therefore, a programming model has been used developed on the language of technical computing, Matlab 7.10.0, which simulates the operation of the systems in an annual basis with an hourly simulation step, based on the energy and power balance of the systems. The systems of Crete and Samos, regarded as representative large and small systems respectively, are chosen so as to present the results in years 2011 and 2015.

Specifically, the thesis focuses on energy results such as the contribution of the production of conventional units, PV stations, wind farms and HPS to the annual load demand, the impact on the operation and loading of conventional units, the instantaneous RES power penetration levels, the sufficiency of spinning reserve as well as economic results such as the generation cost of thermal units and the overall system. Technical issues related on control, transient behavior and stability of the systems are not examined.

The maximum acceptable margin of PV and wind power penetration is determined through the quantification of some of the energy results examined, set as proposed criteria, and the application of indicative limits in them.

KEY WORDS

Non-Interconnected-Island, Wind Farm, Photovoltaic System, Hybrid Power (Pumped Storage) Station, Spinning Reserve, Instantaneous Power Penetration, Programming Model

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Παπαθανασίου Σταύρο, που μου έδωσε τη δυνατότητα να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα στη διπλωματική μου εργασία. Η καθοδήγησή του ήταν πολύτιμη καθόλη τη διάρκεια της εργασίας μου αλλά και των σπουδών μου γενικότερα, αφού ήταν για εμένα ο άνθρωπος που με ώθησε να αγαπήσω και να ακολουθήσω τον τομέα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Για όλα αυτά θα ήθελα να του εκφράσω την ειλικρινή μου ευγνωμοσύνη.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στην κ. Καραμάνου Ελένη, Μηχανικό και συνεργάτη του κ. Παπαθανασίου, για την πραγματικά πολύτιμη καθοδήγηση και συμπαράσταση καθόλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας μου.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Βιτέλλα Ισίδωρο και την κ. Πατσάκα Θεοδώρα, Μηχανικοί στη ΔΕΗ, για την παραχώρηση των απαιτούμενων στοιχείων των νησιωτικών συστημάτων και την πολύτιμη βοήθεια που μου παρείχαν στη διάρκεια της εργασίας.

Δεν θα μπορούσα να παραλείψω την φίλη, συνάδελφο και συνταξιδιώτισσά μου σε αυτό το όμορφο ταξίδι γνώσης, Κορκίζογλου Σοφία, για την συνεργασία, ανταλλαγή απόψεων και αληθινή στήριξή της.

Τέλος, αισθάνομαι το χρέος να ευχαριστήσω όλα τα αγαπημένα μου πρόσωπα και ιδιαίτερα τους γονείς μου και την αδερφή μου Κωνσταντίνα, για την στήριξη και υπομονή τους όλα αυτά τα χρόνια.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1.ΕΙΣΑΓΩΓΗ	- 15 -
1.1 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ	- 15 -
1.2 ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	- 16 -
1.3 ΚΥΡΙΟΙ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΙΣΜΟΙ	- 16 -
2. ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΔΝ ΜΕ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΑΠΕ	- 18 -
2.1 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΔΝ ΜΕ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΙ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥΣ	- 18 -
2.2 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ	- 21 -
2.3 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΔΝ ΜΕ ΥΒΣ	- 22 -
2.4 ΕΣΩΤΕΡΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΩΝ ΥΒΣ	- 25 -
2.4.1 Προσφορά Ενέργειας και Δήλωση Φορτίου	- 25 -
2.4.2 Λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 24ώρου	- 25 -
2.4.3 Ισοζύγιο ισχύος του ΥΒΣ	- 26 -
3. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΤΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ	- 27 -
3.1 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ	- 27 -
3.1.1 Γενικά	- 27 -
3.1.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου	- 27 -
3.1.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων	- 28 -
3.1.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ	- 30 -
3.1.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ και ΥΒΣ	- 36 -
3.1.6 Ένταξη μονάδων και πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας	- 37 -
3.2 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΣΑΜΟΥ	- 38 -
3.2.1 Γενικά	- 38 -
3.2.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου	- 38 -
3.2.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων	- 39 -
3.2.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ	- 39 -
3.2.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ	- 43 -
3.2.6 Ένταξη μονάδων και πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας	- 43 -
4. ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Φ/Β ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ	- 45 -
4.1 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	- 45 -
4.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	- 57 -
4.3 ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΗ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ	- 77 -
4.4 ΣΤΙΓΜΙΑΙΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ	- 80 -
4.5 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΠΡΟΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΑΠΟΔΕΚΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β	- 95 -
5. ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ	- 111 -

5.1	ΕΠΠΤΩΣΕΙΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	- 111 -
5.2	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	- 119 -
5.3	ΕΠΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΗ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ.....	- 138 -
5.4	ΣΤΙΓΜΙΑΙΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ	- 140 -
5.5	ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΠΡΟΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΑΠΟΔΕΚΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ. -	154 -
6.	ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Φ/Β ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΣΑΜΟΥ	- 156 -
6.1	ΕΠΠΤΩΣΕΙΣ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ...	- 156 -
6.2	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	- 159 -
6.3	ΕΠΠΤΩΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΗ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ.....	- 169 -
6.4	ΣΤΙΓΜΙΑΙΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ	- 172 -
6.5	ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΠΡΟΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΑΠΟΔΕΚΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β	- 183 -
7.	ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΣΑΜΟΥ.....	192
7.1	ΕΠΠΤΩΣΕΙΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	192
7.2	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	198
7.3	ΕΠΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΗ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ.....	- 206 -
7.4	ΣΤΙΓΜΙΑΙΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ	- 207 -
7.5	ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΠΡΟΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΑΠΟΔΕΚΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ. -	216 -
8.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ.....	- 218 -
8.1	ΓΕΝΙΚΑ	- 218 -
8.2	ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ	- 220 -
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ : ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΤΙΜΗ ΕΤΗΣΙΑΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	- 223 -

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία συντάχτηκε στα πλαίσια του ερευνητικού έργου [1] με την καθοδήγηση του καθηγητή κ. Παπαθανασίου Σταύρου και σε συνεργασία με τη ΔΕΗ Α.Ε.

1.1 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ

Το οικολογικό ενδιαφέρον για την κλιματική αλλαγή, η επιφύλαξη των πολιτών και των κυβερνήσεων απέναντι στην πυρηνική ενέργεια, καθώς και οι πρόσφατες πολιτικές εξελίξεις στα αραβικά κράτη που θέτουν σε κίνδυνο την ασφάλεια εφοδιασμού των ανεπτυγμένων χωρών με πετρελαϊκά προϊόντα, προσανατολίζουν τα κράτη στην παραγωγή ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε παγκόσμια κλίμακα.

Στη χώρα μας, το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, ακολουθώντας τον ευρωπαϊκό στόχο «20-20-20» (20% μείωση των αερίων θερμοκηπίου, 20% αύξηση ενεργειακής αποδοτικότητας και 20% διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο) στοχεύει στη διείσδυση των ΑΠΕ κατά 20% στην τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2020, με την ακόλουθη εξειδίκευση: 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες ψύξης-θέρμανσης και 10% στις μεταφορές. Ειδικότερα, ορίζεται εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και Φ/Β σταθμών κατ' ελάχιστον ίση με 7.500 MW και 2200 MW μέχρι το 2020 αντίστοιχα.

Ταυτόχρονα, η αναμόρφωση του θεσμικού πλαισίου συνδέεται με σημαντικές ρυθμίσεις περιορισμού της γραφειοκρατίας και απλοποίησης των διαδικασιών αδειοδότησης (έκδοση της άδειας παραγωγής από τη ΡΑΕ, εξαίρεση μικρών εγκαταστάσεων ΑΠΕ, συγχώνευση Προκαταρκτικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης ΠΠΕΑ με την Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων ΕΠΟ), με στόχο την επιτάχυνση των επενδύσεων στον κλάδο.

Σύμφωνα με δημοσιευμένα στοιχεία (Πίνακας Κατάστασης Αδειοδοτικής Εξέλιξης Έργων ΑΠΕ ως το τέλος του Ιουνίου 2011), η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από σταθμούς ΑΠΕ στη χώρα μας το πρώτο εξάμηνο του 2011 φτάνει τα 2020 MW. Πρωταγωνιστικό ρόλο διαδραματίζουν τα αιολικά πάρκα, τα οποία παραμένουν η κυρίαρχη μορφή ανανεώσιμης ενέργειας με συνολική ισχύ 1432 MW, και τα Φ/Β (341 MW). Ακολουθούν τα μικρά υδροηλεκτρικά με 206 MW και η βιομάζα με 41 MW. Οι υπόλοιπες μορφές ΑΠΕ (γεωθερμία, ηλιοθερμικά, υβριδικά) βρίσκονται σε προγενέστερα στάδια.

Η μεγάλη εγκατεστημένη ισχύς Α/Π στη χώρα μας καθιστά τον κλάδο τον πλέον εξελιγμένο στον τομέα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και με ιδιαίτερα σημαντικές προοπτικές ανάπτυξης, αφού πρόκειται για αποδοτική και οικονομική μορφή ενέργειας. Προβληματίζει βέβαια η έντονη μεταβλητότητα που παρουσιάζει η αιολική παραγωγή, ακόμα και όταν είναι ικανοποιητικά προβλέψιμη. Δεδομένου ότι πρέπει να τηρείται πάντα το ισοζύγιο ισχύος του συστήματος και εφόσον δεν είναι τεχνικά εφικτό η ένταξη των συμβατικών μονάδων να παρακολουθεί συνεχώς τις διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής, σημειώνονται αυξημένες απορρίψεις αιολικής ισχύος. Τίθεται λοιπόν το ζήτημα της αποθήκευσης της περίσσειας αιολικής παραγωγής που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα, με στόχο την απόδοσή της τις ώρες αιχμής της καμπύλης φορτίου, περιορίζοντας την παραγωγή των θερμικών μονάδων αιχμής. Η πιο διαδεδομένη και οικονομικά συμφέρουσα μορφή αποθήκευσης αιολικής παραγωγής είναι με αντλησιοταμίευση.

Σε ότι αφορά τα Φ/Β, το υψηλό ηλιακό δυναμικό της χώρας μας, οι νέες αποδοτικότερες τεχνολογίες φωτοβολταϊκών και η επιδοτούμενη τιμή της παραγόμενης ενέργειας καθιστούν τα Φ/Β στην πρώτη θέση του ενδιαφέροντος των επενδυτών. Πέρα από την ανάπτυξη μεγάλων έργων, ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στην προώθηση του προγράμματος για την ανάπτυξη Φ/Β συστημάτων στις κτιριακές

εγκαταστάσεις (<10 kW), το οποίο απευθύνεται τόσο στους καταναλωτές όσο και στις επιχειρήσεις, και σύμφωνα με την πρόσφατη υπουργική απόφαση επιτρέπεται και στα νησιά, αλλά ακόμη και στα αγροτικά φωτοβολταϊκά (≤ 100 kW).

Σε αντίθεση, όμως, με το διασυνδεδεμένο σύστημα, όπου η διείσδυση των ΑΠΕ συγκρατείται σε σχετικά χαμηλά επίπεδα, στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα ήδη σημειώνονται υψηλές διείσδυσεις ή αδειοδοτημένες ισχύεις Α/Π και Φ/Β σταθμών. Έτσι, καθίσταται αναγκαία η επανεξέταση του διαθέσιμου περιθωρίου διείσδυσης αιολικής και Φ/Β ισχύος στα δίκτυα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ). Σημειώνεται ότι το διαθέσιμο περιθώριο διείσδυσης Φ/Β ισχύος έχει καθοριστεί με τις αποφάσεις 96/2007 και 703/2008 της ΡΑΕ. Στην παρούσα εργασία αναλύονται οι ενεργειακές και οικονομικές επιπτώσεις από αυξανόμενη αιολική και Φ/Β ισχύ στη λειτουργία των συστημάτων, χωρίς να εξετάζονται θέματα ελέγχου, μεταβατικής συμπεριφοράς και ευστάθειας των δικτύων. Για την προσομοίωση της ετήσιας λειτουργίας των συστημάτων χρησιμοποιείται μοντέλο λογιστικής προσομοίωσης, που βασίζεται στο ισοζύγιο ενέργειας και ισχύος του συστήματος. Επιλέγεται η Κρήτη, ως αντιπροσωπευτικό σύστημα μεγάλου μεγέθους, που διαθέτει ποικιλία συμβατικών σταθμών παραγωγής (ατμοηλεκτρικές μονάδες, συνδυασμένου κύκλου, νητζελογεννήτριες και αεριοστριβίλους), μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ σταθμών ΑΠΕ και προοπτική υλοποίησης υβριδικών αντλησιοταμειυτικών σταθμών. Ως αντιπροσωπευτικό σύστημα μικρού μεγέθους εξετάζεται η Σάμος, η οποία τροφοδοτείται από αυτόνομο σταθμό παραγωγής με νητζελογεννήτριες με καύσιμο μαζούτ και ντήζελ.

1.2 ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η παρούσα εργασία αποτελείται από 8 κεφάλαια, το περιεχόμενο των οποίων έχει ως εξής:

Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται η πολιτική διαχείρισης αυτόνομου νησιωτικού συστήματος με διείσδυση σταθμών ΑΠΕ και η εσωτερική λειτουργία υβριδικών σταθμών που εγκαθίστανται σε αυτό, όπως υλοποιήθηκαν στον αλγόριθμο προσομοίωσης. Οι αρχές που υιοθετούνται βασίζονται στο υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο για τα ΜΔΝ, [3-7].

Στο Κεφάλαιο 3 παρατίθενται τα δεδομένα εισόδου των προσομοιώσεων, που περιλαμβάνουν τα αναλυτικά στοιχεία των ηλεκτρικών συστημάτων της Κρήτης και της Σάμου. Στα Κεφάλαια 4-7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης των νησιωτικών συστημάτων που εξετάστηκαν για τα έτη αναφοράς 2011 και 2015. Αναλύονται οι ενεργειακές και οικονομικές επιπτώσεις από τη διείσδυση των Φ/Β και Α/Π στη λειτουργία των αυτόνομων συστημάτων. Επιλέγονται ως κριτήρια μεγέθη ή μεταβολές μεγεθών που σχετίζονται με την αύξηση της Φ/Β ή αιολικής διείσδυσης και με εφαρμογή ενδεικτικών ορίων ανά κριτήριο υπολογίζονται τα περιθώρια διείσδυσης της Φ/Β και αιολικής ισχύος σε κάθε νησιωτικό σύστημα. Πιο αναλυτικά, στα Κεφάλαια 4 και 6 πραγματοποιείται διερεύνηση της αποδεκτής τιμής εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος στα νησιωτικά συστήματα της Κρήτης και της Σάμου, ενώ στα Κεφάλαια 5 και 7 διεξάγεται όμοια διερεύνηση για τα αποδεκτά επίπεδα εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Στο Κεφάλαιο 8 συνοψίζονται τα κύρια συμπεράσματα από την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο της εργασίας.

Ακολουθεί το Παράρτημα, στο οποίο αναλύεται σε μεγαλύτερο βάθος η επίδραση της θεωρηθείσας χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής και του θεωρηθέντος επιπέδου ηλιακής ακτινοβολίας στα ενεργειακά αποτελέσματα της παρούσας εργασίας.

1.3 ΚΥΡΙΟΙ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΙΣΜΟΙ

Βασικοί προβληματισμοί που επιχειρήθηκε να απαντηθούν στην παρούσα εργασία είναι οι εξής:

- Τι επιπτώσεις έχει η αυξανόμενη διείσδυση της Φ/Β ισχύος στην ημερήσια καμπύλη φορτίου του συστήματος;
- Τι επιπτώσεις έχει η αυξανόμενη Φ/Β διείσδυση στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων και στην στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος; Προκαλούνται υποφορτίσεις των μονάδων κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα ή καταστάσεις απόρριψης φορτίου αντίστοιχα;
- Πώς και πόσο επιδρά η Φ/Β διείσδυση στη λειτουργία των αιολικών σταθμών και στην παραγωγή των κατά περίπτωση εξεταζόμενων υβριδικών σταθμών;
- Ποιες είναι οι οικονομικές επιπτώσεις από την ενσωμάτωση μεγάλης Φ/Β ισχύος στο μέσο κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων και του συστήματος στο σύνολό του;
- Πόσο μπορεί να αυξηθεί η αιολική ισχύ του συστήματος πέραν της εγκατεστημένης/αδειοδοτημένης τιμής της, λαμβάνοντας υπόψη την επίπτωση στη λειτουργία του συστήματος;

2. ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΔΝ ΜΕ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΑΠΕ

Στο παρόν Κεφάλαιο περιγράφεται η πολιτική διαχείρισης αυτόνομου νησιωτικού συστήματος που διαθέτει αιολικούς, φωτοβολταϊκούς και υβριδικούς σταθμούς παραγωγής. Οι πολιτικές βασίζονται στο υφιστάμενο νομικό πλαίσιο για τους υβριδικούς παραγωγούς σε ΜΔΝ:

- Νόμοι 3468/2006 και 3851/2010 [3,6]
- Κανονισμός Αδειών Παραγωγής [4]
- Κείμενο Δημόσιας Διαβούλευσης της ΡΑΕ (8/2008), όπου τίγονται θέματα και εξειδικεύονται αρχές λειτουργίας, διαχείρισης και τιμολόγησης των ΥΒΣ σε ΜΔΝ [5]
- Σχέδιο 8/2010 του Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών [7]

Στα επόμενα, με τον όρο ΥΒΣ θα νοείται ο συνδυασμός του Α/Π, του αντλιοστάσιου, των δύο δεξαμενών αντλησιοταμίευσης και του υδροηλεκτρικού σταθμού στη θέση της κάτω δεξαμενής.

2.1 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΔΝ ΜΕ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΙ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥΣ

Σε αντίθεση με το διασυνδεδεμένο σύστημα, όπου το ποσοστό διείσδυσης σταθμών μη ελεγχόμενης παραγωγής από ΑΠΕ είναι ακόμη σχετικά χαμηλό, στην περίπτωση των νησιών ήδη σημειώνονται υψηλές διεισδύσεις αιολικής παραγωγής και σύντομα αναμένονται υψηλές διεισδύσεις Φ/Β. Υπό τις συνθήκες αυτές, παρ' ότι οι σταθμοί ΑΠΕ εντάσσονται κατά προτεραιότητα έναντι των συμβατικών σταθμών, είναι επιβεβλημένη η εφαρμογή λειτουργικών περιορισμών στην ισχύ εξόδου τους, για τεχνικούς λόγους που συνδέονται με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Από αναλυτικές διερευνήσεις που έγιναν στις εργασίες [2,8], προκύπτει ότι ο ενδεδειγμένος τρόπος διαχείρισης της Φ/Β παραγωγής συνδέεται με μη-επιβολή λειτουργικών περιορισμών στην ισχύ εξόδου των Φ/Β σταθμών. Έτσι, η Φ/Β παραγωγή θεωρείται ενσωματωμένη στο φορτίο. Αντίθετα, στην ισχύ εξόδου των Α/Π επιβάλλονται δύο ειδών λειτουργικοί περιορισμοί διείσδυσης, ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου και ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης.

Ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου, καταρχήν, συνίσταται στην απαίτηση η εγγεόμενη αιολική παραγωγή να μην ξεπερνά την εναπομείνουσα προς κάλυψη ισχύ φορτίου μετά την αφαίρεση των τεχνικών ελαχίστων των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, όπως περιγράφεται στις ακόλουθες σχέσεις.

$$P_{C \min} = \sum c_T P_{Cn} \leq P_C \quad (2.1)$$

$$P_C \geq P_{C \min} \Rightarrow P_W \leq P_L - \sum c_T P_{Cn} = P_{W \max, T} \quad (2.2)$$

όπου P_C η παραγόμενη ισχύς από το σύνολο των συμβατικών μονάδων
 $P_{C \min}$ το συνολικό τεχνικό ελάχιστο των εν λειτουργία μονάδων

P_W η συνολική αιολική παραγωγή

P_L είναι η ισχύς του φορτίου

P_{Cn} η ονομαστική ισχύς κάθε μονάδας

c_T ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου της κάθε μονάδας, ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος

Ο συντελεστής c_T εξαρτάται βασικά από το είδος και την παλαιότητα της μονάδας, με τιμές που κυμαίνονται στο διάστημα 30-60%.

Η υποφόρτιση των μονάδων, δηλαδή η φόρτιση αυτών σε ισχείς χαμηλότερες της ισχύος τεχνικού ελαχίστου τους, δεν θεωρείται αποδεκτή, για λόγους φθορών, αυξημένων αναγκών συντήρησης και αντιοικονομικής λειτουργίας. Όσο μεγαλύτεροι είναι οι συντελεστές τεχνικών ελαχίστων των ενταγμένων συμβατικών μονάδων του συστήματος, τόσο αυστηρότερος καθίσταται ο δεδομένος περιορισμός για την αιολική διείσδυση.

Παρουσία Φ/Β παραγωγής, ο περιορισμός τροποποιείται ώστε να λαμβάνει υπόψη του την ισχύ «φαινόμενου φορτίου», δηλαδή του φορτίου μειωμένου κατά την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, όπως περιγράφεται στην ακόλουθη σχέση:

$$P_{W_{\max T}} = (P_L - P_{PV}) - \sum c_T P_{Cn} \quad (2.3)$$

Ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης συνδέεται με την αποφυγή λειτουργικών καταστάσεων υψηλής ισχύος Α/Π, απότομη απώλεια της οποίας μπορεί να προκαλέσει προβλήματα ρύθμισης συχνότητας και τάσης, αποκοπής φορτίου ή ακόμη και αστάθειας δικτύου. Απότομη απώλεια παραγωγής ΑΠΕ μπορεί να προέλθει εξαιτίας ατμοσφαιρικών διαταραχών, όπως επί παραδείγματι ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες από την ταχύτητα αποσύνδεσης των ανεμογεννητριών, αλλά κυρίως εξαιτίας σφαλμάτων στο δίκτυο, όπως ένα βραχυκύκλωμα. Στις περιπτώσεις αυτές προφανής είναι η απώλεια της αιολικής παραγωγής που συνδέεται στη γραμμή ΜΤ που συμβαίνει το σφάλμα. Παρόλα αυτά, εάν η βύθιση τάσης (ή και οι αποκλίσεις συχνότητας) που προκαλεί το σφάλμα είναι σημαντικού μεγέθους, διάρκειας και γεωγραφικής έκτασης στο δίκτυο, μπορεί να προκληθεί αποσύνδεση ανεμογεννητριών σε άλλα σημεία του δικτύου, εκτός της εσφαλμένης γραμμής, εξαιτίας της προστασίας απόζευξης που διαθέτουν ή της αδυναμίας τους να παραμείνουν σε λειτουργία, για μηχανές χωρίς δυνατότητα Low Voltage Ride Through- LVRT. Ιδίως σε δίκτυο με μικρή ηλεκτρική ή/και γεωγραφική διασπορά των Α/Π οι δύο παράγοντες που προαναφέρθηκαν δύναται να επιφέρουν αποσύνδεση του συνόλου των ανεμογεννητριών και ολική απώλεια της παραγωγής τους. Κατ' αντιστοιχία με τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, λοιπόν, ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης λαμβάνεται ως ποσοστό της ικανότητας των εν λειτουργία ελεγχόμενων μονάδων του συστήματος, ως εξής:

$$P_W \leq \sum c_D P_{Cn} = P_{W_{\max, D}} \quad (2.3)$$

Ο δυναμικός συντελεστής c_D είναι ο συντελεστής μέγιστης διείσδυσης αιολικής ισχύος και εκφράζει τη διαθέσιμη δυναμική εφεδρεία κάθε ελεγχόμενης μονάδας.

Το αποδεκτό όριο «στιγμιαίας» διείσδυσης της αιολικής ισχύος, c_D , εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και των ρυθμιστών τους, το είδος και τη γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων και τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας κάθε συστήματος και συνεπώς δεν υπάρχει κάποιο όριο γενικής εφαρμογής. Από τη μέχρι σήμερα εμπειρία γίνονται αποδεκτά στιγμιαία όρια διείσδυσης της τάξης του 30-35%.

Παρότι προκρίνεται η εφαρμογή του δυναμικού συντελεστή επί της ικανότητας των μονάδων ώστε να εξετάζεται αμεσότερα η πρωτεύουσα εφεδρεία του συστήματος, στην παρούσα εργασία, σε συμφωνία με την πολιτική του Διαχειριστή ΜΔΝ, ο δυναμικός περιορισμός λαμβάνεται ως ποσοστό επί της ισχύος φορτίου:

$$P_W \leq c_D P_L = P_{W_{\max, D}} \quad (2.4)$$

Παρουσία Φ/Β παραγωγής, ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης της σχέσης (2.3) παραμένει ως έχει, όταν η εφαρμογή του γίνεται επί της ικανότητας των συμβατικών μονάδων. Στην παρούσα εργασία, όπου υιοθετείται η εφαρμογή του περιορισμού επί του φορτίου, (σχέση (2.4)) εξακολουθεί να χρησιμοποιείται το συνολικό φορτίο ζήτησης και όχι το φαινόμενο (μετά την αφαίρεση της Φ/Β παραγωγής).

Ο συνολικός περιορισμός απορρόφησης αιολικής ισχύος προκύπτει από τις σχέσεις (2.2) και (2.4) ως:

$$P_W \leq P_{W_{\max}} = \min \{ P_{W_{\max,T}}, P_{W_{\max,D}} \} \quad (2.5)$$

δηλαδή υπερισχύει ο αυστηρότερος από τους δύο επί μέρους περιορισμούς, χωρίς να υπάρχει γενικός κανόνας για το ποιος είναι ο επικρατέστερος.

Παρουσία σημαντικής διείσδυσης Φ/Β ενδείκνυται ο υπολογισμός των περιορισμών διείσδυσης της αιολικής παραγωγής να υλοποιείται σε πραγματικό χρόνο, αντί εκ των προτέρων, στη βάση του 24ωρου προγραμματισμού, καθώς έτσι ελαχιστοποιούνται οι υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα, ενώ επίσης μειώνονται και οι επιπτώσεις στη λειτουργία των αιολικών σταθμών. Έτσι, σε περίπτωση υποεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής κατά τον ημερήσιο προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων, μειώνεται το περιθώριο απορρόφησης αιολικής ισχύος σε πραγματικό χρόνο, ώστε να εξασφαλιστεί η λειτουργία των μονάδων σε ισχείς μεγαλύτερες από τα τεχνικά τους ελάχιστα. Αντίθετα, αύξηση του περιθωρίου διείσδυσης πραγματοποιείται σε τυχούσα υπερεκτίμηση της Φ/Β παραγωγής. Η πολιτική δυναμικού επαναπροσδιορισμού του περιθωρίου διείσδυσης της αιολικής παραγωγής είναι ρεαλιστική και υλοποιήσιμη σε νησιωτικά συστήματα που διαθέτουν Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας.

Με βάση τα προηγούμενα, το όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος στο εξεταζόμενο σύστημα καθορίζεται από την ισχύ φορτίου και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, χαρακτηριστικά δηλαδή του συστήματος και όχι των Α/Π. Είναι, βέβαια, μέγεθος διαφορετικό από τη διαθέσιμη και την εγχεόμενη παραγωγή των πάρκων.

Το προκύπτον άνω όριο διείσδυσης της αιολικής παραγωγής κατανέμεται στο σύνολο των αιολικών πάρκων του συστήματος, ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ τους.

Οι Συμβατικές Ανηγγμένες Ώρες Λειτουργίας (ΣΑΩΛ) ενός αιολικού πάρκου ορίζονται ως το πηλίκο της μέγιστης δυνατής ετήσιας παραγωγής του, $E_{W_{\max,k}}$, προς την ονομαστική του ισχύ:

$$\Sigma \Lambda \Omega \Lambda_k = \frac{E_{W_{\max,k}}}{P_{Wn,k}} \quad (2.6)$$

και εκφράζουν τον ισοδύναμο χρόνο λειτουργίας του πάρκου υπό πλήρη ισχύ, ώστε να παράγει την ίδια συνολική ενέργεια $E_{W_{\max,k}}$.

Οι ΣΑΩΛ προκύπτουν άμεσα από την άθροιση (χρονική ολοκλήρωση) των περιορισμών διείσδυσης που λαμβάνει το Α/Π κατά τη διάρκεια του έτους και έχουν την ίδια τιμή για τα επί μέρους Α/Π και το σύνολο του συστήματος, εφόσον οι περιορισμοί διείσδυσης κατανέμονται στα επιμέρους πάρκα ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ τους.

2.2 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ

Στην παρούσα ανάλυση ο προγραμματισμός ένταξης συμβατικών μονάδων πραγματοποιείται στο πλαίσιο ημερήσιου (24ωρου) προγραμματισμού, ο οποίος είναι αναγκαίος όταν στο νησιωτικό σύστημα συνδέονται υβριδικοί σταθμοί, όπως εξηγείται σε επόμενη παράγραφο.

Η επιλογή των προς ένταξη μονάδων πραγματοποιείται βάσει του προβλεπόμενου φορτίου, το οποίο θα κληθούν να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες, διατηρώντας επαρκές περιθώριο στρεφόμενης εφεδρείας. Με βάση την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε, τελικώς επιλέχθηκε η ακόλουθη πολιτική εφεδρείας για τα μεγάλα νησιωτικά συστήματα και συγκεκριμένα για το σύστημα της Κρήτης στην παρούσα εργασία:

- Τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας και συγκεκριμένα εφεδρεία ίση με την αναμενόμενη παραγωγή της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας, όπως αυτή υπολογίζεται από την οικονομική κατανομή του φορτίου, αγνοώντας την παραγωγή των σταθμών ΑΠΕ.
- Τηρείται μερική εφεδρεία για την αιολική παραγωγή, ίση με ποσοστό 80% επί της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής. Η θεωρούμενη μερική αξιοπιστία της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής στηρίζεται κατά βάση στη γεωγραφική και ηλεκτρική διασπορά των Α/Π. Απουσία ειδικού μοντέλου πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, ακολουθείται τέλεια πρόβλεψη (η εφεδρεία υπολογίζεται επί της πραγματικά αναμενόμενης αιολικής παραγωγής).
- Γενικά δεν τηρείται πρόσθετη εφεδρεία για τη Φ/Β παραγωγή, αφενός λόγω της επαρκούς συνολικής στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και αφετέρου λόγω της ουσιαστικής ενσωμάτωσης της Φ/Β παραγωγής στο φορτίο του νησιού. Έτσι, για τον προσδιορισμό της «φαινόμενης» ζήτησης, βάσει της οποίας πραγματοποιείται ο προγραμματισμός ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής για το επόμενο 24ωρο, αφαιρείται από την ωριαία ζήτηση του φορτίου η μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή για την αντίστοιχη ώρα, υιοθετώντας απλουστευμένο αλγόριθμο πρόβλεψης. Ο αλγόριθμος αυτός κατανέμει την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή της επόμενης ημέρας με χρήση των μηνιαίων μέσων ημερησίων καμπυλών, όπως αυτές έχουν προκύψει από την χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής που χρησιμοποιείται στην προσομοίωση λειτουργίας του συστήματος. Γίνεται, δηλαδή, η υπόθεση ότι είναι δυνατή η εκτίμηση της ημερήσιας ενεργειακής απόδοσης των Φ/Β σταθμών. Με αυτό τον τρόπο η πρόβλεψη του φορτίου του ΑΣΠ ακολουθεί το πραγματικό φορτίο του νησιού.

Η πολιτική εφεδρείας που ακολουθείται στα νησιωτικά συστήματα μικρού και μέσου μεγέθους, συγκεκριμένα στο σύστημα της Σάμου, έχει ως εξής:

- Τηρείται σταθερή εφεδρεία 10% επί του προβλεπόμενου φορτίου. Η εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας είναι υπεβολική στα μικρά νησιωτικά συστήματα και καθιστά αντικοινωνική τη λειτουργία του συστήματος με συχνή λειτουργία των μονάδων σε πολύ χαμηλά επίπεδα φόρτισης, ακόμη και κάτω από την ισχύ τεχνικού ελαχίστου τους.
- Τηρείται πλήρης εφεδρεία (100% της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής) για την αιολική παραγωγή. Θεωρείται, δηλαδή, πιθανή η απώλεια του συνόλου της αιολικής παραγωγής οπότε η ένταξη των συμβατικών μονάδων πραγματοποιείται θεωρώντας αβέβαια τη συνολική αναμενόμενη παραγωγή τους.
- Γενικά δεν τηρείται πρόσθετη εφεδρεία για τη Φ/Β παραγωγή, αφενός λόγω της επαρκούς συνολικής στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και αφετέρου λόγω της ουσιαστικής ενσωμάτωσης της Φ/Β παραγωγής στο φορτίο του νησιού. Έτσι, για τον προσδιορισμό της «φαινόμενης» ζήτησης, βάσει της οποίας πραγματοποιείται ο προγραμματισμός ένταξης των

συμβατικών μονάδων παραγωγής για το επόμενο 24ωρο, αφαιρείται από την ωριαία ζήτηση του φορτίου η μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή για την αντίστοιχη ώρα, υιοθετώντας απλουστευμένο αλγόριθμο πρόβλεψης με ενσωματωμένο σφάλμα πρόβλεψης ε , το οποίο λαμβάνεται ως τυχαία μεταβλητή, με κανονική κατανομή μέσης τιμής -10% και απόκλισης 5% (σφάλμα γενικά μεταξύ -25% και +5%). Η θεώρηση σφάλματος αρνητικής μέσης τιμής ενσωματώνει έναν συντελεστή ασφαλείας στην πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής προσομοιώνοντας καλύτερα τη συντηρητικότητα των χειριστών του ΑΣΠ σε σχέση με την πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής και ισοδυναμεί με έμμεση τήρηση χαμηλής εφεδρείας για την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.

Κατά τη φάση της λειτουργίας, η φόρτιση των μονάδων είναι τέτοια ώστε η συνολική στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος να παρέχεται κατά προτεραιότητα από τις λιγότερο οικονομικές μονάδες, χωρίς βέβαια να παραβιάζεται το τεχνικό τους ελάχιστο.

2.3 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΔΝ ΜΕ ΥΒΣ

Η υιοθετηθείσα πολιτική διαχείρισης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ενός ΜΔΝ με ενταγμένο έναν ΥΒΣ βασίζεται στον 24ωρο προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος παραγωγής του νησιού, η υλοποίηση του οποίου αποτυπώνεται στο ακόλουθο διάγραμμα ροής [5,9]:

Βήμα 1^ο: Απαίτηση Εγγυημένης Ισχύος και Ενέργειας από τον ΔΜΔΝ

Ο Διαχειριστής του ΜΔΝ (ΔΜΔΝ) μπορεί να απαιτήσει από τον Διαχειριστή του ΥΒΣ (ΔΥΒΣ) ένα συγκεκριμένο ποσό **εγγυημένης ισχύος και ενέργειας** για το επόμενο 24ωρο, εφόσον κρίνει ότι αυτό είναι σκόπιμο ή απαραίτητο, ώστε να καλυφθεί αξιόπιστα η προβλεπόμενη ζήτηση.

Εγγυημένη παροχή ζητείται όταν το ημερήσιο φορτίο του συστήματος υπερβαίνει την ετήσια αιχμή, μειωμένη κατά την εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ¹ [9]. Για ΥΒΣ μικρού σχετικά μεγέθους αυτό συμβαίνει για πολύ μικρό διάστημα του έτους, με αποτέλεσμα να περιορίζεται η άντληση από το δίκτυο σε πρακτικά αμελητέα επίπεδα.

Βήμα 2^ο: Προσφορά Ενέργειας από τον ΔΥΒΣ

Ο ΔΥΒΣ, λαμβάνοντας υπόψη τον ωφέλιμο (διαθέσιμο) όγκο νερού στην άνω δεξαμενή στο τέλος της ημέρας, καθώς ενδεχομένως και την προβλεπόμενη παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ για το επόμενο 24ωρο, υποβάλλει **Προσφορά Ενέργειας** τουλάχιστον ίση με την απαιτηθείσα ως εγγυημένη από τον ΔΜΔΝ.

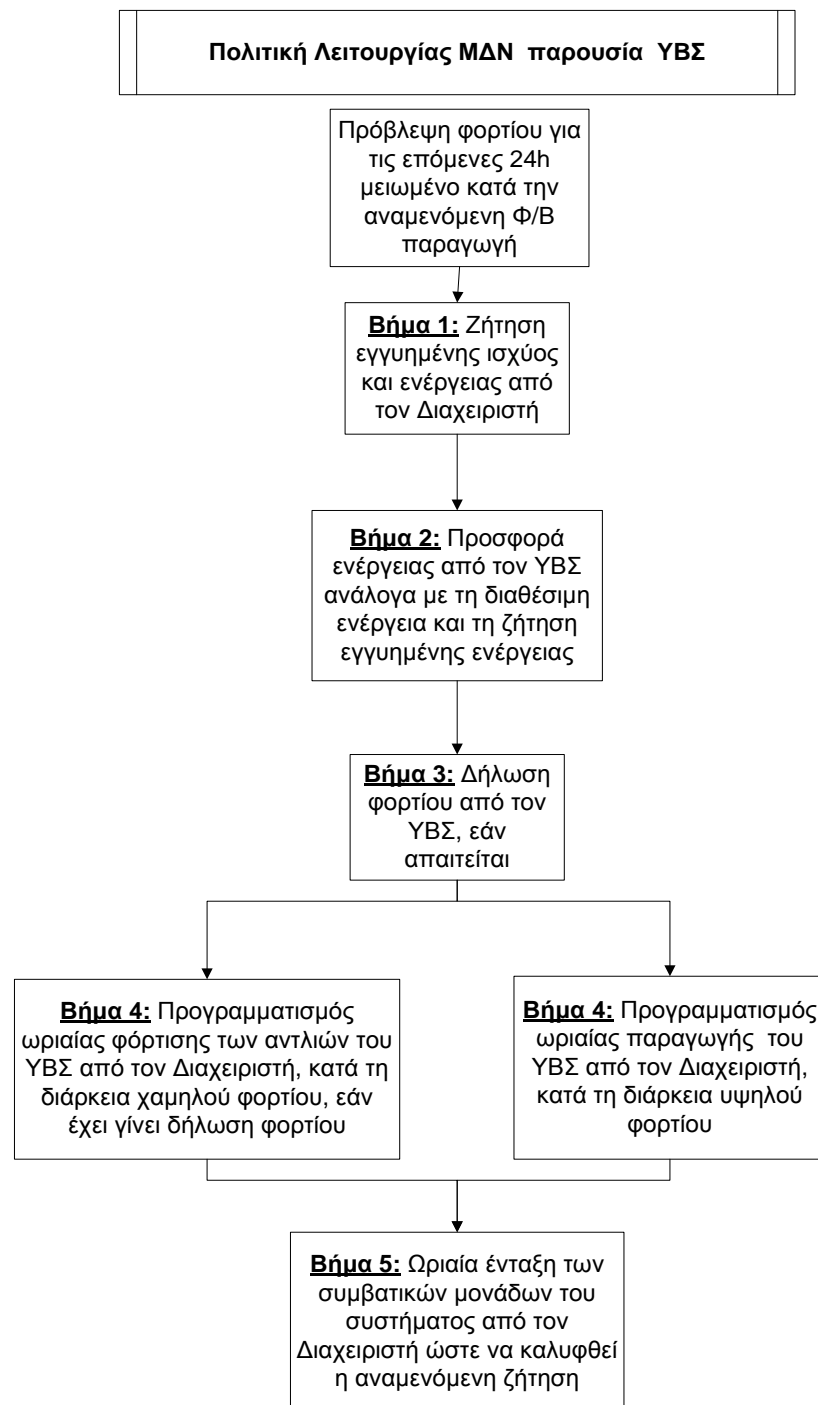
Βήμα 3^ο: Δήλωση Φορτίου από τον ΔΥΒΣ

Εάν ο ΔΥΒΣ διαπιστώνει ότι η διαθέσιμη προς απόδοση ενέργεια υπολείπεται της ζητηθείσας από τον ΔΜΔΝ εγγυημένης ενέργειας του επόμενου 24ωρου, τότε υποβάλλει στον ΔΜΔΝ Δήλωση Φορτίου, δηλαδή αιτείται την απορρόφηση ορισμένης ποσότητας ενέργειας από το δίκτυο ώστε να αντλήσει την απαιτούμενη ποσότητα νερών για τη διασφάλιση της εγγυημένης παροχής.

Προκειμένου να ελαχιστοποιείται η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο, δεν επιτρέπεται ο ΔΥΒΣ να υποβάλει προσφορά ενέργειας μεγαλύτερη από την εγγυημένη, εφόσον υποβάλει ταυτόχρονα και

¹ Το σκεπτικό πίσω από τη θεώρηση αυτή είναι ότι ο ΥΒΣ, μέσω της αποζημίωσης διαθεσιμότητας ισχύος που λαμβάνει, κατ'αρχήν απαλλάσσει τον ΔΜΔΝ από την υποχρέωση διατήρησης ισόποσης θερμικής παραγωγής και άρα ισοδύναμα περιορίζει την ετήσια αιχμή της ζήτησης, βάσει της οποίας καθορίζονται οι ανάγκες της εγκατεστημένης συμβατικής παραγωγής του συστήματος.

δήλωση φορτίου. Επιπλέον, η δήλωση φορτίου δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την εγγυημένη ενέργεια δια του προκαθορισμένου συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής του ΥΒΣ.



Σχήμα 2.1: Διάγραμμα ροής ημερήσιου προγραμματισμού λειτουργίας συστήματος ΜΔΝ

Βήμα 4^ο: Κατάρτιση Προγράμματος Παραγωγής και Άντλησης του ΥΒΣ από τον ΔΜΔΝ

Ο ΔΜΔΝ, με βάση την Προσφορά Ενέργειας και τη Δήλωση Φορτίου του ΥΒΣ, καταρτίζει αντίστοιχα προγράμματα παραγωγής και άντλησης. Η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου έτσι ώστε να αποκόπτονται/εξομαλύνονται οι αιχμές και να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Αντίστοιχα, η άντληση από το δίκτυο για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας προσαρμόζεται στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου.

Ως ημερήσια καμπύλη φορτίου για τον προγραμματισμό της λειτουργίας των υδροστροβίλων χρησιμοποιείται η καμπύλη του «φαινόμενου» φορτίου μετά την αφαίρεση της προβλεπόμενης μέσης Φ/Β παραγωγής.

Βήμα 5^ο: Κατάρτιση Προγράμματος Ένταξης των Συμβατικών Μονάδων από τον ΔΜΔΝ

Αφού έχει καθοριστεί το πρόγραμμα ένταξης και λειτουργίας των υδροστροβίλων και αντλιών του ΥΒΣ, ο ΔΜΔΝ πραγματοποιεί από την προηγούμενη ημέρα τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων του συστήματος για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας. Με βάση την πρόβλεψη φορτίου και ένα κατάλληλο ποσοστό εφεδρείας ε^2 (Παράγραφος 2.2), η συνολική ικανότητα των συμβατικών μονάδων την i ώρα του επόμενου 24ώρου θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση της ισχύος $P'_{L,i}$:

$$P'_{L,i} = (1 + \varepsilon) \cdot (P_{L,i} - P_{PV,i}) + P_{D,i} - P_{E,i} \quad (2.7)$$

- όπου $P_{L,i}$: η ισχύς του φορτίου που προβλέπεται για την ώρα i
 $P_{PV,i}$: η προβλεπόμενη φωτοβολταϊκή³ παραγωγή για την ώρα i
 $P_{D,i}$: η απορροφούμενη ισχύς από το δίκτυο για άντληση για την ώρα i
 $P_{E,i}$: η προγραμματισμένη ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ για την ώρα i

Βήμα 6^ο: Καθορισμός Ορίων Διείσδυσης των Αιολικών εκτός ΥΒΣ

Ο ΔΜΔΝ υπολογίζει τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου ($P_{Wmax,T}$) και τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης της αιολικής ισχύος ($P_{Wmax,D}$) για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας σύμφωνα με τις σχέσεις (2.8), (2.9) και κοινοποιεί τον αυστηρότερο από τους δύο στους αιολικούς παραγωγούς εκτός ΥΒΣ. Αν ο συνολικός περιορισμός απορρόφησης αιολικής ισχύος υπερβαίνει την εγκατεστημένη (ή συμφωνημένη) ισχύ των Α/Π εκτός ΥΒΣ, τότε η περίσσεια διατίθεται στο Α/Π του ΥΒΣ για απ' ευθείας έγχυση αιολικής παραγωγής στο δίκτυο (συμμετοχή στο set-point).

$$P_{W,i} \leq (P_{L,i} - P_{PV,i}) + P_{D,i} - \sum c_T P_{Cn,i} - \sum c_{HT,c} P_{Hn,i} = P_{Wmax,T} \quad (2.8)$$

$$P_{W,i} \leq c_D \cdot P_L = P_{Wmax,D} \quad (2.9)$$

$$P_{Wmax,i} = \min \{ P_{Wmax,T}, P_{Wmax,D} \} \quad (2.10)$$

- όπου $P_{Cn,i}$: η ονομαστική ισχύς κάθε συμβατικής μονάδας που προγραμματίζεται για ένταξη την ώρα i
 $P_{Hn,i}$: η ονομαστική ισχύς των υδροστροβίλων που προγραμματίζονται για ένταξη την ώρα i
 $P_{E,i}$: η προγραμματισμένη ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ ή ΥΒΕ την ώρα i

² Το ποσοστό ε εκφράζει το μεταβλητό ποσό στρεφόμενης εφεδρείας που τηρείται με βάση την ακολουθούμενη πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας που περιγράφηκε στην προηγούμενη ενότητα.

- c_T : ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου της κάθε συμβατικής μονάδας, % της ονομαστικής της ισχύος
- c_D : ο συντελεστής δυναμικού περιορισμού, % του φορτίου της ώρας i
- $c_{HT,c}$: το “συμβατικό” τεχνικό ελάχιστο των υδροστρόβιλων, που προκαθορίζεται ως ποσοστό επί της ονομαστικής τους ισχύος
- $P_{Wmax,T}$: η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύς την ώρα i λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου
- $P_{Wmax,D}$: η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύς την ώρα i λόγω του δυναμικού περιορισμού
- $P_{Wmax,i}$: η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύς την ώρα i

Όσον αφορά στο “συμβατικό” τεχνικό ελάχιστο των υδροστρόβιλων, $c_{HT,c}$, αυτό προκαθορίζεται ως ποσοστό επί της ονομαστικής ισχύος τους και αντιστοιχεί στο τεχνικό ελάχιστο των υποκαθιστώμενων συμβατικών μονάδων και όχι κατ’ ανάγκην στο πραγματικό τεχνικό ελάχιστο των υδροστρόβιλων. Στην παρούσα εργασία ελήφθη τιμή τεχνικού ελαχίστου γενικά ίση με 35%.

Σημειώνεται, ότι στην παρούσα εργασία ο υπολογισμός των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π υλοποιήθηκε σε πραγματικό χρόνο, αντί εκ των προτέρων στη βάση του ημερήσιου προγραμματισμού του συστήματος. Η πολιτική δυναμικού επαναπροσδιορισμού των περιορισμών διείσδυσης σε πραγματικό χρόνο ενδείκνυται στην περίπτωση υψηλής διείσδυσης Φ/Β ισχύος.

2.4 ΕΣΩΤΕΡΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΩΝ ΥΒΣ

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η λογική με βάση την οποία ο Διαχειριστής ΥΒΣ υποβάλλει **Προσφορά Ενέργειας** και **Δήλωση Φορτίου** πριν από την ημέρα κατανομής, καθώς και τους περιορισμούς οι οποίοι επιβάλλονται. Επιπλέον περιγράφεται η εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 24ωρου.

2.4.1 Προσφορά Ενέργειας και Δήλωση Φορτίου

Ο ΔΥΒΣ στο τέλος κάθε ημέρας, έχοντας υπόψη την ποσότητα των νερών στην άνω δεξαμενή και ενδεχομένως την προβλεπόμενη παραγωγή του Α/Π του για τις επόμενες ώρες, υποβάλλει προσφορά ενέργειας τουλάχιστον ίση με την εγγυημένη ενέργεια που ζητείται από τον ΔΜΔΝ. Εφόσον ο ΔΥΒΣ έχει υποβάλει δήλωση φορτίου για να εξασφαλίσει την εγγυημένη ενέργεια του επόμενου 24ωρου, τότε η προσφερόμενη ενέργεια θα είναι υποχρεωτικά ίση με την εγγυημένη ενέργεια. Η συνεκτίμηση της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής για την υποβολή της προσφοράς του ΥΒΣ εισάγει σημαντικές αβεβαιότητες (σφάλμα πρόβλεψης του ανέμου, ταυτοχρονισμός της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής και της προγραμματιζόμενης παραγωγής του ΥΒΣ). Δήλωση φορτίου υποβάλλεται, όπως αναφέρθηκε, για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας που απαιτεί ο ΔΜΔΝ για το επόμενο 24ωρο, εφόσον η διαθέσιμη ενέργεια του ΥΒΣ δεν επαρκεί..

2.4.2 Λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 24ώρου

Αφού ο ΔΥΒΣ υποβάλει την Προσφορά Ενέργειας και τη Δήλωση Φορτίου για το επόμενο 24ωρο, ο ΔΜΔΝ καταρτίζει το πρόγραμμα παραγωγής και άντλησης και ανακοινώνει στον ΔΥΒΣ την ανά ώρα προγραμματισμένη ισχύ παραγωγής των υδροστρόβιλων και την προγραμματισμένη ισχύ άντλησης από το δίκτυο, όταν έχει υποβληθεί Δήλωση Φορτίου.

Ο ΔΥΒΣ, γνωρίζοντας την ισχύ κατανομής των μονάδων ανά ώρα, πραγματοποιεί ωριαίο προγραμματισμό ένταξης των υδροστρόβιλων, με μόνο περιορισμό η συνολική ικανότητα των προς ένταξη υδροστρόβιλων, $P_{Hn,i}$, να είναι μεγαλύτερη ή ίση της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής την αντίστοιχη ώρα, $P_{E,i}$. Τονίζεται ότι κατά τη φάση της λειτουργίας, η πραγματική ωριαία παραγωγή, $P_{H,i}$, των υδροστρόβιλων μπορεί να είναι μικρότερη από την προγραμματισμένη, $P_{E,i}$, προκειμένου οι υδροστρόβιλοι να παρέχουν στρεφόμενη εφεδρεία για την απορρόφηση της αιολικής

παραγωγής των πάρκων εκτός ΥΒΣ, όπως ακριβώς συμβαίνει με τις συμβατικές μονάδες τις οποίες υποκαθιστούν. Αυτό μπορεί να συμβαίνει όταν υπάρχει αυξημένη παραγωγή από τα αιολικά πάρκα εκτός ΥΒΣ. Τότε η υποφόρτιση των υδροστροβίλων μπορεί να φτάσει μέχρι το “συμβατικό” τεχνικό ελάχιστό τους, υπό την προϋπόθεση ότι έχει προηγηθεί η υποφόρτιση των συμβατικών μονάδων του συστήματος:

$$P_{Hn,i} \geq P_{E,i} \quad (2.11)$$

$$c_{HT,c} \cdot \sum P_{Hn,i} \leq P_{H,i} \leq P_{E,i} \quad (2.12)$$

Η ισχύς $P_{H,i}$ που παράγει ο ΥΒΣ μπορεί μερικώς να προέρχεται από το Α/Π του ΥΒΣ, οπότε οι Α/Γ υποκαθιστούν ισχύ των υδροστροβίλων με υποφόρτιση των τελευταίων. Η λειτουργία αυτή αυξάνει την πολυπλοκότητα ελέγχου του όλου συστήματος και προϋποθέτει την ταχεία δυναμική απόκριση των υδροστροβίλων, ώστε να μπορούν να αντισταθμίσουν τις διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής ή την απώλειά της, χωρίς να τίθεται σε κίνδυνο η ασφαλής λειτουργία του συστήματος.

2.4.3 Ισοζύγιο ισχύος του ΥΒΣ

Σε όλες τις χρονικές περιόδους του έτους και για οποιαδήποτε πιθανή κατάσταση λειτουργίας του ΥΒΣ, θα πρέπει να ικανοποιείται η εξίσωση (2.13), η οποία εκφράζει το ισοζύγιο ισχύος του σταθμού, ώστε η λειτουργία του να ανταποκρίνεται στον ημερήσιο προγραμματισμό που έχει προηγηθεί. Στο συγκεκριμένο ισοζύγιο δεν περιλαμβάνεται η ισχύς των αιολικών που εγγέεται απ’ ευθείας στο δίκτυο μέσω της συμμετοχής του Α/Π του ΥΒΣ στην κατανομή του set-point:

$$P_{HT,i} + P_{WH,i} - P_{p,i} = P_{H,i} \quad (2.13)$$

όπου $P_{HT,i}$: η ισχύς λειτουργίας των υδροστροβίλων του ΥΒΣ την ώρα i

$P_{WH,i}$: η ισχύς λειτουργίας του Α/Π του ΥΒΣ την ώρα i

$P_{p,i}$: η ισχύς των αντλιών του ΥΒΣ την ώρα i

$P_{H,i}$: η ολική ισχύς του ΥΒΣ την ώρα i (θετική όταν παράγει και αρνητική όταν απορροφά ενέργεια από το δίκτυο)

Η σχέση (2.13) εκφράζει την απαίτηση η ισχύς εξόδου των υδροστροβίλων, μαζί με την καθαρή αιολική παραγωγή, αφού αφαιρεθεί η τυχόν άντληση, να ισούται με την ισχύ κατανομής του ΥΒΣ μετά την ενδεχόμενη υποφόρτιση των στροβίλων για απορρόφηση αιολικής παραγωγής άλλων Α/Π εκτός ΥΒΣ. Σε κατάσταση άντλησης από το δίκτυο, η παραπάνω ισχύς $P_{H,i}$ είναι προφανώς αρνητική. Μη τήρηση του ισοζυγίου κατά τη φάση της λειτουργίας έχει ως αποτέλεσμα τη διαφοροποίηση του συνολικού φορτίου του συστήματος από το φορτίο για το οποίο έγινε ο προγραμματισμός λειτουργίας του συστήματος από τον ΔΜΔΝ (π.χ. όταν η ισχύς άντλησης υπερβαίνει σημαντικά την παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ, χωρίς να έχει υποβληθεί δήλωση φορτίου). Αυτό μπορεί να έχει ως συνέπεια έλλειμμα ή πλεόνασμα παραγωγής στο σύστημα, καταστάσεις κατ’ αρχήν μη αποδεκτές όταν οι σχετικές αποκλίσεις είναι σημαντικές.

Προκειμένου να εξασφαλίζεται κάθε χρονική στιγμή η τήρηση του παραπάνω ισοζυγίου ισχύος, ώστε να μην προκαλούνται προβλήματα στο σύστημα του νησιού, πρέπει να εξασφαλίζεται ισορροπία μεταξύ της αιολικής ισχύος και της ισχύος των αντλιών. Αν η διαθέσιμη αιολική παραγωγή μειωμένη κατά την απευθείας εγγεόμενη στο δίκτυο είναι μεγαλύτερη από την ισχύ των ενταγμένων αντλιών, τότε περιορίζεται η ισχύς εξόδου των ανεμογεννητριών μέσω κατάλληλης εντολής (set-point). Αν αντίθετα η διαθέσιμη αιολική παραγωγή μειωμένη κατά την απευθείας εγγεόμενη στο δίκτυο είναι μικρότερη από τα τεχνικά ελάχιστα των ενταγμένων αντλιών μεταβλητών στροφών, τότε τίθεται θέμα απένταξης αντλιών.

3. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΤΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Στο κεφάλαιο αυτό παρατίθενται τα δεδομένα εισόδου των προσομοιώσεων, που περιλαμβάνουν τα αναλυτικά στοιχεία των ηλεκτρικών συστημάτων της Κρήτης και της Σάμου καθώς και των εξεταζόμενων ΥΒΣ. Στο τέλος του κεφαλαίου περιγράφονται επίσης, οι αρχές μοντελοποίησης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων στις οποίες βασίζονται οι προσομοιώσεις.

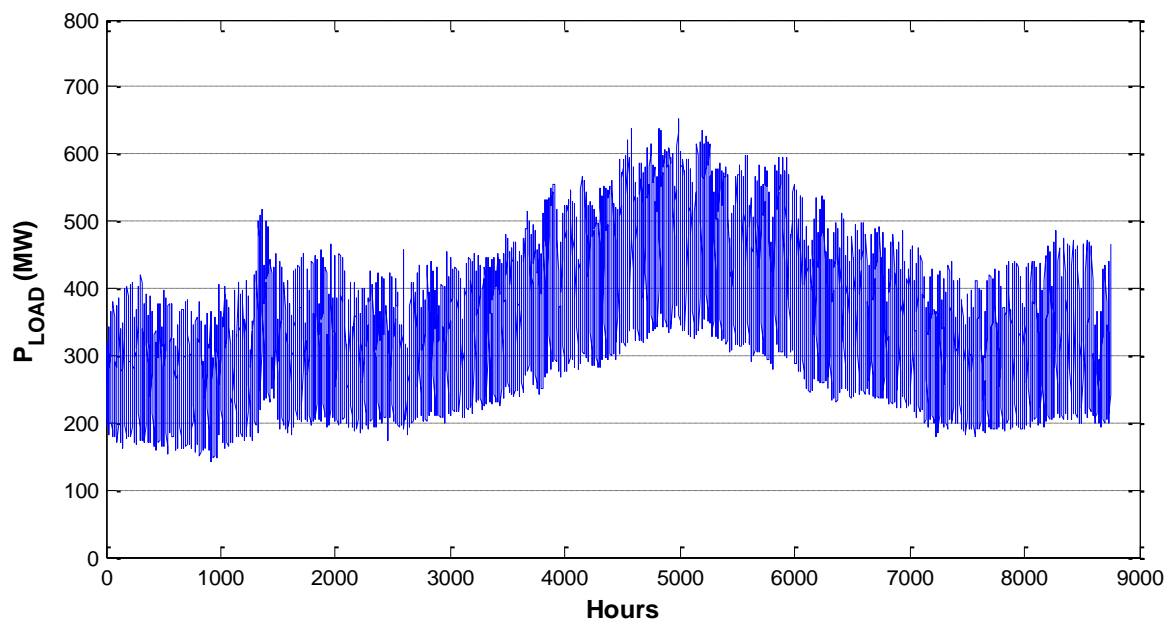
3.1 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

3.1.1 Γενικά

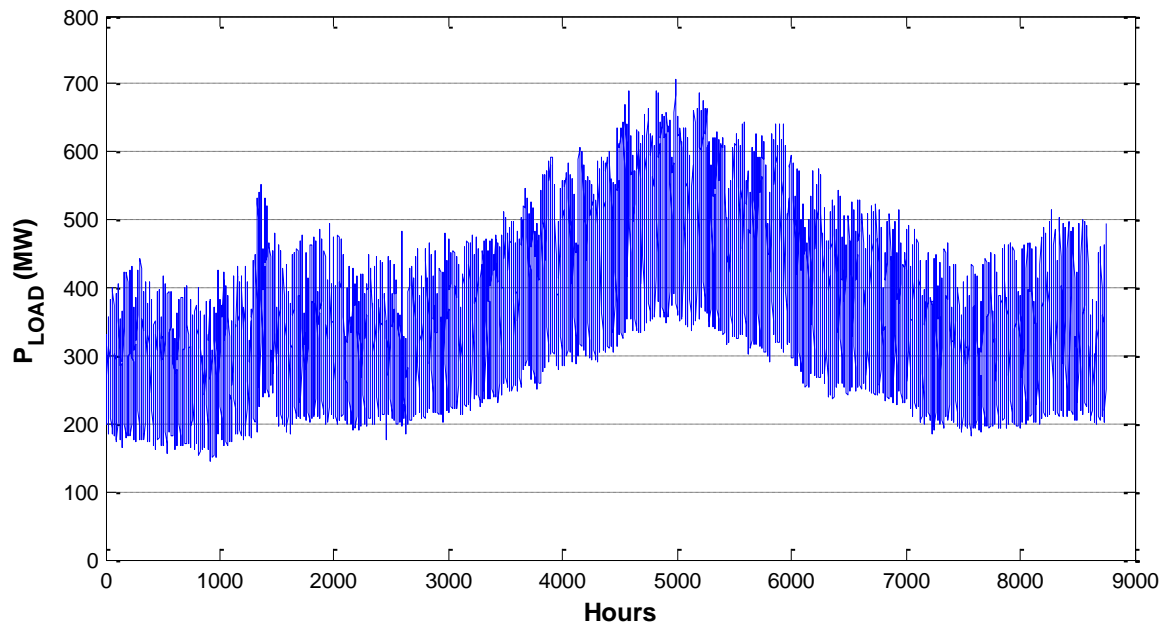
Ως έτη αναφοράς επελέγησαν τα έτη 2011 και 2015, κατά τα οποία εξετάζονται διάφορα σενάρια Φ/Β και αιολικής διείσδυσης. Το έτος 2011 εξετάζονται τα σενάρια της εγκατεστημένης και αδειοδοτημένης αιολικής ισχύος του νησιού, με τιμές 192.2 MW και 220 MW αντίστοιχα. Το έτος 2015 μελετάται η περίπτωση της αδειοδοτημένης αιολικής ισχύος και της αυξημένης αιολικής διείσδυσης 250 MW. Η Φ/Β ισχύς μεταβάλλεται αρχικά παραμετρικά στο διάστημα 0-200 MW, ενώ σημειώνεται ότι το ισχύον περιθώριο σύμφωνα με την απόφαση 703/2008 της ΡΑΕ για τη Φ/Β ισχύ του νησιού είναι 102.042 MW. Για το έτος 2015 εξετάζεται επιπλέον η περίπτωση ένταξης και λειτουργίας Υβριδικών Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών, συνολικής ισχύος 75 και 150 MW.

3.1.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου

Στα Σχήματα 3.1 και 3.2 απεικονίζονται οι ετήσιες χρονοσειρές φορτίου που χρησιμοποιήθηκαν στην προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης για τα έτη αναφοράς 2011 και 2015 αντίστοιχα. Βασίζονται σε διαθέσιμες προηγούμενων ετών, προσαρμοσμένες για τις προβλεπόμενες τιμές αιχμής και ενέργειας το εκάστοτε έτος. Η αιχμή του φορτίου της Κρήτης αναμένεται για το 2011 να φτάσει τα 653 MW και για το 2015 τα 707 MW.



Σχήμα 3. 1: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Κρήτης το έτος 2011.



Σχήμα 3. 2: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Κρήτης το έτος 2015.

3.1.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων

Η προβλεπόμενη σύνθεση και σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος της Κρήτης για τα έτη αναφοράς, καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους φαίνονται στους Πίνακες 3.1 και 3.2.

Πίνακας 3.1: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Κρήτης κατά σειρά ένταξης για το έτος 2011

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ST No 1	46500	19000	1
ST No2	46500	19000	2
ST No3 & 4	25000	18000	3,4
ST No 5	25000	18000	5
ST No 6 & 7	15000	8000	6,7
CC	132300	25000 ⁴ /46000	8
ICE No 1	51120	25000	9
No 2	51120	35000	10
No 3	12280	3000	11
No 4	12280	3000	12
No 5	12280	6000	13
No 6	12280	3000	14
GT No 1	59368	10000	15
No 2	59368	10000	16
No 3	43300	5000	17
No 4	27950	5000	18
No 5	27950	5000	19
No 6	14720	3000	20
No7	30000	3000	21
No 8	16250	3000	22
No 9	16200	3000	23
No 10	24000	5000	24
No 11	16250	3000	25

ST: Steam turbine, GT: Gas Turbine, ICE: Internal combustion engine, CC: Combined Cycle

⁴ Ο συνδυασμένος κύκλος τους μήνες από τον Οκτώβριο έως και τον Απρίλιο λειτουργεί με τη μισή δυναμικότητά του 52 MW και με τεχνικό ελάχιστο 25 MW.

Πίνακας 3.2: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Κρήτης κατά σειρά ένταξης για το έτος 2015

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ST No 1	46500	19000	1
ST No2	46500	19000	2
ST No 3 & 4	25000	18000	3,4
ST No 5	25000	18000	5
ST No 6 & 7	15000	8000	6,7
CC	132300	25000/46000	8
ICE No 1	51120	25000	9
No 2	51120	35000	10
No 3	51120	25000	11
No 4	51120	25000	12
No 5	12280	3000	13
No 6	12280	3000	14
No 7	12280	6000	15
No 8	12280	3000	16
GT No 1	59368	10000	17
No 2	59368	10000	18
No 3	43300	5000	19
No 4	27950	5000	20
No 5	27950	5000	21
No 6	14720	3000	22
No 7	30000	3000	23
No 8	16250	3000	24
No 10	16200	3000	25
No 11	24000	5000	26
No 12	16250	3000	27

ST: Steam turbine, GT: Gas Turbine, ICE: Internal combustion engine, CC: Combined Cycle

Στην προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος συμπεριλήφθη πρόγραμμα εκ περιτροπής συντήρησης των συμβατικών μονάδων, όπως αυτό ορίζεται από τους χειριστές των σταθμών παραγωγής.

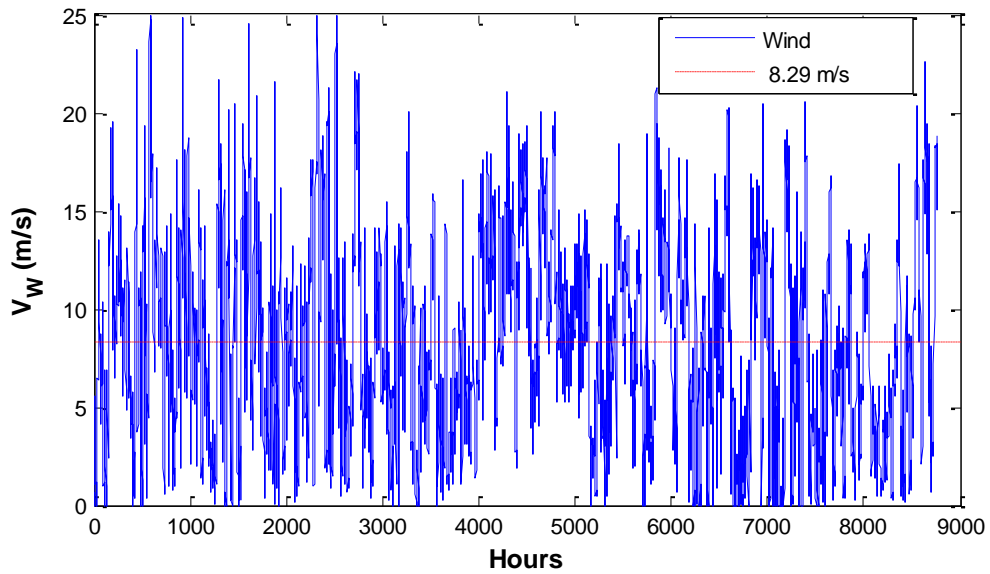
3.1.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ

3.1.4.1 Αιολικά πάρκα

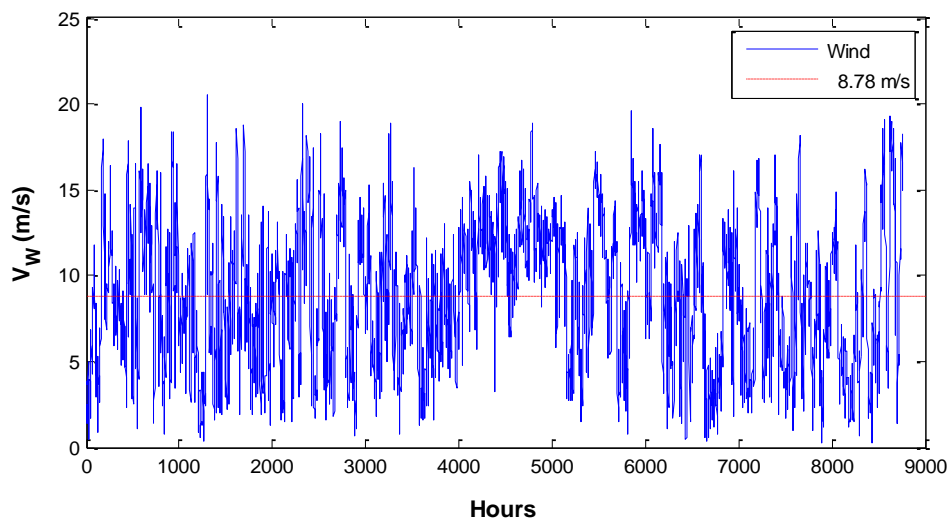
Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων της Κρήτης χρησιμοποιήθηκαν τρεις ωριαίες και ταυτοχρονισμένες χρονοσειρές ανέμου από τις τοποθεσίες Ηράκλειο, Σητεία και Χανιά, προκειμένου να αναπαρασταθεί ορθότερα η γεωγραφική διασπορά των αιολικών σταθμών της Κρήτης. Σε κάθε περίπτωση, οι αιολικοί σταθμοί κατανέμονται στις τρεις τοποθεσίες κατ' αναλογία με την κατανομή των υφιστάμενων πάρκων του έτους 2010: Ν. Ηρακλείου: 41.4 MW, Ν. Λασιθίου: 98.7 MW, Ν. Χανίων: 26.45 MW. Θεωρείται ότι το σύνολο των Α/Π του νησιού λειτουργούν με καθεστώς ΣΑΩΛ.

Στα σχήματα 3.3 έως 3.6 φαίνονται οι τρεις διαθέσιμες χρονοσειρές ανέμου και αντιπροσωπευτική καμπύλη ισχύος Α/Γ (Vestas V52). Οι χρονοσειρές ταχυτήτων ανέμου θεωρούνται ανηγμένες στο ύψος της πλήμνης των Α/Γ. Σε κάθε περίπτωση θεωρείται ότι τα αιολικά πάρκα μπορούν να

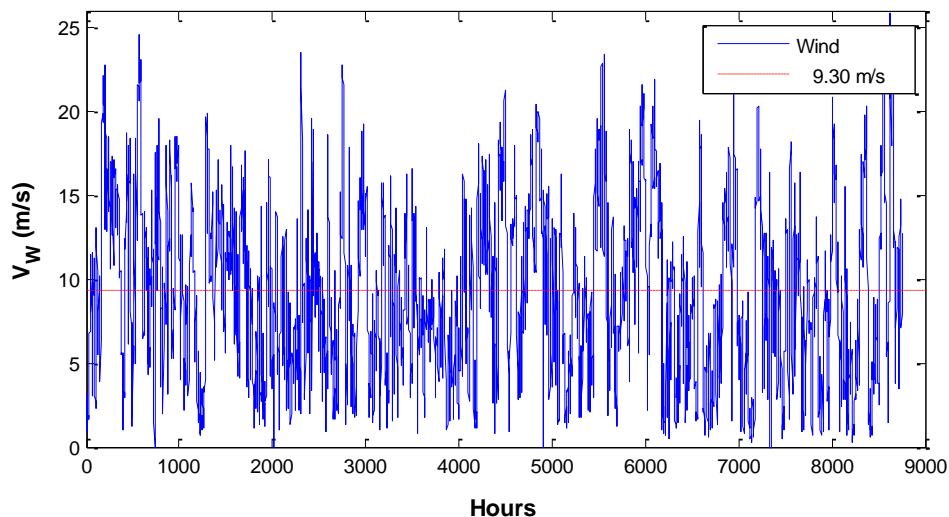
αποδώσουν μέγιστη ισχύ ίση με την ονομαστική τους, μείον τις απώλειες, που θεωρούνται της τάξης του 10% και αφαιρούνται από την ενεργειακή απόδοση των πάρκων.



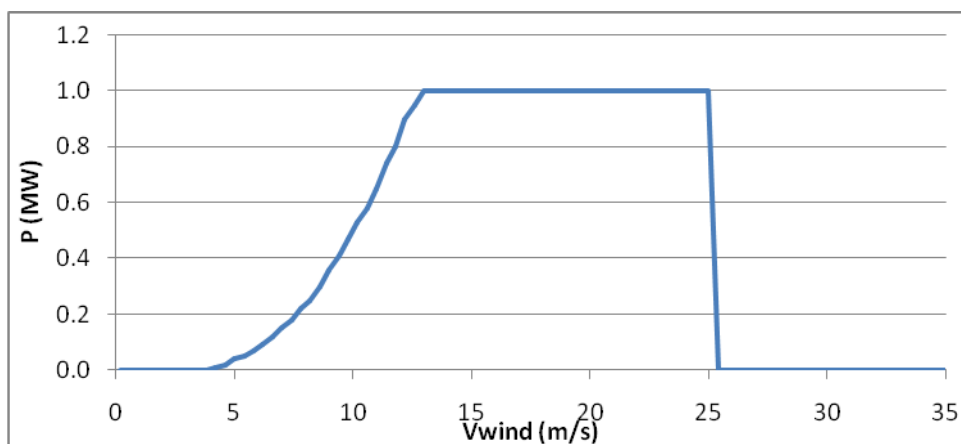
Σχήμα 3.3: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για το Ηράκλειο (μέση ετήσια ταχύτητα 8.29 m/s)



Σχήμα 3.4: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για το Λασιθί (μέση ετήσια τιμή 8.78 m/s)

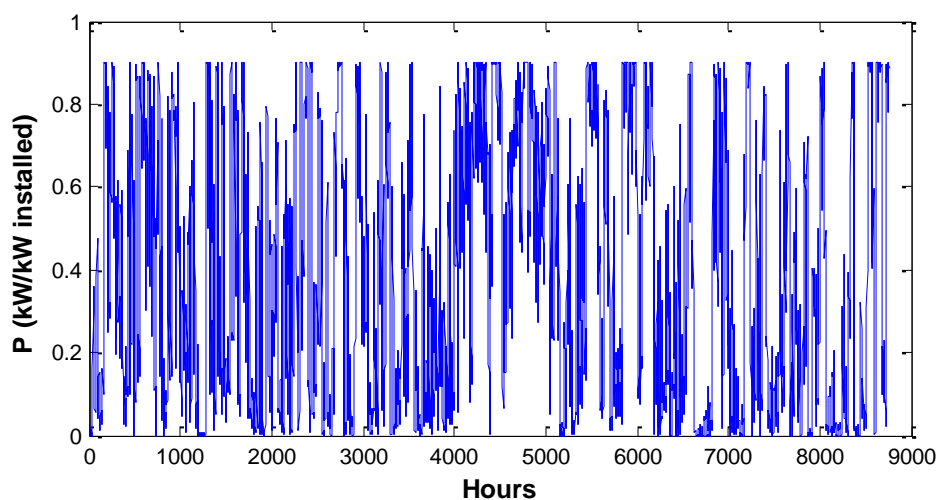


Σχήμα 3.5: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για τα Χανιά (μέση ετήσια τιμή 9.30 m/s)



Σχήμα 3.6: Τυπική καμπύλη ισχύος Α/Γ, α.μ. επί της ονομαστικής της ισχύος (Vestas V52)

Η ωριαία χρονοσειρά της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής (kW/kW installed) όπως προκύπτει από την υπέρθεση των διαθέσιμων παραγωγών σε κάθε τοποθεσία, σύμφωνα με την αναλογία της εγκατεστημένης ισχύος των πάρκων σε κάθε περιοχή, φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα:

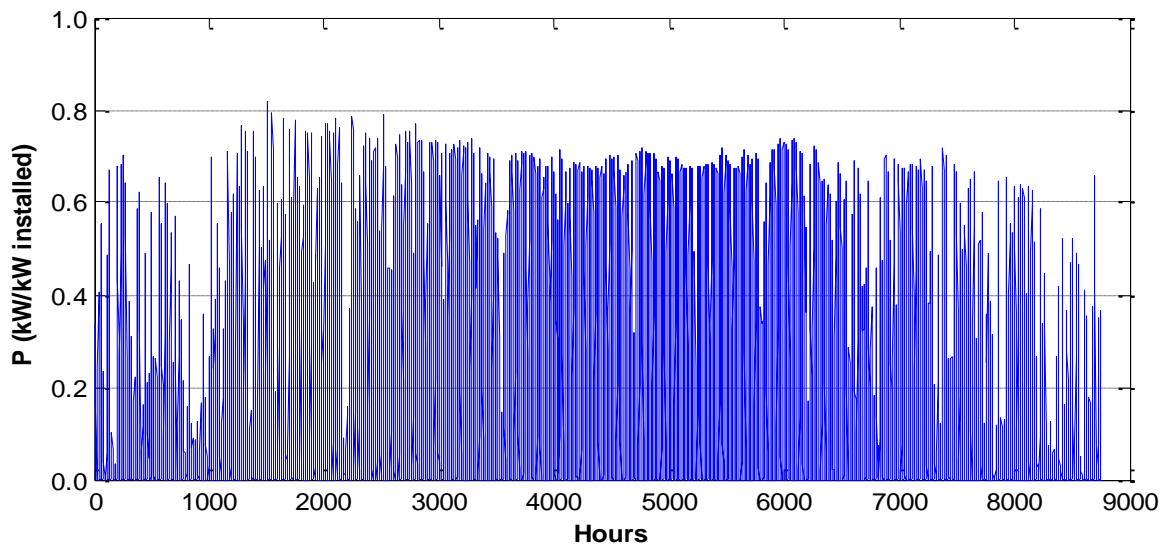


Σχήμα 3.7: Ετήσια χρονοσειρά διαθέσιμης αιολικής παραγωγής σύμφωνα με την ισχύουσα κατανομή της ισχύος των πάρκων στις τρεις τοποθεσίες.

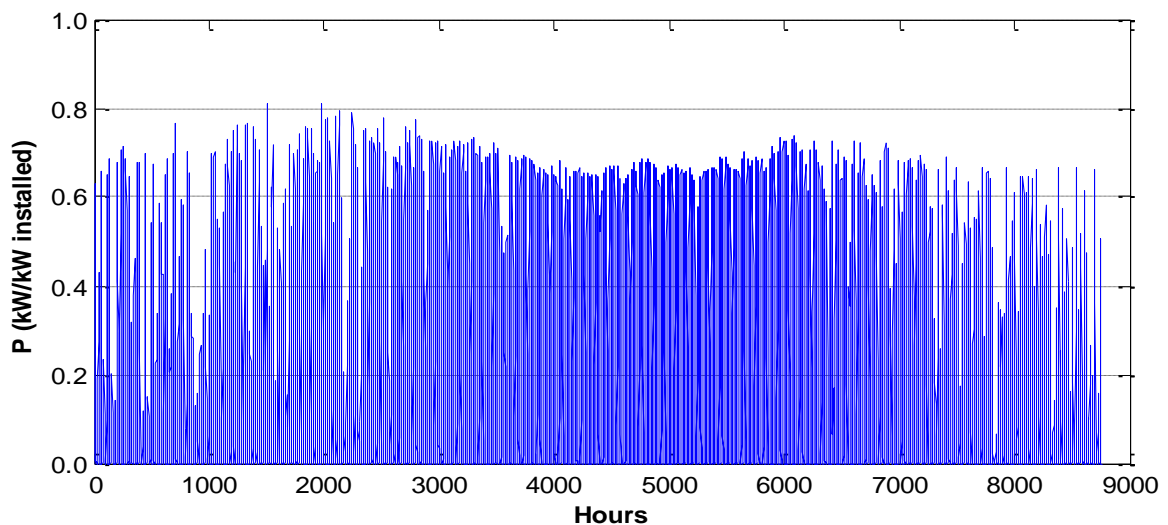
3.1.4.2 Φωτοβολταϊκοί σταθμοί

Η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β σταθμών αρχικά εξετάστηκε παραμετρικά καλύπτοντας την κλίμακα από 0 MW έως 200 MW τόσο για το έτος 2011, όσο και για το έτος 2015. Στη παραμετρική διερεύνηση της αιολικής ισχύος θεωρήθηκε σταθερή και ίση με 102.042 MW, τιμή που αντιστοιχεί στο ισχύον περιθώριο, ενώ ακόμη μελετήθηκε η περίπτωση αυξημένης Φ/Β διείσδυσης ισχύος 150 MW το έτος 2015.

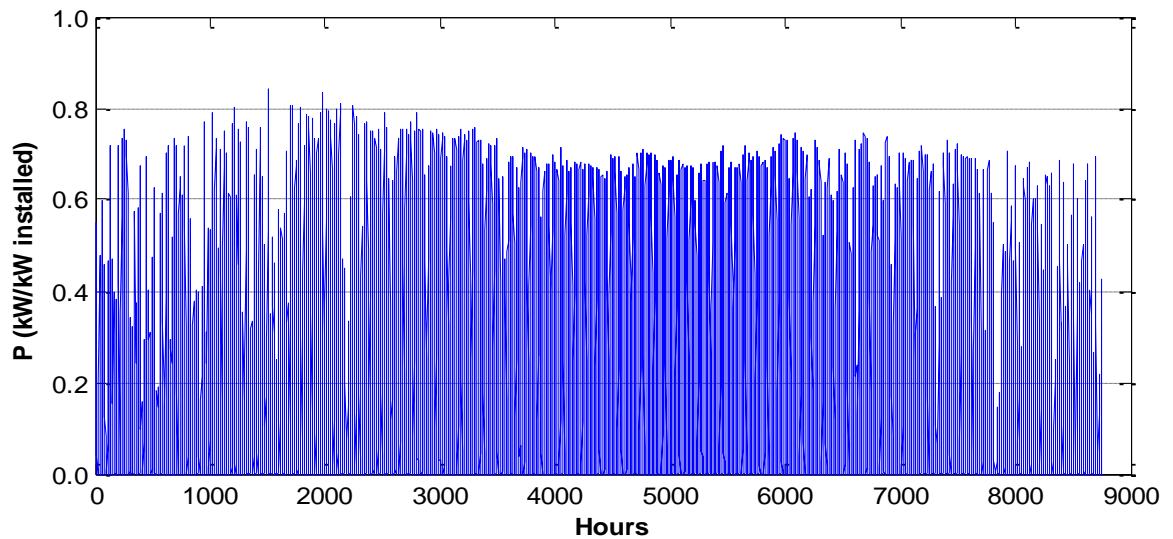
Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών σταθμών της Κρήτης χρησιμοποιήθηκαν 3 ταυτοχρονισμένες χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας (από το μοντέλο ηλιακών δεδομένων SoDa [10]), για κάθε μία από τις τρεις γεωγραφικές περιοχές της Κρήτης που θεωρήθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο (Χανιά, Ηράκλειο και Λασιθί). Με βάση τις χρονοσειρές αυτές και χρησιμοποιώντας μοντέλο προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στον Τομέα Ηλεκτρικής ισχύος του ΕΜΠ [8] υπολογίζονται οι αντίστοιχες χρονοσειρές παραγόμενης ισχύος των Φ/Β που φαίνονται στα σχήματα 3.7-3.9. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β του νησιού θεωρείται ισοκατανομημένη στις τρεις γεωγραφικές περιοχές. Με τη θεώρηση αυτή προκύπτει μέση ετήσια ενεργειακή απόδοση των Φ/Β σταθμών του νησιού ίση με 1449.04 kWh ανά εγκατεστημένο kW.



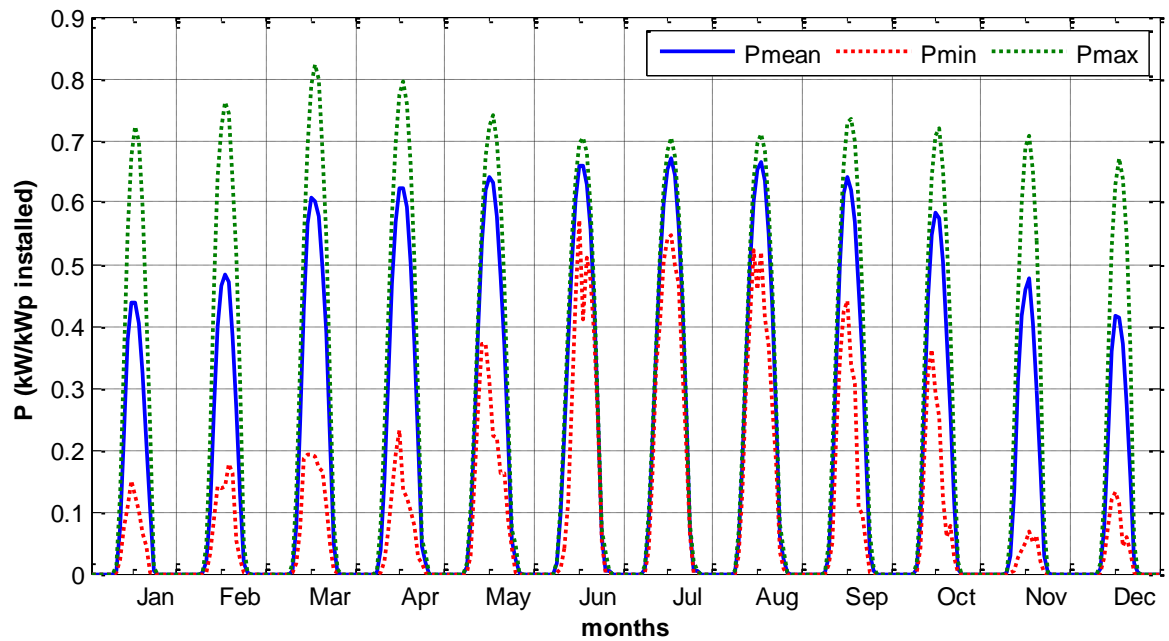
Σχήμα 3.8: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β στα Χανιά.



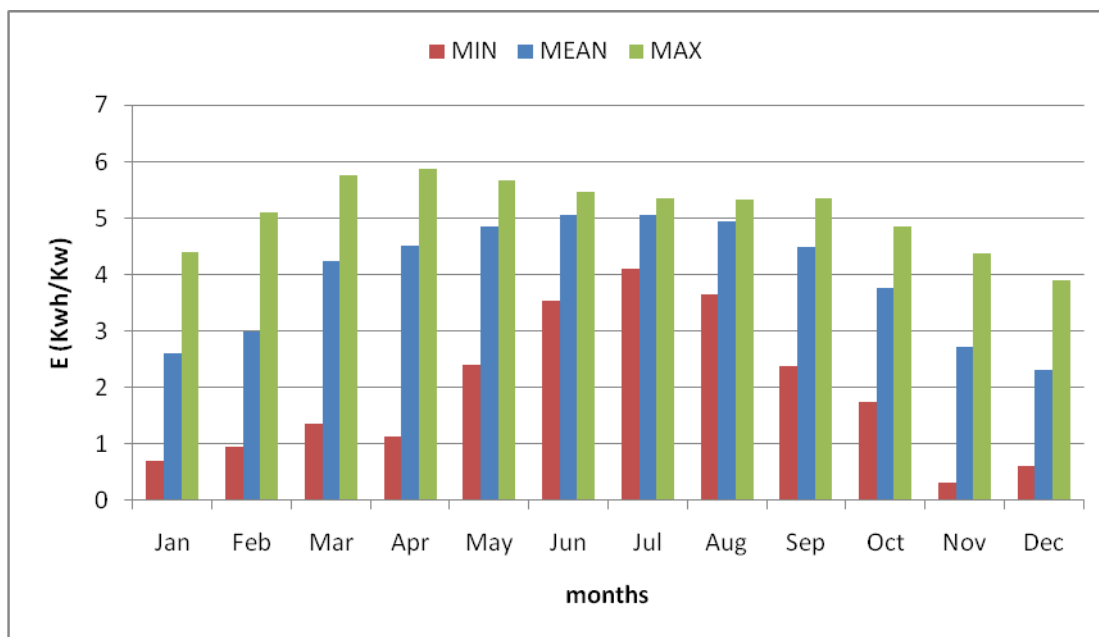
Σχήμα 3.9: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β στο Ηράκλειο.



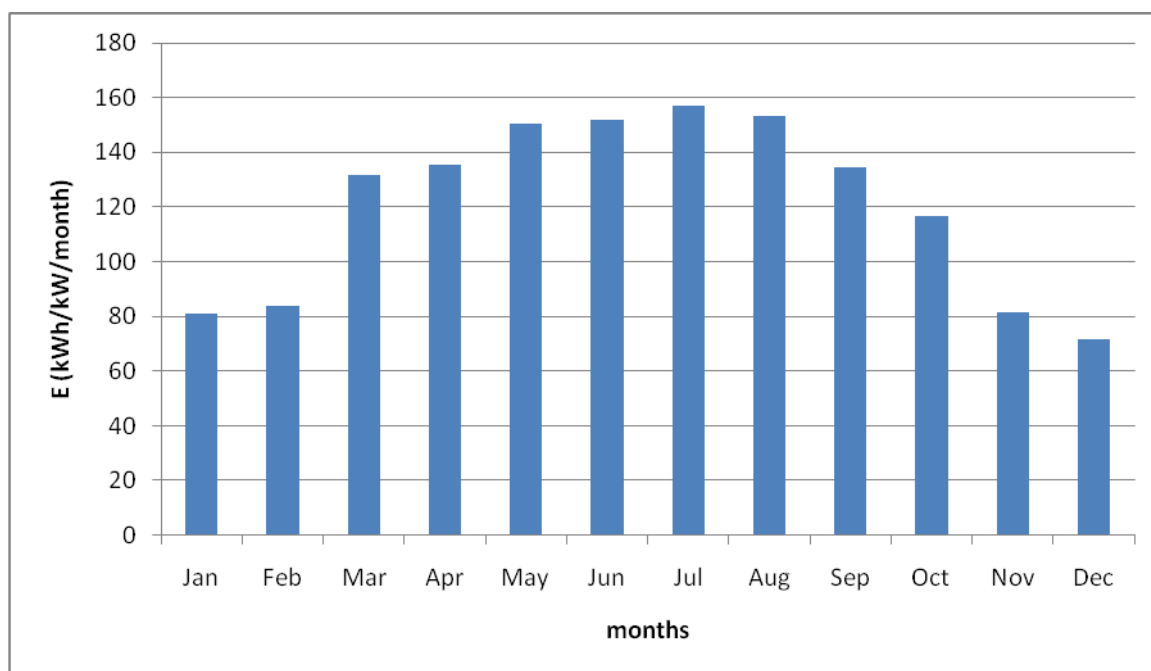
Σχήμα 3.10: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β στη Σητεία.



Σχήμα 3.11: Μέγιστες, ελάχιστες και μέσες ημερήσιες καμπύλες της ωριαίας Φ/Β παραγωγής των Σχημάτων 3.8-3.10, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.12: Μέγιστη, ελάχιστη και μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή για τις ωριαίες χρονοσειρές των Σχημάτων 3.8-3.10, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.13: Μηνιαίες τιμές παραγόμενης ενέργειας για τις ωριαίες χρονοσειρές των Σχημάτων 3.8-3.10, για κάθε μήνα του έτους.

3.1.4.3 Υβριδικοί σταθμοί

Το έτος 2015 εξετάστηκε η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης θεωρώντας την ένταξη υβριδικών σταθμών συνολικής ισχύος 75 MW ή 150 MW, οι οποίοι προσομοιώνονται μέσω ενός ισοδύναμου σταθμού, με κύρια στοιχεία που παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.3 και που προσεγγίζουν τη μέση αναλογία συνιστωσών για το σύνολο των αιτήσεων που έχουν μέχρι τώρα κατατεθεί. Οι εξεταζόμενοι ΥΒΣ διαθέτουν ανεξάρτητους αγωγούς προσαγωγής και κατάθλιψης, καθώς και ανεξάρτητο αντλιοστάσιο, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης. Οι ΥΒΣ θεωρείται ότι διαθέτουν αντλίες μεταβλητών στροφών, προκειμένου να επιτυγχάνεται συνεχής

ρύθμιση της ισχύος εισόδου τους. Το τεχνικό ελάχιστο των αντλιών θεωρείται ίσο με 60% της ονομαστικής τους ισχύος. Για τους υδροστροβίλους ελήφθη τιμή τεχνικού ελαχίστου ίση με 10% επί της ονομαστικής τους ισχύος και «συμβατικό» τεχνικό ελάχιστο με τιμή 35%. Ο θεωρούμενος βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου είναι της τάξης του 70%. Οι ετήσιες απώλειες ενέργειας των αιολικών πάρκων των ΥΒΣ ανέρχονται σε 10%.

Πίνακας 3.3: Σύνθεση των εξεταζόμενων ΥΒΣ στην Κρήτη

ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ	ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ	ΑΝΤΛΙΕΣ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΔΕΞΑΜΕΝΗ (20 ώρες)
75 MW	3x25=75 MW	4x25=100 MW	100 MW	1500 MWh
150 MW	6x25=150 MW	7x25=175 MW	175 MW	3000 MWh

Όσον αφορά στην αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ τηρούνται οι εξής προτεραιότητες, οι οποίες αντανακλούν την εφαρμοζόμενη τιμολόγηση ενέργειας στο νησί:

- Η διαθέσιμη αιολική παραγωγή αξιοποιείται πρωτίστως για άντληση.
- Η περίσσεια αιολικής παραγωγής, η οποία δεν μπορεί να αντληθεί (είτε λόγω πληρότητας της άνω δεξαμενής, είτε λόγω περιορισμένης ικανότητας του αντλητικού σταθμού), μπορεί να εγχέεται απευθείας στο δίκτυο με αντίστοιχη υποφόρτιση των υδροστροβίλων (δεδομένης της υιοθέτησης της υψηλής τιμολόγησης της ενέργειας των υδροστροβίλων για το 50% της απ' ευθείας εγχεόμενης στο δίκτυο αιολικής παραγωγής), εφόσον οι τελευταίοι βρίσκονται σε λειτουργία.
- Αν παραμένει ανεκμετάλλευτη αιολική παραγωγή, η οποία δεν μπορεί να αντληθεί ή να διοχετευθεί απ' ευθείας στο δίκτυο με συμμετοχή των αιολικών στην εγγυημένη παροχή, είτε διατίθεται στο δίκτυο εάν υπάρχει περίσσεια set-point στο σύστημα του νησιού (δηλαδή τις ώρες που η ικανότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος από το δίκτυο υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών εκτός ΥΒΣ), είτε απορρίπτεται.

3.1.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ και ΥΒΣ

Για τον υπολογισμό στοιχείων κόστους λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες τιμολογήσεις για τους σταθμούς ΑΠΕ και τους ΥΒΣ:

- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τα Α/Π του νησιού:** 99.45 €/MWh (Υπουργική απόφαση αρ. πρωτ. Δ6/Φ1/14.12.2009 και άρθρο 5, ν.3851/2010)
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τους Φ/Β του νησιού:** Ελήφθη μεσοσταθμικά ίση με 470 €/MWh για το έτος 2011 και 420 €/MWh για το έτος 2015.
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας υδροστροβίλων του υβριδικού σταθμού:** 236 €/MWh (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).
- **Τιμή απορροφούμενης από το δίκτυο ενέργειας από τις αντλίες του υβριδικού σταθμού:** 186 €/MWh (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).

- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από το Α/Π του υβριδικού σταθμού:** 99.45 €/MWh ή 167.73 €/MWh στην περίπτωση υδροαιολικής συνεργασίας⁵.
- **Τιμή διαθεσιμότητας ισχύος του υβριδικού σταθμού:** 127 €/MW/έτος (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).

Η τιμολόγηση των υβριδικών σταθμών βασίζεται σε μελέτη που εκπονήθηκε για λογαριασμό της ΡΑΕ, [12].

3.1.6 Ένταξη μονάδων και πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας

Η επιλογή των προς ένταξη μονάδων πραγματοποιείται βάσει του προβλεπόμενου φορτίου ζήτησης, το οποίο θα κληθούν να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες, διατηρώντας επαρκές περιθώριο στρεφόμενης εφεδρείας. Η πολιτική εφεδρείας που ακολουθείται κατά τον προγραμματισμό ένταξης των μονάδων (προηγούμενη της ημέρας κατανομής) στο σύστημα της Κρήτης είναι η εξής:

- Τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας, συγκεκριμένα ίση με την αναμενόμενη παραγωγή της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας, όπως αυτή υπολογίζεται από την οικονομική κατανομή του φορτίου, αγνοώντας την αιολική παραγωγή.
- Τηρείται μερική εφεδρεία για την αιολική παραγωγή, ίση με ποσοστό 80% επί της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής. Δηλαδή η ικανότητα των προς ένταξη συμβατικών μονάδων βασίζεται στην προβλεπόμενη ζήτηση φορτίου, μειωμένη κατά το αντίστοιχο ποσοστό της αιολικής παραγωγής που θεωρείται αξιόπιστο (20% στη συγκεκριμένη περίπτωση). Απουσία ειδικού μοντέλου πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, ακολουθείται τέλεια πρόβλεψη (η εφεδρεία υπολογίζεται επί της πραγματικά αναμενόμενης αιολικής παραγωγής).
- Δεν τηρείται πρόσθετη εφεδρεία για τη Φ/Β παραγωγή, αφενός λόγω της υψηλής συνολικής στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και αφετέρου λόγω της ουσιαστικής ενσωμάτωσης της Φ/Β παραγωγής στο φορτίο του νησιού. Έτσι, για τον προσδιορισμό της «φαινόμενης» ζήτησης, βάσει της οποίας πραγματοποιείται ο προγραμματισμός ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής για το επόμενο 24ωρο, αφαιρείται από την πραγματική ωριαία ζήτηση του φορτίου η μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή για την αντίστοιχη ώρα. Η εκτίμηση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής για την αντίστοιχη ώρα λαμβάνεται από τις μηνιαίες μέσες ημερήσιες καμπύλες του Σχήματος 3.10, οι οποίες κλιμακώνονται κατάλληλα, ώστε η ημερήσια ενεργειακή παραγωγή που προκύπτει να ισούται με την πραγματικά παραγόμενη, βάσει της χρονοσειράς προσομοίωσης. Γίνεται δηλαδή η υπόθεση ότι είναι εφικτή η εκτίμηση της ημερήσιας ενεργειακής απόδοσης των Φ/Β σταθμών, με κάποιο σφάλμα, αλλά όχι και των ωριαίων διακυμάνσεών της.

Κατά τη φάση της λειτουργίας, η φόρτιση των μονάδων είναι τέτοια ώστε η συνολική στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος να παρέχεται κατά προτεραιότητα από τις λιγότερο οικονομικές μονάδες, χωρίς βέβαια να παραβιάζεται το τεχνικό τους ελάχιστο.

⁵Ειδικά για την αιολική ενέργεια που εγχέεται απ' ευθείας στο δίκτυο μέσω υδροαιολικής συνεργασίας, δηλαδή υποκαθιστώντας μέρος της προγραμματισμένης παραγωγής των υδροστροβίλων, οι πρόσφατα εκδοθείσες από τη ΡΑΕ Άδειες Παραγωγής υβριδικών σταθμών προβλέπουν ειδική τιμολόγηση. Συγκεκριμένα ορίζεται ότι η ενέργεια αυτή τιμολογείται κατά το ήμισυ στην τιμή διάθεσης της ενέργειας των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής (236 €/MWh) και κατά το υπόλοιπο ήμισυ στη συνήθη τιμή διάθεσης της αιολικής παραγωγής (99.45 €/MWh). Η θεώρηση αυτή οδηγεί σε μεσοσταθμική τιμολόγηση 167.73 €/MWh για την απ' ευθείας εγχεόμενη στο δίκτυο αιολική παραγωγή μέσω συμμετοχής στην προγραμματισμένη παραγωγή των υδροστροβίλων.

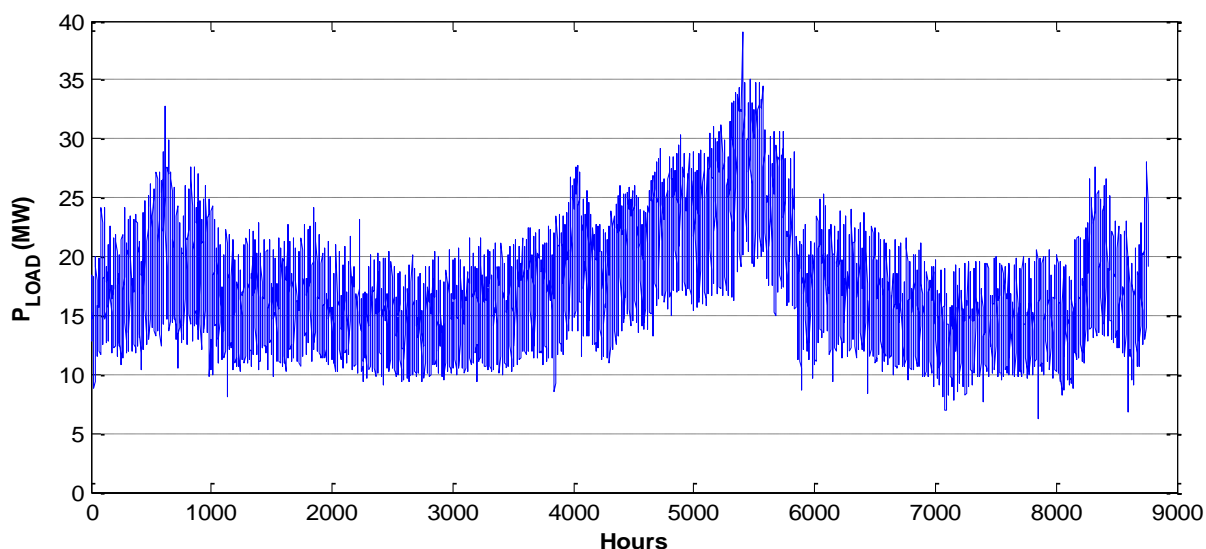
3.2 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΣΑΜΟΥ

3.2.1 Γενικά

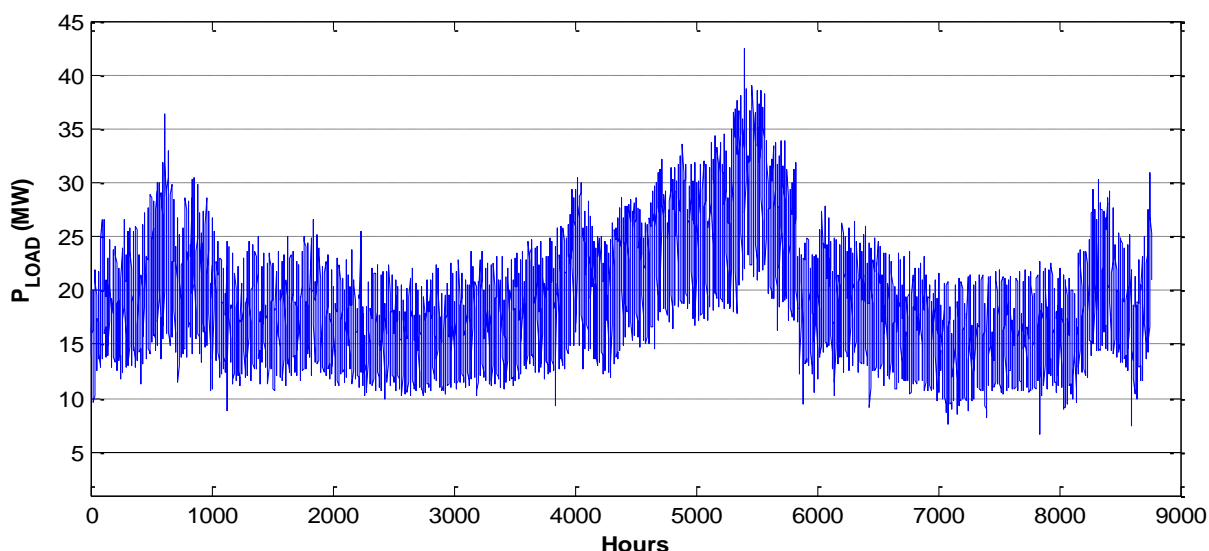
Κατά την προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος της Σάμου εξετάστηκαν παραμετρικά διάφορα σενάρια αιολικής και Φ/Β διείσδυσης. Για το έτος 2011 εξετάστηκαν οι περιπτώσεις της εγκατεστημένης και αδειοδοτημένης αιολικής ισχύος του νησιού, 6.775 και 8.975 MW αντίστοιχα, ενώ για το έτος 2015 μελετήθηκαν τα σενάρια 8.975 και 12.34 MW αιολικής ισχύος. Η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς μεταβλήθηκε αρχικά παραμετρικά στο διάστημα 0-10 MW. Σημειώνεται ότι το ισχύον περιθώριο Φ/Β ισχύος σύμφωνα με την απόφαση 703/2008 της ΡΑΕ είναι 5.2 MW.

3.2.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου

Στα ακόλουθα σχήματα παρουσιάζονται οι χρονοσειρές φορτίου που χρησιμοποιήθηκαν κατά την προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος για τα έτη αναφοράς 2011 και 2015. Βασίζονται σε χρονοσειρές προηγούμενων ετών κλιμακωμένες για τις προβλεπόμενες τιμές αιχμής και ενέργειας σε κάθε έτος. Η αιχμή της Σάμου αναμένεται κατά τα εξεταζόμενα έτη να φτάσει τα 39 και 42.4 MW αντίστοιχα.



Σχήμα 3.14: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Σάμου το έτος 2011.



Σχήμα 3.15: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Σάμου το έτος 2015.

3.2.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων

Η προβλεπόμενη σύνθεση και σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος της Σάμου για τα έτη 2011 και 2015, καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους φαίνονται στους Πίνακες 3.4 και 3.5.

Πίνακας 3.4: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Σάμου για το έτος 2011

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ICE No 1	11280	6140	1
ICE No 2	6000	3150	2
ICE No 3	6000	3150	3
3 x ICE No 4	3 x 8250	3 x 4130	4-6
6 X GT	6 x 1280	6 x 600	7-12

GT: Gas Turbine, ICE: Internal combustion engine

Πίνακας 3. 5: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Σάμου για το έτος 2015

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ICE No 1	11280	6140	1
ICE No 2	6000	3150	2
ICE No 3	6000	3150	3
4 x ICE No4	4 x 8250	4 x 4130	4-7

ICE: Internal combustion engine

Κατά την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος της Σάμου ενσωματώθηκε πρόγραμμα εκ περιτροπής συντήρησης των συμβατικών μονάδων, διάρκειας 15-30 ημερών για κάθε μονάδα παραγωγής.

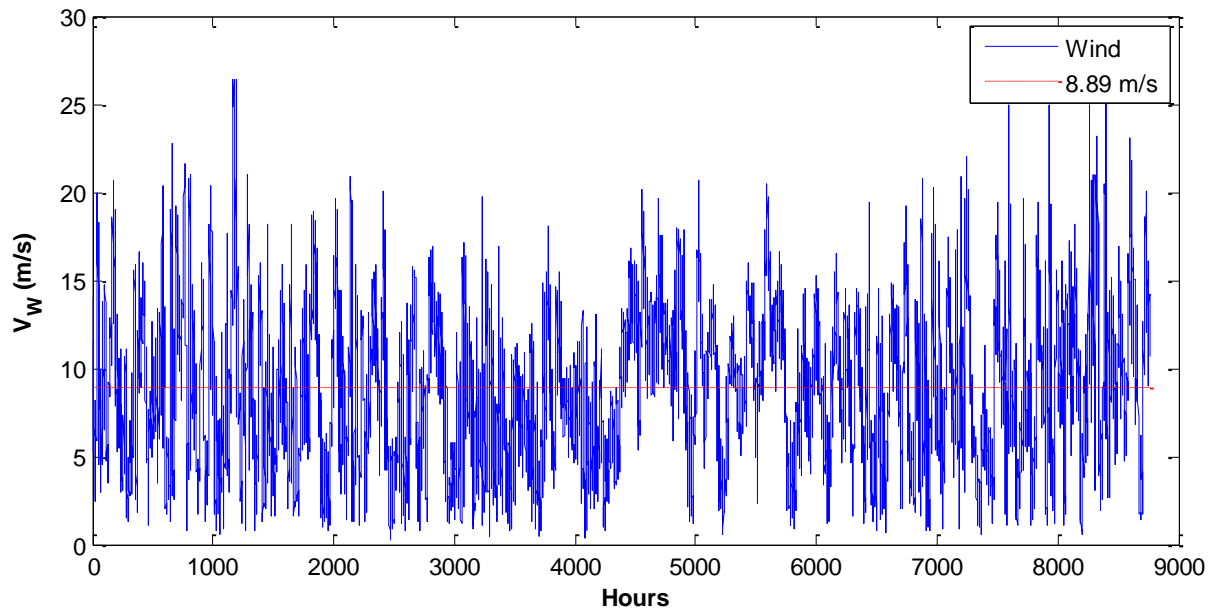
3.2.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ

3.2.4.1 Αιολικά Πάρκα

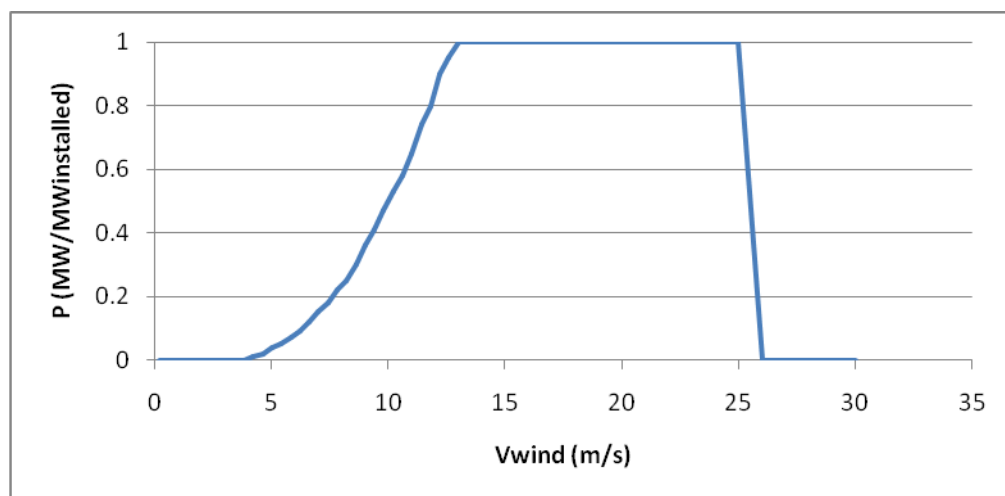
Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων της Σάμου χρησιμοποιήθηκε μία χρονοσειρά ανέμου ως αντιπροσωπευτική για το νησί. Η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών του έτους 2011 θεωρείται ίση με 6.775 MW και 8.975 MW για το σενάριο αυξημένης διείσδυσης Α/Π. Για το έτος 2015 λαμβάνεται ίση με 8.975 και 12.34 MW.

Στα σχήματα 3.15 και 3.16 φαίνονται η χρονοσειρά ανέμου και η αντιπροσωπευτική καμπύλη ισχύος Α/Γ (Vestas V52) που χρησιμοποιήθηκαν. Η χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου θεωρείται ανηγμένη στο ύψος της πλήμνης των Α/Γ. Σε κάθε περίπτωση θεωρείται ότι τα αιολικά πάρκα μπορούν να

αποδώσουν μέγιστη ισχύ ίση με την ονομαστική τους, μειωμένη κατά τις απώλειες, που θεωρούνται της τάξης του 10%.

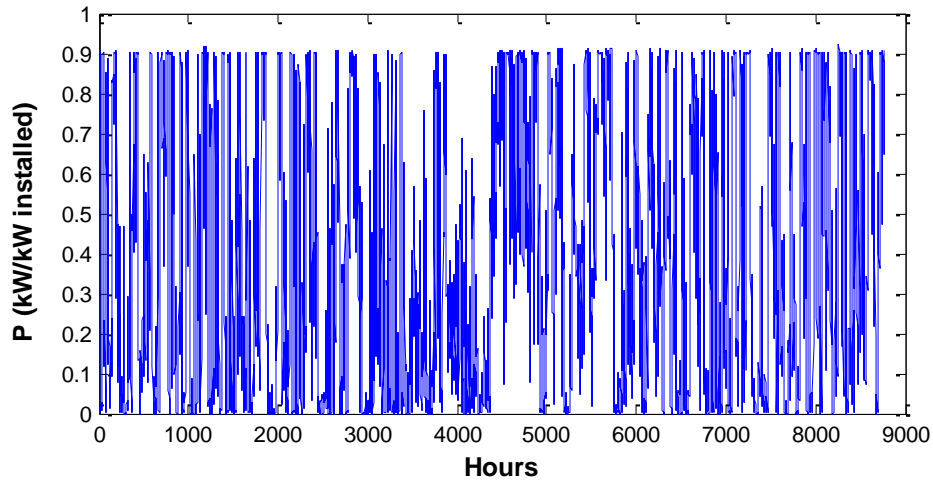


Σχήμα 3.16: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για τη Σάμο (μέση ετήσια τιμή 8.89 m/s)



Σχήμα 3.17: Τυπική καμπύλη ισχύος Α/Γ, α.μ. επί της ονομαστικής της ισχύος (Vestas V52)

Η χρονοσειρά της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής παρουσιάζεται στο ακόλουθο σχήμα:

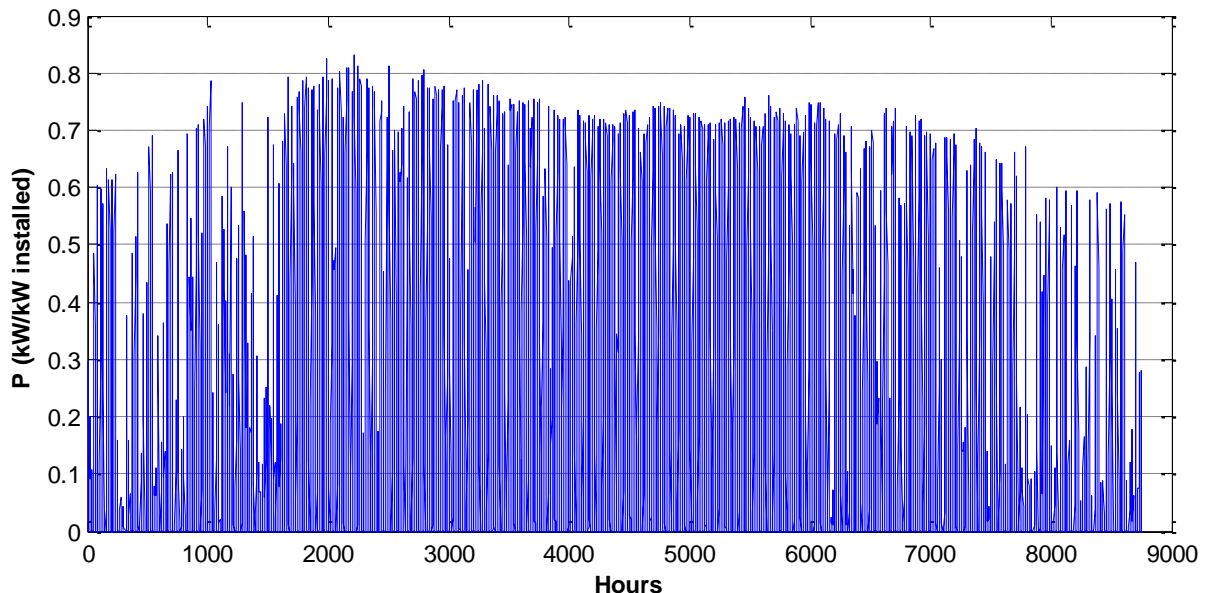


Σχήμα 3.18: Ετήσια χρονοσειρά διαθέσιμης αιολικής παραγωγής

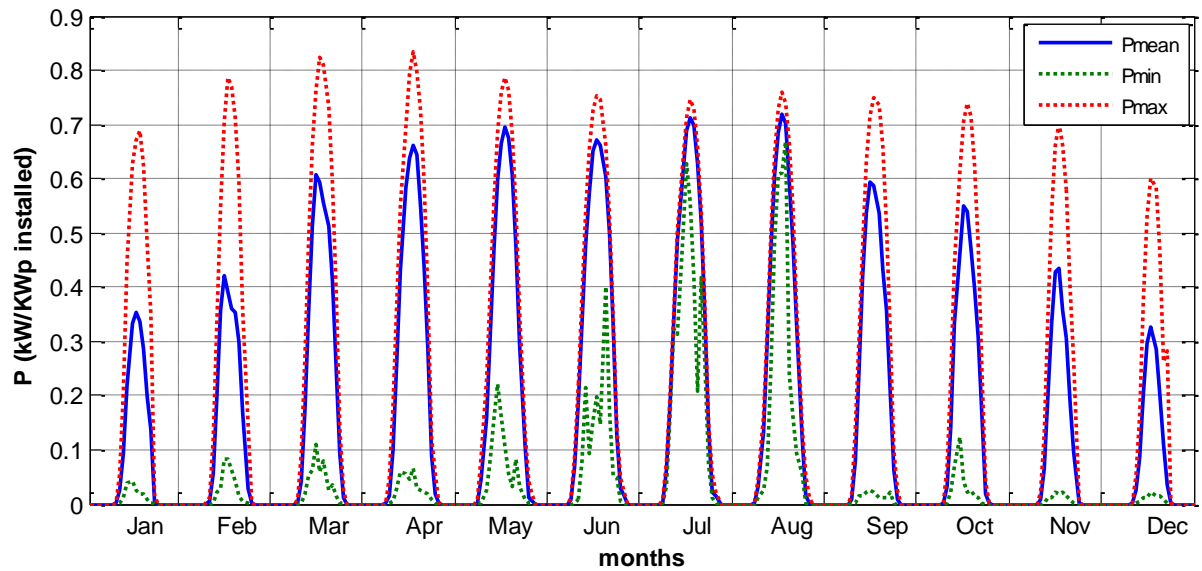
3.2.4.2 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί

Η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β σταθμών αρχικά εξετάστηκε παραμετρικά καλύπτοντας την κλίμακα από 0 MW έως 10 MW τόσο για το έτος 2011, όσο και για το έτος 2015. Στη παραμετρική διερεύνηση της αιολικής ισχύος θεωρήθηκε σταθερή και ίση με 5.2 MW, τιμή που αντιστοιχεί στο ισχύον περιθώριο, ενώ ακόμη μελετήθηκε η περίπτωση αυξημένης Φ/Β διείσδυσης ισχύος 7 MW.

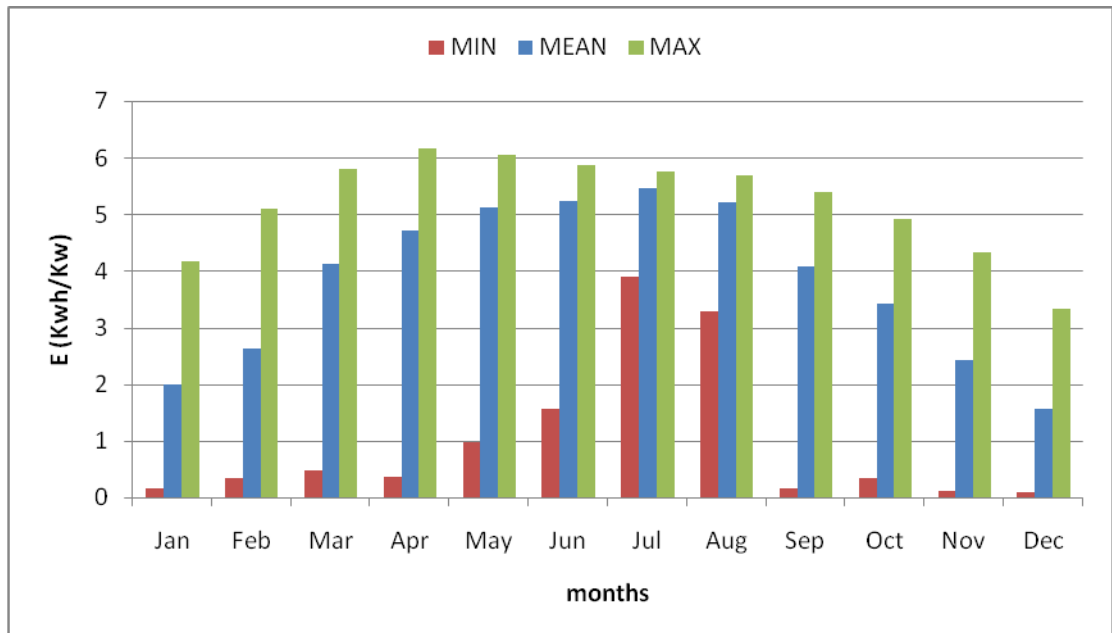
Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών σταθμών της Σάμου χρησιμοποιήθηκε χρονοσειρά ηλιακής ακτινοβολίας (από το μοντέλο ηλιακών δεδομένων SoDa[11]). Με βάση τη χρονοσειρά αυτή και χρησιμοποιώντας μοντέλο προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στον Τομέα Ηλεκτρικής ισχύος του ΕΜΠ [9] υπολογίζεται η χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος των Φ/Β που φαίνεται στο Σχήμα 3.17. Με τη θεώρηση αυτή προκύπτει μέση ετήσια ενεργειακή απόδοση των Φ/Β σταθμών του νησιού ίση με 1400 kWh ανά εγκατεστημένο kW.



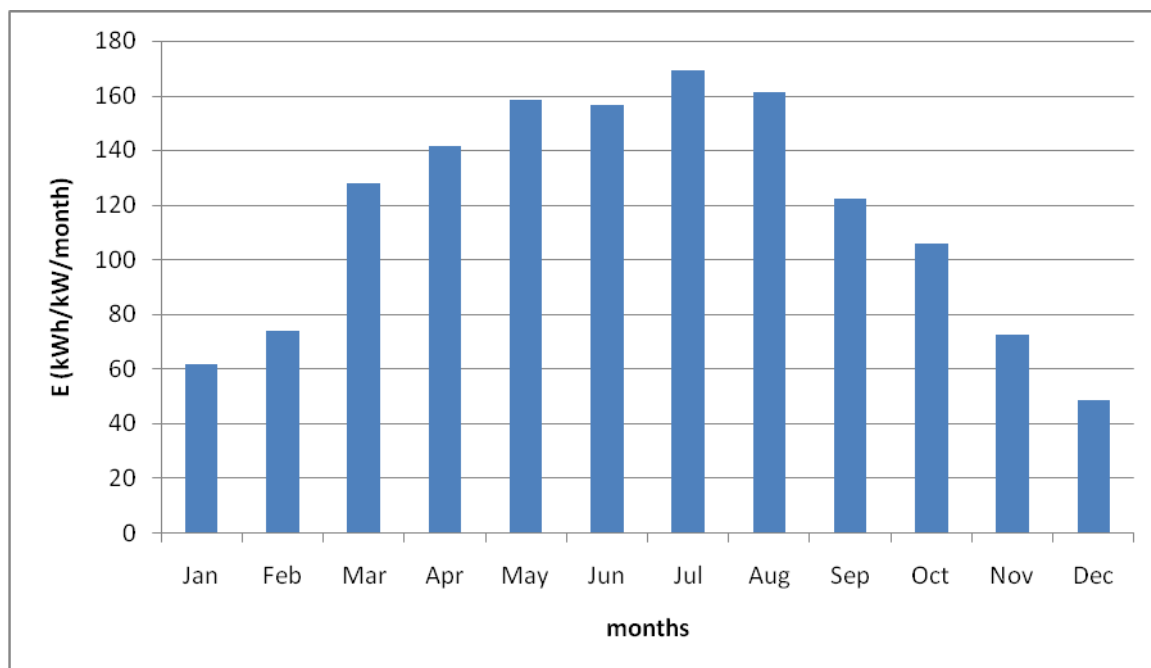
Σχήμα 3.19: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β στη Σάμο.



Σχήμα 3.20: Μέγιστες, ελάχιστες και μέσες ημερήσιες καμπύλες ωριαίας Φ/Β παραγωγής της χρονοσειράς του Σχήματος 3.19, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.21: Μέγιστη, ελάχιστη και μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή της ωριαίας χρονοσειράς του Σχήματος 3.19, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.22: Μηνιαίες τιμές παραγόμενης ενέργειας της ωριαίας χρονοσειράς του Σχήματος 3.19, για κάθε μήνα του έτους.

3.2.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ

Για τον υπολογισμό στοιχείων κόστους λειτουργίας του συστήματος της Σάμου χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες τιμολογήσεις για τους σταθμούς ΑΠΕ:

- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τα Α/Π του νησιού:** 99.45 €/MWh (Υπουργική απόφαση αρ. πρωτ. Δ6/Φ1/14.12.2009 και άρθρο 5, ν.3851/2010)
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τους Φ/Β του νησιού:** Ελήφθη μεσοσταθμικά ίση με 470 €/MWh για το έτος 2011 και 420 €/MWh για το έτος 2015.

3.2.6 Ένταξη μονάδων και πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας

Η επιλογή των προς ένταξη μονάδων πραγματοποιείται βάσει του προβλεπόμενου φορτίου ζήτησης, το οποίο θα κληθούν να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες, διατηρώντας επαρκές περιθώριο στρεφόμενης εφεδρείας. Η πολιτική εφεδρείας που ακολουθείται στο νησιωτικό σύστημα της Σάμου έχει ως εξής:

- Τηρείται εφεδρεία 10% επί του προβλεπόμενου «φαινομένου φορτίου», δηλαδή του καθαρού φορτίου μειωμένου κατά την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, η οποία έχει ενσωματωμένο σφάλμα πρόβλεψης ϵ .
- Τηρείται πλήρης εφεδρεία (100% της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής) για την αιολική παραγωγή. Δηλαδή η ένταξη των συμβατικών μονάδων γίνεται αγνοώντας την αναμενόμενη αιολική παραγωγή.
- Γενικά δεν τηρείται πρόσθετη εφεδρεία για τη Φ/Β παραγωγή, αφενός λόγω της επαρκούς συνολικής στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και αφετέρου λόγω της ουσιαστικής ενσωμάτωσης της Φ/Β παραγωγής στο φορτίο του νησιού. Έτσι, για τον προσδιορισμό της «φαινομένης» ζήτησης, βάσει της οποίας πραγματοποιείται ο προγραμματισμός ένταξης των

συμβατικών μονάδων παραγωγής για το επόμενο 24ωρο, αφαιρείται από την πραγματική ωριαία ζήτηση του φορτίου η μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή για την αντίστοιχη ώρα με ενσωματωμένο σφάλμα πρόβλεψης ε . Η εκτίμηση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής για την αντίστοιχη ώρα λαμβάνεται από τις μηνιαίες μέσες ημερήσιες καμπύλες του Σχήματος 3.18, οι οποίες κλιμακώνονται κατάλληλα, ώστε η ημερήσια ενεργειακή παραγωγή που προκύπτει να ισούται με την πραγματικά παραγόμενη, βάσει της χρονοσειράς προσομοίωσης. Γίνεται δηλαδή η υπόθεση ότι είναι εφικτή η εκτίμηση της ημερήσιας ενεργειακής απόδοσης των Φ/Β σταθμών, με κάποιο σφάλμα, αλλά όχι και των ωριαίων διακυμάνσεών της. Το σφάλμα ε λαμβάνεται ως τυχαία μεταβλητή, με κανονική κατανομή μέσης τιμής -10% και απόκλισης 5% (σφάλμα γενικά μεταξύ -25% και +5%), και αφορά στο εξεταζόμενο 24ωρο (δηλαδή την εκτίμηση της ημερήσιας ενεργειακής απόδοσης και όχι τις ωριαίες τιμές). Η θεώρηση σφάλματος αρνητικής μέσης τιμής ενσωματώνει έναν συντελεστή ασφαλείας στην πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής και ισοδυναμεί με έμμεση τήρηση χαμηλής εφεδρείας και για την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.

Κατά τη φάση της λειτουργίας, η φόρτιση των μονάδων είναι τέτοια ώστε η συνολική στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος να παρέχεται κατά προτεραιότητα από τις λιγότερο οικονομικές μονάδες, χωρίς βέβαια να παραβιάζεται το τεχνικό τους ελάχιστο.

4. ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Φ/Β ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν, όπως προέκυψαν από την προσομοίωση του συστήματος της Κρήτης. Η ανάλυση αφορά στα έτη 2011 και 2015 και πραγματοποιήθηκε παραμετρικά για διάφορες διεισδύσεις φωτοβολταϊκής και αιολικής ισχύος. Σημειώνεται ότι το έτος 2015 έχει θεωρηθεί ότι εντάσσονται στο σύστημα της Κρήτης ΥΒΣ, συνολικής ισχύος 75 MW και 150 MW. Με βάση τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων παρουσιάζονται επίσης οι μεταβολές των κυρίων κριτηρίων με βάση τα οποία μπορεί να καθοριστεί η αποδεκτή διείσδυση Φ/Β στο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα.

4.1 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Στα ακόλουθα σχήματα περιγράφεται και επεξηγείται η επίπτωση της Φ/Β παραγωγής στην ημερήσια καμπύλη φορτίου και στη λειτουργία των Α/Π.

Η Φ/Β παραγωγή υφίσταται τις πρωινές και μεσημβρινές ώρες και εγγέεται στο δίκτυο χωρίς περικοπές. Έτσι, αυξανόμενη Φ/Β ισχύς καλύπτει αυξανόμενο μέρος του φορτίου οδηγώντας σε περιορισμό ή και απαλοιφή της μεσημβρινής αιχμής της ημερήσιας καμπύλης φορτίου. Στο Σχήμα 4.1 φαίνεται η μεταβολή της μέσης ημερήσιας καμπύλης φορτίου για ολόκληρο το έτος 2015 αλλά και για κάθε εποχή χωριστά. Ήδη από τα μέσα επίπεδα Φ/Β διείσδυσης είναι εμφανής η πλήρης αποκοπή της μεσημβρινής αιχμής.

Η Φ/Β παραγωγή θεωρείται, λοιπόν, ενσωματωμένη στο φορτίο ώστε η αύξησή της Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος ισοδυναμεί με μείωση της ισχύος ζήτησης, όπως φαίνεται στην καμπύλη διάρκειας του Σχήματος 4.2. Στα περισσότερα νησιωτικά συστήματα, όπου η ετήσια αιχμή φορτίου είναι βραδινή, αυτό συνεπάγεται μείωση του συντελεστή φορτίου, ο οποίος ορίζεται ως:

$$LoadFactor = LF = \frac{E_y}{8760 * P_{max}},$$

όπου E_y η ετήσια ενέργεια ζήτησης και P_{max} η ετήσια αιχμή του φορτίου.

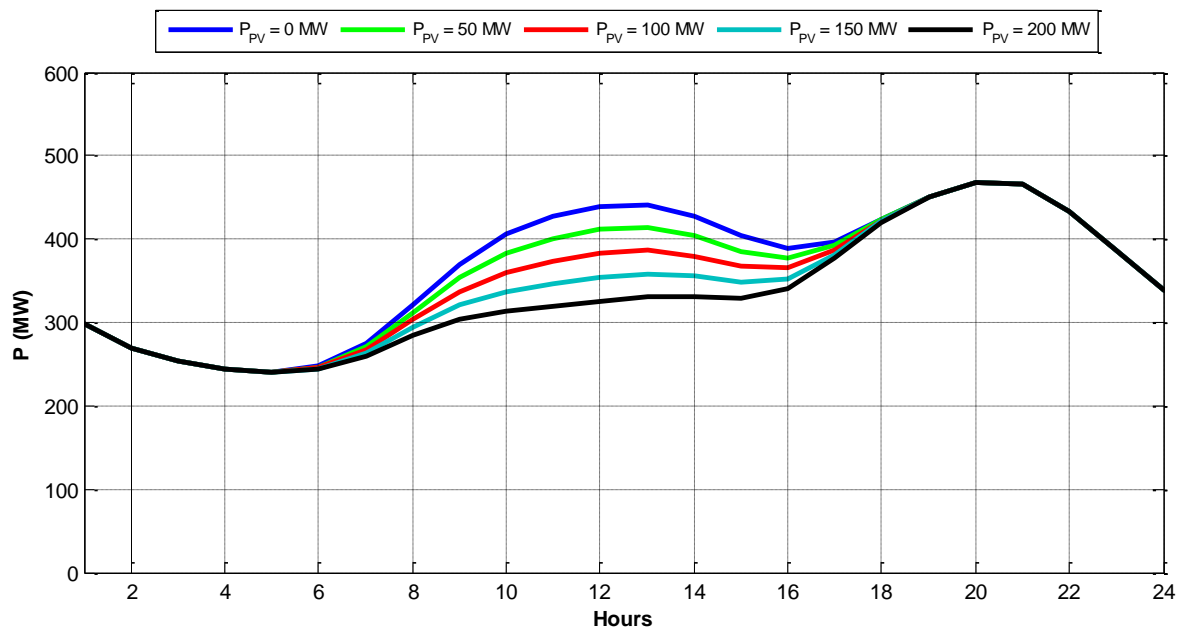
Στο σύστημα της Κρήτης, η ετήσια αιχμή τυγχάνει μεσημβρινή λόγω των αυξημένων αναγκών ψύξης τους θερινούς μήνες. Έτσι ήπια Φ/Β διείσδυση επηρεάζει και το ύψος της ετήσιας αιχμής φορτίου με αποτέλεσμα να σημειώνεται αύξηση του συντελεστή φορτίου, μεταβολή που αντιστρέφεται σε μεγάλες Φ/Β διεισδύσεις (Σχήμα 4.3).

Στο διάγραμμα του Σχήματος 4.4 φαίνονται οι μέσες ημερήσιες καμπύλες φορτίου, χωρίς και με Φ/Β, για εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 100 MW, μαζί με τις αντίστοιχες ελάχιστες και μέγιστες ωριαίες τιμές.

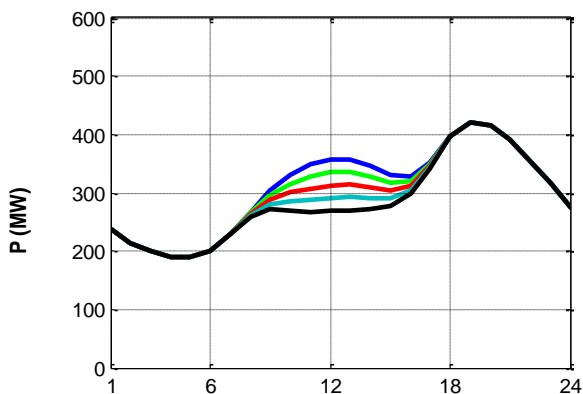
Στο Σχήμα 4.5 απεικονίζεται η μεταβολή της κάλυψης του φορτίου ζήτησης για Φ/Β διείσδυση ισχύος 0-100- 200 MW για δύο ενδεικτικά 24ωρα του έτους 2015. Με κόκκινες αποχρώσεις σημειώνεται η συμβολή των συμβατικών μονάδων, με πράσινο η αιολική παραγωγή και με κίτρινο η εγγεόμενη Φ/Β ενέργεια. Από το σχήμα εξάγεται η επίδραση της Φ/Β διείσδυσης στην αιολική παραγωγή και συγκεκριμένα στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου των Α/Π. Ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης λαμβάνεται ως ποσοστό επί του πραγματικού φορτίου ζήτησης και μένει ανεπηρέαστος από τη Φ/Β ισχύ. Ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου, αντίθετα, λαμβάνει υπόψη του το «φαινόμενο» φορτίο, δηλαδή το φορτίο μειωμένο κατά τη Φ/Β παραγωγή. Το βέλος από την γραμμή του «φαινόμενου» φορτίου μέχρι τη γραμμή τεχνικών ελαχίστων των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων συνιστά το περιθώριο απορρόφησης αιολικής ισχύος λόγω τεχνικού περιορισμού. Σημειώνεται μείωση του εν λόγω περιθωρίου όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς, γεγονός όμως που μετριάζεται από την

πολιτική ένταξης των μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή. Έτσι, περιορίζεται ταυτόχρονα ο αριθμός των ενταγμένων μονάδων για την κάλυψη του φορτίου και κατ' επέκταση και η ισχύς τεχνικών ελαχίστων αυτών.

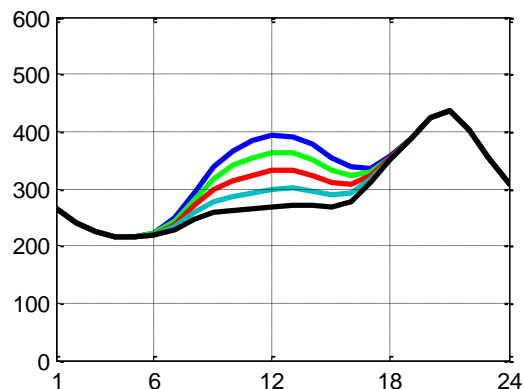
Τα παραπάνω αποτελούν γενικές διαπιστώσεις, που έχουν εφαρμογή όχι μόνο στο σύστημα της Κρήτης, αλλά και στα λοιπά μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα. Είναι σαφές ότι η επίπτωση της Φ/Β διείσδυσης στη λειτουργία των αιολικών σταθμών είναι εντονότερη σε συστήματα όπου οι περικοπές της αιολικής παραγωγής οφείλονται κυρίως στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου. Αντίθετα, οι ενεργειακές επιπτώσεις είναι μικρότερες σε νησιωτικά συστήματα όπου επικρατεί ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης.



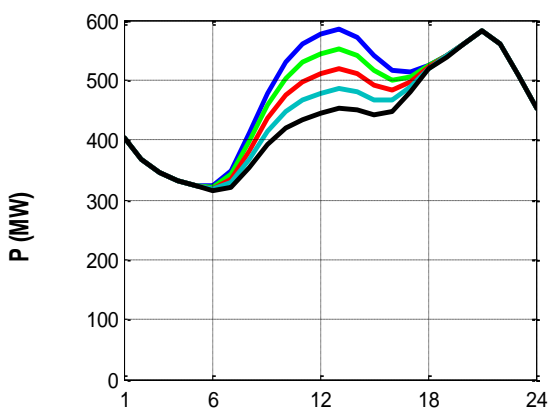
(α)



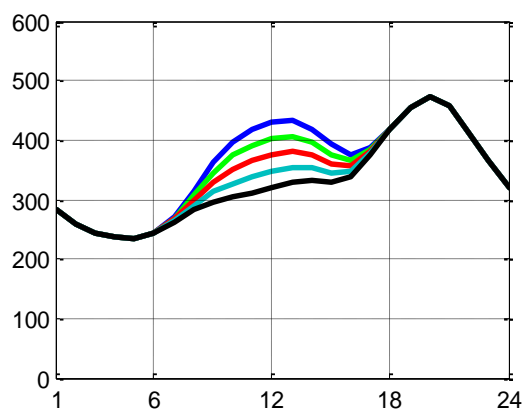
(β)



(γ)

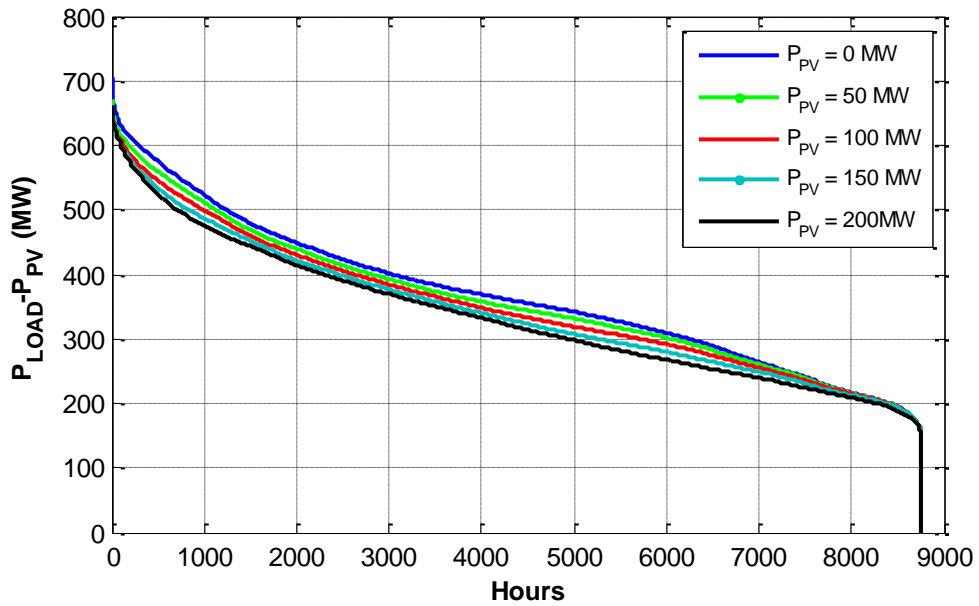


(δ)

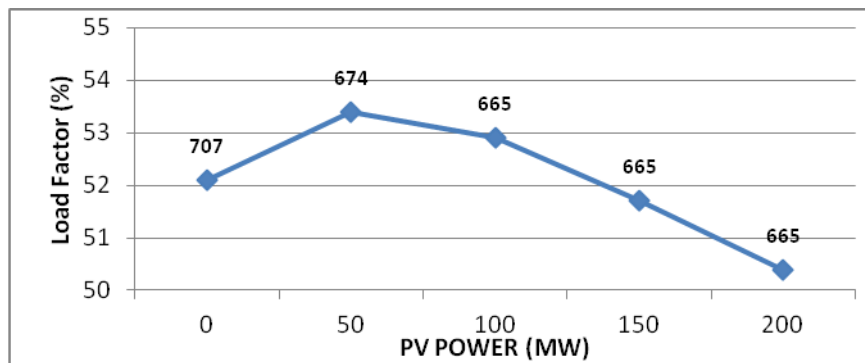


(ε)

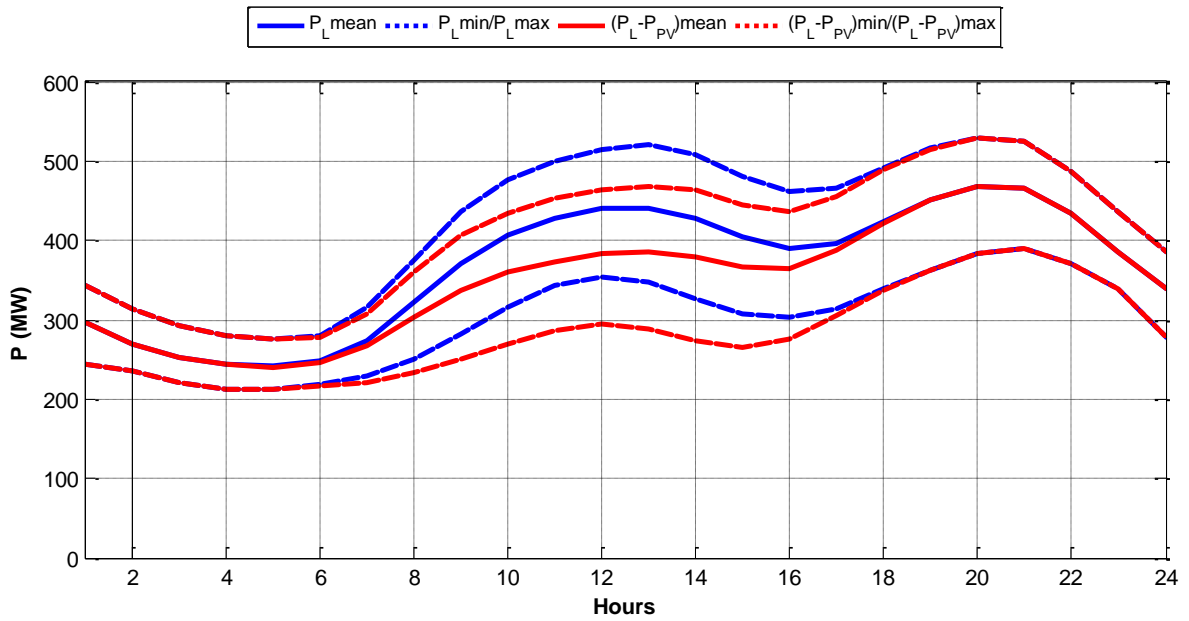
Σχήμα 4.1. Μεταβολή της μέσης ημερήσιας καμπύλης φορτίου με ενσωματωμένη τη Φ/Β παραγωγή για αυξανόμενη διείσδυση Φ/Β ισχύος 0-200 MW (έτος 2015). (α) Συνολικό έτος, (β) Μήνες Χειμώνα, (γ) Μήνες Άνοιξης, (δ) Μήνες Καλοκαιριού, (ε) Μήνες Φθινοπώρου.



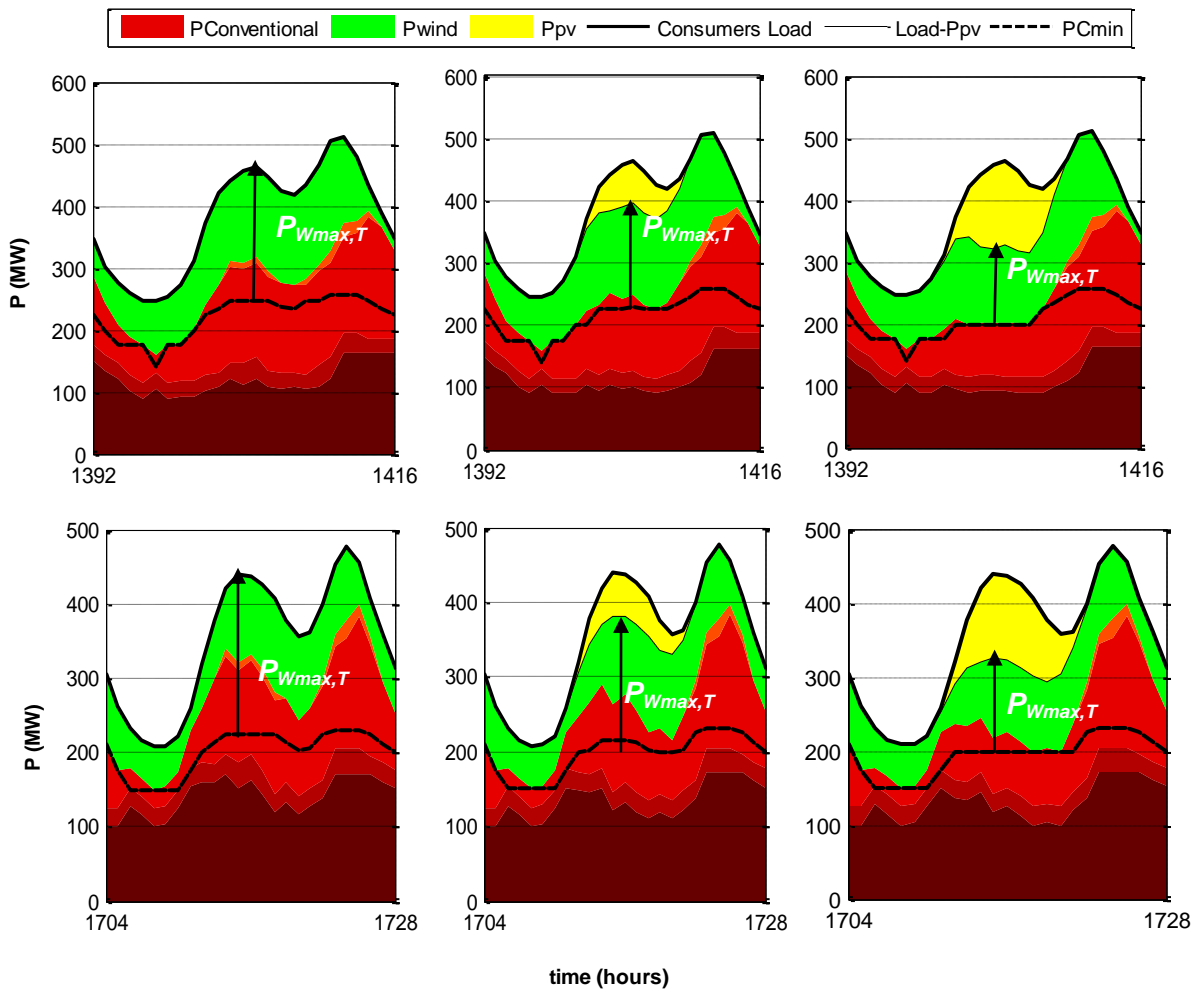
Σχήμα 4.2. Κρήτη- Έτος 2015. Καμπύλη διάρκειας της ετήσιας ενέργειας ζήτησης μετά την αφαίρεση της Φ/Β παραγωγής, για αυξανόμενη διείσδυση Φ/Β ισχύος.



Σχήμα 4.3. Κρήτη- Έτος 2015. Μεταβολή του συντελεστή φορτίου του συστήματος της Κρήτης αυξανόμενης της Φ/Β διείσδυσης (έτος 2015). Σε κάθε σημείο σημειώνεται η προκύπτουσα ετήσια αιχμή της «φαινόμενης» ζήτησης (σε MW) για την εκάστοτε Φ/Β παραγωγή.



Σχήμα 4.4. Μέγιστη, ελάχιστη και μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου, χωρίς (μπλε χρώμα) και με ενσωματωμένη (κόκκινο χρώμα) τη Φ/Β παραγωγή. Διείσδυση Φ/Β 100 MW, έτος 2015.



Σχήμα 4.5. Κρήτη – Έτος 2015 – Α/Π 220 MW. Μεταβολή της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για αυξανόμενη διείσδυση Φ/Β ισχύος (0-100-200 MW) εντός του 24ώρου για δύο ενδεικτικά 24ωρα. Σημειώνεται με κατακόρυφο βέλος το περιθώριο απορρόφησης αιολικής παραγωγής λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου.

Συνοψίζοντας, με σταθερή θεωρηθείσα αιολική ισχύ η αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος επιφέρει:

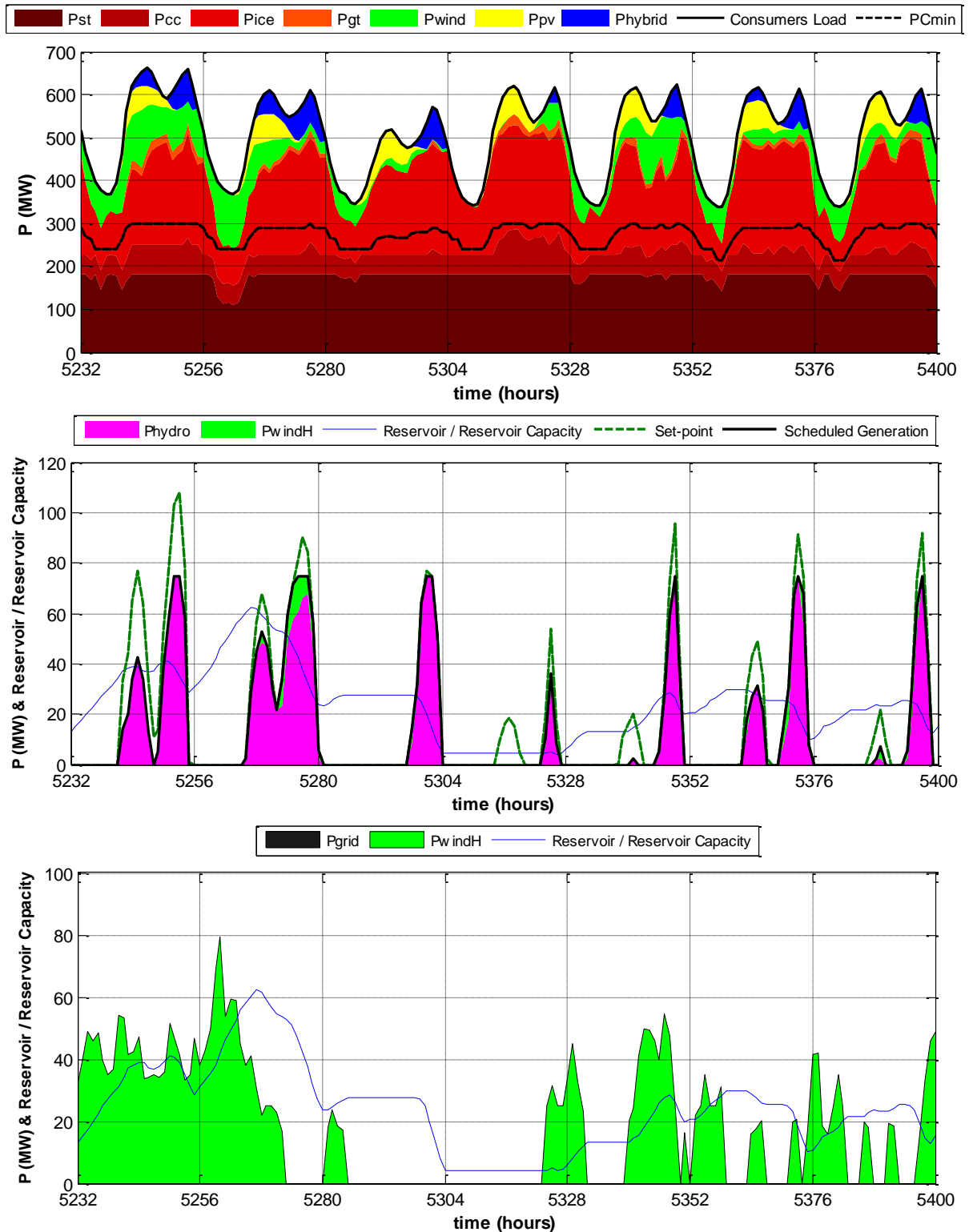
- ισχυροποίηση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου
- μείωση της εγγεόμενης και αντίστοιχη αύξηση της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας. Η διαθέσιμη αιολική ενέργεια παραμένει προφανώς σταθερή και ανεπηρέαστη από τη Φ/Β διείσδυση.
- αύξηση των απορρίψεων αιολικής ενέργειας που οφείλονται στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, ως ποσοστό της συνολικά απορριπτόμενης ενέργειας.

Στο Σχήμα 4.6α παρουσιάζεται η κάλυψη του φορτίου ζήτησης για μία εβδομάδα του έτους 2015 με Α/Π 220MW και Φ/Β 100 MW. Η Φ/Β παραγωγή συμβάλλει στον περιορισμό της μεσημβρινής αιχμής φορτίου. Με μπλε χρώμα έχει προστεθεί η συμβολή του ΥΒΣ ισχύος 75 MW, η οποία βασικά εξομαλύνει τις αιχμές του φορτίου. Η συμμετοχή του είναι, όπως φαίνεται, εντονότερη στη βραδινή αιχμή αφού ο προγραμματισμός της παραγωγής του ΥΒΣ πραγματοποιείται με βάση την καμπύλη του φορτίου μειωμένου κατά την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.

Στο επόμενο διάγραμμα του σχήματος (Σχήμα 4.6(β)) παρουσιάζεται η εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ. Συγκεκριμένα απεικονίζεται η παραγωγή των υδροστροβίλων και η απ' ευθείας έγχυση αιολικής παραγωγής στο δίκτυο, μέσω συμμετοχής τους στην προγραμματισμένη παραγωγή των υδροστροβίλων ή αξιοποίησης τυχόν περισσείας του set-point. Η δυνατότητα συμμετοχής στο set-point παριστάνεται με τη διακεκομμένη πράσινη γραμμή, πάνω από τη συνεχή μαύρη, η οποία απεικονίζει την προγραμματισμένη παραγωγή των μονάδων του ΥΒΣ. Συμμετοχή των αιολικών στο set-point συμβαίνει εφόσον υπάρχει περίσσεια μετά την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για άντληση και ακολούθως για συμμετοχή στην εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ και είναι πρακτικώς αμελητέα. Στο διάγραμμα φαίνεται η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη, στα σημεία πλήρωσης του εμβადού κάτω από τη μαύρη συνεχή γραμμή με αιολική ενέργεια απευθείας εγγεόμενη στο δίκτυο (πράσινη επιφάνεια).

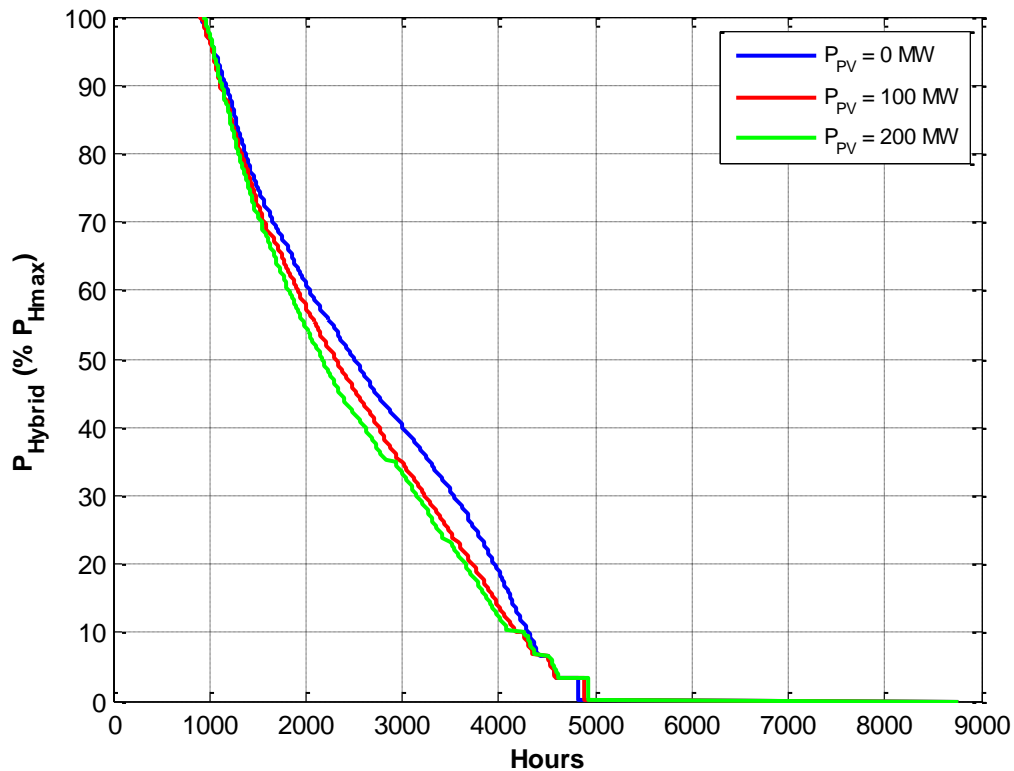
Τέλος στο Σχήμα 4.6(γ) απεικονίζεται η λειτουργία άντλησης, η οποία βασικά πραγματοποιείται απορροφώντας την αιολική παραγωγή του ΥΒΣ (πράσινο χρώμα). Νυχτερινή άντληση, απορροφώντας ενέργεια από το δίκτυο (μαύρο χρώμα), πρακτικά δεν υφίσταται, καθώς η αιολική παραγωγή αρκεί για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας.

Ο συνδυασμός των διαγραμμάτων (β) και (γ) οδηγεί στην εικόνα της μεταβολής της στάθμης της δεξαμενής, η οποία αυξάνεται στα σημεία όπου πραγματοποιείται άντληση αιολικής ενέργειας ενώ αντίθετα μειώνεται όταν υπάρχει παραγωγή ενέργειας από τους υδροστροβίλους.

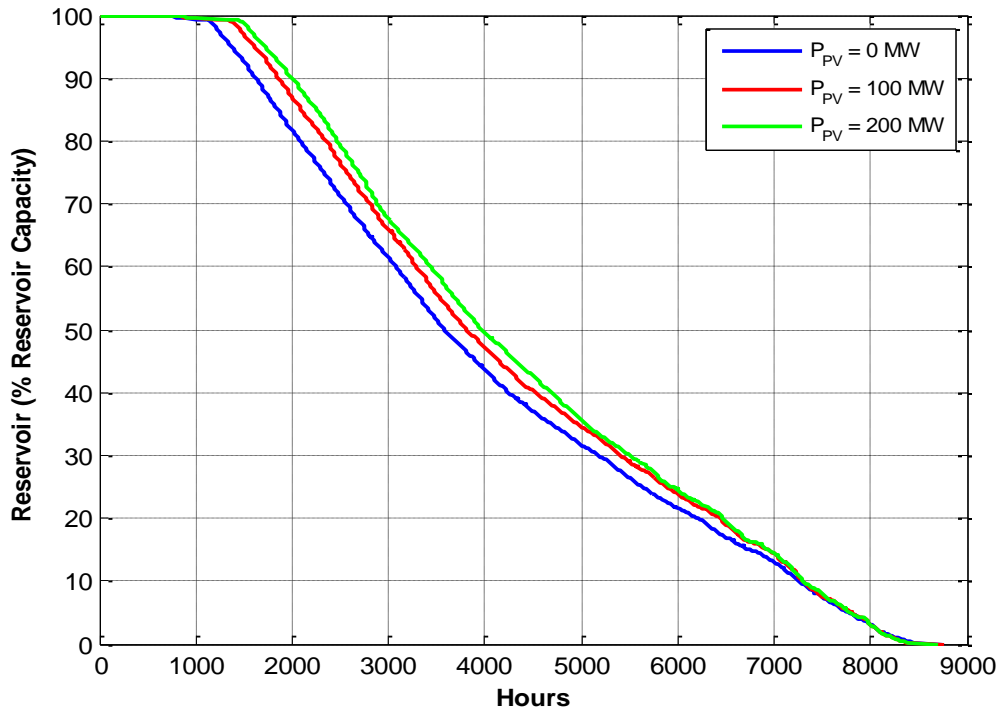


Σχήμα 4.6. Τυπική λειτουργία του συστήματος της Κρήτης με Α/Π 220 MW, Φ/Β 100 MW και ΥΒΣ 150 MW για μια τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου του 2015: α) Παραγωγή συμβατικών μονάδων, ΥΒΣ, Α/Π εκτός ΥΒΣ και Φ/Β σταθμών. β) Παραγωγή υδροστρόβιλων και απ' ευθείας έγχυση αιολικής παραγωγής από το Α/Π του ΥΒΣ. γ) Άντληση με χρήση είτε της παραγωγής των αιολικών του ΥΒΣ, είτε ενέργειας από το δίκτυο και στάθμη άνω δεξαμενής (% της μέγιστης χωρητικότητας).

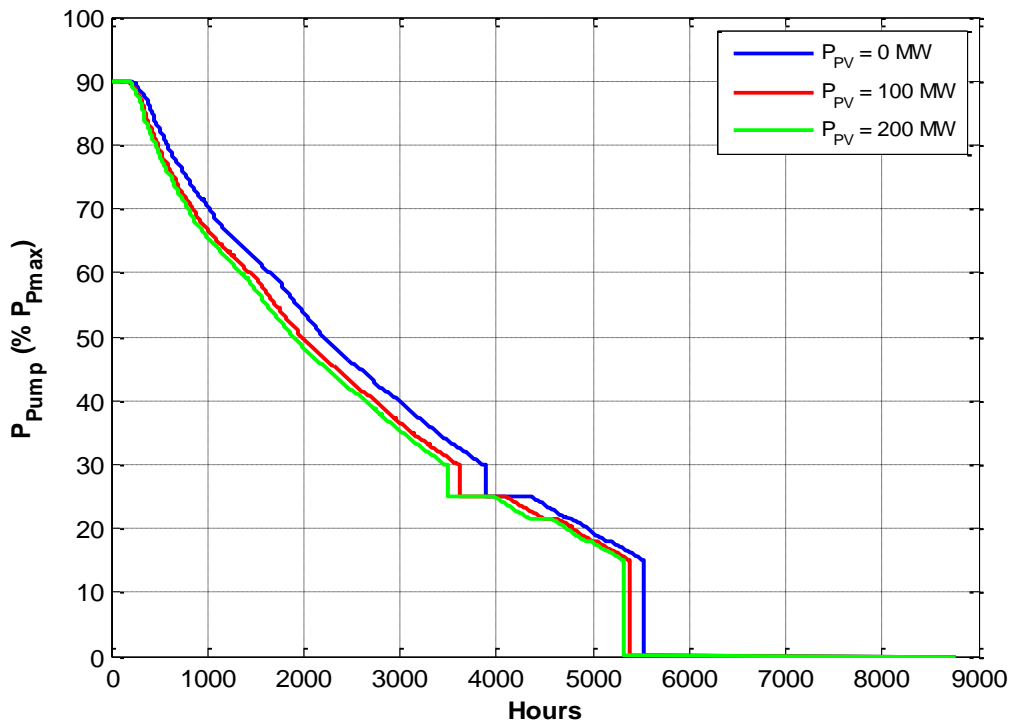
Στα σχήματα 4.7-4.9 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας που αφορούν στη λειτουργία του ΥΒΣ και συγκεκριμένα η επίπτωση της Φ/Β διείσδυσης στην παραγωγή, στην άντληση και στη στάθμη δεξαμενής του ΥΒΣ. Όπως φαίνεται στο σχήμα 4.7, η εγγεόμενη Φ/Β ενέργεια μειώνει ελαφρώς την παραγωγή του ΥΒΣ, αφού η αυξανόμενη Φ/Β ενέργεια αντιμετωπίζεται ως ενσωματωμένη στο φορτίο και καλύπτει αυξανόμενο ποσοστό αυτού. Με αυτόν τον τρόπο καθίσταται σχετικά δυσχερέστερη η αξιοποίηση των υδάτων της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ, με αποτέλεσμα η στάθμη της να κυμαίνεται σε ελαφρώς πιο αυξημένα επίπεδα όταν μελετάται σημαντική διείσδυση Φ/Β στο σύστημα (σχήμα 4.8). Προφανώς, το ίδιο συμβαίνει με την ενέργεια άντλησης του ΥΒΣ, η οποία εμφανίζει μικρή πτώση όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς (σχήμα 4.9).



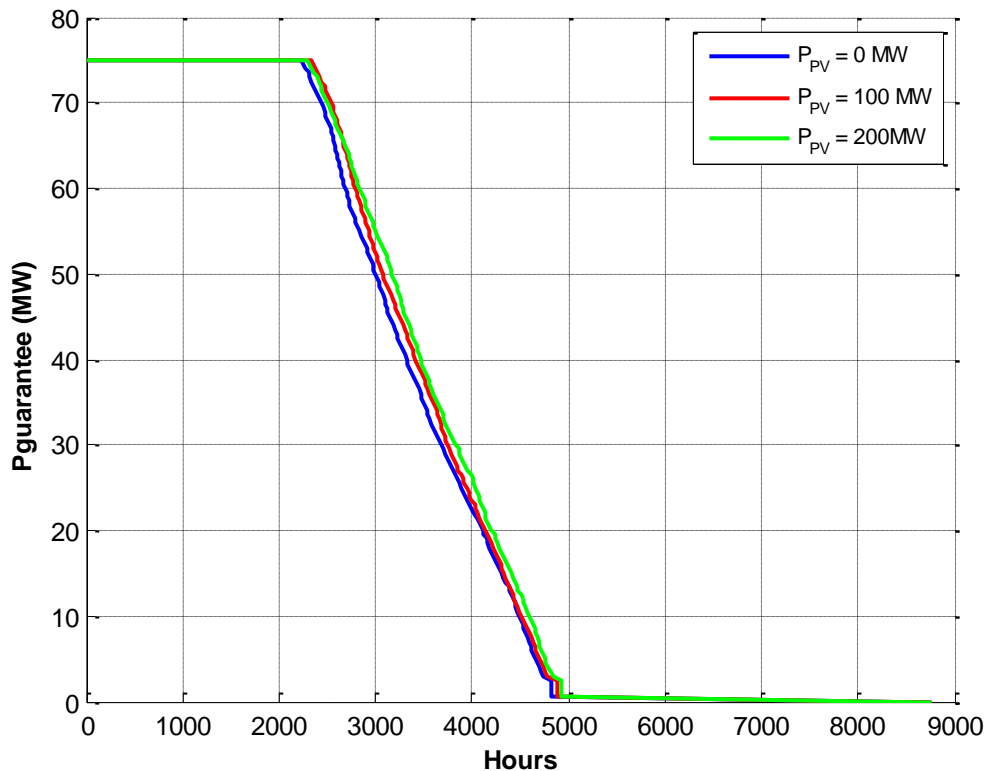
Σχήμα 4.7. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας της ισχύος εξόδου των μονάδων ΥΒΣ (άθροισμα παραγωγής υδροστροβίλων και παραγωγής αιολικών του ΥΒΣ για συμμετοχή στην προγραμματισμένη ισχύ), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ.



Σχήμα 4.8. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας της στάθμης της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της μέγιστης χωρητικότητας αυτής.



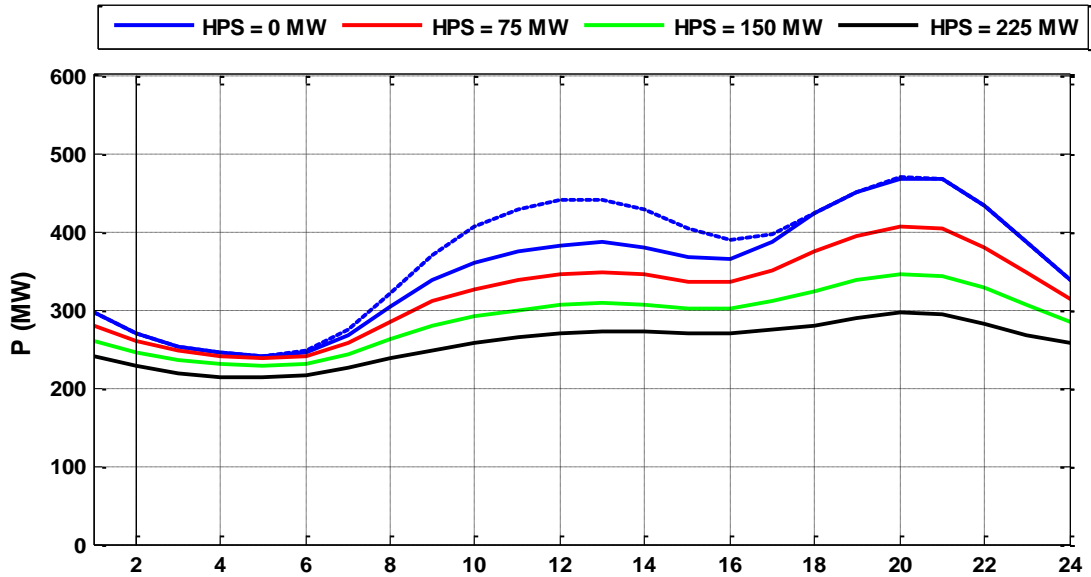
Σχήμα 4.9. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας της ισχύος άντλησης του ΥΒΣ, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) της εγκατεστημένης ισχύος των αντλιών του.



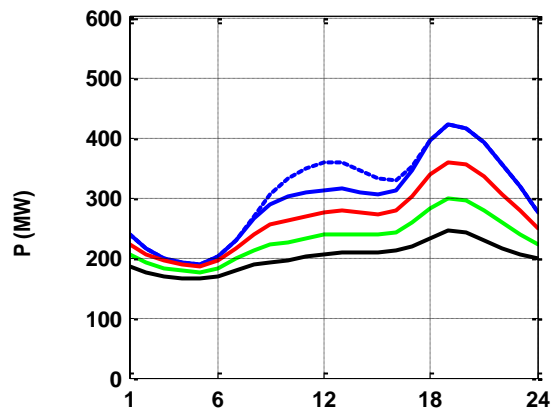
Σχήμα 4.10. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW: Καμπύλη διάρκειας της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής του ΥΒΣ (σε MW)

Η αύξηση της στάθμης της δεξαμενής του ΥΒΣ, αυξανόμενης της Φ/Β διείσδυσης στο σύστημα, συνδέεται με μεγαλύτερες προσφορές ενέργειας και κατ' επέκταση ελαφρώς μεγαλύτερες προγραμματισμένες ισχύεις λειτουργίας αυτού. (σχήμα 4.10)

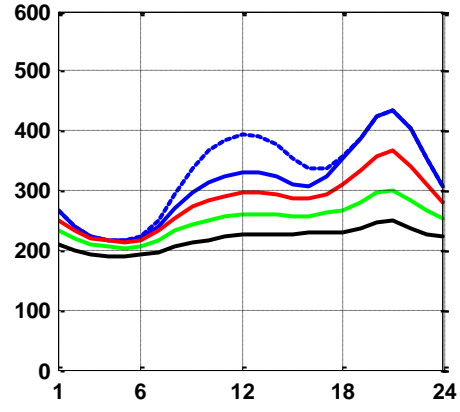
Η επίδραση της ένταξης ΥΒΣ αυξανόμενου μεγέθους στην μέση ημερήσια καμπύλη για ολόκληρο το έτος και για κάθε εποχή χωριστά φαίνεται στο Σχήμα 4.11. Με διακεκομμένη μπλε γραμμή σημειώνεται η περίπτωση ημερήσιας καμπύλης για θεώρηση μηδενικής διείσδυσης Φ/Β ισχύος και ΥΒΣ. Μελετάται η περίπτωση ένταξης ΥΒΣ συνολικής ισχύος 0, 75, 150 και 225 MW ενώ ταυτόχρονα έχει θεωρηθεί σταθερή Φ/Β διείσδυση ισχύος 100 MW. Ο συνδυασμός Φ/Β και υβριδικών σταθμών οδηγεί σε σημαντική εξομάλυνση των αιχμών της ημερήσιας καμπύλης φορτίου.



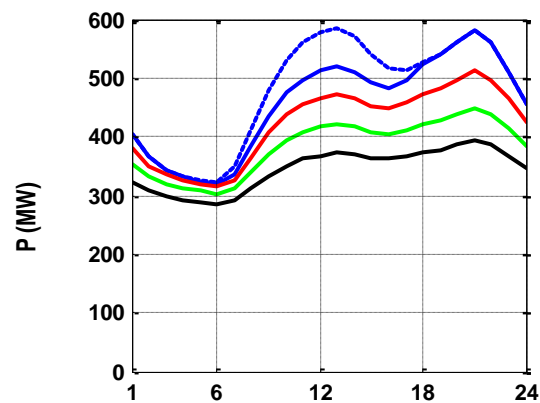
(α)



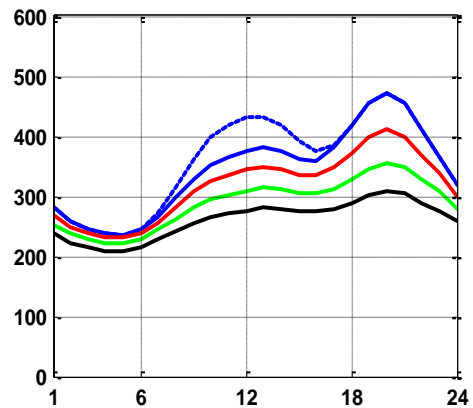
(β)



(γ)



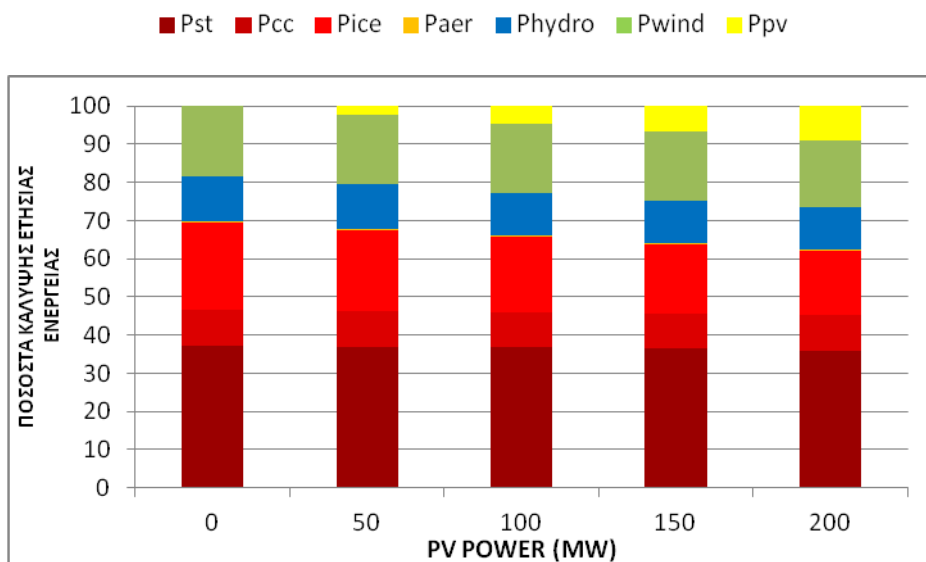
(δ)



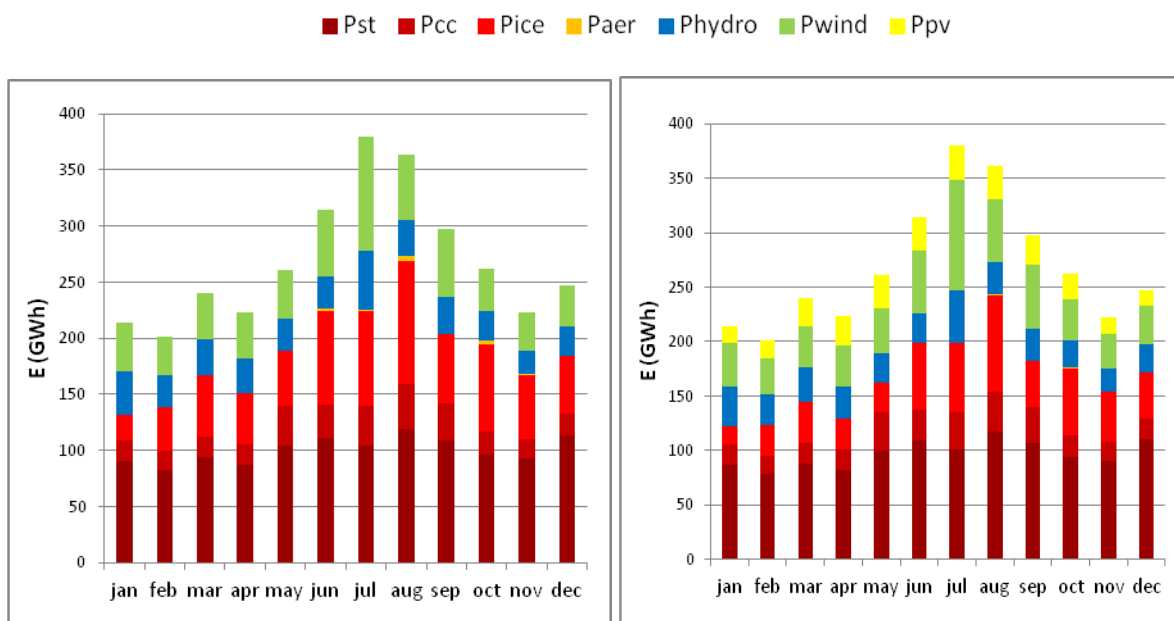
(ε)

Σχήμα 4.11. Μεταβολή της μέσης ημερήσιας καμπύλης φορτίου με ενσωματωμένη τη παραγωγή Φ/Β σταθμών εγκατεστημένης ισχύος 100 MW και την προγραμματισμένη ισχύ παραγωγής ΥΒΣ εγγυημένης ισχύος 0-225 MW (έτος 2015). (α) Συνολικό έτος, (β) Μήνες Χειμώνα, (γ) Μήνες Άνοιξης, (δ) Μήνες Καλοκαιριού, (ε) Μήνες Φθινοπώρου.

Στα Σχήματα 4.12 και 4.13 παρουσιάζεται, τέλος, η κάλυψη της ετήσιας ενέργειας φορτίου για αυξανόμενη διείσδυση Φ/Β ισχύος από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής (ατμοηλεκτρικές μονάδες, συνδυασμένου κύκλου, νηζελογεννήτριες και αεριοστροβλικές μονάδες), τα Φ/Β, τον ΥΒΣ και τα Α/Π εκτός ΥΒΣ, σε ετήσια και σε μηνιαία βάση. Η Φ/Β παραγωγή υποκαθιστά, όπως φαίνεται, την ενέργεια των αεριοστροβλικών μονάδων και των νηζελογεννητριών, αλλά και του συνδυασμένου κύκλου, επιδρώντας ταυτόχρονα ελαφρώς στην αιολική παραγωγή. Πλεονέκτημα της Φ/Β παραγωγής αποτελεί το γεγονός ότι ακολουθεί την εποχική ζήτηση ηλεκτρισμού, αφού οι αιχμές της εγχεόμενης Φ/Β παραγωγής συμπίπτουν με την σημειούμενη αύξηση της ζήτησης στα εξεταζόμενα νησιά κατά τους θερινούς μήνες.



Σχήμα 4.12. Κρήτη- Έτος 2015- ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 250 MW. Μεταβολή των ποσοστών συμμετοχής των συμβατικών μονάδων, του ΥΒΣ, των αιολικών και Φ/Β σταθμών στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης, για αυξανόμενη διείσδυση Φ/Β ισχύος.



Σχήμα 4.13. Κρήτη- Έτος 2015- ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 250 MW. Μεταβολή της συμμετοχής των συμβατικών μονάδων, του ΥΒΣ, των αιολικών και Φ/Β σταθμών στην κάλυψη της ζήτησης φορτίου για κάθε μήνα για Φ/Β διείσδυση 0 και 200 MW.

4.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στην παράγραφο αυτή ποσοτικοποιούνται ενεργειακές και οικονομικές επιπτώσεις που έχει η Φ/Β διείσδυση σε ετήσια βάση στη λειτουργία του συστήματος. Εξετάζονται διάφορα σενάρια εγκατεστημένης ισχύος Α/Π και Φ/Β ενώ το 2015 μελετάται ακόμη η ένταξη ΥΒΣ. Η Φ/Β ισχύς μεταβάλλεται παραμετρικά στο διάστημα 0-200 MW, με βήμα 25 MW. Το 2011 η αιολική ισχύς λαμβάνεται αρχικά ίση με την προβλεφθείσα εγκατεστημένη του νησιού, 192.2 MW, και έπειτα ίση με την αδειοδοτημένη ισχύ, 220 MW (Πίνακες 4.1 και 4.2). Το 2015 εξετάζεται η περίπτωση αδειοδοτημένης αιολικής ισχύος και αυξημένης διείσδυσης ισχύος 250 MW (Πίνακες 4.3 και 4.4). Οι ενταγμένοι ΥΒΣ το 2015 είναι συνολικής ισχύος 75 και 150 MW. Τα αποτελέσματα με ένταξη ΥΒΣ παρουσιάζονται στους Πίνακες 4.5 – 4.8.

Εξετάζοντας τους πίνακες, παρατηρείται για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ότι οι ΣΑΩΛ των αιολικών πάρκων είναι μειωμένες κατά μέσο όρο 2.5% για Φ/Β ισχύ 100 MW, ενώ διείσδυση διπλάσιας Φ/Β ισχύος προκαλεί μείωση της τάξης του 8% στις ΣΑΩΛ, σε σχέση με την κατάσταση μηδενικής διείσδυσης Φ/Β. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών μειώνεται κατά 0.3% για ισχύ Φ/Β 100 MW και κατά 1.2% για διείσδυση Φ/Β ίση με 200 MW. Οι σχετικά μικρές επιπτώσεις που έχει η Φ/Β διείσδυση στην αιολική παραγωγή και για τα δυο εξεταζόμενα έτη οφείλονται στην επικράτηση του δυναμικού περιορισμού στο σύστημα της Κρήτης για το μεγαλύτερο ποσοστό του έτους. Έτσι, οι επιδράσεις για Φ/Β ισχύ 100 MW είναι μάλλον αμελητέες. Μεγαλύτερες Φ/Β διεισδύσεις, έως τα 200 MW, ισχυροποιούν την επίδραση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και οδηγούν σε αύξηση της απορριπτόμενης αιολικής παραγωγής και άρα μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π, η οποία δεν είναι πάντως ιδιαίτερα σημαντική.

Από τους πίνακες συνάγεται επίσης ότι η ένταξη ΥΒΣ επηρεάζει ελαφρώς τους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών πάρκων. Συγκεκριμένα, για μηδενική διείσδυση Φ/Β ισχύος η ένταξη ΥΒΣ συνδέεται με μικρή αύξηση της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα, δηλαδή με μικρή αύξηση των ΣΑΩΛ των Α/Π. Αυτό ανάγεται στα θεωρηθέντα χαμηλότερα τεχνικά ελάχιστα των υδροστροβίλων σε σχέση με τις υποκαθιστάμενες συμβατικές μονάδες παραγωγής και οδηγεί σε μικρή αύξηση (0.02%) του συντελεστή χρησιμοποίησης των πάρκων στην περίπτωση ΥΒΣ ισχύος 75 MW. Ο μεγάλος ΥΒΣ προκαλεί τελικά μικρή μείωση (0.06%) του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π. Η επίπτωση στον συντελεστή χρησιμοποίησης εντοπίζεται κάποιες ώρες χαμηλού φορτίου, όπου πέραν των συνεχώς ενταγμένων θερμικών μονάδων (ατμοστρόβιλοι και συνδυασμένος κύκλος) εντάσσονται επίσης και υδροστρόβιλοι των ΥΒΣ, αναλαμβάνοντας μέρος του φορτίου τουλάχιστον ίσο με τα τεχνικά τους ελάχιστα. Έτσι, προκαλείται αύξηση των απορρίψεων λόγω τεχνικού περιορισμού στη βραδυνή κοιλάδα φορτίου, η οποία πάντως είναι αμελητέα.

Ακόμα, η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος του νησιού προκαλεί κάποια επίπτωση στη λειτουργία των ΥΒΣ, διότι υποχρεώνει τους υδροστροβίλους του ΥΒΣ σε μεγαλύτερες και συχνότερες υποφορτίσεις για παροχή στρεφόμενης εφεδρείας στα αιολικά εκτός ΥΒΣ. Έτσι, για εγκατεστημένη αιολική ισχύ 250 MW στο νησί προκύπτει μια μικρή μείωση κατά περίπου 1.3% των εσόδων του ΥΒΣ των 75 MW και κατά 0.7% για τον ΥΒΣ 150 MW, σε σχέση με την περίπτωση των 220 MW αιολικής ισχύος.

Η παραγωγή των ΥΒΣ επηρεάζεται επίσης και από τη Φ/Β διείσδυση, όπως φαίνεται από τους Πίνακες 4.5α-4.8α (ποσοστά κάλυψης της ζήτησης). Αυξανόμενη της Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος, παρατηρείται μείωση της παραγωγής του ΥΒΣ και κατ' επέκταση των εσόδων του, γεγονός που ανάγεται στο αυξανόμενο μέρος του φορτίου που καλύπτεται άνευ περιορισμών από τη Φ/Β παραγωγή. Έτσι, Φ/Β διείσδυση 100 MW οδηγεί σε μείωση κατά 4.5% των συνολικών εσόδων των ΥΒΣ ισχύος 75 MW, ενώ διπλάσια Φ/Β ισχύς οδηγεί σε μέγιστες μειώσεις έως 7%. Η Φ/Β διείσδυση φαίνεται να έχει μικρότερη επίπτωση στα έσοδα του μεγάλου ΥΒΣ με μέγιστη συνολική μείωση της

τάξης του 5%, λόγω της σχετικά μεγαλύτερης παραγωγής του στη βραδυνή αιχμή, κατά την οποία δεν υφίσταται Φ/Β διείσδυση -αφού ο προγραμματισμός της παραγωγής του ΥΒΣ πραγματοποιείται με βάση την αναμενόμενη καμπύλη «φαινόμενου» φορτίου της επόμενης ημέρας.

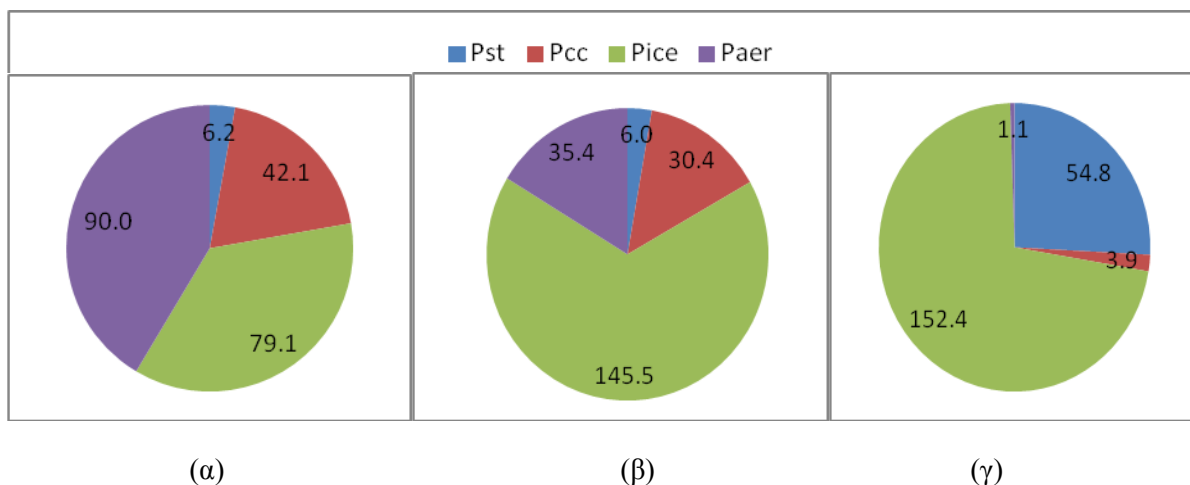
Πάρα τις όποιες επιπτώσεις στους αιολικούς και υβριδικούς σταθμούς αυτό που πρέπει να τονιστεί είναι ότι η εγγεόμενη Φ/Β παραγωγή συμβάλλει στην αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο νησί και στο συνακόλουθο περιορισμό της παραγωγής των συμβατικών μονάδων. Όπως φαίνεται από τα ποσοστά κάλυψης της ζήτησης σε όλους τους πίνακες, η συμμετοχή της ενέργειας ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου αυξάνεται κατά 4.0-4.5% ανά 100 MW εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος. Αυξημένες κατά μία ποσοστιαία μονάδα εμφανίζονται επίσης οι διεισδύσεις της ενέργειας ΑΠΕ στα σενάρια υψηλής αιολικής διείσδυσης, 220 MW για το έτος 2011 και 250 MW για το έτος 2015, όπως φαίνεται στους πίνακες 4.2α, 4.4α, 4.7α και 4.8α, για όλες τις εξεταζόμενες Φ/Β διεισδύσεις. Ενδεικτικά, η συμμετοχή της παραγωγής ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου για 100 MW Φ/Β υπερβαίνει το 20% (21.5% και 22.5%, για τα σενάρια υψηλής και χαμηλής αιολικής διείσδυσης), ενώ για 200 MW Φ/Β υπερβαίνει το 25% σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Σε αυτή τη διείσδυση ΑΠΕ πρέπει να προστεθεί και η συμβολή των ΥΒΣ, η οποία είναι της τάξης του 5.5-6% για σταθμούς εγγυημένης ισχύος 75 MW και περίπου διπλάσια για εγγυημένη ισχύ 150 MW.

Ένα ακόμη θέμα που εξετάστηκε αναλυτικά κατά την προσομοίωση του συστήματος του νησιού είναι οι περιπτώσεις εμφάνισης απορρίψεων φορτίου, οι οποίες μπορεί να προκύψουν σε απότομες μειώσεις της παραγωγής ΑΠΕ, για τις οποίες δεν τηρείται επαρκής στρεφόμενη εφεδρεία. Η πολιτική ένταξης των μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή σε συνδυασμό με την τήρηση εφεδρείας για το 80% της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής συνέβαλαν τελικά στην ουσιαστική εκμηδένιση του απορριπτόμενου φορτίου για όλες τις εξεταζόμενες διεισδύσεις Φ/Β ισχύος, όπως διαπιστώνεται και από τους παρακάτω πίνακες.

Από τους πίνακες των οικονομικών μεγεθών προκύπτει ότι η διείσδυση Φ/Β μειώνει το συνολικό μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων, αφού μειώνει την παραγωγή τους, όπως εξάλλου αναμενόταν. Εντούτοις, αυτό που έχει μεγαλύτερη σημασία είναι το μέσο μεταβλητό κόστος των θερμικών μονάδων (€/MWh). Το έτος 2011 και για τα δύο σενάρια αιολικής διείσδυσης σημειώνεται μικρή μείωση του μέσου κόστους των μονάδων κατά 1% για Φ/Β διείσδυση 100 MW. Η μείωση αυτή οφείλεται στην υποκατάσταση, μέσω της Φ/Β παραγωγής, συμβατικής ενέργειας ακριβών μονάδων diesel (αεριοστροβίλων και του συνδυασμένου κύκλου). Για Φ/Β ισχύ 200 MW η μείωση αυτή διατηρείται στα ίδια επίπεδα επειδή η περαιτέρω υποκατάσταση ακριβής ενέργειας αεριοστροβιλικών μονάδων αντισταθμίζεται από τη μικρή αύξηση της μέσης φόρτισης αυτών σε επίπεδα με υψηλότερες ενεργειακές καταναλώσεις. Το έτος 2015, η σύνθεση του σταθμού παραγωγής μεταβάλλεται και περιλαμβάνει δύο νέες μονάδες με καύσιμο μαζούτ, γεγονός που περιορίζει σημαντικά την παραγωγή των ακριβών μονάδων αιχμής του συστήματος. Έτσι, η Φ/Β παραγωγή συνδέεται περισσότερο με μείωση της μέσης φόρτισης των μονάδων και συνακόλουθη μικρή αύξηση του μέσου κόστους των θερμικών μονάδων. Οι παρατηρούμενες αυξήσεις είναι της τάξης του 0.3-1.2% για Φ/Β ισχύ 100 MW και 1.2-2.2% για διπλάσια διείσδυση Φ/Β ισχύος. Οι μεγαλύτερες τιμές αυξήσεων αφορούν στις περιπτώσεις ένταξης ΥΒΣ, ο οποίος υποχρεώνει τις συμβατικές μονάδες σε ακόμη μεγαλύτερες υποφορτίσεις, ώστε να παρέχεται κατά προτεραιότητα από αυτές η απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος.

Στο ακόλουθο σχήμα δίνεται η κατανομή της υποκαθιστάμενης συμβατικής ενέργειας από τη Φ/Β παραγωγή κατά το 2011 και κατά το 2015 με και χωρίς ΥΒΣ. Κατά το έτος 2011 η Φ/Β παραγωγή υποκαθιστά κατά βάση ενέργεια ακριβών μονάδων, αεριοστροβίλων και συνδυασμένου κύκλου. Κατά το έτος 2015 παρατηρείται μείωση της υποκαθιστάμενης ενέργειας των αεριοστροβιλικών μονάδων, γεγονός που οφείλεται στην σημαντική μείωση της παραγωγής τους λόγω της νέας σύνθεσης του σταθμού, όπως αναφέρθηκε παραπάνω. Έτσι, η Φ/Β παραγωγή υποκαθιστά ενέργεια συνδυασμένου

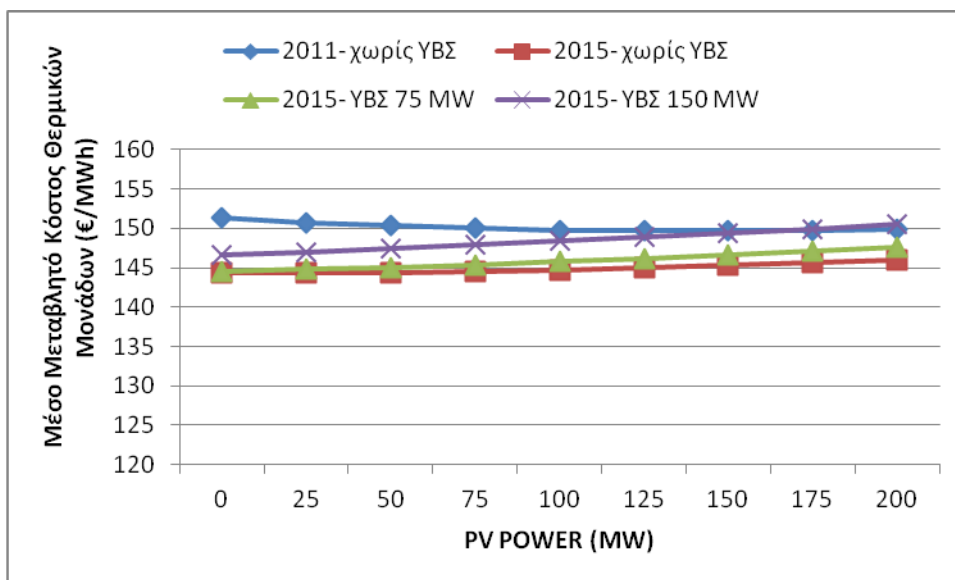
κύκλου και νηξελογεννητριών. Η ένταξη ΥΒΣ ελαχιστοποιεί περαιτέρω την παραγόμενη ενέργεια μονάδων αιχμής (συνδυασμένος κύκλος και αεριοστρόβιλοι), ώστε η εγχεόμενη Φ/Β ενέργεια υποκαθιστά κατά βάση ενέργεια νηξελογεννητριών.



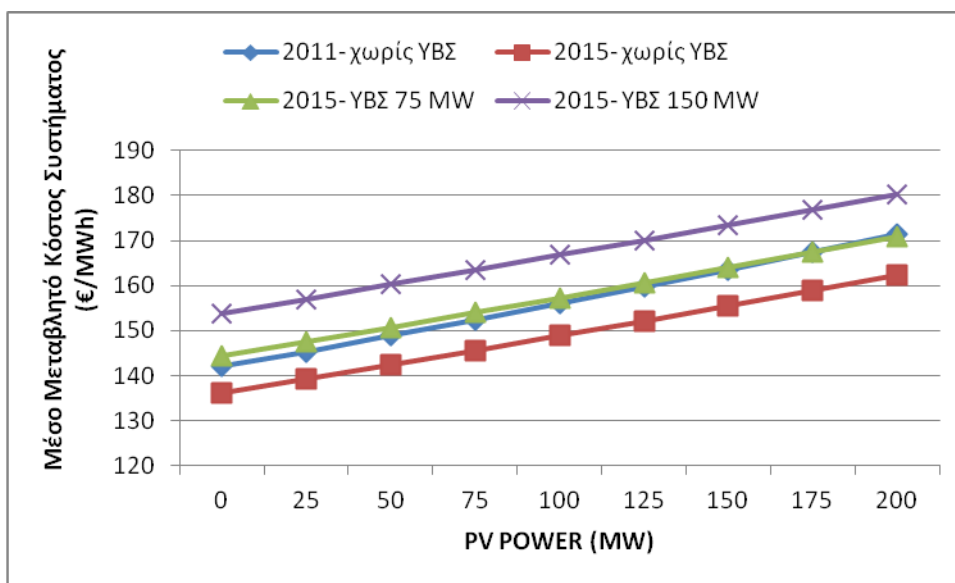
Σχήμα 4.14. Κατανομή της υποκαθιστάμενης συμβατικής ενέργειας στο σύστημα της Κρήτης για διείσδυση Φ/Β ισχύος 150 MW, σε σχέση με την κατάσταση μηδενικής Φ/Β διείσδυσης (α) το έτος 2011 (β) το έτος 2015 (γ) το έτος 2015 με ΥΒΣ 150 MW. Σε κάθε σημείο σημειώνεται η τιμή της υποκαθιστάμενης ενέργειας (GWh) από τη Φ/Β παραγωγή.

Σε κάθε περίπτωση πάντως, παρά τη μικρή επίπτωση στο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων, το συνολικό κόστος παραγωγής του όλου συστήματος της Κρήτης αυξάνεται με τη Φ/Β διείσδυση, λόγω της υψηλής τιμολόγησης της Φ/Β ενέργειας. Έτσι, και για τα δύο εξεταζόμενα έτη, θεώρηση 100 MW Φ/Β ισχύος συνδέεται με αύξηση του κόστους παραγωγής του συστήματος κατά 10% σε σχέση με τη μηδενική Φ/Β διείσδυση, ενώ διπλάσια διείσδυση Φ/Β οδηγεί σε διπλασιασμό των αυξήσεων του κόστους. Το έτος 2015, πέρα από την αύξηση που επιφέρει η τιμολόγηση της Φ/Β παραγωγής, υπεισέρχεται επίσης και αύξηση του κόστους εξαιτίας των ενταγμένων ΥΒΣ, λόγω της αποζημίωσης που αυτοί λαμβάνουν για την παραγωγή ενέργειας και τη διαθεσιμότητα ισχύος τους. Η αύξηση του κόστους που συνδέεται με την ένταξη των ΥΒΣ υπολογίζεται σε περίπου 6 ποσοστιαίες μονάδες για ΥΒΣ 75 MW και σε 13 μονάδες για ΥΒΣ 150 MW, λαμβάνοντας υπόψη και την αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος των ΥΒΣ. Ενδεικτικά, για αιολική ισχύ 220 MW και μηδενική Φ/Β διείσδυση, η ένταξη ΥΒΣ 75 MW αυξάνει το συνολικό κόστος του συστήματος από 439.22 Μ€ σε 466.29 Μ€, ενώ για ΥΒΣ 150 MW το συνολικό κόστος υπολογίζεται σε 496.55 Μ€.

Στα Σχήματα 4.15 και 4.16 απεικονίζονται οι μεταβολές του μέσου κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων και του συστήματος συνολικά όσο αυξάνεται η Φ/Β διείσδυση. Η αιολική ισχύς έχει θεωρηθεί σταθερή σε κάθε έτος και ίση με 220 MW το 2011 και 250 MW το 2015.



Σχήμα 4.15. Μεταβολή του μέσου μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων της Κρήτης αυξανόμενης της Φ/Β διείσδυσης κατά τα δύο εξεταζόμενα έτη: 2011 με Α/Π 220 MW και 2015 με Α/Π 250 MW.



Σχήμα 4.16. Μεταβολή του μέσου μεταβλητού κόστους του συστήματος της Κρήτης αυξανόμενης της Φ/Β διείσδυσης κατά τα δύο εξεταζόμενα έτη: 2011 με Α/Π 220 MW και 2015 με Α/Π 250 MW.

Πίνακας 4.1α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Α/Π 192 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτόμενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
0 MW	2558.54	516.78	30.69	120.21	5433.42	0.00	83.20	16.80	0.00	0.00
25 MW	2522.79	516.30	30.67	120.69	5422.19	36.23	82.03	16.79	1.18	0.00
50 MW	2487.39	515.48	30.62	121.51	5399.51	72.45	80.88	16.76	2.36	0.00
75 MW	2452.73	513.91	30.52	123.08	5365.58	108.68	79.76	16.71	3.53	0.00
100 MW	2418.91	511.50	30.38	125.48	5314.49	144.90	78.66	16.63	4.71	0.00
125 MW	2386.24	507.94	30.17	129.04	5251.39	181.13	77.59	16.52	5.89	0.00
150 MW	2353.86	504.10	29.94	132.89	5175.10	217.36	76.54	16.39	7.07	0.00
175 MW	2322.08	499.65	29.68	137.34	5087.86	253.58	75.51	16.25	8.25	0.00
200 MW	2291.05	494.46	29.37	142.53	4994.53	289.81	74.50	16.08	9.42	0.00

Πίνακας 4.1β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Α/Π 192 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€		
0 MW	348.61	27.17	10.23	386.01	150.87	51.39	0.00	437.41	142.23
25 MW	342.39	26.82	10.09	379.29	150.35	51.35	17.03	447.67	145.57
50 MW	336.49	26.48	9.95	372.92	149.92	51.26	34.05	458.23	149.00
75 MW	331.04	26.15	9.81	367.00	149.63	51.11	51.08	469.19	152.56
100 MW	325.87	25.82	9.68	361.37	149.39	50.87	68.10	480.35	156.19
125 MW	321.06	25.51	9.54	356.11	149.23	50.51	85.13	491.76	159.90
150 MW	316.67	25.21	9.42	351.29	149.24	50.13	102.16	503.58	163.75
175 MW	312.51	24.91	9.29	346.71	149.31	49.69	119.18	515.58	167.65
200 MW	308.58	24.62	9.16	342.36	149.43	49.17	136.21	527.75	171.61

Πίνακας 4.2α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Α/Π 220 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτόμενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
0 MW	2525.22	550.10	28.54	179.02	4754.65	0.00	82.11	17.89	0.00	0.00
25 MW	2489.55	549.54	28.52	179.58	4744.48	36.23	80.95	17.87	1.18	0.00
50 MW	2454.18	548.68	28.47	180.44	4725.28	72.45	79.80	17.84	2.36	0.00
75 MW	2419.37	547.27	28.40	181.85	4697.23	108.68	78.67	17.80	3.53	0.00
100 MW	2385.66	544.75	28.27	184.37	4654.15	144.90	77.57	17.71	4.71	0.00
125 MW	2353.05	541.14	28.08	187.98	4600.45	181.13	76.51	17.60	5.89	0.00
150 MW	2320.89	537.07	27.87	192.05	4535.79	217.36	75.47	17.46	7.07	0.00
175 MW	2289.74	532.00	27.60	197.12	4459.74	253.58	74.46	17.30	8.25	0.00
200 MW	2259.02	526.49	27.32	202.63	4381.44	289.81	73.46	17.12	9.42	0.00

Πίνακας 4.2β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Α/Π 220 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€		
0 MW	345.10	26.85	10.10	382.05	151.30	54.71	0.00	436.76	142.02
25 MW	338.90	26.51	9.96	375.36	150.77	54.65	17.03	447.04	145.36
50 MW	333.02	26.17	9.82	369.00	150.36	54.57	34.05	457.62	148.80
75 MW	327.54	25.83	9.68	363.05	150.06	54.43	51.08	468.56	152.36
100 MW	322.31	25.51	9.54	357.36	149.80	54.18	68.10	479.64	155.97
125 MW	317.55	25.20	9.41	352.16	149.66	53.82	85.13	491.10	159.69
150 MW	313.21	24.90	9.28	347.40	149.68	53.41	102.16	502.96	163.55
175 MW	309.09	24.61	9.16	342.86	149.74	52.91	119.18	514.95	167.44
200 MW	305.22	24.32	9.04	338.58	149.88	52.36	136.21	527.15	171.41

Πίνακας 4.3α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρόβιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτόμενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
0 MW	2660.58	563.69	29.25	165.43	4940.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	82.52	17.48	0.00	0.00
25 MW	2625.29	562.75	29.20	166.37	4918.82	36.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	81.42	18.58	0.00	0.00
50 MW	2590.64	561.18	29.12	167.94	4886.12	72.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	80.35	19.65	0.00	0.00
75 MW	2556.68	558.91	29.00	170.21	4845.95	108.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	79.29	20.71	0.00	0.00
100 MW	2523.41	555.95	28.85	173.17	4796.44	144.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	78.26	21.74	0.00	0.00
125 MW	2490.07	553.07	28.70	176.05	4742.72	181.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	77.23	22.77	0.00	0.00
150 MW	2457.81	549.10	28.49	180.02	4678.85	217.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.23	23.77	0.00	0.00
175 MW	2425.71	544.97	28.28	184.15	4611.41	253.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	75.23	24.77	0.00	0.00
200 MW	2394.85	539.61	28.00	189.51	4536.19	289.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	74.28	25.72	0.00	0.00

Πίνακας 4.3β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW .

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
0 MW	332.86	39.66	10.64	383.16	144.01	56.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	439.22	439.22	136.22
25 MW	328.41	39.19	10.50	378.11	144.03	55.97	15.21	0.00	0.00	0.00	0.00	449.29	449.29	139.35
50 MW	324.19	38.74	10.36	373.30	144.10	55.81	30.43	0.00	0.00	0.00	0.00	459.54	459.54	142.52
75 MW	320.20	38.30	10.23	368.72	144.22	55.58	45.64	0.00	0.00	0.00	0.00	469.95	469.95	145.75
100 MW	316.43	37.86	10.09	364.39	144.40	55.29	60.86	0.00	0.00	0.00	0.00	480.54	480.54	149.04
125 MW	312.89	37.44	9.96	360.29	144.69	55.00	76.07	0.00	0.00	0.00	0.00	491.37	491.37	152.40
150 MW	309.50	37.02	9.83	356.35	144.99	54.61	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	502.25	502.25	155.77
175 MW	306.19	36.60	9.70	352.50	145.32	54.20	106.50	0.00	0.00	0.00	0.00	513.20	513.20	159.17
200 MW	303.10	36.20	9.58	348.89	145.68	53.66	121.72	0.00	0.00	0.00	0.00	524.27	524.27	162.60

Πίνακας 4.4α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρόβιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτόμενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
0 MW	2630.35	593.92	27.12	234.63	4357.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	81.58	18.42	0.00	0.00
25 MW	2595.06	592.98	27.08	235.56	4338.49	36.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	80.49	19.51	0.00	0.00
50 MW	2560.34	591.47	27.01	237.07	4310.62	72.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	79.41	20.59	0.00	0.00
75 MW	2526.21	589.38	26.91	239.16	4276.91	108.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	78.35	21.65	0.00	0.00
100 MW	2492.74	586.63	26.79	241.92	4236.06	144.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	77.31	22.69	0.00	0.00
125 MW	2459.89	583.25	26.63	245.29	4187.94	181.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.29	23.71	0.00	0.00
150 MW	2427.60	579.31	26.45	249.23	4133.27	217.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	75.29	24.71	0.00	0.00
175 MW	2395.73	574.96	26.25	253.58	4076.22	253.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	74.30	25.70	0.00	0.00
200 MW	2365.49	568.97	25.98	259.58	4011.16	289.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	73.37	26.63	0.00	0.00

Πίνακας 4.4β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
0 MW	329.78	39.23	10.52	379.54	144.29	59.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	438.61	438.61	136.03
25 MW	325.31	38.77	10.38	374.47	144.30	58.97	15.21	0.00	0.00	0.00	0.00	448.66	448.66	139.15
50 MW	321.11	38.32	10.24	369.68	144.39	58.82	30.43	0.00	0.00	0.00	0.00	458.93	458.93	142.34
75 MW	317.09	37.88	10.10	365.08	144.52	58.61	45.64	0.00	0.00	0.00	0.00	469.33	469.33	145.56
100 MW	313.33	37.44	9.97	360.74	144.72	58.34	60.86	0.00	0.00	0.00	0.00	479.94	479.94	148.85
125 MW	309.83	37.02	9.84	356.69	145.00	58.00	76.07	0.00	0.00	0.00	0.00	490.77	490.77	152.21
150 MW	306.45	36.60	9.71	352.76	145.31	57.61	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	501.66	501.66	155.59
175 MW	303.17	36.19	9.58	348.93	145.65	57.18	106.50	0.00	0.00	0.00	0.00	512.62	512.62	158.99
200 MW	300.16	35.79	9.46	345.42	146.02	56.58	121.72	0.00	0.00	0.00	0.00	523.72	523.72	162.43

Πίνακας 4.5α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW – ΥΒΣ 75 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατι-κές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμε-νη ενέργεια	Παραγόμε-νη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμε-νη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμε-νη ενέργεια	Παραγόμε-νη αιολική ενέργεια	Απορριπτόμε-νη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρόβιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατι-κές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτό-μενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
0 MW	2462.47	564.10	29.27	165.02	4943.87	0.00	275.19	57.98	31.41	178.27	255.75	0.15	76.37	17.50	6.13	0.00
25 MW	2429.10	563.38	29.23	165.74	4922.18	36.23	271.85	61.32	31.03	175.52	251.80	0.09	75.34	18.60	6.07	0.00
50 MW	2396.35	562.46	29.19	166.66	4892.59	72.45	267.87	65.29	30.58	172.23	247.09	0.05	74.32	19.69	5.99	0.00
75 MW	2364.48	560.91	29.10	168.21	4855.55	108.68	263.76	69.40	30.11	169.24	242.81	0.04	73.33	20.77	5.90	0.00
100 MW	2332.18	559.20	29.02	169.92	4818.02	144.90	260.51	72.66	29.74	166.84	239.36	0.03	72.33	21.84	5.83	0.00
125 MW	2300.44	556.65	28.88	172.47	4768.84	181.13	257.88	75.29	29.44	165.26	237.09	0.03	71.35	22.88	5.77	0.00
150 MW	2268.95	553.30	28.71	175.82	4712.02	217.36	255.99	77.18	29.22	164.08	235.39	0.03	70.37	23.90	5.73	0.00
175 MW	2238.37	548.77	28.47	180.35	4644.33	253.58	254.36	78.81	29.04	162.90	233.71	0.03	69.42	24.88	5.69	0.00
200 MW	2207.99	543.37	28.19	185.75	4567.87	289.81	253.62	79.54	28.95	162.24	232.76	0.03	68.48	25.84	5.68	0.00

Πίνακας 4.5β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW – ΥΒΣ 75 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
0 MW	308.42	37.07	9.85	355.34	144.30	56.10	0.00	45.40	-0.07	9.53	54.85	456.76	466.29	144.62
25 MW	304.66	36.64	9.72	351.02	144.51	56.03	15.21	44.82	-0.04	9.53	54.30	467.04	476.57	147.81
50 MW	301.09	36.22	9.59	346.90	144.76	55.94	30.43	44.15	-0.03	9.53	53.65	477.39	486.92	151.02
75 MW	297.75	35.81	9.46	343.03	145.07	55.78	45.64	43.47	-0.02	9.53	52.98	487.91	497.43	154.28
100 MW	294.48	35.40	9.33	339.20	145.45	55.61	60.86	42.93	-0.01	9.53	52.45	498.60	508.12	157.59
125 MW	291.32	34.99	9.20	335.51	145.85	55.36	76.07	42.50	-0.01	9.53	52.01	509.43	518.96	160.95
150 MW	288.25	34.58	9.08	331.91	146.28	55.03	91.29	42.19	-0.01	9.53	51.70	520.40	529.92	164.35
175 MW	285.23	34.19	8.95	328.37	146.70	54.57	106.50	41.92	-0.01	9.53	51.43	531.35	540.88	167.75
200 MW	282.34	33.79	8.83	324.97	147.18	54.04	121.72	41.80	-0.01	9.53	51.31	542.51	552.04	171.21

Πίνακας 4.6α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW – ΥΒΣ 150 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστροβίλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτόμενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
0 MW	2282.02	562.74	29.20	166.38	4948.33	0.00	533.44	49.60	34.80	355.37	509.31	0.41	70.78	17.45	11.77	0.00
25 MW	2248.86	562.11	29.17	167.01	4929.37	36.23	528.62	54.42	34.48	350.05	501.60	0.34	69.75	18.56	11.69	0.00
50 MW	2216.06	561.28	29.12	167.84	4900.48	72.45	524.13	58.92	34.19	345.60	495.24	0.26	68.73	19.65	11.61	0.00
75 MW	2183.96	559.61	29.04	169.51	4866.97	108.68	519.76	63.28	33.90	341.15	488.89	0.19	67.73	20.73	11.54	0.00
100 MW	2152.58	557.40	28.92	171.72	4825.11	144.90	515.34	67.71	33.62	336.94	482.89	0.14	66.76	21.78	11.46	0.00
125 MW	2122.28	554.07	28.75	175.05	4771.82	181.13	511.17	71.87	33.34	333.23	477.60	0.11	65.82	22.80	11.38	0.00
150 MW	2091.83	550.12	28.54	179.00	4714.14	217.36	508.33	74.71	33.16	330.82	474.19	0.10	64.88	23.80	11.32	0.00
175 MW	2061.67	545.63	28.31	183.49	4645.56	253.58	505.92	77.12	33.00	328.81	471.34	0.09	63.94	24.79	11.27	0.00
200 MW	2032.43	539.99	28.02	189.13	4570.63	289.81	504.02	79.03	32.88	327.58	469.56	0.09	63.04	25.74	11.23	0.00

Πίνακας 4.6β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW – ΥΒΣ 150 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
0 MW	289.79	34.74	9.13	333.66	146.21	55.96	0.00	88.27	-0.39	19.05	106.93	477.50	496.55	154.00
25 MW	286.35	34.32	9.00	329.67	146.59	55.90	15.21	87.43	-0.31	19.05	106.16	487.90	506.95	157.23
50 MW	283.06	33.89	8.86	325.82	147.02	55.82	30.43	86.62	-0.24	19.05	105.43	498.45	517.50	160.50
75 MW	279.90	33.48	8.74	322.12	147.49	55.65	45.64	85.85	-0.17	19.05	104.72	509.09	528.14	163.80
100 MW	276.78	33.07	8.61	318.46	147.95	55.43	60.86	85.07	-0.12	19.05	104.00	519.70	538.75	167.09
125 MW	273.85	32.68	8.49	315.01	148.43	55.10	76.07	84.36	-0.10	19.05	103.31	530.45	549.50	170.43
150 MW	270.90	32.28	8.37	311.55	148.94	54.71	91.29	83.88	-0.09	19.05	102.84	541.34	560.39	173.80
175 MW	268.00	31.89	8.25	308.13	149.46	54.26	106.50	83.47	-0.08	19.05	102.44	552.29	571.34	177.20
200 MW	265.22	31.51	8.13	304.86	150.00	53.70	121.72	83.16	-0.08	19.05	102.13	563.36	582.41	180.63

Πίνακας 4.7α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW – ΥΒΣ 75 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρόβιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτόμενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
0 MW	2434.61	593.88	27.12	234.66	4358.71	0.00	271.61	61.56	31.01	174.46	250.29	0.16	75.51	18.42	6.07	0.00
25 MW	2401.04	593.30	27.09	235.24	4341.26	36.23	268.21	64.96	30.62	171.42	245.93	0.09	74.47	19.52	6.01	0.00
50 MW	2369.09	592.43	27.05	236.12	4314.86	72.45	263.04	70.13	30.03	167.36	240.10	0.06	73.48	20.62	5.90	0.00
75 MW	2336.91	591.16	26.99	237.39	4285.50	108.68	259.05	74.11	29.57	164.56	236.09	0.04	72.48	21.71	5.82	0.00
100 MW	2305.03	589.05	26.90	239.50	4251.43	144.90	255.97	77.19	29.22	162.63	233.32	0.03	71.49	22.76	5.75	0.00
125 MW	2273.66	586.56	26.78	241.99	4210.25	181.13	252.79	80.38	28.86	160.75	230.61	0.03	70.52	23.81	5.67	0.00
150 MW	2242.79	582.78	26.61	245.76	4159.31	217.36	250.77	82.39	28.63	159.74	229.16	0.03	69.56	24.82	5.62	0.00
175 MW	2212.01	578.20	26.40	250.35	4101.25	253.58	249.26	83.91	28.45	158.25	227.04	0.03	68.61	25.80	5.60	0.00
200 MW	2182.40	572.02	26.12	256.52	4036.71	289.81	248.69	84.48	28.39	157.94	226.59	0.03	67.69	26.73	5.58	0.00

Πίνακας 4.7β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW – ΥΒΣ 75 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
0 MW	305.60	36.68	9.74	352.01	144.59	59.06	0.00	44.81	-0.07	9.53	54.27	455.82	465.34	144.32
25 MW	301.82	36.25	9.60	347.67	144.80	59.00	15.21	44.23	-0.04	9.53	53.71	466.07	475.60	147.51
50 MW	298.35	35.84	9.48	343.66	145.06	58.92	30.43	43.37	-0.03	9.53	52.87	476.35	485.88	150.69
75 MW	295.02	35.43	9.35	339.79	145.40	58.79	45.64	42.70	-0.02	9.53	52.21	486.91	496.44	153.97
100 MW	291.77	35.02	9.22	336.01	145.77	58.58	60.86	42.19	-0.01	9.53	51.70	497.63	507.15	157.29
125 MW	288.65	34.61	9.09	332.36	146.18	58.33	76.07	41.67	-0.01	9.53	51.18	508.42	517.95	160.64
150 MW	285.61	34.22	8.97	328.80	146.60	57.96	91.29	41.33	-0.01	9.53	50.85	519.37	528.89	164.04
175 MW	282.59	33.82	8.85	325.25	147.04	57.50	106.50	41.09	-0.01	9.53	50.60	530.33	539.85	167.43
200 MW	279.80	33.43	8.73	321.97	147.53	56.89	121.72	40.99	-0.01	9.53	50.50	541.55	551.08	170.92

Πίνακας 4.8α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW – ΥΒΣ 150 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρόβιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτόμενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
0 MW	2254.07	592.55	27.06	235.99	4361.56	0.00	529.47	53.57	34.54	350.77	502.60	0.42	69.91	18.38	11.71	0.00
25 MW	2221.20	591.93	27.03	236.62	4345.35	36.23	524.78	58.26	34.23	346.30	496.16	0.34	68.89	19.48	11.63	0.00
50 MW	2187.93	590.86	26.98	237.68	4320.37	72.45	521.28	61.76	34.00	342.48	490.73	0.26	67.86	20.57	11.57	0.00
75 MW	2156.56	589.20	26.90	239.35	4290.59	108.68	515.89	67.16	33.65	337.21	483.26	0.19	66.89	21.64	11.47	0.00
100 MW	2125.81	586.78	26.79	241.76	4255.14	144.90	510.68	72.36	33.31	332.17	476.07	0.14	65.93	22.69	11.38	0.00
125 MW	2095.67	583.36	26.64	245.19	4208.03	181.13	506.36	76.68	33.03	328.30	470.55	0.11	65.00	23.71	11.29	0.00
150 MW	2065.69	579.15	26.45	249.39	4158.53	217.36	503.08	79.96	32.82	325.35	466.37	0.10	64.07	24.70	11.23	0.00
175 MW	2036.02	574.23	26.22	254.32	4099.58	253.58	500.77	82.27	32.67	323.69	464.02	0.10	63.15	25.67	11.18	0.00
200 MW	2006.93	568.33	25.95	260.22	4034.72	289.81	498.74	84.30	32.53	321.97	461.51	0.10	62.24	26.61	11.14	0.00

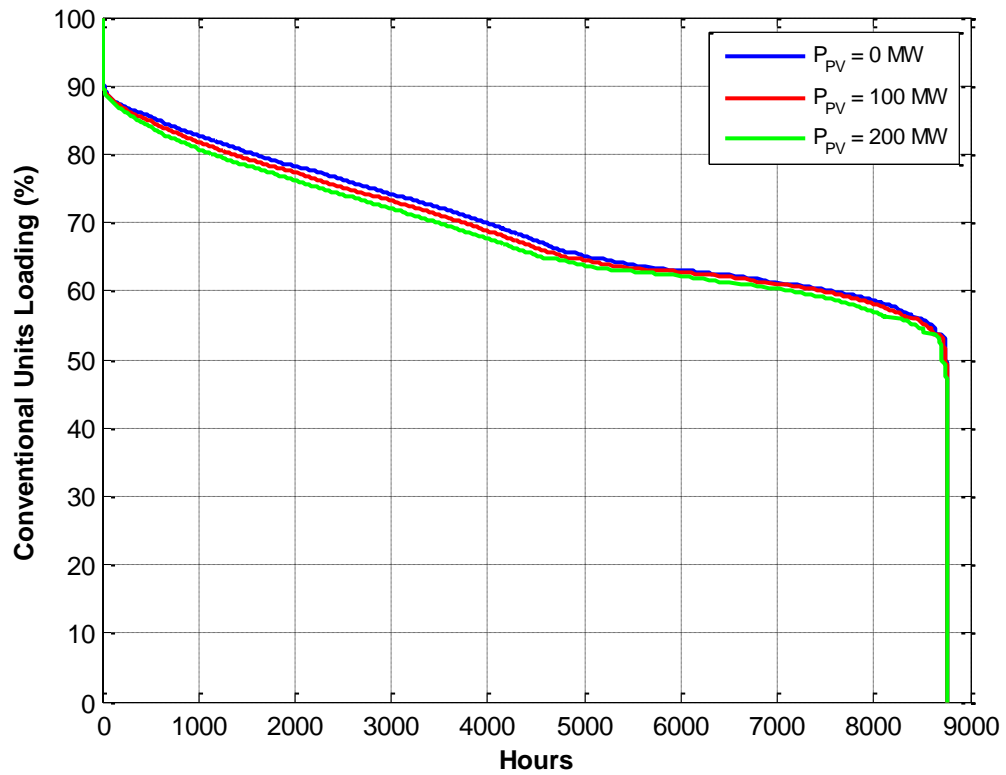
Πίνακας 4.8β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW – ΥΒΣ 150 MW

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
0 MW	287.06	34.36	9.02	330.43	146.59	58.93	0.00	87.64	-0.39	19.05	106.30	476.61	495.66	153.73
25 MW	283.66	33.94	8.88	326.48	146.98	58.87	15.21	86.81	-0.31	19.05	105.55	487.06	506.11	156.97
50 MW	280.34	33.51	8.75	322.60	147.44	58.76	30.43	86.16	-0.24	19.05	104.97	497.71	516.76	160.27
75 MW	277.25	33.11	8.63	318.98	147.91	58.60	45.64	85.21	-0.17	19.05	104.09	508.26	527.31	163.54
100 MW	274.20	32.70	8.50	315.40	148.37	58.36	60.86	84.31	-0.12	19.05	103.23	518.80	537.85	166.81
125 MW	271.28	32.31	8.38	311.98	148.87	58.01	76.07	83.57	-0.10	19.05	102.53	529.54	548.59	170.14
150 MW	268.37	31.92	8.26	308.55	149.37	57.60	91.29	83.02	-0.09	19.05	101.98	540.37	559.42	173.50
175 MW	265.53	31.54	8.14	305.21	149.90	57.11	106.50	82.63	-0.08	19.05	101.60	551.37	570.42	176.91
200 MW	262.79	31.16	8.03	301.97	150.46	56.52	121.72	82.30	-0.08	19.05	101.27	562.43	581.48	180.35

4.3 ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΗ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Στην ενότητα αυτή σχολιάζονται περαιτέρω οι επιπτώσεις της φωτοβολταϊκής διείσδυσης στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Κρήτης για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Στο Σχήμα 4.17 εικονίζεται η καμπύλη διάρκειας του ποσοστού φόρτισης των εκάστοτε εν λειτουργία θερμικών μονάδων, για δύο επίπεδα διείσδυσης Φ/Β ισχύος. Η Φ/Β παραγωγή δεν φαίνεται να επηρεάζει δραστικά τη λειτουργία των μονάδων, προκαλεί όμως μια μικρή μείωση της μέσης φόρτισης αυτών σε χαμηλότερα επίπεδα. Αυτό συμβαίνει κατά τις ώρες της μεσημβρινής αιχμής όπου εγχέεται στο δίκτυο χωρίς περικοπές, περιορίζοντας κατ' αντίστοιχο ποσό ενέργειας την παραγωγή των συμβατικών μονάδων. Υποφορτίσεις των μονάδων κάτω από το τεχνικό τους ελάχιστο γενικά δεν σημειώνονται. Καταστάσεις υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων ανακύπτουν, μεταξύ άλλων, σε περιπτώσεις σημαντικής υπερεκτίμησης του καθαρού φορτίου του ΑΣΠ (ισοδύναμα, υποεκτίμησης της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής) κατά τον προγραμματισμό ένταξης μονάδων. Η κατάρτιση του προγράμματος ένταξης των μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή φαίνεται να εξαλείφει στην περίπτωση της Κρήτης το πρόβλημα εμφάνισης υποφορτίσεων για Φ/Β ισχείς μέχρι και 150 MW. Για μεγαλύτερες διεισδύσεις Φ/Β ισχύος εμφανίζονται 1-2 ώρες υποφορτίσης των μονάδων μέσα στην ετήσια λειτουργία του συστήματος, οι οποίες είναι αμελητέες. Το βάθος των σημειούμενων υποφορτίσεων, δηλαδή το άθροισμα της ισχύος υποφόρτισης κατά τις ώρες υποφόρτισης, λαμβάνει τιμή 0.01% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες με μέση ισχύ υποφόρτισης, ως ποσοστό επί της ισχύος τεχνικού ελαχίστου, μεγαλύτερη από 90%. Συνεπώς, ακόμα και πολύ αυξημένες διεισδύσεις Φ/Β δεν δημιουργούν ουσιαστικά προβλήματα στη λειτουργία των θερμικών μονάδων.

Στον Πίνακα 4.9 ποσοτικοποιείται η μεταβολή της μέσης φόρτισης των μονάδων για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια των δύο ετών. Παρατηρείται καταρχήν μικρή μείωση της μέσης φόρτισης στις περιπτώσεις υψηλής αιολικής διείσδυσης λόγω της αυξημένης τηρούμενης εφεδρείας για την αιολική παραγωγή. Ακόμη, η ένταξη του ΥΒΣ υποχρεώνει τις συμβατικές μονάδες σε ελαφρώς μεγαλύτερη υποφόρτιση, ώστε να παρέχεται κατά προτεραιότητα από αυτές η τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος.



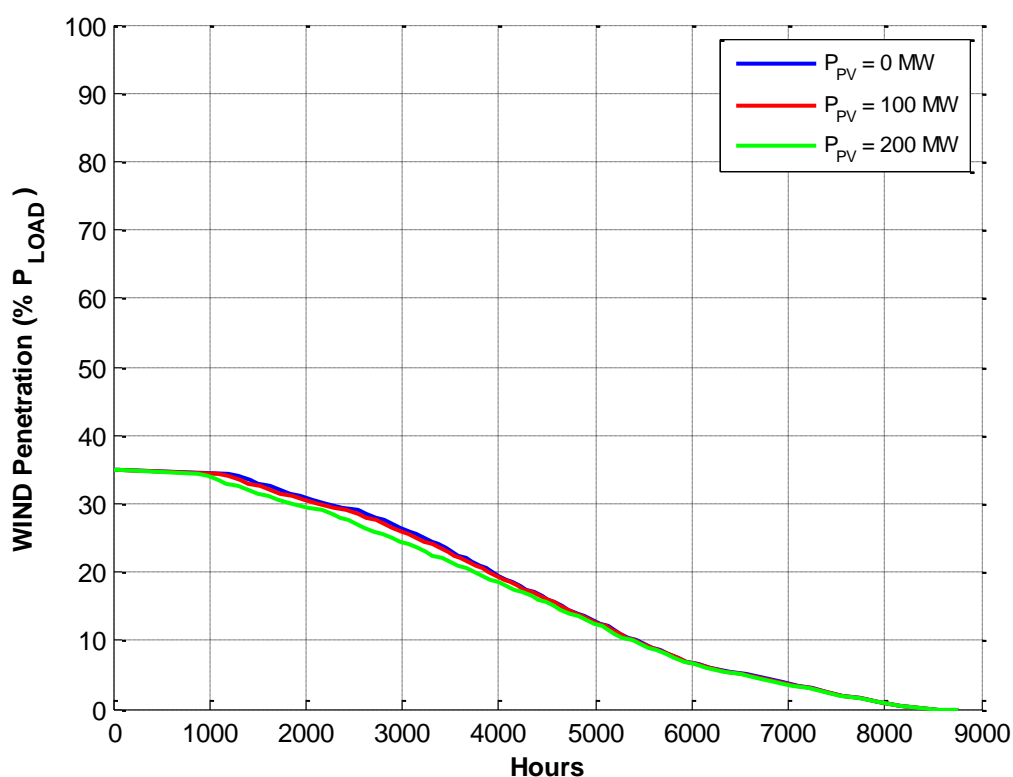
Σχήμα 4.17. Κρήτη - Έτος 2011 - Α/Π 220 MW – Φ/Β 0, 100 MW & 200 MW. Καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος.

Πίνακας 4.9: Πίνακας μεταβολής της μέσης φόρτισης των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, εκφρασμένης ως ποσοστό % επί της ικανότητάς τους, για αυξανόμενη διείσδυση Φ/Β ισχύος.

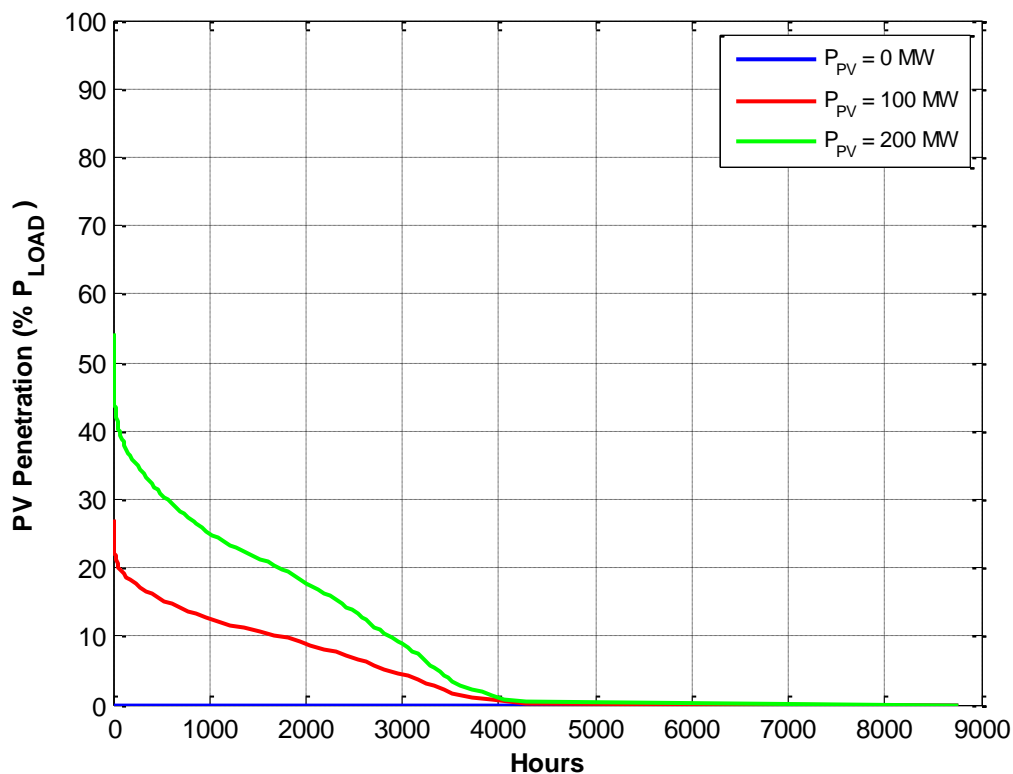
ΕΤΟΣ	2011		2015					
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Α/Π (MW)	192	220	220			250		
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ (MW)	0	0	0	75	150	0	75	150
0 MW Φ/Β	70.2	69.6	70.2	69.7	68.7	69.8	69.4	68.4
25 MW Φ/Β	69.9	69.4	70.0	69.5	68.5	69.6	69.2	68.1
50 MW Φ/Β	69.7	69.1	69.7	69.3	68.2	69.3	69	67.9
75 MW Φ/Β	69.4	68.8	69.5	69.1	68.0	69.1	68.8	67.7
100 MW Φ/Β	69.2	68.7	69.3	69	67.8	68.9	68.7	67.5
125 MW Φ/Β	69.1	68.5	69.1	68.8	67.6	68.6	68.5	67.2
150 MW Φ/Β	68.8	68.2	68.9	68.6	67.4	68.4	68.2	67.0
175 MW Φ/Β	68.6	68.0	68.6	68.3	67.1	68.2	68.0	66.8
200 MW Φ/Β	68.4	67.8	68.4	68.1	66.8	68.0	67.8	66.5

4.4 ΣΤΙΓΜΙΑΙΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ

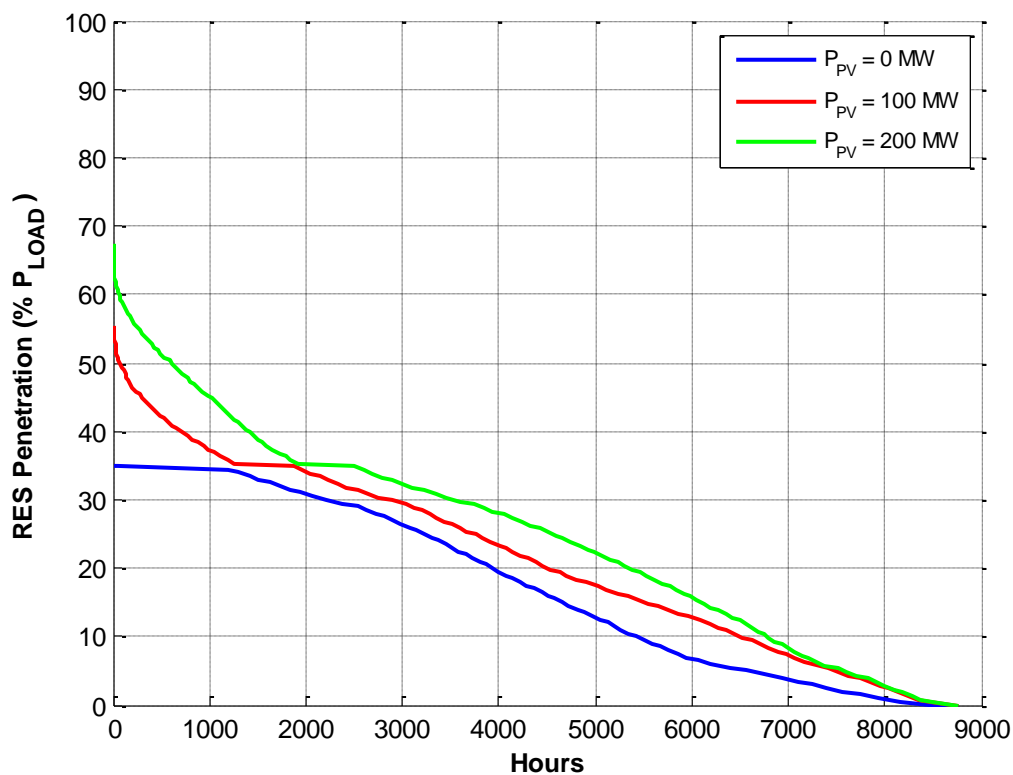
Στην ενότητα αυτή εξετάζονται οι στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα της Κρήτης για τα διάφορα σενάρια διείσδυσης που εξετάστηκαν. Απουσία Φ/Β σταθμών, η στιγμιαία διείσδυση της ισχύος ΑΠΕ περιορίζεται μέσω του δυναμικού περιορισμού των Α/Π σε τιμές που δεν υπερβαίνουν το 35% της ζήτησης. Παρουσία Φ/Β, τα οποία δεν υπόκεινται σε περιορισμούς διείσδυσης, οι στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ αυξάνονται σημαντικά, γεγονός που αποτελεί βασικό παράγοντα προβληματισμού αναφορικά με τη δυνατότητα των νησιωτικών συστημάτων να υποδεχθούν υψηλές εγκατεστημένες ισχύεις Φ/Β. Στα Σχήματα 4.18 έως 4.26 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας των κύριων μεγεθών που χαρακτηρίζουν τη λειτουργία του συστήματος της Κρήτης, όπως προέκυψαν από την ανάλυση των αποτελεσμάτων ετήσιας προσομοίωσης.



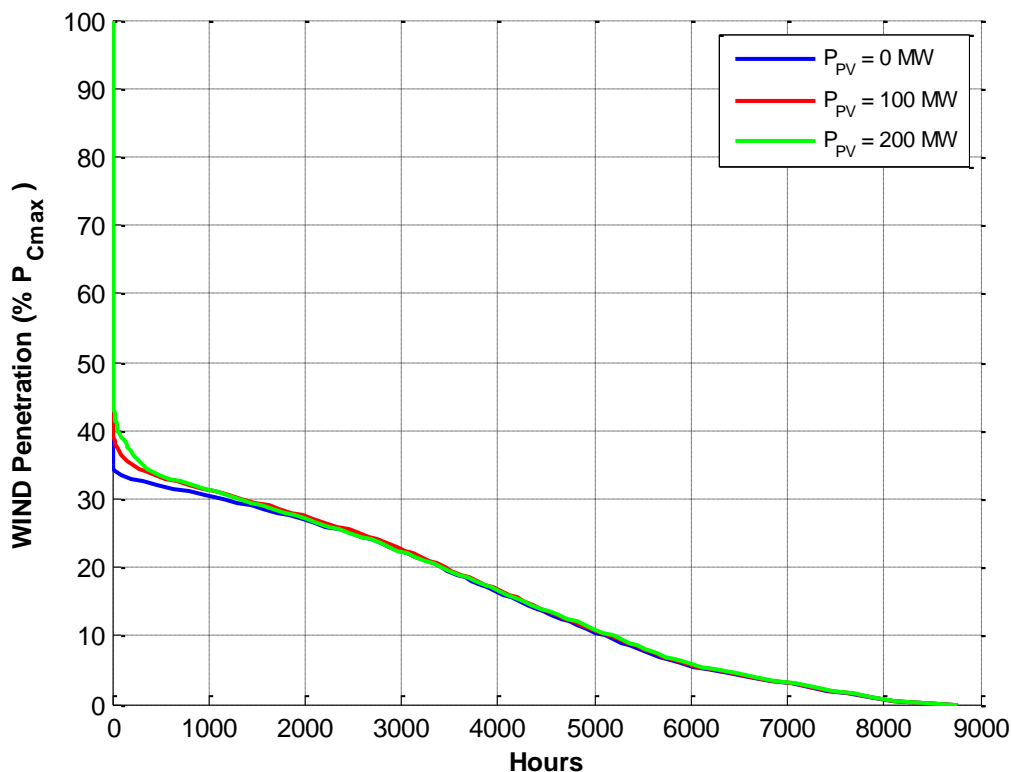
Σχήμα 4.18. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



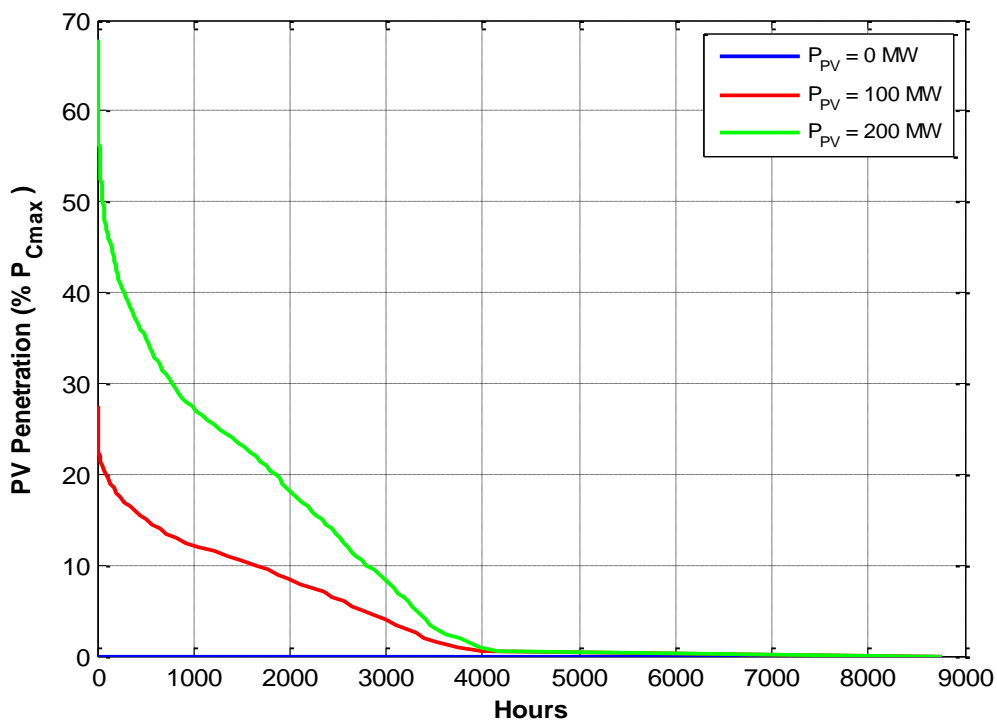
Σχήμα 4.19. Κρήτη - Έτος 2011 - Α/Π 220 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



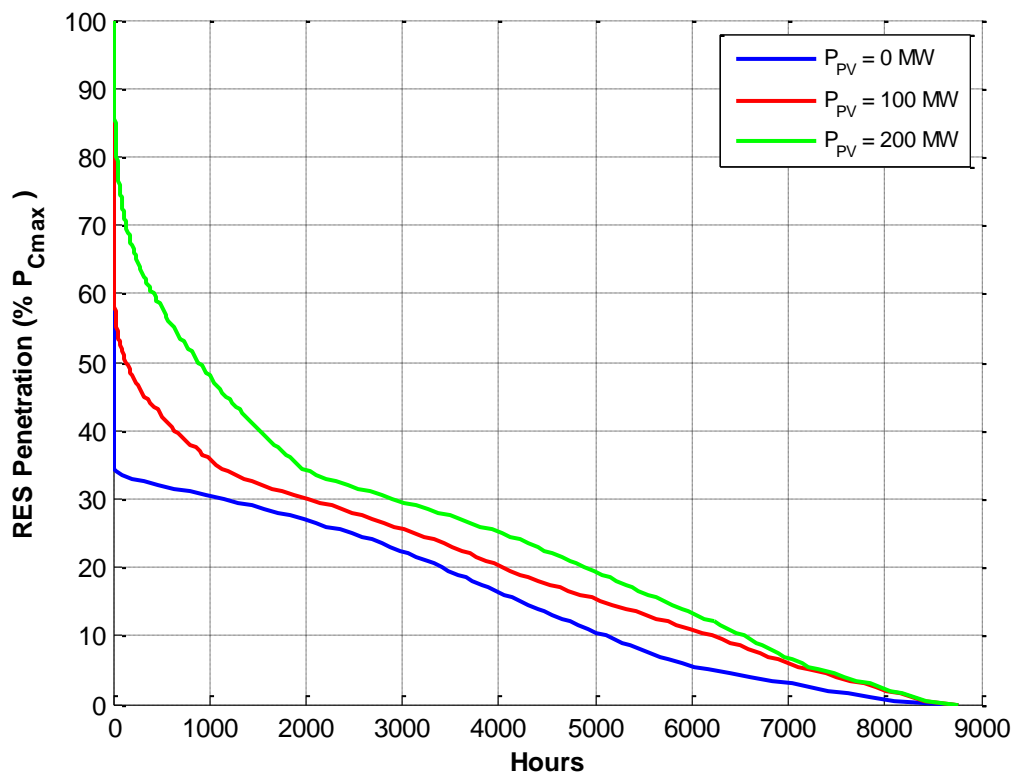
Σχήμα 4.20. Κρήτη - Έτος 2011 - Α/Π 220 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της συνολικής ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



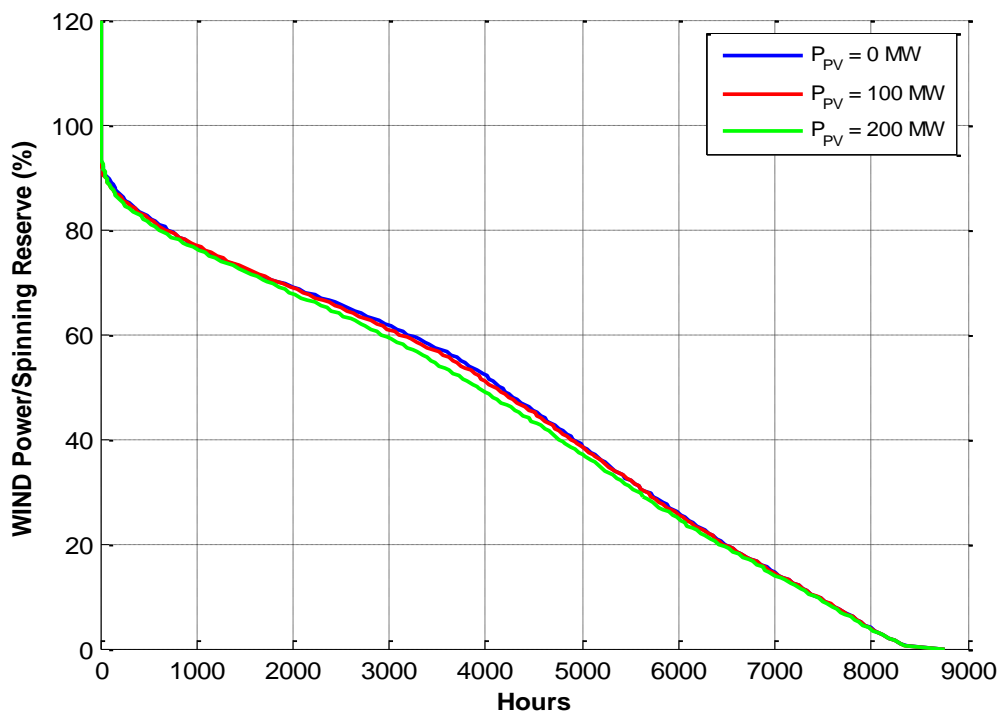
Σχήμα 4.21. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



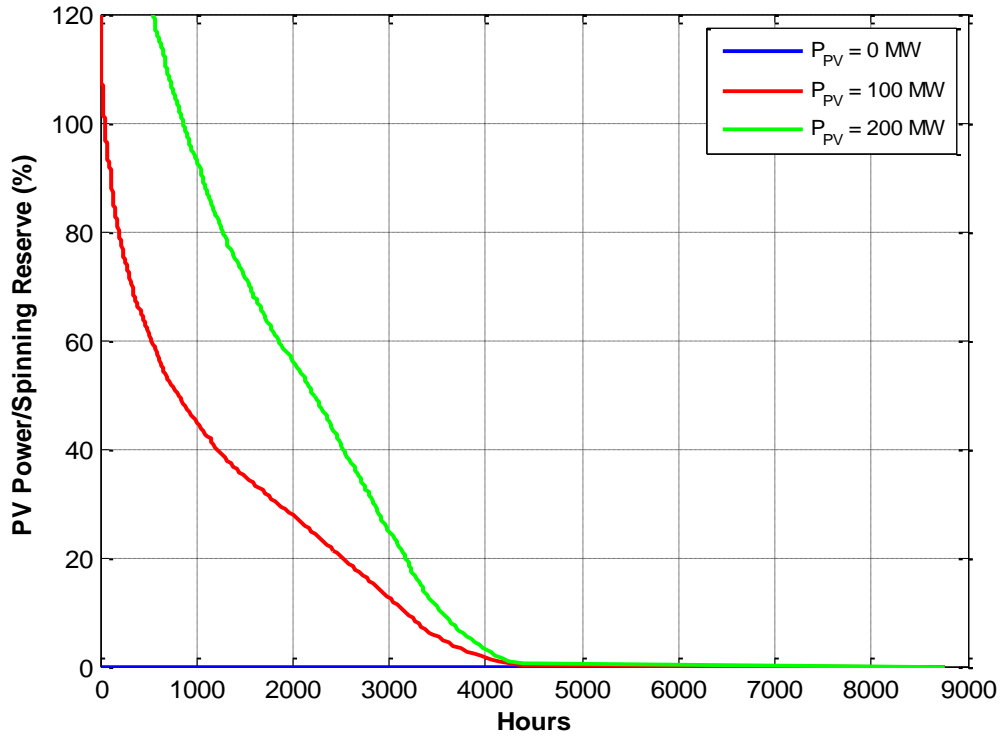
Σχήμα 4.22. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



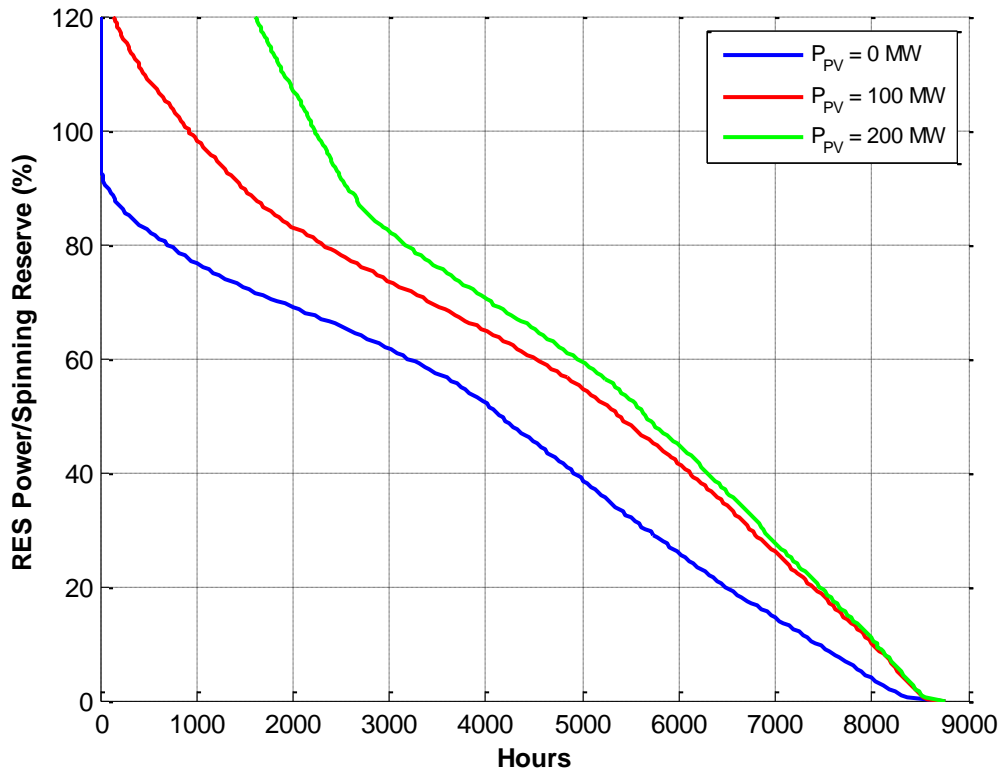
Σχήμα 4.23. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της συνολικής ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



Σχήμα 4.24. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας της αολικής ισχύος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 4.25. Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW. Καμπύλη διάρκειας της Φ/Β ισχύος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 4.26. **Κρήτη - Έτος 2015 - Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 0, 100, 200 MW.** Καμπύλη διάρκειας της συνολικής ισχύος των μονάδων ΑΠΕ (αιολικών και Φ/Β), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.

Στα Σχήματα 4.18-4.20 και 4.21-4.23 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας της «στιγμιαίας» διείσδυσης των αιολικών, Φ/Β και της συνολικής ισχύος των σταθμών ΑΠΕ, δηλαδή του πηλίκου της παραγόμενης ισχύος τους προς τη ζήτηση του φορτίου ή προς τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ των εν λειτουργία θερμικών μονάδων. Από τα σχήματα 4.18-4.20 διαπιστώνεται καταρχήν η περικοπή της αιολικής παραγωγής στο 35% της ζήτησης μέσω του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης (σχέση 2.9). Η Φ/Β παραγωγή, αντίθετα, δεν υφίσταται περικοπές, με αποτέλεσμα 100 MW Φ/Β ισχύος να αντιστοιχούν σε μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις της Φ/Β παραγωγής κοντά στο 20% του φορτίου, ενώ διπλάσια εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β συνδέεται με μέγιστες τιμές κοντά στο 40% του φορτίου. Οι στιγμιαίες διεισδύσεις της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ (αιολικής εκτός ΥΒΣ και Φ/Β) προσεγγίζουν το 50 και το 60% της ζήτησης για τις δύο εξεταζόμενες τιμές Φ/Β ισχύος. Οι υψηλότερες τιμές διείσδυσης ΑΠΕ αντιστοιχούν σε λειτουργικές καταστάσεις ταυτοχρονισμού υψηλής αιολικής και Φ/Β παραγωγής, δηλαδή καταστάσεις υψηλού ανέμου, όπου η αιολική ισχύς περικόπτεται στο όριο του 35%, και υψηλής ταυτόχρονα ηλιοφάνειας. Από τη σύγκριση των καμπυλών διάρκειας της αιολικής και Φ/Β παραγωγής ως προς το φορτίο (Σχήματα 4.18 και 4.19) διαπιστώνεται, επιπλέον, το μειονέκτημα της μειωμένης λειτουργίας των Φ/Β μέσα στο έτος, τα οποία παράγουν για ορισμένες μόνο ώρες ημερησίως.

Οι υψηλές σημειούμενες τιμές στιγμιαίων διεισδύσεων της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ εγκυμονούν κινδύνους για τη λειτουργία του συστήματος, σε περιπτώσεις απότομης απώλειας μέρους ή και του συνόλου της παραγωγής τους. Η εν λόγω απότομη απώλεια δύναται να προέλθει από ταυτοχρονισμένες διακυμάνσεις της ηλιακής ακτινοβολίας και του ανέμου μέσα στη μέρα, αλλά θα είναι περιορισμένη σε κλίμακα λόγω της μεγάλης γεωγραφικής διασποράς των αιολικών και Φ/Β σταθμών στο σύστημα της Κρήτης. Μεγαλύτερη προσοχή απαιτούν οι περιπτώσεις αποσύνδεσης των σταθμών ΑΠΕ λόγω σφαλμάτων στο δίκτυο, όταν αυτοί δεν διαθέτουν δυνατότητα αδιάλειπτης λειτουργίας σε χαμηλή τάση (Low Voltage Ride Through- LVRT). Το γεωγραφικά εκτεταμένο δίκτυο ΥΤ και η γεωγραφική και ηλεκτρική διασπορά των σταθμών ΑΠΕ, ιδίως των μικρών Φ/Β εγκαταστάσεων που συνδέονται στο δίκτυο ΜΤ και ΧΤ, καθιστούν μάλλον απίθανη την ολική απώλεια της ανανεώσιμης παραγωγής και επιτρέπουν την επανεξέταση του δυναμικού ορίου διείσδυσης 35% επί του φορτίου σε υψηλότερες τιμές όταν εξετάζεται η εγκατάσταση Φ/Β σταθμών υψηλής διασποράς. Ο προσδιορισμός των υψηλότερων τιθέμενων ορίων διείσδυσης απαιτεί προσομοιώσεις δυναμικής ευστάθειας των δικτύων, γεγονός που εκφεύγει από τα όρια της παρούσας εργασίας. Παρά ταύτα, κρίνεται απαραίτητο για την ασφαλή λειτουργία των δικτύων οι νέοι σταθμοί ΑΠΕ να διαθέτουν δυνατότητα LVRT και γενικότερα συμβατότητα με τις απαιτήσεις που θέτουν οι σύγχρονοι Κώδικες Συστήματος (αυξημένα όρια τάσης και συχνότητας κανονικής λειτουργίας, υποστήριξη της τάσης σε συνθήκες βύθισης, απόκριση συχνότητας κλπ.), ώστε να περιοριστούν κατά το δυνατόν τα προβλήματα δυναμικής ευστάθειας των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων.

Ένα άλλο σχετικό ζήτημα που χρήζει πραιτέρω σχολιασμού είναι αυτό της επάρκειας της στρεφόμενης εφεδρείας, προκειμένου να αντιμετωπιστεί πιθανή απώλεια ανανεώσιμης παραγωγής. Πλέον ασφαλή θεώρηση για τη λειτουργία του συστήματος θα αποτελούσε η απαίτηση πλήρους στρεφόμενης εφεδρείας για τη συνολικά εγγεόμενη παραγωγή ΑΠΕ. Οι καμπύλες διάρκειας του λόγου της αιολικής, Φ/Β και συνολικής ισχύος ΑΠΕ προς τη διαθέσιμη στρεφόμενη εφεδρεία για το σύστημα της Κρήτης εικονίζονται στα Σχήματα 4.24-4.26. Διαπιστώνεται ότι το σύστημα λειτουργεί πάντοτε με επαρκή εφεδρεία για την αιολική παραγωγή (λόγος <100%) (με την εξαίρεση ενός ελάχιστου αριθμού ωρών περί το 0.07% του έτους για Φ/Β ισχύ 200 MW). Αντίθετα, πλήρης εφεδρεία για τη συνολικά εγγεόμενη ισχύ ΑΠΕ επιτυγχάνεται μόνο για Φ/Β διεισδύσεις μικρότερες των 100

MW. Όπως, όμως προαναφέρθηκε, η απώλεια του συνόλου της παραγωγής δε είναι ρεαλιστική υπόθεση για το σύστημα της Κρήτης. Επιπρόσθετα, η λειτουργία με υψηλή στρεφόμενη εφεδρεία καθιστά αντιοικονομική τη λειτουργία των θερμικών μονάδων παραγωγής σε πολύ χαμηλές μέσες φορτίσεις και συγκρατεί χαμηλά τις διεισδύσεις της αιολικής παραγωγής λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Έτσι, θεωρείται πιο κατάλληλη η θεώρηση μερικής εφεδρείας για την παραγωγή Φ/Β και Α/Π. Στην παρούσα εργασία λαμβάνεται ενδεικτικά ποσοστό 50% της παραγωγής ΑΠΕ, χωρίς περαιτέρω αιτιολόγηση. Ο προσδιορισμός του πλέον ενδεδειγμένου ποσοστού εφεδρείας απαιτεί επιπλέον προσομοιώσεις και είναι ζήτημα που εκφεύγει από τα όρια της παρούσας εργασίας.

Στους Πίνακες 4.17 έως 4.24 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των μέγιστων στιγμιαίων διεισδύσεων ως ποσοστό (%) επί της στιγμιαίας ζήτησης ή της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, καθώς και ως ποσοστό (%) της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων. Συγκεκριμένα εμφανίζονται οι εξής ποσοτικοί δείκτες:

$$\left. \frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \right|_{1\%} : \text{μέγιστη στιγμιαία διεισδυση συνολικής ισχύος ΑΠΕ/ αιολικής ισχύος/}$$

Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των ενταγμένων συμβατικών μονάδων

$$\left. \frac{P_{RES}}{P_L} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{WIND}}{P_L} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{PV}}{P_L} \right|_{1\%} : \text{μέγιστη στιγμιαία διεισδυση συνολικής ισχύος ΑΠΕ/ αιολικής ισχύος/}$$

Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της στιγμιαίας ζήτησης

$$\left. \frac{P_{RES}}{SR} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{WIND}}{SR} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{PV}}{SR} \right|_{1\%} : \text{μέγιστη στιγμιαία διεισδυση συνολικής ισχύος ΑΠΕ/ αιολικής ισχύος/}$$

Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων

Όπως φαίνεται από τους πίνακες, με 100 MW εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος σημειώνονται μέγιστες διεισδύσεις της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ της τάξης του 50% επί του φορτίου. Διπλάσια Φ/Β διεισδυση οδηγεί σε αύξηση των μέγιστων τιμών στα επίπεδα του 60% σε όλες τις περιπτώσεις.

Από τους πίνακες είναι ακόμη φανερό ότι όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς, τόσο μειώνεται η στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος εξαιτίας της ένταξης λιγότερων συμβατικών μονάδων (σύμφωνα με το μειωμένο «φαινόμενο» φορτίο). Για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια Α/Π και ΥΒΣ, ενδεχόμενη απαίτηση πλήρους εφεδρείας για το σύνολο της παραγωγής ΑΠΕ οδηγεί σε αποδεκτές διεισδύσεις Φ/Β μικρότερες από 100 MW, ενώ με τήρηση μερικής εφεδρείας για τη συνολική παραγωγή ΑΠΕ της τάξης του 50% προκύπτουν Φ/Β ισχείς κοντά στα 200 MW.

Πίνακας 4.17: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2011 – Α/Π 192 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	33.0	33.0	0.0	35.0	35.0	0.0	86.6	86.6	0.0
25 MW	36.7	33.5	4.6	38.8	35.0	5.1	93.8	87.0	23.0
50 MW	42.1	34.7	9.6	42.7	35.0	10.2	103.2	87.1	46.8
75 MW	47.4	35.6	15.2	46.3	35.0	15.3	113.9	87.1	68.8
100 MW	53.0	36.2	21.3	49.2	35.0	20.4	127.1	87.3	94.9
125 MW	58.4	36.5	28.4	51.5	35.0	25.5	146.4	87.6	121.8
150 MW	63.7	37.3	35.8	53.9	35.0	30.6	168.2	87.7	147.3
175 MW	69.3	37.3	43.7	56.2	35.0	35.7	185.8	88.1	166.3
200 MW	76.0	38.2	51.3	58.7	35.0	40.8	213.1	88.2	192.9

Πίνακας 4.18: Σύστημα Κρήτης - Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2011 – Α/Π 220 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	33.5	33.5	0.0	35.0	35.0	0.0	89.8	89.8	0.0
25 MW	37.6	34.3	4.6	39.0	35.0	5.1	96.5	89.8	22.8
50 MW	42.7	35.4	9.6	43.0	35.0	10.2	105.7	89.8	46.0
75 MW	48.4	36.5	15.4	46.5	35.0	15.3	115.5	90.1	69.0
100 MW	54.6	37.3	21.4	49.9	35.0	20.4	130.5	90.6	93.3
125 MW	59.7	38.2	28.7	52.2	35.0	25.5	148.3	90.6	119.8
150 MW	65.2	39.0	36.0	54.6	35.0	30.6	168.5	90.7	145.5
175 MW	71.2	39.5	43.8	57.1	35.0	35.7	187.1	91.3	165.2
200 MW	77.2	40.4	51.7	59.5	35.0	40.8	214.3	92.0	190.0

Πίνακας 4.19: Σύστημα Κρήτης - Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	33.7	33.7	0.0	35.0	35.0	0.0	90.4	90.4	0.0
25 MW	37.2	34.2	4.5	38.6	35.0	4.9	96.1	90.4	23.5
50 MW	41.9	35.0	9.3	42.1	35.0	9.8	104.4	90.5	45.7
75 MW	46.6	36.1	14.5	45.3	35.0	14.7	114.0	90.7	68.5
100 MW	51.6	36.8	20.2	48.1	35.0	19.6	125.2	91.2	94.4
125 MW	57.0	37.7	26.4	50.5	35.0	24.5	141.6	91.2	113.0
150 MW	62.2	38.2	33.7	52.8	35.0	29.4	160.6	91.2	135.0
175 MW	69.0	38.6	41.4	55.7	35.0	34.3	189.8	91.4	166.7
200 MW	76.1	38.8	49.9	58.1	35.0	39.1	205.1	91.0	184.3

Πίνακας 4.20: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	34.1	34.1	0.0	35.0	35.0	0.0	93.6	93.6	0.0
25 MW	37.9	34.7	4.5	38.8	35.0	4.9	99.2	93.4	23.4
50 MW	42.7	35.7	9.3	42.4	35.0	9.8	107.3	93.5	45.5
75 MW	47.3	36.8	14.7	45.6	35.0	14.7	115.9	93.6	68.0
100 MW	52.9	37.8	20.4	48.7	35.0	19.6	127.8	93.8	93.3
125 MW	58.2	38.7	26.6	51.2	35.0	24.5	142.7	94.1	111.6
150 MW	64.0	39.8	33.9	53.7	35.0	29.4	162.1	94.5	133.2
175 MW	70.7	40.1	41.8	56.3	35.0	34.3	190.2	94.4	163.0
200 MW	78.6	40.4	50.4	59.3	35.0	39.1	206.8	94.4	182.3

Πίνακας 4.21: Σύστημα Κρήτης - Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 75 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	33.5	33.5	0.0	35.0	35.0	0.0	89.3	89.3	0.0
25 MW	36.8	34.0	4.4	38.7	35.0	4.9	94.2	89.2	22.7
50 MW	41.5	34.7	9.1	42.6	35.0	9.8	102.2	89.0	44.8
75 MW	46.8	35.5	14.3	46.3	35.0	14.7	111.4	88.9	66.5
100 MW	51.9	36.5	19.9	49.4	35.0	19.6	123.0	88.6	92.1
125 MW	57.5	38.0	25.7	52.6	35.0	24.5	137.7	89.0	111.0
150 MW	62.9	38.5	32.7	55.7	35.0	29.4	158.1	88.6	134.7
175 MW	68.5	38.8	40.0	57.4	35.0	34.3	182.6	88.8	159.5
200 MW	73.7	39.1	47.5	59.1	35.0	39.1	203.1	88.8	179.5

Πίνακας 4.22: Σύστημα Κρήτης - Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW - ΥΒΣ 75 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	34.1	34.1	0.0	35.0	35.0	0.0	91.8	91.8	0.0
25 MW	37.7	34.6	4.4	39.0	35.0	4.9	96.7	91.9	22.6
50 MW	42.5	35.6	9.2	43.0	35.0	9.8	104.2	91.4	43.9
75 MW	48.1	36.7	14.4	46.9	35.0	14.7	114.1	92.0	66.3
100 MW	53.2	37.7	20.0	49.8	35.0	19.6	124.1	91.9	91.0
125 MW	58.8	38.9	25.7	53.2	35.0	24.5	138.2	91.9	108.9
150 MW	64.6	39.5	33.4	56.0	35.0	29.4	159.3	91.4	133.1
175 MW	70.2	40.4	40.3	58.1	35.0	34.3	183.4	92.3	155.7
200 MW	75.2	40.6	48.0	59.9	35.0	39.1	203.2	91.7	178.5

Πίνακας 4.23: Σύστημα Κρήτης - Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Α/Π 220 MW - ΥΒΣ 150 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	33.3	33.3	0.0	35.0	35.0	0.0	89.5	89.5	0.0
25 MW	36.4	33.8	4.3	38.7	35.0	4.9	95.1	89.4	22.7
50 MW	40.8	34.3	8.9	42.7	35.0	9.8	102.6	88.6	43.6
75 MW	45.8	35.1	13.9	46.4	35.0	14.7	110.9	88.6	65.7
100 MW	50.2	36.1	19.3	49.5	35.0	19.6	122.3	88.2	92.0
125 MW	54.5	36.8	25.1	52.4	35.0	24.5	137.6	87.4	113.7
150 MW	59.8	37.2	31.5	54.2	35.0	29.4	158.1	88.2	136.8
175 MW	65.0	38.0	39.5	56.5	35.0	34.3	179.2	88.6	160.0
200 MW	71.3	38.5	46.8	58.6	35.0	39.1	201.4	88.3	180.6

Πίνακας 4.24: Σύστημα Κρήτης - Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Α/Π 250 MW - ΥΒΣ 150 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	33.8	33.8	0.0	35.0	35.0	0.0	92.3	92.3	0.0
25 MW	37.3	34.3	4.4	39.0	35.0	4.9	97.1	91.3	22.5
50 MW	41.9	35.2	9.0	43.0	35.0	9.8	104.7	91.5	43.3
75 MW	46.6	35.8	14.0	46.7	35.0	14.7	112.4	90.4	64.8
100 MW	51.1	36.8	19.5	49.8	35.0	19.6	122.9	90.3	91.1
125 MW	55.9	37.9	25.2	52.7	35.0	24.5	138.2	90.7	111.6
150 MW	61.3	38.8	31.9	54.7	35.0	29.4	158.3	91.0	134.9
175 MW	66.8	39.4	39.9	56.9	35.0	34.3	180.7	91.1	158.8
200 MW	72.5	40.3	47.0	59.2	35.0	39.1	202.6	90.7	180.1

4.5 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΠΡΟΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΑΠΟΔΕΚΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται αναλυτικότερα οι μεταβολές ορισμένων από τα μεγέθη που εξετάστηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, τα οποία επιλέγονται ως κύριοι ποσοτικοί δείκτες των επιπτώσεων από την υψηλή διείσδυση Φ/Β. Οι τιμές των μεγεθών αυτών ή οι μεταβολές τους σε σχέση με την κατάσταση μηδενικής διείσδυσης Φ/Β μπορούν να αποτελέσουν κριτήρια για τον καθορισμό της μέγιστης αποδεκτής Φ/Β διείσδυσης.

Κριτήριο 1ο. Μείωση των συμβατικών ανηγμένων ωρών λειτουργίας (ΣΑΩΛ) των Α/Π.

Κριτήριο 2ο. Μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των Α/Π.

Κριτήριο 3ο. Μέγιστη στιγμιαία διείσδυση ισχύος ΑΠΕ, ως ποσοστό (%) της ζήτησης.

Κριτήριο 4ο. Μέγιστη στιγμιαία διείσδυση Φ/Β ισχύος, ως ποσοστό (%) της ζήτησης.

Κριτήριο 5ο. Μέγιστη στιγμιαία διείσδυση ισχύος ΑΠΕ, ως ποσοστό (%) της ικανότητας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων.

Κριτήριο 6ο. Αύξηση του συνολικού απορριπτόμενου φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ενέργειας ζήτησης.

Κριτήριο 7ο. Αύξηση του χρόνου υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του χρόνου λειτουργίας τους.

Κριτήριο 8ο. Αύξηση της ενέργειας υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους.

Στα Σχήματα 4.27 έως 4.34 παρουσιάζονται οι μεταβολές των παραπάνω μεγεθών, καθώς αυξάνεται η Φ/Β διείσδυση στο σύστημα της Κρήτης το έτος 2011, για τα δύο σενάρια αιολικής διείσδυσης. Σε κάθε διάγραμμα σημειώνεται με μαύρη διακεκομμένη γραμμή ένα ενδεικτικό άνω όριο για κάθε κριτήριο, το οποίο επιτρέπει στη συνέχεια τον προσδιορισμό μιας αποδεκτής διείσδυσης Φ/Β. Στα Σχήματα 4.35 έως 4.42 παρουσιάζονται οι αντίστοιχες μεταβολές των παραπάνω δεικτών για το έτος 2015. Εξετάζονται τα δύο σενάρια αιολικής διείσδυσης (220 MW και 250 MW) και λειτουργία του συστήματος χωρίς και με ΥΒΣ ισχύος 75 και 150 MW.

Στο Σχήμα 4.27 (*Κριτήριο 1^ο*) παρουσιάζεται η επίπτωση της Φ/Β διείσδυσης στις ΣΑΩΛ των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων (ποσοστιαία μείωση σε σχέση με τη μηδενική διείσδυση Φ/Β). Το όριο του 5% στη μείωση των ΣΑΩΛ περιορίζει την αποδεκτή Φ/Β διείσδυση περίπου στα 155 MW (με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των γειτονικών τιμών 150 MW και 175 MW) το 2011 και σε τιμές περί τα 150 MW για τα διάφορα σενάρια ισχύος αιολικών και ΥΒΣ το 2015 (Σχήματα 4.35, 4.43 και 4.51).

Στο Σχήμα 4.28 (*Κριτήριο 2^ο*) παρουσιάζεται η επίπτωση της Φ/Β διείσδυσης στον συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των εγκατεστημένων Α/Π. Συγκεκριμένα απεικονίζεται η διαφορά του CF από την τιμή του για μηδενική διείσδυση Φ/Β. Θεωρώντας επιτρεπτές μειώσεις μέχρι 1%, προκύπτει αποδεκτή Φ/Β διείσδυση περί τα 175 MW για το έτος 2011. Όταν εξετάζεται το έτος 2015 χωρίς ενταγμένο ΥΒΣ (Σχήμα 4.36) προκύπτει αποδεκτή διείσδυση περί τα 180 MW Φ/Β ισχύος. Η ένταξη ΥΒΣ ευνοεί τα ενεργειακά μεγέθη των πάρκων με αποτέλεσμα το αποδεκτό όριο να είναι ελαφρώς αυξημένο στις περιπτώσεις αυτές. Σχετικά αυξημένα είναι, ακόμη, τα υπολογιζόμενα όρια, στα σενάρια της υψηλής αιολικής διείσδυσης. Η μεγαλύτερη επικράτηση του δυναμικού περιορισμού στις περιπτώσεις αυτές καθιστά μικρότερη την επίπτωση από την αύξηση της Φ/Β διείσδυσης στον συντελεστή χρησιμοποίησης.

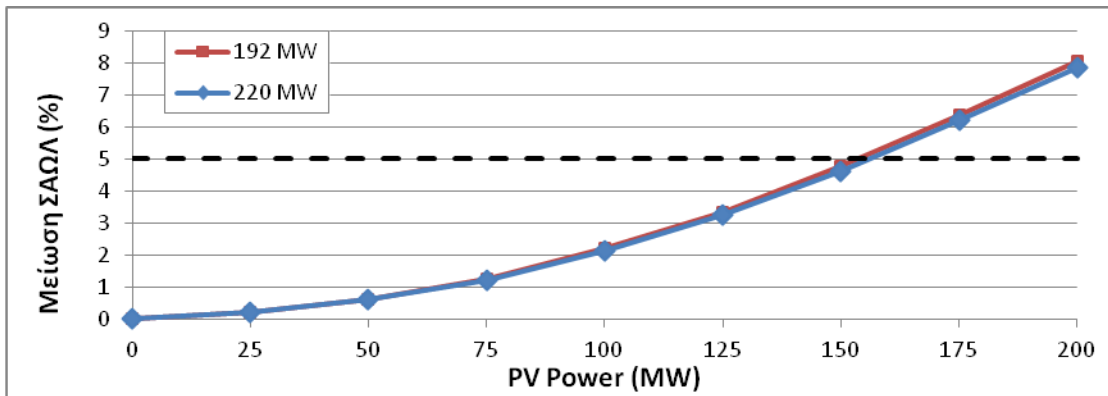
Στο Σχήμα 4.29 (Κριτήριο 3^ο) παρουσιάζεται η μέγιστη στιγμιαία διείσδυση της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) της εκάστοτε ζήτησης του φορτίου. Διαπιστώνεται ότι, εάν εφαρμοζόταν η σημερινή πρακτική (όριο 35% για τη διείσδυση αιολικής ισχύος), θα προέκυπταν πολύ χαμηλές αποδεκτές Φ/Β διεισδύσεις (οι οποίες δεν υπερβαίνουν τα 50 MW, ακόμη και για μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ ανώτερες του 40%), οι οποίες υπολείπονται σημαντικά του περιθωρίου των 102.042 MW, το οποίο έχει ήδη τεθεί για την Κρήτη. Από τα Σχήματα 4.29, 4.37, 4.45 και 4.53 διαπιστώνεται ότι το ήδη ανακοινωθέν περιθώριο Φ/Β οδηγεί σε στιγμιαίες διεισδύσεις της τάξης του 50%. Στην παρούσα εργασία ελήφθησαν ενδεικτικά ανώτατα όρια στιγμιαίας διείσδυσης ίσα με 50% ή 60%, προκειμένου να καθοριστούν οι αντίστοιχες αποδεκτές εγκατεστημένες ισχύεις Φ/Β, που ανέρχονται σε 100-120 MW Φ/Β στην πρώτη περίπτωση και σε 200 MW στη δεύτερη.

Στο Σχήμα 4.30 (Κριτήριο 4^ο) παρουσιάζονται οι τιμές της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης Φ/Β ισχύος στο σύστημα (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 1%), εκφρασμένες ως ποσοστό (%) της ζήτησης του φορτίου. Το κριτήριο αυτό κανονικά καλύπτεται από το προηγούμενο, αλλά παρουσιάζεται για λόγους πληρότητας. Ενδεικτικό αποδεκτό όριο στο Σχήμα 4.30 για τη μέγιστη «στιγμιαία» διείσδυση της Φ/Β ισχύος εμφανίζεται το 35%, κατ' αντιστοιχία με την ακολουθούμενη πρακτική για τους αιολικούς σταθμούς. Με το ενδεικτικό αυτό όριο προκύπτει αποδεκτή εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β περί τα 170 και 180 MW για τα έτη 2011 και 2015 αντίστοιχα.

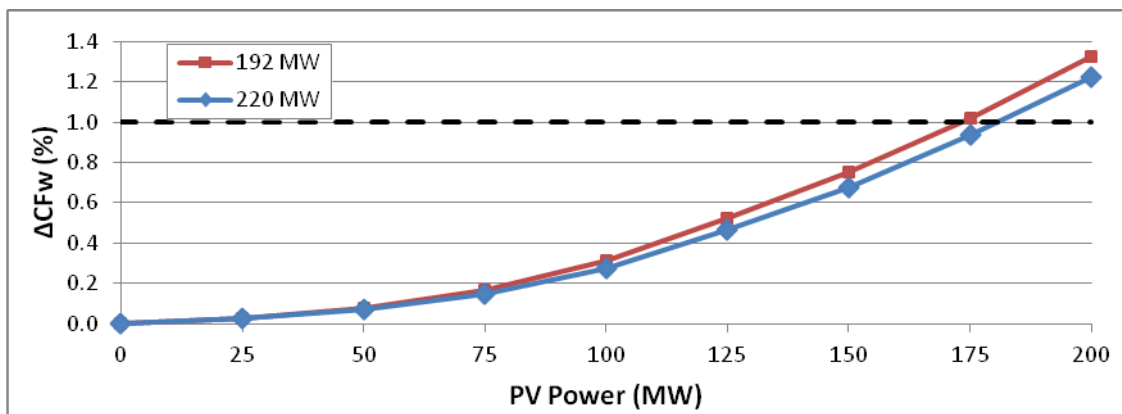
Στο Σχήμα 4.31 (Κριτήριο 5^ο) παρουσιάζονται οι τιμές μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ολικής παραγωγής ΑΠΕ εκφρασμένες ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των εκάστοτε ενταγμένων μονάδων. Δεδομένου ότι η απαίτηση πλήρους εφεδρείας σε μεγάλα νησιωτικά συστήματα είναι υπερβολική για την Κρήτη, στο Σχήμα 4.31 ελήφθη ενδεικτικό όριο διαθεσιμότητας στρεφόμενης εφεδρείας ίσο με το 50% της ισχύος ΑΠΕ (δηλαδή τιμή λόγου ισχύος ΑΠΕ προς εφεδρεία ίση με 200%). Με τη θεώρηση αυτή, η αποδεκτή ισχύς Φ/Β ανέρχεται σε 185 MW και 195 MW για τα δύο εξεταζόμενα έτη αντίστοιχα.

Στο Σχήμα 4.32 (Κριτήριο 6^ο) παρουσιάζεται η αύξηση των απορρίψεων φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ετήσιας ζήτησης του φορτίου, αυξανόμενης της Φ/Β διείσδυσης. Οι απορρίψεις φορτίου είναι γενικά εξαιρετικά χαμηλές στην περίπτωση της Κρήτης με αποτέλεσμα το εν λόγω κριτήριο να μην οδηγεί σε περιορισμό της αποδεκτής Φ/Β διείσδυσης.

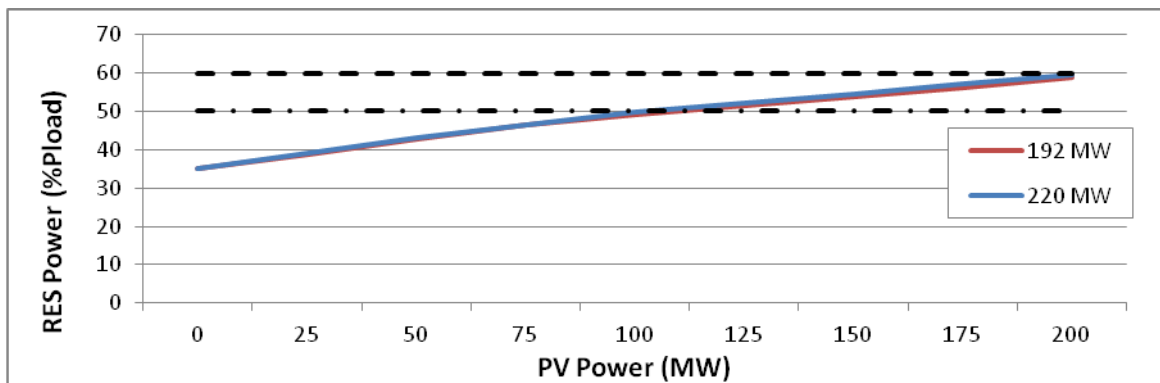
Τέλος, στα Σχήματα 4.33 και 4.34 (Κριτήριο 7^ο και 8^ο) παρουσιάζονται οι επιπτώσεις της Φ/Β διείσδυσης στον χρόνο και την ενέργεια υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του συνολικού χρόνου λειτουργίας τους και της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους αντίστοιχα. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, οι υποφορτίσεις των μονάδων σε τιμές κάτω από την ισχύ τεχνικού ελαχίστου τους είναι πρακτικά μηδενικές. Έτσι, τα δύο αυτά κριτήρια δεν οδηγούν σε περιορισμό της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος.



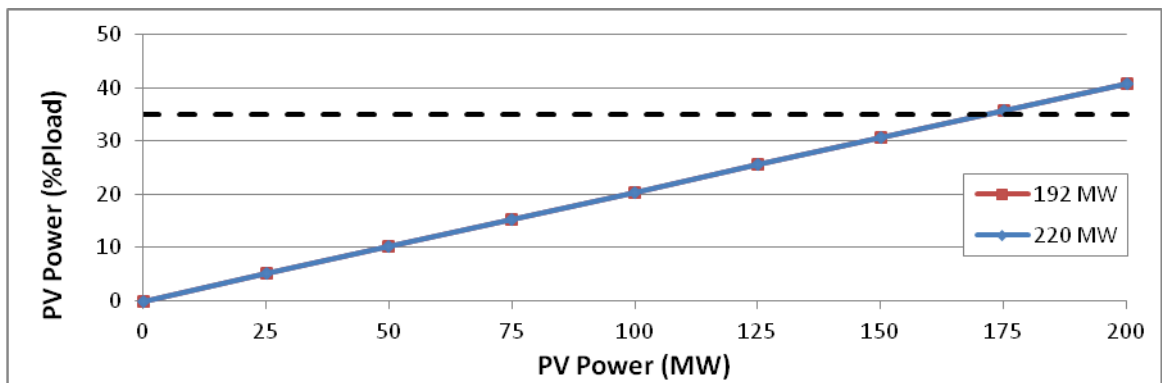
Σχήμα 4.27. Κρήτη - Έτος 2011. Μείωση των ΣΑΩΛ (% των ΣΑΩΛ των Α/Π με μηδενική Φ/Β ισχύ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



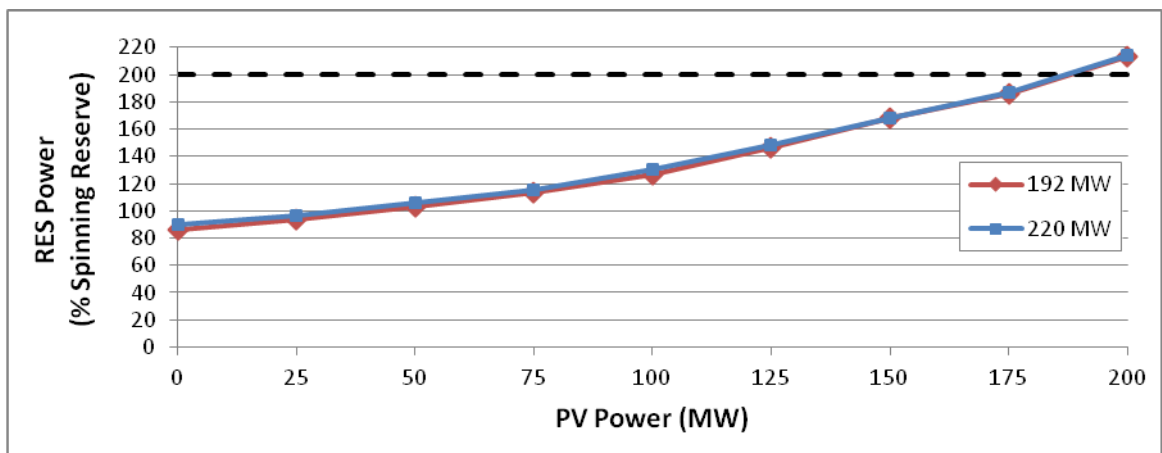
Σχήμα 4.28. Κρήτη - Έτος 2011. Μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των Α/Π (μεταβολή σε σχέση με τον CF(%) των Α/Π υπό μηδενική ισχύ ΦΒ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



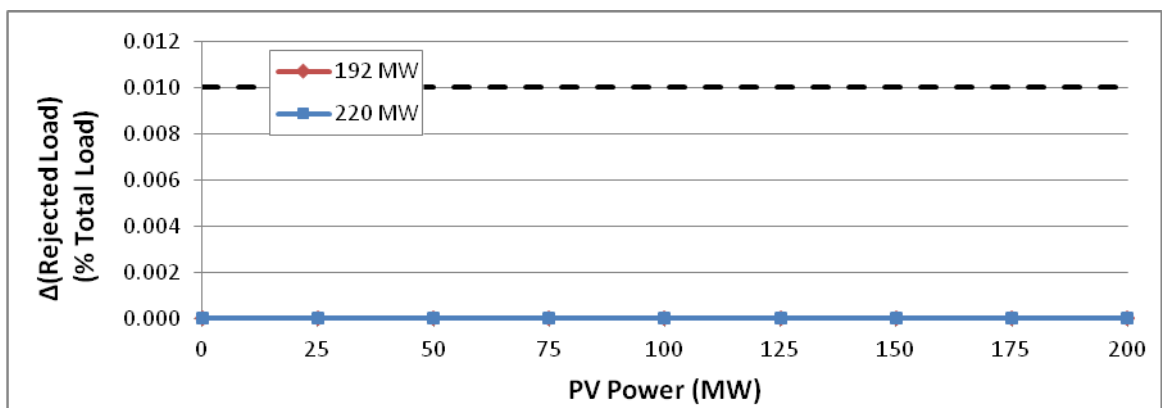
Σχήμα 4.29. Κρήτη - Έτος 2011. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



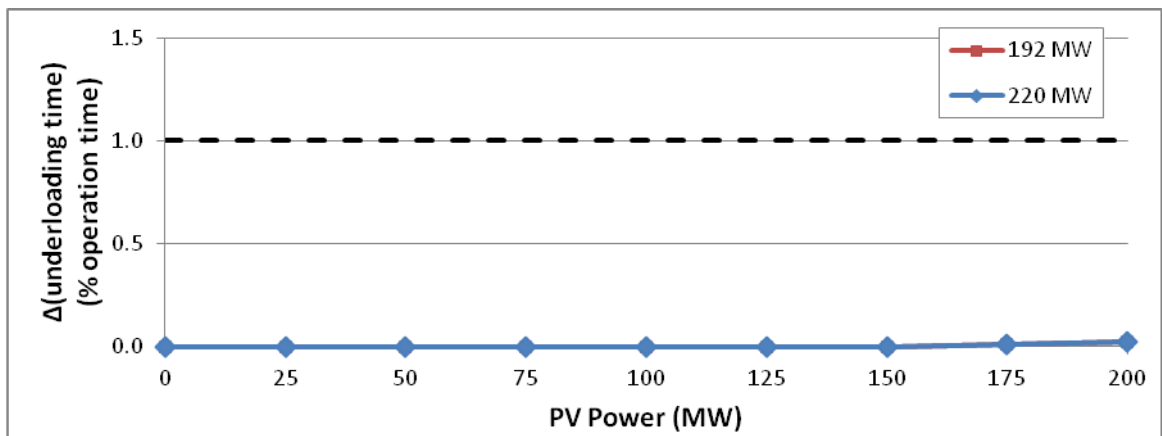
Σχήμα 4.30. **Κρήτη - Έτος 2011.** Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης Φ/Β ισχύος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



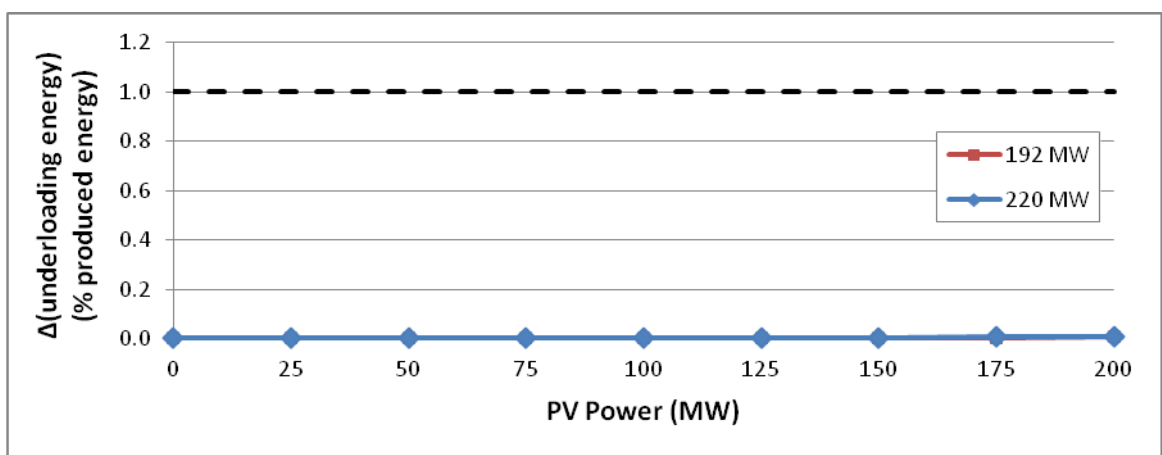
Σχήμα 4.31. **Κρήτη - Έτος 2011.** Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



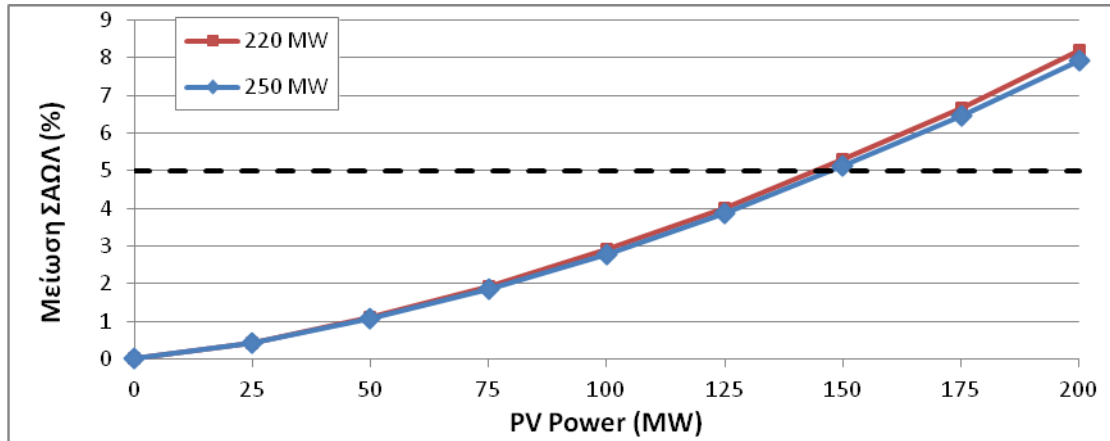
Σχήμα 4.32. **Κρήτη - Έτος 2011.** Μεταβολή της ετήσιας απορριπτόμενης ενέργειας φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ενέργειας του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



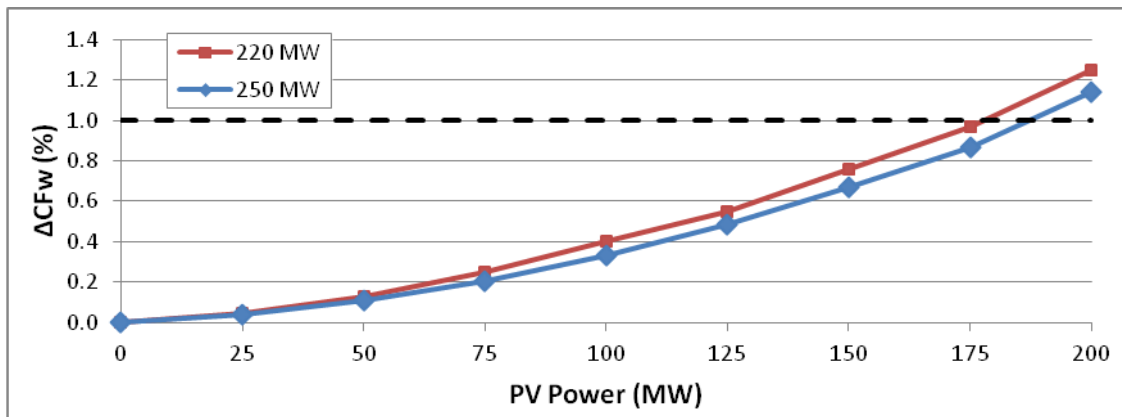
Σχήμα 4.33. **Κρήτη – Έτος 2011.** Μεταβολή του χρόνου υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του χρόνου λειτουργίας τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



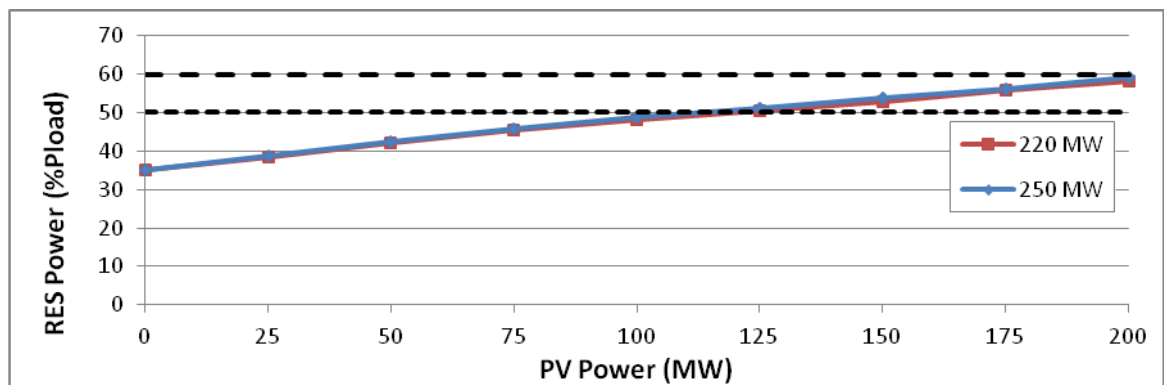
Σχήμα 4.34. **Κρήτη – Έτος 2011.** Μεταβολή της ενέργειας υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



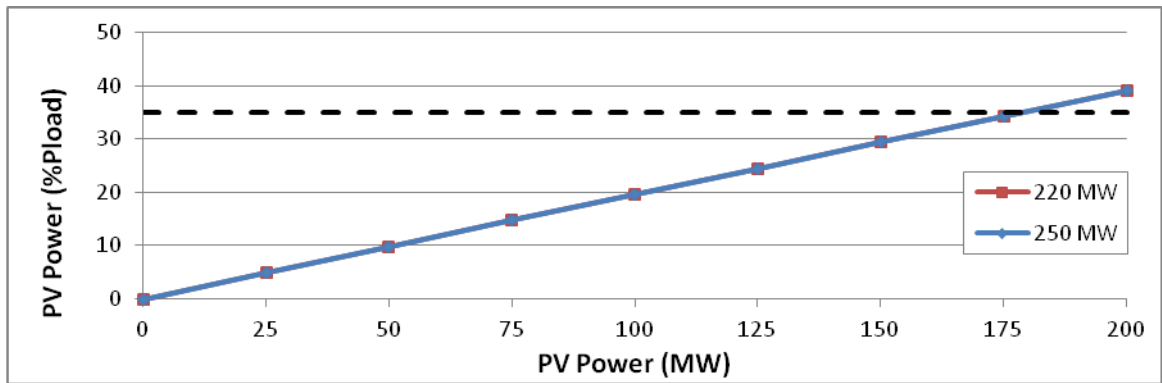
Σχήμα 4.35. Κρήτη - Έτος 2015. Μείωση των ΣΑΩΛ (% των ΣΑΩΛ των Α/Π με μηδενική Φ/Β ισχύ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



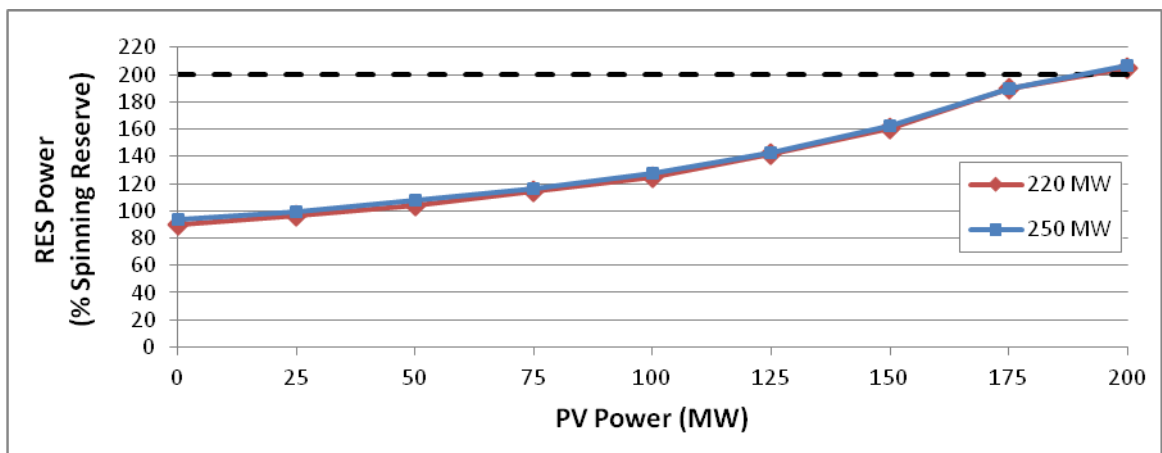
Σχήμα 4.36. Κρήτη - Έτος 2015. Μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των Α/Π (μεταβολή σε σχέση με τον CF(%) των Α/Π υπό μηδενική ισχύ ΦΒ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



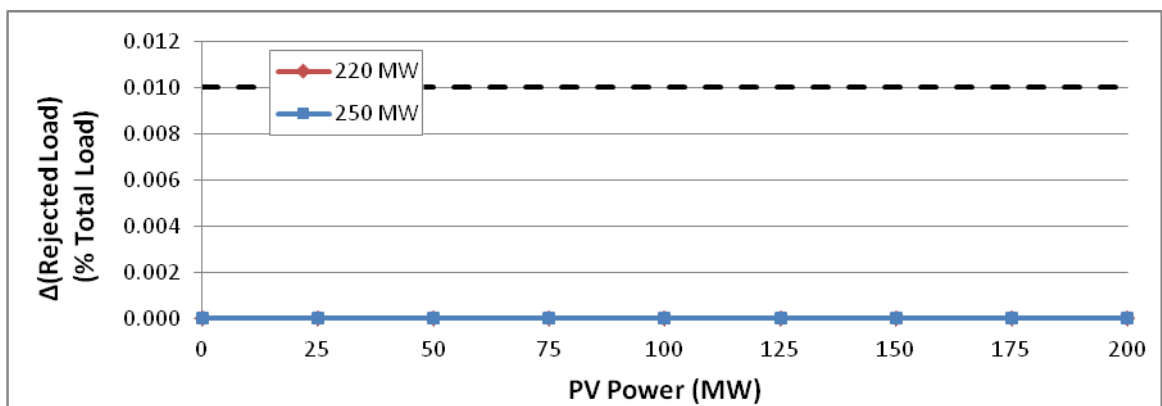
Σχήμα 4.37. Κρήτη - Έτος 2015. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διεισδύσης ισχύος ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



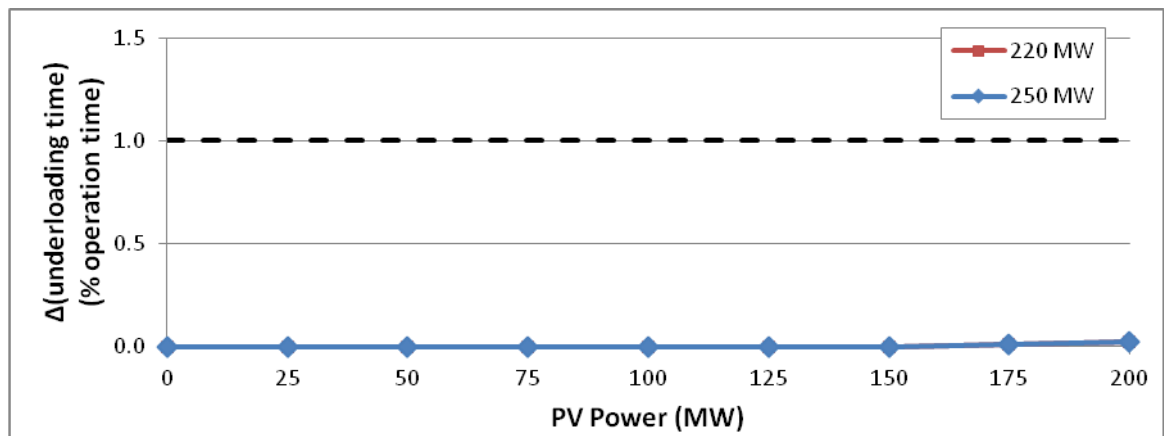
Σχήμα 4.38. **Κρήτη - Έτος 2015.** Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης Φ/Β ισχύος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



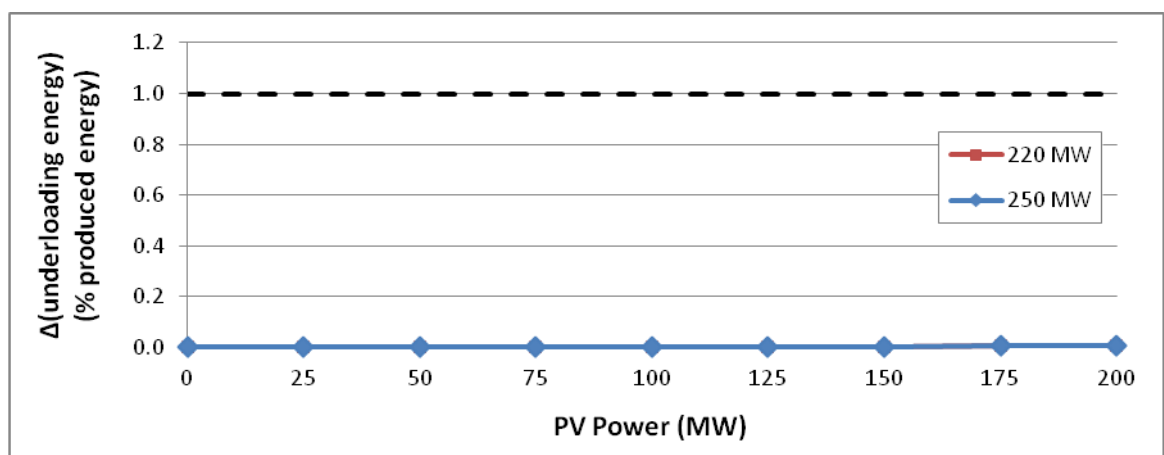
Σχήμα 4.39. **Κρήτη - Έτος 2015.** Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



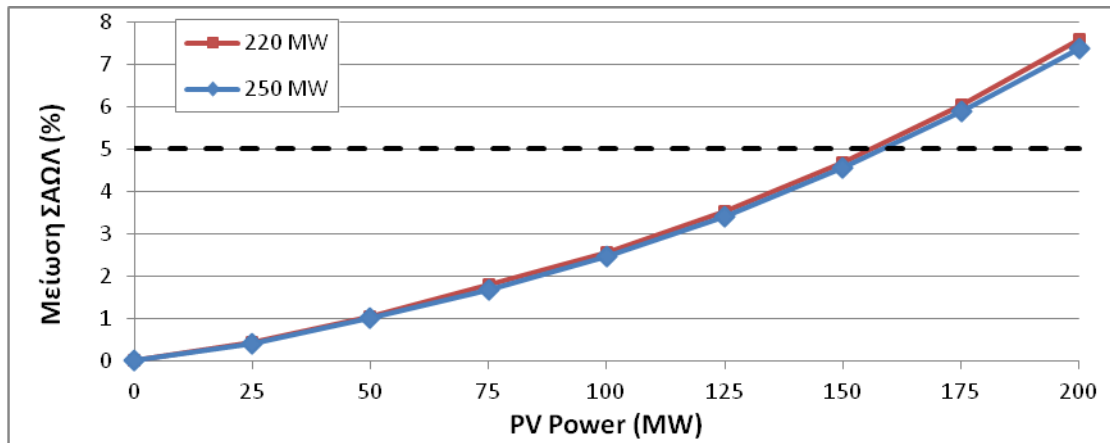
Σχήμα 4.40. **Κρήτη - Έτος 2015.** Μεταβολή της ετήσιας απορριπτόμενης ενέργειας φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ενέργειας του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



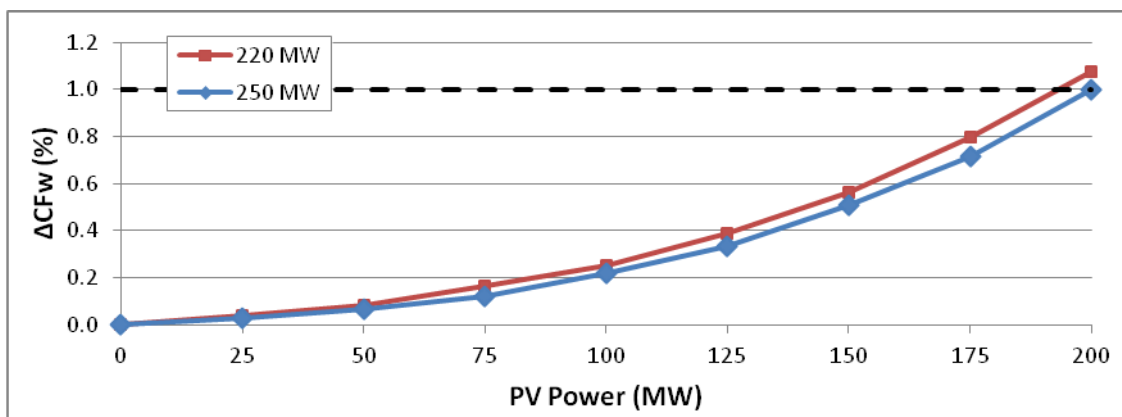
Σχήμα 4.41. **Κρήτη – Έτος 2015.** Μεταβολή του χρόνου υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του χρόνου λειτουργίας τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



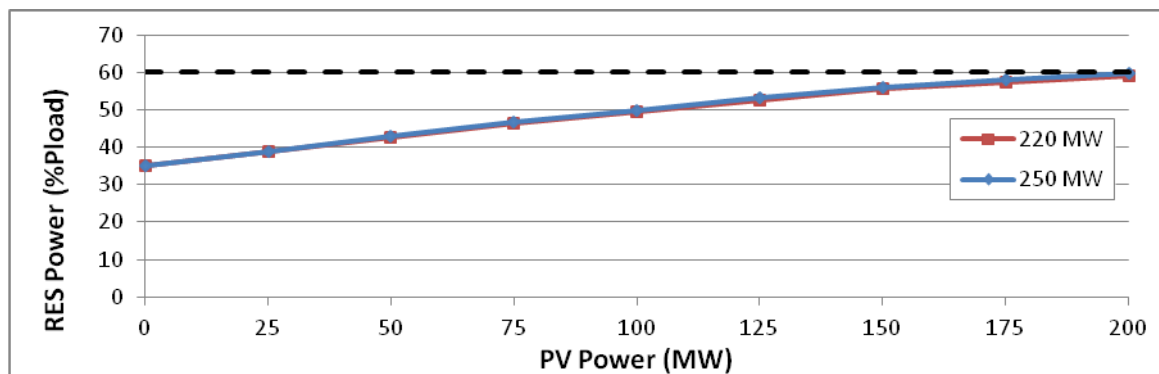
Σχήμα 4.42. **Κρήτη – Έτος 2015.** Μεταβολή της ενέργειας υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



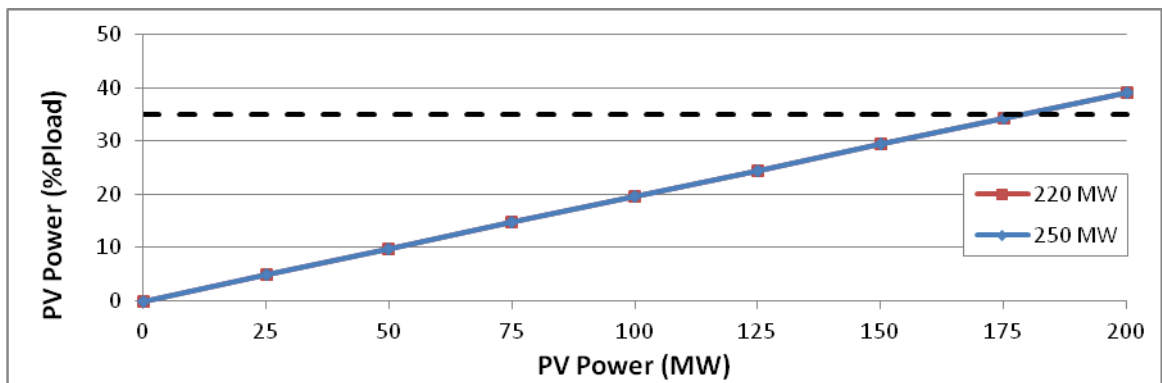
Σχήμα 4.43. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW. Μείωση των ΣΑΩΛ (% των ΣΑΩΛ των Α/Π με μηδενική Φ/Β ισχύ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



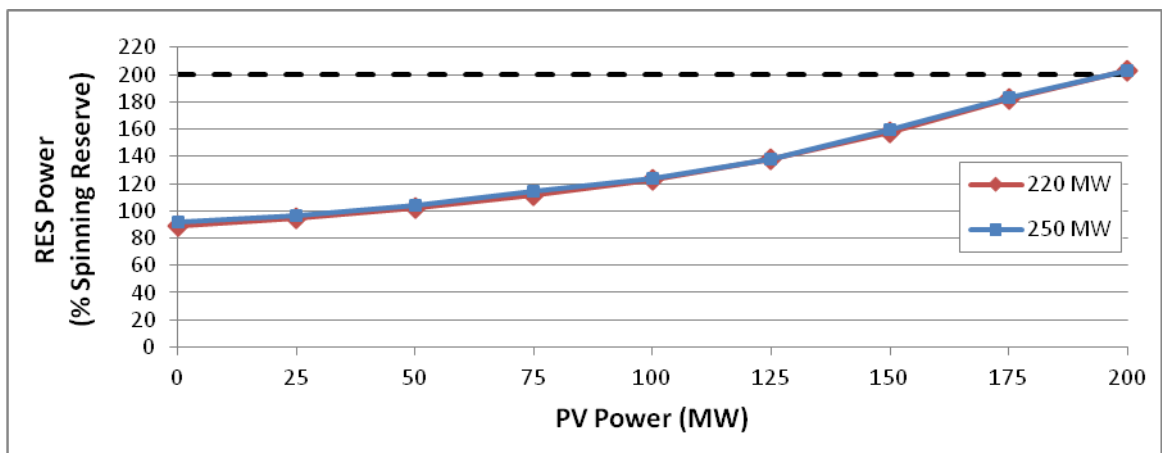
Σχήμα 4.44. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW. Μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των Α/Π (μεταβολή σε σχέση με τον CF(%) των Α/Π υπό μηδενική ισχύ ΦΒ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



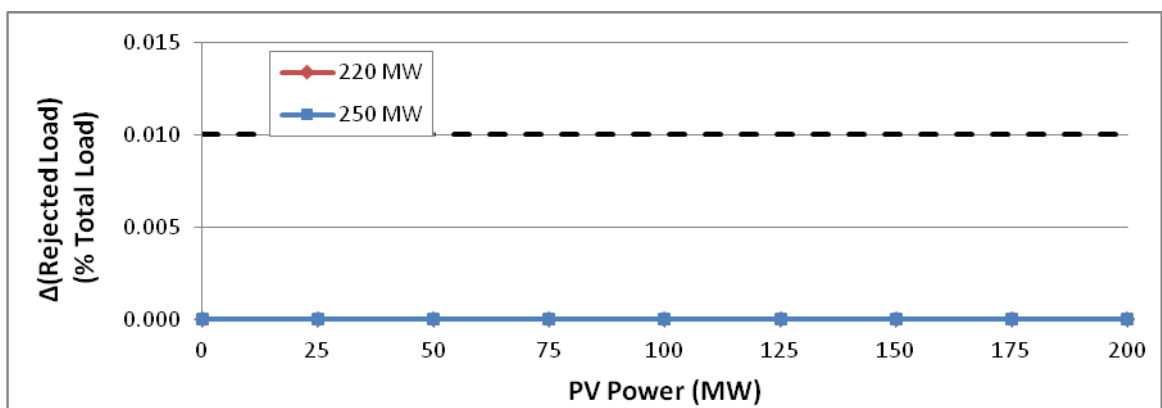
Σχήμα 4.45. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



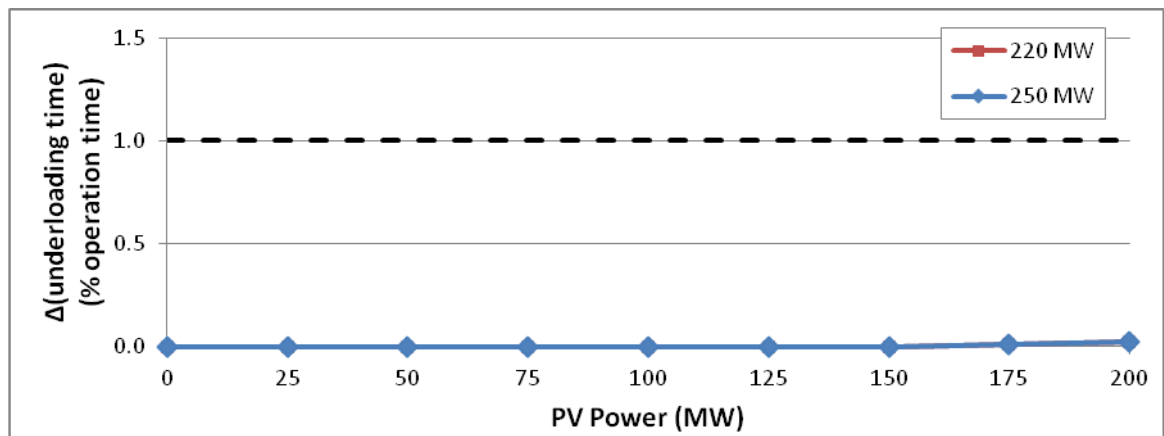
Σχήμα 4.46. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης Φ/Β ισχύος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



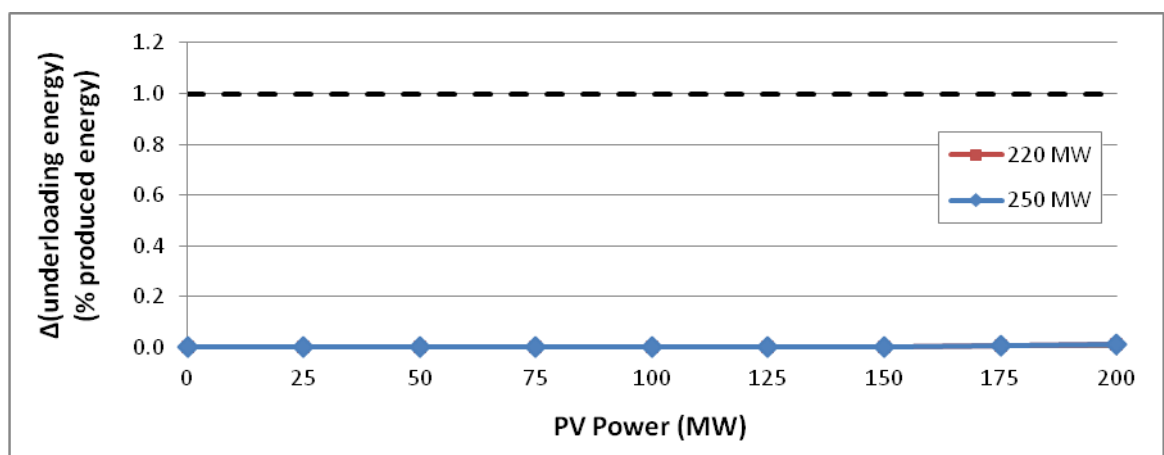
Σχήμα 4.47. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



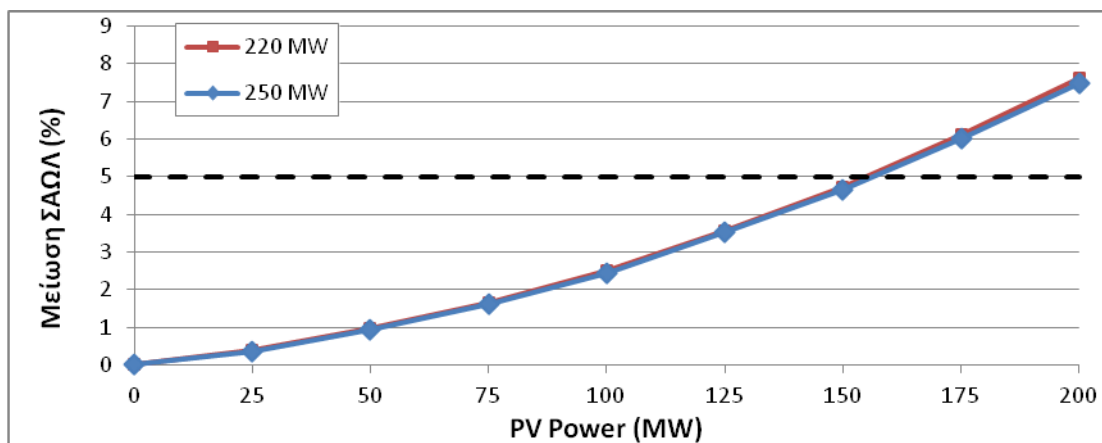
Σχήμα 4.48. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW. Μεταβολή της ετήσιας απορριπτόμενης ενέργειας φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ενέργειας του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



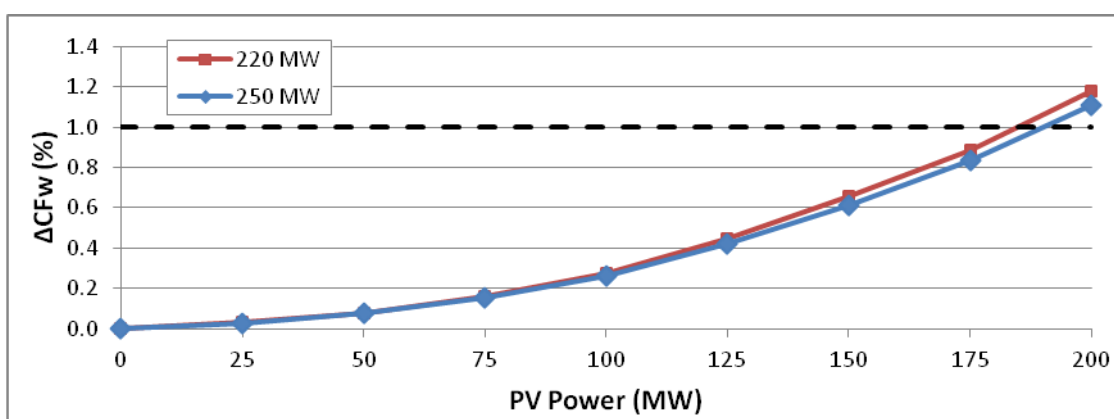
Σχήμα 4.49. **Κρήτη – Έτος 2015.** Μεταβολή του χρόνου υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του χρόνου λειτουργίας τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



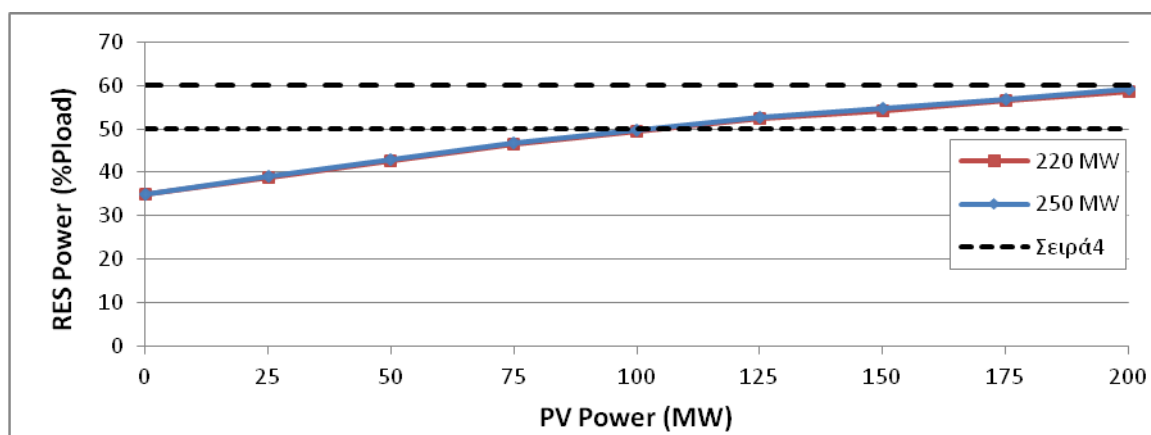
Σχήμα 4.50. **Κρήτη – Έτος 2015.** Μεταβολή της ενέργειας υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



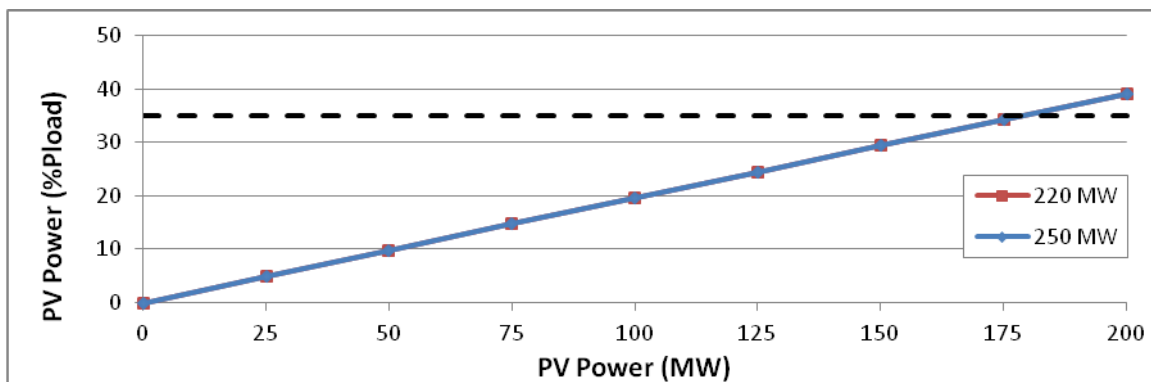
Σχήμα 4.51. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW. Μείωση των ΣΑΩΛ (% των ΣΑΩΛ των Α/Π με μηδενική Φ/Β ισχύ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



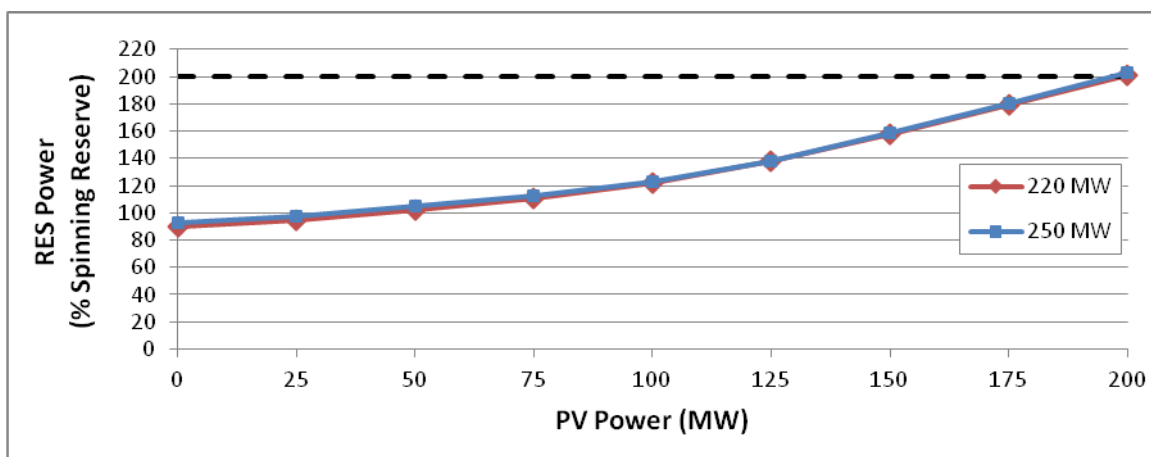
Σχήμα 4.52. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW. Μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των Α/Π (μεταβολή σε σχέση με τον CF(%) των Α/Π υπό μηδενική ισχύ ΦΒ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



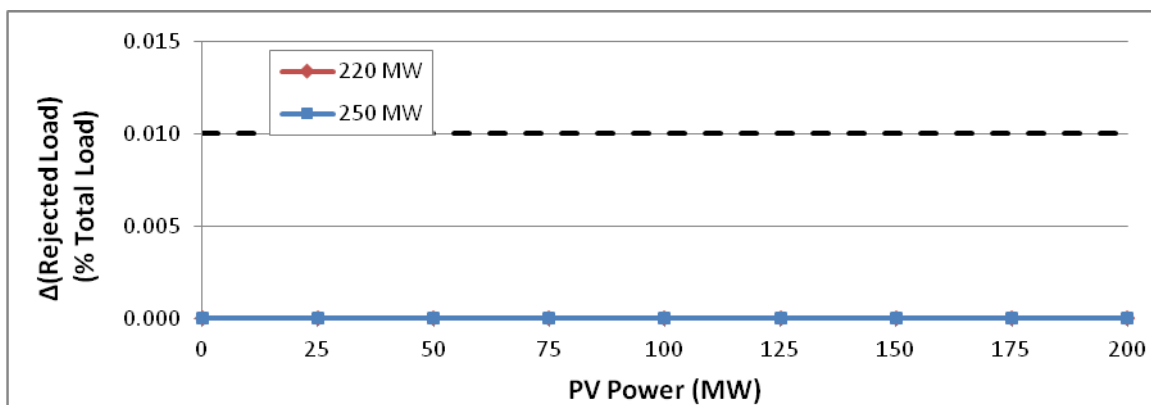
Σχήμα 4.53. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



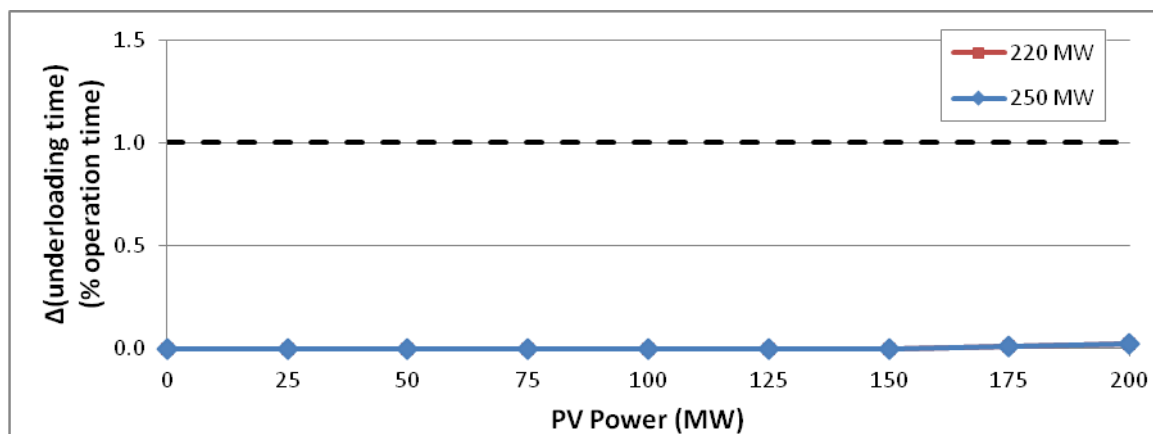
Σχήμα 4.54. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης Φ/Β ισχύος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



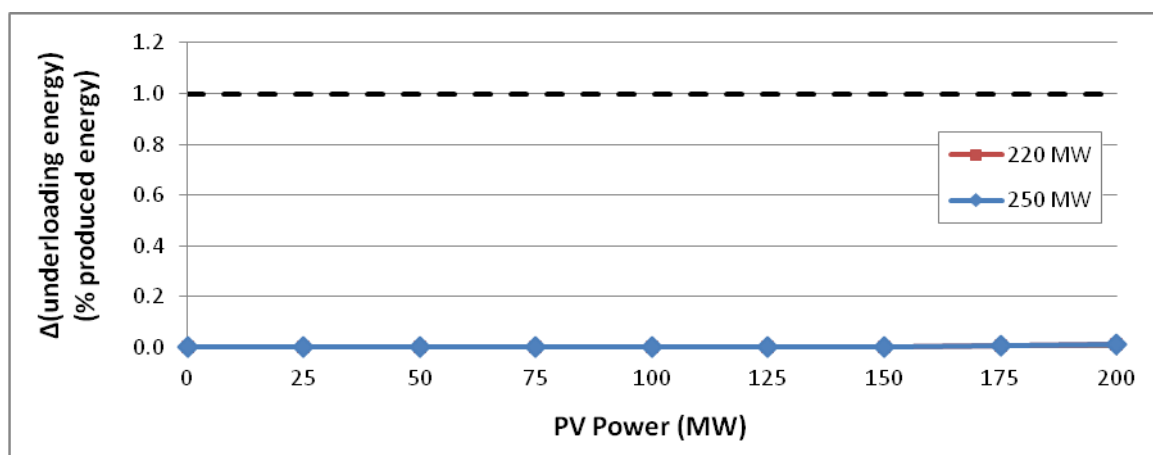
Σχήμα 4.55. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



Σχήμα 4.56. Κρήτη - Έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW. Μεταβολή της ετήσιας απορριπτόμενης ενέργειας φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ενέργειας του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



Σχήμα 4.57. **Κρήτη – Έτος 2015.** Μεταβολή του χρόνου υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του χρόνου λειτουργίας τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



Σχήμα 4.58. **Κρήτη – Έτος 2015.** Μεταβολή της ενέργειας υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.

Με βάση τα διαγράμματα μεταβολής των ποσοτικών δεικτών και τα ενδεικτικά όρια που θεωρήθηκαν, προκύπτουν ανά κριτήριο και εξεταζόμενο σενάριο λειτουργίας οι αποδεκτές Φ/Β διεισδύσεις του Πίνακα 4.25 (με γραμμική παρεμβολή μεταξύ γειτονικών τιμών από σενάρια Φ/Β διεισδύσεων που έχουν προσομοιωθεί). Εάν απαιτηθεί η ταυτόχρονη ικανοποίηση όλων των κριτηρίων, μπορεί να καθοριστεί μια συνολικά αποδεκτή εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς για το νησί, η οποία είναι της τάξης των 100-120 MW ή των 145-160 MW, ανάλογα με τη μέγιστη στιγμιαία διείσδυση ισχύος ΑΠΕ που θεωρείται αποδεκτή. Συγκεκριμένα, όταν το όριο της στιγμιαίας διείσδυσης λαμβάνεται ίσο με 50%, τότε το κριτήριο αυτό λειτουργεί ως το πλέον περιοριστικό σε όλα τα έτη και σενάρια εξέτασης. Αντίθετα, αν ληφθεί όριο στιγμιαίας διείσδυσης το 60%, τότε η αποδεκτή Φ/Β ισχύς περιορίζεται από την απαίτηση η μείωση των ΣΑΩΛ των Α/Π να είναι μικρότερη από 5%.

Πρέπει να τονιστεί ότι ο Πίνακας 4.25 συνιστά παράδειγμα εφαρμογής των επιμέρους κριτηρίων για τον καθορισμό της αποδεκτής διείσδυσης Φ/Β στο σύστημα του νησιού, χρησιμοποιώντας ενδεικτικά όρια ανά κριτήριο. Ο προσδιορισμός των ενδεδειγμένων ορίων, ιδίως για τα κριτήρια της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης και της επάρκειας της στρεφόμενης εφεδρείας, εκφεύγει από τα όρια της παρούσας μελέτης, καθώς προϋποθέτει αναλύσεις της δυναμικής συμπεριφοράς του συστήματος, οι οποίες δεν έχουν πραγματοποιηθεί. Αφού, πάντως, καθοριστούν αποδεκτές οριακές τιμές των κριτηρίων από τον Διαχειριστή του νησιωτικού συστήματος, ενδεχομένως διαφορετικές από τις εδώ

χρησιμοποιούμενες, είναι εύκολος ο προσδιορισμός της τελικά αποδεκτής Φ/Β διείσδυσης με τη βοήθεια των διαγραμμάτων των Σχημάτων 4.27 έως 4.58.

Ένα άλλο σημαντικό ζήτημα το οποίο δεν έχει εξεταστεί στην παρούσα μελέτη σχετίζεται με την προοπτική υλοποίησης ηλιοθερμικών σταθμών στο νησί. Η πρωτογενώς διαθέσιμη παραγωγή των σταθμών αυτών παρουσιάζει την ίδια συμπεριφορά και είναι απόλυτα συσχετισμένη με αυτή των Φ/Β σταθμών, δεδομένου ότι αξιοποιούν την ίδια πρωτογενή πηγή ενέργειας. Συνεπώς, εάν δεν υφίσταται δυνατότητα διαχείρισης της παραγόμενης ισχύος των ηλιοθερμικών σταθμών (όπως συμβαίνει με τους Φ/Β σταθμούς), τότε τα περιθώρια διείσδυσης που προσδιορίζονται για τους Φ/Β σταθμούς αποτελούν σε μεγάλο βαθμό⁶ περιθώρια για το σύνολο των ηλιακών σταθμών (Φ/Β και ηλιοθερμικών), γεγονός ιδιαίτερα περιοριστικό έως και απαγορευτικό για την ανάπτυξη μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος τέτοιων τεχνολογιών. Εκτιμάται ότι η ενδεδειγμένη λύση για την ανάπτυξη πρόσθετης ισχύος ηλιακών σταθμών είναι η διαχείριση της παραγόμενης ισχύος τους και συγκεκριμένα η χρονική μετάθεσή της σε επόμενες ώρες της ημέρας, ώστε να μην ταυτοχρονίζεται με τη Φ/Β παραγωγή. Αυτό προϋποθέτει αφενός τη δυνατότητα εφαρμογής περιορισμών (pericopon-setpoint) στους ηλιοθερμικούς σταθμούς και αφετέρου την ύπαρξη αποθήκευσης ισοδύναμης διάρκειας αρκετών ωρών στο εσωτερικό των σταθμών αυτών, προκειμένου να αξιοποιείται η αποκοπείσα παραγωγή τους τις απογευματινές και βραδινές ώρες.

⁶ Πιθανή διαφοροποίηση των ηλιοθερμικών από τους Φ/Β σταθμούς θα μπορούσε να γίνει σε σχέση με τα κριτήρια της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης. Αυτό διότι ότι οι ηλιοθερμικοί σταθμοί με σύγχρονες γεννήτριες μεγάλου μεγέθους εκτιμάται ότι, σε περίπτωση σφαλμάτων του δικτύου, εμφανίζουν δυναμική συμπεριφορά που προσομοιάζει αυτή των συμβατικών θερμικών σταθμών

Πίνακας 4.25: Αποδεκτή εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β (σε MW) στο σύστημα της Κρήτης με εφαρμογή ενδεικτικών ορίων ανά κριτήριο.

ΕΤΟΣ	2011		2015					
	0	0	0	75	150	0	75	150
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ (MW)	0	0	0	75	150	0	75	150
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ (MW)	192	220	220			250		
ΜΕΙΩΣΗ ΣΑΩΛ ΑΙΟΛΙΚΩΝ $\leq 5\%$	154	156	144	156	155	147	158	157
ΜΕΙΩΣΗ CF ΑΙΟΛΙΚΩΝ $\leq 1\%$	173	180	177	193	185	187	200	190
ΜΕΓΙΣΤΗ ΣΤΙΓΜΙΑΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ $\leq 50\%$	109	101	120	105	104	113	102	102
ΜΕΓΙΣΤΗ ΣΤΙΓΜΙΑΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ $\leq 60\%$	200	200	200	200	200	200	200	200
ΜΕΓΙΣΤΗ ΣΤΙΓΜΙΑΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΦΒ ΙΣΧΥΟΣ $\leq 35\%$	172	172	179	179	179	179	179	179
ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ $\geq 50\%$ ΤΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ	188	187	192	196	199	190	196	197
ΧΡΟΝΟΣ ΥΠΟΦΟΡΤΙΣΗΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ $\leq 1\%$	200	200	200	200	200	200	200	200
ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΥΠΟΦΟΡΤΙΣΗΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ $\leq 1\%$	200	200	200	200	200	200	200	200
ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟΡΡΙΨΕΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ $\leq 0.01\%$	200	200	200	200	200	200	200	200
ΑΠΟΔΕΚΤΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β (ΓΙΑ ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ 50%)	109	101	120	105	104	113	102	102
ΑΠΟΔΕΚΤΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β (ΓΙΑ ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ 60%)	154	156	144	156	155	147	158	157

Υφιστάμενο περιθώριο βάσει της απόφασης 703/2008 της ΡΑΕ: 102.042 MW

5. ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

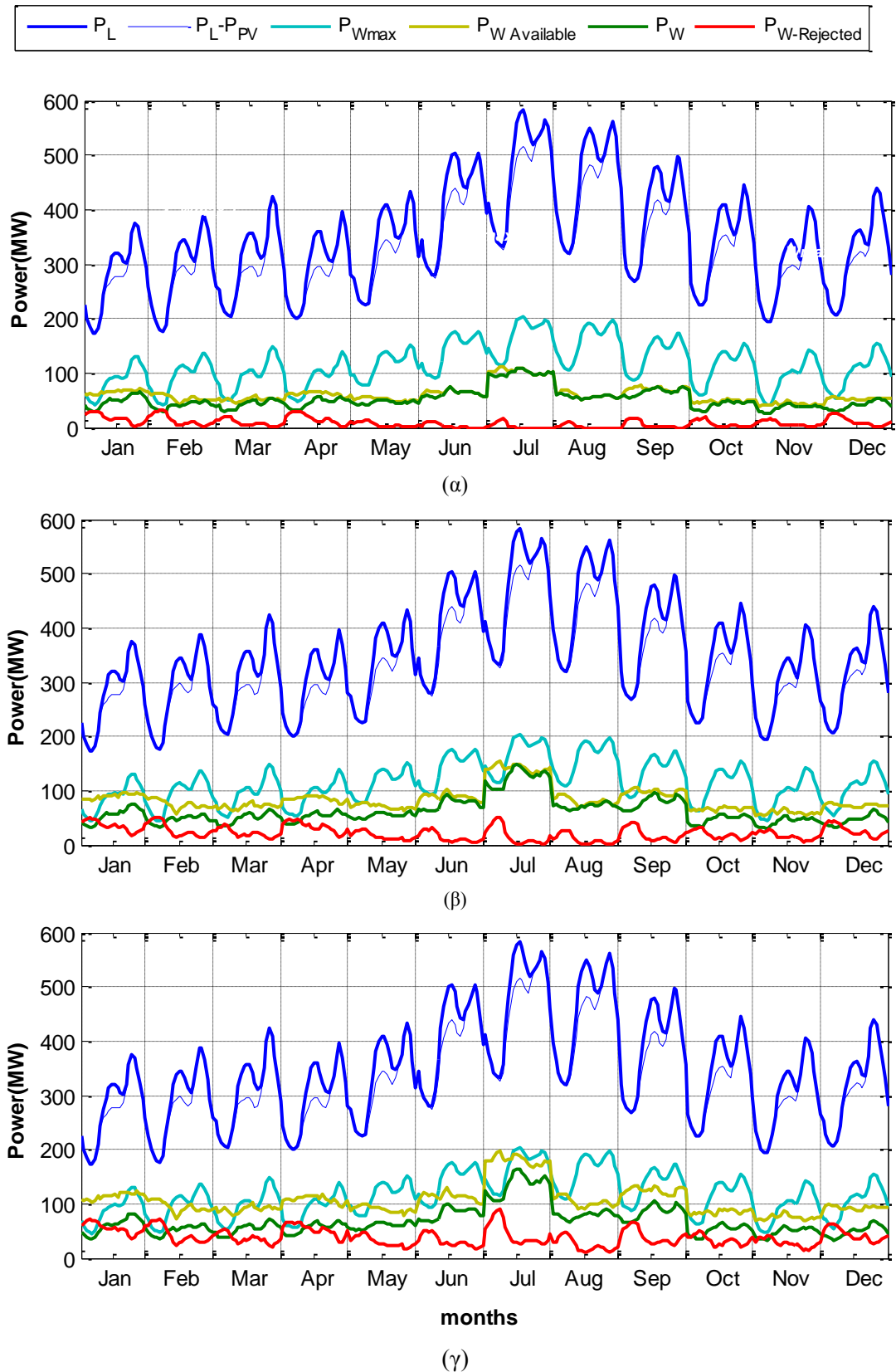
Όμοια διερεύνηση με αυτή του Κεφαλαίου 4 πραγματοποιήθηκε παραμετρικά για την αποδεκτή τιμή αιολικής ισχύος στο σύστημα της Κρήτης. Ως έτη αναφοράς επιλέγησαν και πάλι τα έτη 2011 και 2015. Η Φ/Β ισχύς θεωρήθηκε σταθερή και ίση με το υφιστάμενο περιθώριο 102.042 MW. Για το έτος 2015 εξετάστηκε τόσο η ένταξη ΥΒΣ όσο και η περίπτωση αυξημένης Φ/Β διείσδυσης 150 MW.

5.1 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

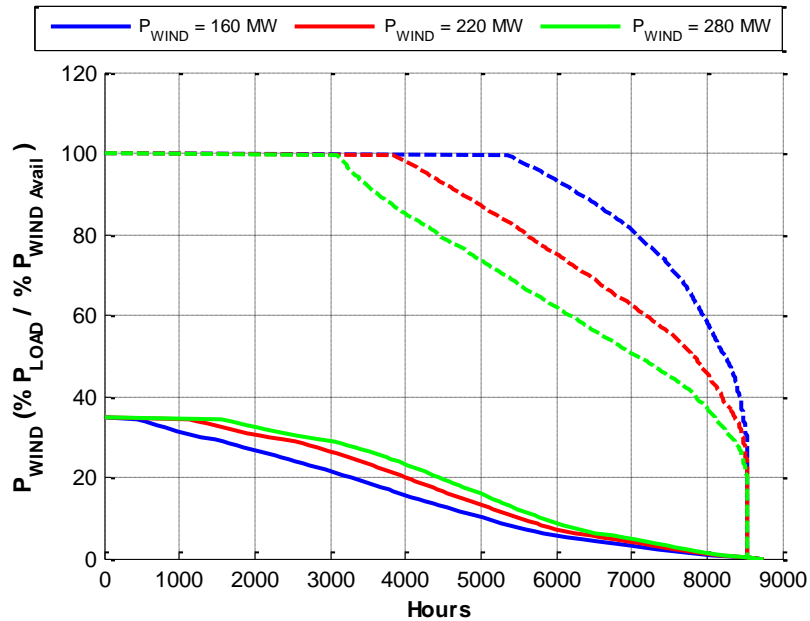
Όπως έχει αναφερθεί στο Κεφάλαιο 2, η διαθέσιμη αιολική παραγωγή εγχέεται στο δίκτυο μετά από την επιβολή των λειτουργικών περιορισμών διείσδυσης στην ισχύ εξόδου των Α/Π, και συγκεκριμένα του αυστηρότερου εκ των δύο περιορισμών: του δυναμικού και του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου (Σχέσεις 2.12-2.14). Η εφαρμογή των υπολογιζόμενων περιορισμών πραγματοποιείται σε πραγματικό χρόνο, ώστε να λαμβάνεται υπόψη η πραγματική Φ/Β παραγωγή που εγχέεται στο δίκτυο και να εξασφαλίζεται η ελαχιστοποίηση των επιπτώσεων της Φ/Β διείσδυσης στα ενεργειακά μεγέθη των Α/Π. Ο αυστηρότερος από τους δύο περιορισμούς συνιστά και το συνολικό περιθώριο διείσδυσης της αιολικής παραγωγής (set-point), το οποίο κατανέμεται στα αιολικά πάρκα ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ τους.

Στο Σχήμα 5.1 απεικονίζονται οι μέσες ωριαίες καμπύλες του φορτίου ζήτησης, του φορτίου ζήτησης μετά από την αφαίρεση της Φ/Β παραγωγής, της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα (set-point), της διαθέσιμης, παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας για τρεις τιμές αιολικής εγκατεστημένης ισχύος, 160, 220 και 280 MW για κάθε μήνα του έτους 2011. Η τιμή αιολικής ισχύος 160 MW αντιστοιχεί στην εγκατεστημένη ισχύ του νησιού, 220 MW είναι η αδειοδοτημένη αιολική ισχύς ενώ η τιμή των 280 MW αντιστοιχεί στην περίπτωση αυξημένης αιολικής διείσδυσης. Η τιμή της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος θεωρείται σταθερή και ίση με 102.042 MW (ισχύον περιθώριο PAE) με ετήσια ενεργειακή απόδοση Φ/Β συλλεκτών 1449 kWh/εγκατεστημένο kW. Στο Σχήμα 5.2 απεικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας της παραγόμενης αιολικής ισχύος λαμβανόμενης ως ποσοστό επί της ισχύος φορτίου και επί της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής για τρεις τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

Διαπιστώνεται ότι, η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος ισοδυναμεί με αύξηση της διαθέσιμης και κατ' επέκταση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Ταυτόχρονα αυξάνονται οι απορρίψεις αιολικής παραγωγής, γεγονός που οφείλεται στον επερχόμενο «αιολικό κορεσμό» του συστήματος με αυξανόμενες περικοπές αιολικής παραγωγής στο δυναμικό περιθώριο διείσδυσης-35% της ζήτησης. Οι απορρίψεις αιολικής ενέργειας είναι σίγουρα μεγαλύτερες κατά τους χειμερινούς μήνες, με μέσες ωριαίες τιμές που κατά περίπτωση ξεπερνούν αυτές της παραχθείσας ενέργειας.

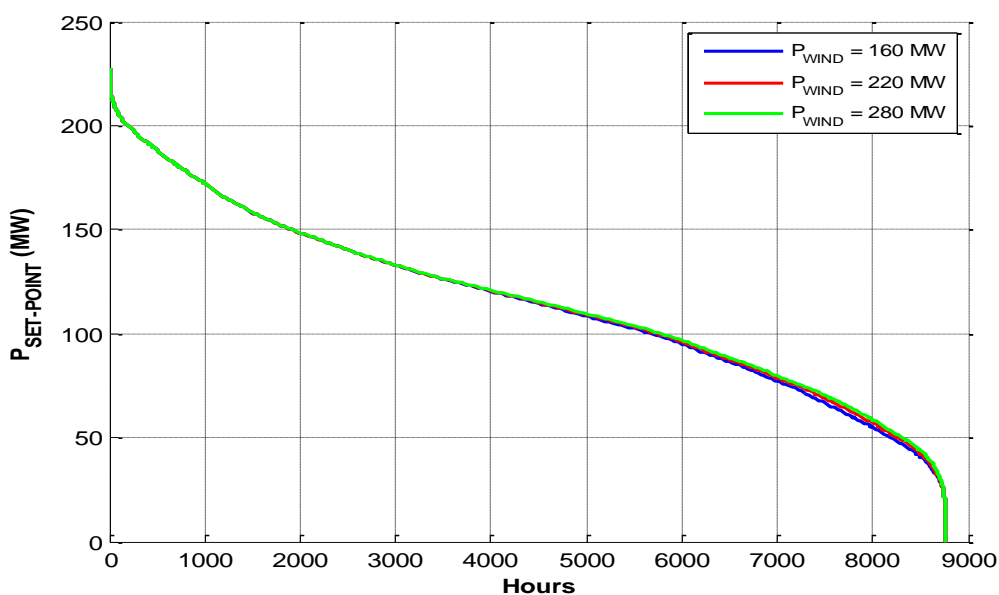


Σχήμα 5.1. Κρήτη- Έτος 2011 - Φ/Β 102 MW – Α/Π 160, 220, 280 MW. Μέσες ωριαίες καμπύλες της ημερήσιας ζήτησης, της ημερήσιας ζήτησης μετά την αφαίρεση της Φ/Β παραγωγής, της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής (set-point) από το σύστημα, της παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, για κάθε μήνα του έτους 2011.



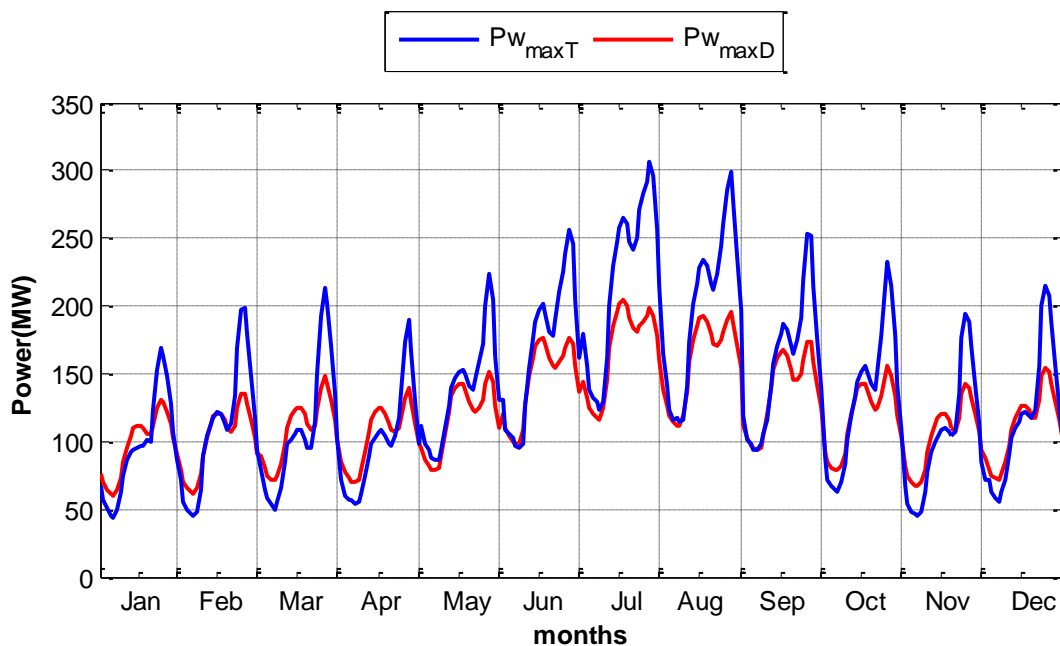
Σχήμα 5.2. **Κρήτη- Έτος 2011 - Φ/Β 102 MW – Α/Π 160, 220, 280 MW.** Καμπύλη διάρκειας της αιολικής παραγωγής, λαμβανόμενης ως ποσοστό επί της ισχύος φορτίου (συνεχής γραμμή) και επί της διαθέσιμης αιολικής ισχύος (διακεκομμένη γραμμή).

Η μέγιστη δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το δίκτυο (set-point) απεικονίζεται στο Σχήμα 5.1 με τη γαλάζια καμπύλη. Η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος δεν φαίνεται να επηρεάζει το συγκεκριμένο μέγεθος δραστικά, γεγονός αναμενόμενο αφού είναι χαρακτηριστικό του συστήματος και όχι των εγκατεστημένων Α/Π. Η αιολική διείσδυση διαδραματίζει μικρό ρόλο στον καθορισμό του set-point μέσω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Ο δυναμικός περιορισμός λαμβάνεται ως ποσοστό της ζήτησης φορτίου και μένει ανεπηρέαστος από την ισχύ των Α/Π. Ειδικότερα, η αύξηση της αιολικής ισχύος συνεπάγεται μείωση της ενταγμένης συμβατικής ισχύος, λόγω της θεωρούμενης αξιοπιστίας για το 20% της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής. Έτσι, ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου γίνεται πιο ελαστικός και επικρατεί ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης περισσότερες ώρες ετησίως.



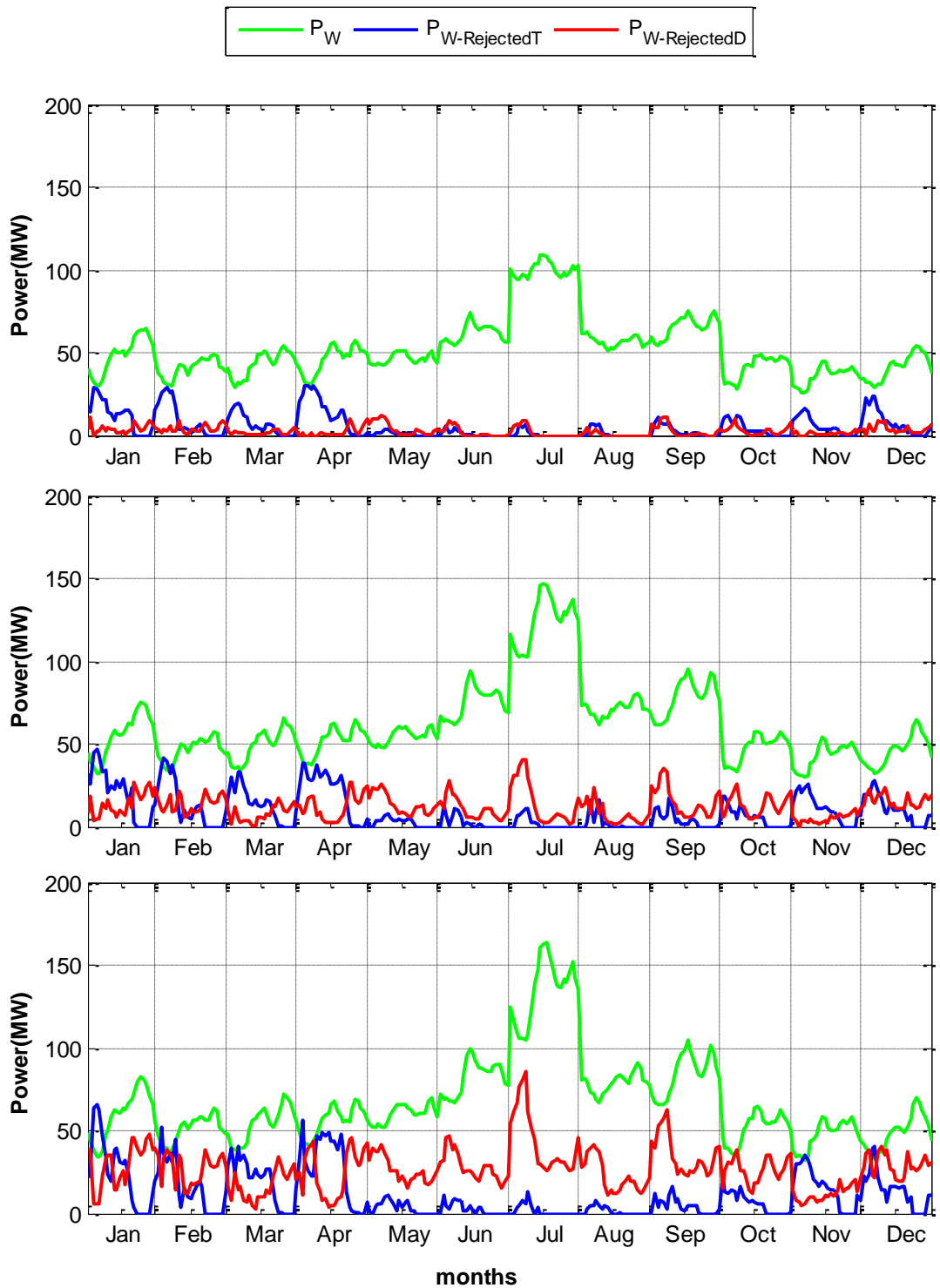
Σχήμα 5.3. **Κρήτη - Έτος 2011 - Φ/Β 102 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW.** Καμπύλη διάρκειας του ολικού περιθωρίου διείσδυσης αιολικών.

Στο Σχήμα 5.4 αναπαρίσταται η σχέση μεταξύ των δύο λειτουργικών περιορισμών διείσδυσης για αιολική ισχύ σταθερή και ίση με 220 MW. Διαπιστώνεται η επικράτηση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου στη βραδυνή κοιλάδα του φορτίου για το μεγαλύτερο μέρος του έτους, γεγονός που οφείλεται στις υψηλές τιμές ισχύος των τεχνικών ελαχίστων των πάντα ενταγμένων αμοστροβίλων του συστήματος, σε σχέση με τις χαμηλές τιμές φορτίου. Παρουσιάζεται ακόμη η αύξηση και επικράτηση του δυναμικού περιθωρίου διείσδυσης κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, λόγω των υψηλότερων τιμών φορτίου. Στους χειμερινούς μήνες από τις πρώτες πρωινές ώρες μέχρι και τη μεσημβρινή αιχμή επικρατεί ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου, γεγονός που συνδέεται τόσο με τις χαμηλότερες τιμές φορτίου όσο και με την εγγεόμενη Φ/Β παραγωγή η οποία θεωρείται ενσωματωμένη στο φορτίο και περιορίζει περαιτέρω την εναπομένουσα προς κάλυψη ενέργεια ζήτησης.

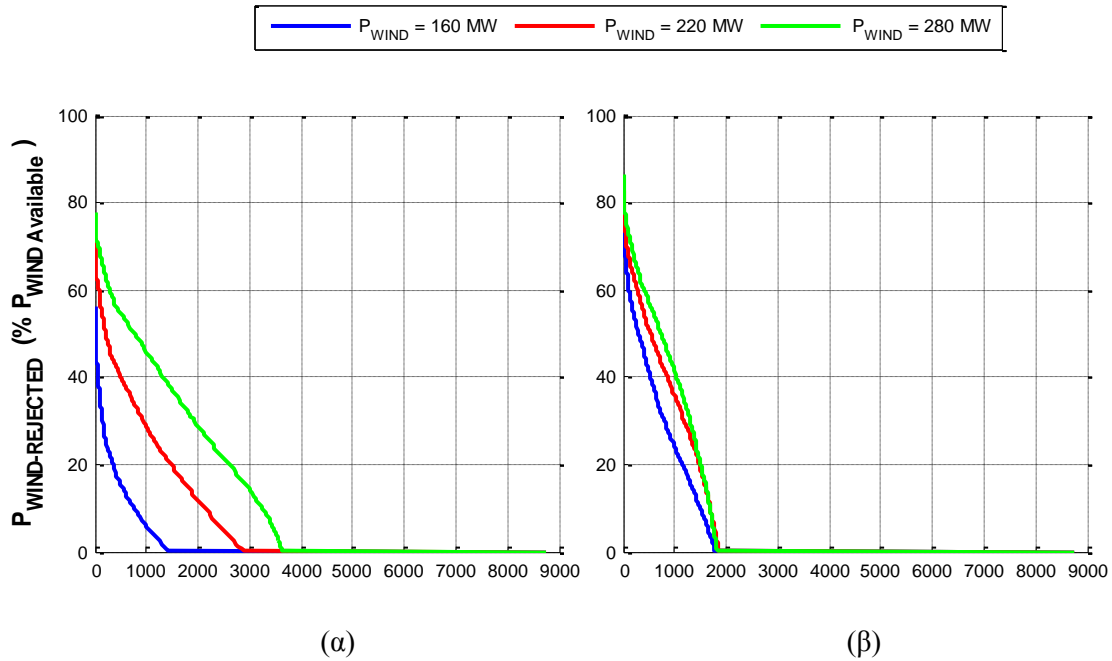


Σχήμα 5.4. **Κρήτη - Έτος 2011 - Φ/Β 102 MW- Α/Π 220.** Μέσες ωριαίες καμπύλες της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής (set-point) από το σύστημα λόγω δυναμικού περιορισμού και λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου για κάθε μήνα του έτους 2011.

Στο Σχήμα 5.5 παρουσιάζονται οι καμπύλες παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και δυναμικού περιορισμού. Παρά την επικράτηση του δυναμικού περιορισμού μεγάλες απορρίψεις αιολικής παραγωγής οφείλονται στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου ιδίως κατά τους χειμερινούς μήνες. Η αύξηση της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα προκαλεί αύξηση των απορρίψεων αιολικής ενέργειας, λόγω δυναμικού περιορισμού καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας και του έτους συνολικά. Σημειώνεται ακόμη αύξηση των απορρίψεων λόγω τεχνικού περιορισμού κατά τους χειμερινούς μήνες. Οι παραπάνω παρατηρήσεις επιβεβαιώνονται στις καμπύλες διάρκειας των εξεταζόμενων μεγεθών (Σχήμα 5.6.)

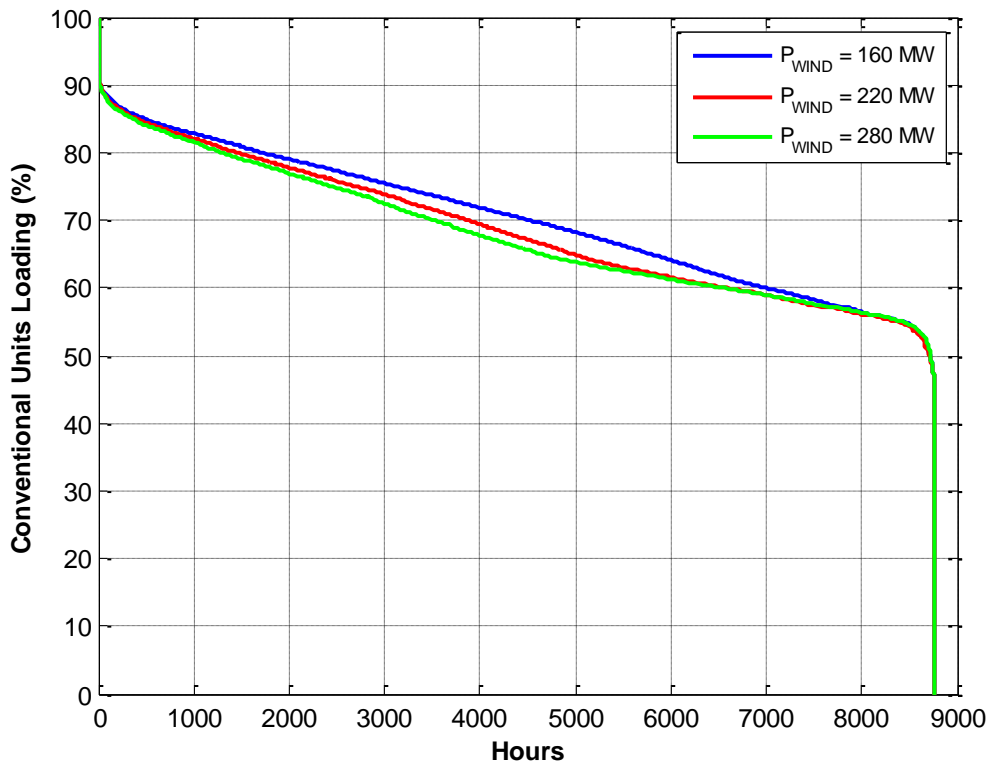


Σχήμα 5.5. Κρήτη- Έτος 2011 - Φ/Β 102 MW – Α/Π 160, 220, 280 MW. Μέσες ωριαίες καμπύλες της παραγόμενης και της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας λόγω τεχνικού και δυναμικού περιορισμού για κάθε μήνα του έτους 2011.



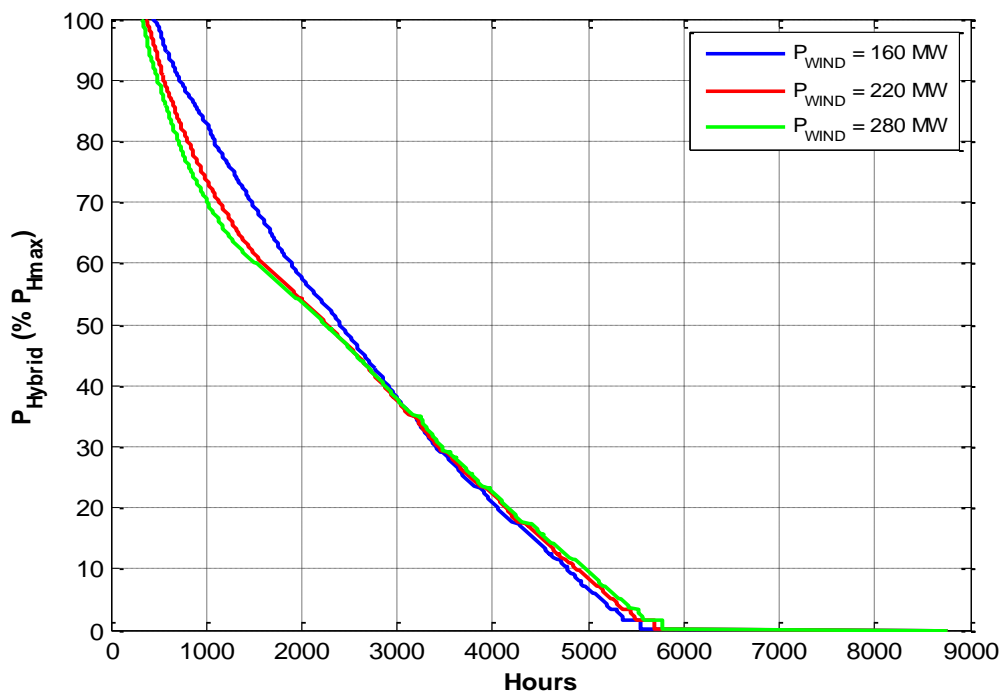
Σχήμα 5.6. **Κρήτη- Έτος 2011- Φ/Β 102 MW.** Καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (α) λόγω δυναμικού περιορισμού (β) λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, λαμβανόμενη ως ποσοστό % επί της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής.

Στο Σχήμα 5.7 εικονίζεται η καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των μονάδων αυξανόμενη της αιολικής εγκατεστημένης ισχύος. Παρουσιάζεται μείωση της μέσης φόρτισης των μονάδων με την αύξηση της αιολικής διείσδυσης, γεγονός που οφείλεται στην αυξανόμενη υποκατάσταση συμβατικής ενέργειας από την αιολική παραγωγή.

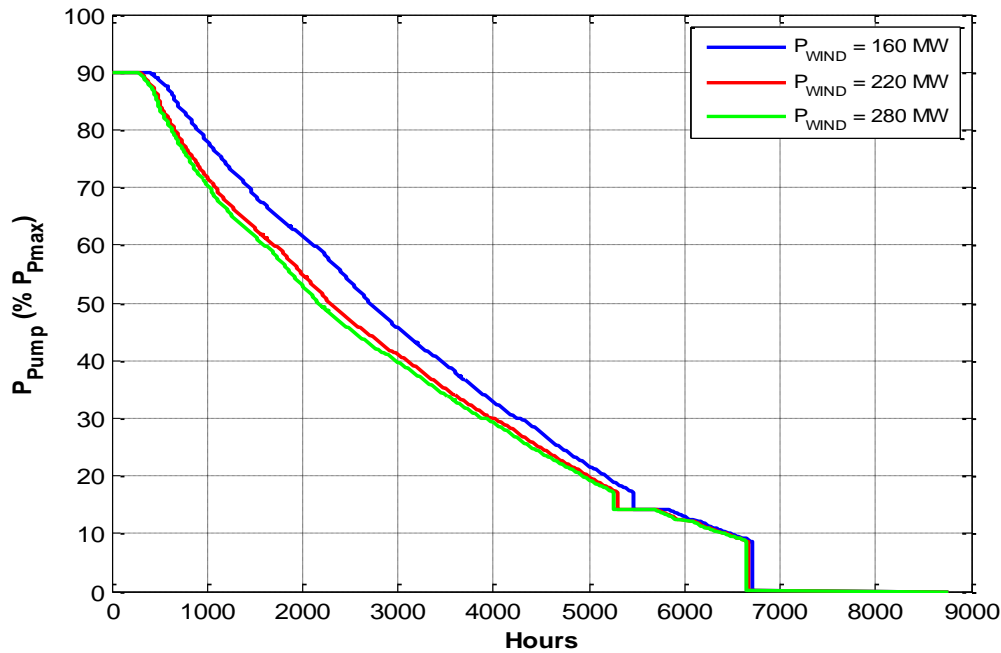


Σχήμα 5.7. **Κρήτη- Έτος 2011 - Φ/Β 102 MW – Α/Π 160, 220, 280 MW:** Καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος.

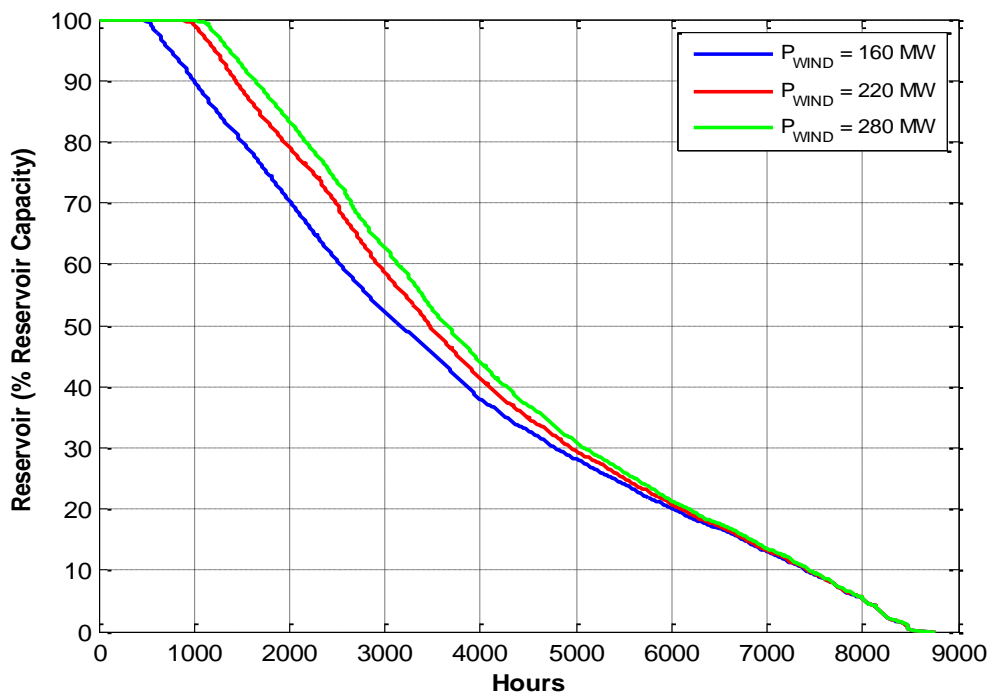
Στα σχήματα 5.8-5.10 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας που αφορούν στη λειτουργία του ΥΒΣ και συγκεκριμένα η επίπτωση της αιολικής διείσδυσης στην παραγωγή, στην άντληση και στη στάθμη δεξαμενής του ΥΒΣ. Όπως φαίνεται στο σχήμα 4.11, η εγγεόμενη αιολική ενέργεια μειώνει εν μέρει την παραγωγή του ΥΒΣ, εφόσον η αυξανόμενη αιολική διείσδυση αναγκάζει τους υδροστροβίλους σε μεγαλύτερη υποφόρτιση με σκοπό την παροχή στρεφόμενης εφεδρείας στην αιολική παραγωγή. Η εικονιζόμενη αύξηση της παραγωγής του ΥΒΣ συνδέεται με την δυνατότητα συμμετοχής των αιολικών πάρκων του στην παροχή της εγγυημένης ισχύος. Εξαιτίας της μεγαλύτερης υποφόρτισης των υδροστροβίλων αυξανόμενη της αιολικής διείσδυσης καθίσταται σχετικά δυσχερέστερη η αξιοποίηση των υδάτων της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ, με αποτέλεσμα η στάθμη της να κυμαίνεται σε ελαφρώς πιο αυξημένα επίπεδα όταν μελετάται σημαντική διείσδυση Α/Π στο σύστημα (σχήμα 4.13). Τα υψηλότερα επίπεδα στάθμης της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ συνδέονται με μειωμένη αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας του ΥΒΣ για άντληση, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 4.12.



Σχήμα 5.8. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 100 MW - ΥΒΣ 150 MW – Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας της ισχύος εξόδου των μονάδων ΥΒΣ (άθροισμα παραγωγής υδροστροβίλων και παραγωγής αιολικών του ΥΒΣ για συμμετοχή στην προγραμματισμένη ισχύ), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ.



Σχήμα 5.9. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 102 MW - ΥΒΣ 150 MW – Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας της ισχύος άντλησης εκφρασμένης ως ποσοστό (%) της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος του αντλητικού συστήματος.



Σχήμα 5.10. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 100 MW - ΥΒΣ 150 MW – Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας της στάθμης της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της μέγιστης χωρητικότητας αυτής.

5.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται οι συνολικές ενεργειακές επιπτώσεις σε ετήσια βάση από την ένταξη Α/Π ισχύος έως 300 MW στο σύστημα της Κρήτης, για τα έτη 2011 και 2015. Η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς θεωρείται σταθερή και ίση με 102.042 MW για το έτος 2011 ενώ το 2015 εξετάζεται και η περίπτωση αυξημένης Φ/Β διείσδυσης ισχύος 150 MW. Όπως αναφέρθηκε, το έτος 2015 έχει θεωρηθεί η ένταξη ΥΒΣ συνολικής ισχύος 75 MW και 150 MW.

Στον Πίνακα 5.1α, ο οποίος αφορά στο έτος 2011, δίνονται οι ετήσιες ενέργειες όλων των μονάδων παραγωγής του νησιού (συμβατικές, Α/Π, φωτοβολταϊκά), η ποσοστιαία συνεισφορά τους στην κάλυψη του συνολικού φορτίου, για όλες τις εξεταζόμενες αιολικές διεισδύσεις και για σταθερή εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 102 MW. Στον Πίνακα 5.1β παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη παραγωγής των συμβατικών μονάδων, των σταθμών ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και αιολικά), καθώς και το προκύπτον συνολικό λειτουργικό κόστος του νησιωτικού συστήματος, για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Το κόστος αυτό περιλαμβάνει το μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων και τις αποζημιώσεις των σταθμών ΑΠΕ. Τα αντίστοιχα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα του έτους 2015 παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.2, χωρίς την ένταξη ΥΒΣ στο σύστημα του νησιού.

Τα αποτελέσματα όταν στο σύστημα της Κρήτης εντάσσονται ΥΒΣ ισχύος 75 MW και 150 MW παρουσιάζονται στους Πίνακες 5.3 και 5.4. Στον Πίνακα 5.3 δίνονται οι ετήσιες ενέργειες όλων των μονάδων παραγωγής του νησιού (συμβατικές, ΥΒΣ, φωτοβολταϊκά και αιολικά εκτός ΥΒΣ) και η ποσοστιαία συνεισφορά τους στην κάλυψη του συνολικού καθαρού φορτίου ζήτησης (χωρίς το προστιθέμενο φορτίο της άντλησης από το δίκτυο) του έτους 2015, για όλες τις εξεταζόμενες αιολικές διεισδύσεις, για 102 MW Φ/Β ισχύος και με ΥΒΣ ισχύος 75 MW. Επιπλέον παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη παραγωγής των συμβατικών μονάδων, των σταθμών ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και αιολικά εκτός ΥΒΣ) και του ΥΒΣ, καθώς και το προκύπτον συνολικό λειτουργικό κόστος του νησιωτικού συστήματος, για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Το κόστος αυτό περιλαμβάνει το μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων και τις αποζημιώσεις των σταθμών ΑΠΕ και του ΥΒΣ, με και χωρίς την αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος του ΥΒΣ. Στον Πίνακα 5.4 παρουσιάζονται τα αντίστοιχα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα για ΥΒΣ ισχύος 150 MW. Τέλος στους Πίνακες 5.5 έως 5.7 παρουσιάζονται τα αντίστοιχα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα για αυξημένη διείσδυση Φ/Β ισχύος 150 MW το έτος 2015, για ΥΒΣ ισχύος 0, 75 και 150 MW.

Διαπιστώνεται, ότι η μεταβολή της αιολικής ισχύος ισοδυναμεί με αντίστοιχη μεταβολή της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής, η οποία λαμβάνεται ως το άθροισμα της παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, ώστε τελικά αυξάνεται η εγχεόμενη αιολική ενέργεια και το ποσοστό συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην κάλυψη του ετήσιου φορτίου. Παρόλα αυτά οι ενεργειακοί δείκτες των αιολικών πάρκων παρουσιάζουν πτωτική τάση, γιατί το πρακτικά αμετάβλητο περιθώριο απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα κατανέμεται σε αυξημένη αιολική εγκατεστημένη ισχύ. Έτσι, παρατηρείται μείωση των ΣΑΩΛ των πάρκων και του συντελεστή χρησιμοποίησής τους. Πιο αναλυτικά, αιολική ισχύς 160 MW αντιστοιχεί σε τιμή συντελεστή χρησιμοποίησης περί το 33% για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Η αντίστοιχη τιμή για την αδειοδοτημένη αιολική ισχύ είναι 28-29% ενώ η παρατηρούμενη ελάχιστη τιμή είναι 23% για 300 MW αιολικής ισχύος.

Η ένταξη ΥΒΣ το έτος 2015 ευνοεί την αιολική παραγωγή, γεγονός που ανάγεται στην χαλάρωση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου για τα Α/Π εξαιτίας των θεωρηθέντων χαμηλότερων τεχνικών ελαχίστων των υδροστροβίλων σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Έτσι σημειώνεται μικρή βελτίωση του συνόλου των ενεργειακών μεγεθών των πάρκων με αύξηση των ΣΑΩΛ, του συντελεστή χρησιμοποίησης και του ποσοστού συμμετοχής των πάρκων στην εξυπηρέτηση του

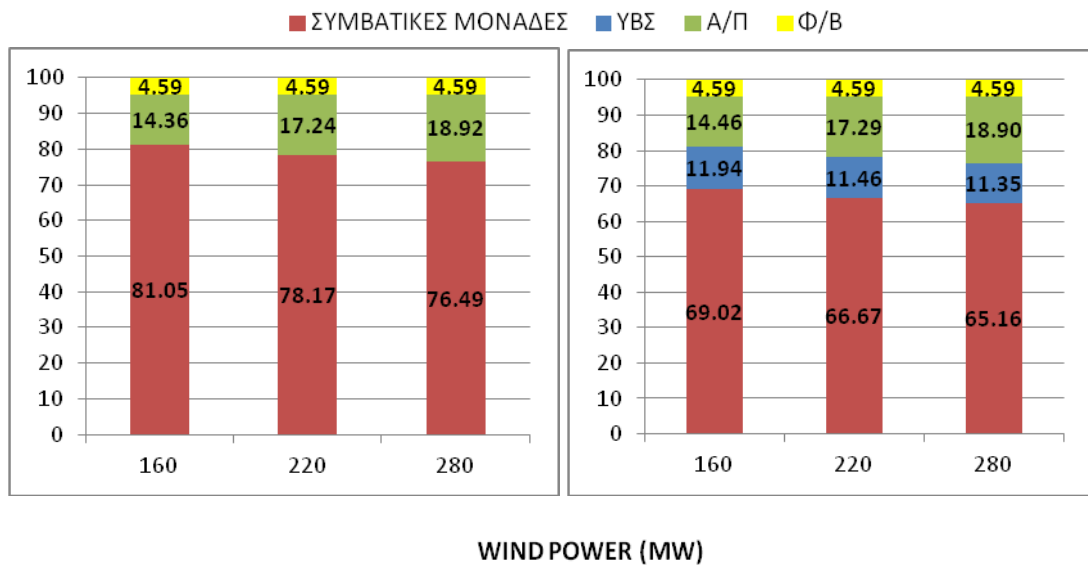
φορτίου. Εξαιρέση αποτελούν οι περιπτώσεις ένταξης ΥΒΣ 150 MW με ταυτόχρονη υψηλή διείσδυση αιολικής ισχύος. Παρατηρείται μικρή μείωση της παραγωγής των πάρκων, η οποία ανάγεται στις ελαφρώς αυξημένες περικοπές αιολικής παραγωγής κάποιες ώρες χαμηλού-μέσου φορτίου με ενταγμένες τόσο ατμοστροβιλικές όσο και υδροστροβιλικές μονάδες.

Η περίπτωση αυξημένης ισχύος Φ/Β 150 MW προκαλεί μικρή μείωση των αντίστοιχων μεγεθών. Αυτό συμβαίνει διότι η Φ/Β παραγωγή συνιστά ισοδύναμη μείωση της ενέργειας του φορτίου και έτσι υπεισέρχεται στους περιορισμούς διείσδυσης των αιολικών πάρκων και συγκεκριμένα στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου. Ο δυναμικός περιορισμός λαμβάνεται επί του πραγματικού φορτίου ζήτησης (πριν την αφαίρεση της Φ/Β παραγωγής) και μένει ανεπηρέαστος από τη Φ/Β εγκατεστημένη ισχύ.

Τα παραπάνω επιβεβαιώνονται στα ακόλουθα σχήματα, όπου απεικονίζονται τα ποσοστά συμμετοχής των επιμέρους μονάδων παραγωγής του συστήματος στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης για τέσσερις διακριτές περιπτώσεις το έτος 2015. Διαπιστώνεται ότι διείσδυση αιολικής ισχύος ίση με την λειτουργούσα ισχύ του νησιού (160 MW) ισοδυναμεί με ποσοστό 14% συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην κάλυψη του ετήσιου φορτίου το έτος 2015, ποσοστό που αυξάνεται σε 17 και 19% αντίστοιχα για αυξημένες διεισδύσεις 220 και 300 MW. (Αυξημένα κατά περίπου 1% είναι τα ποσοστά το έτος 2011, λόγω των χαμηλότερων τιμών φορτίου, όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.1α.)

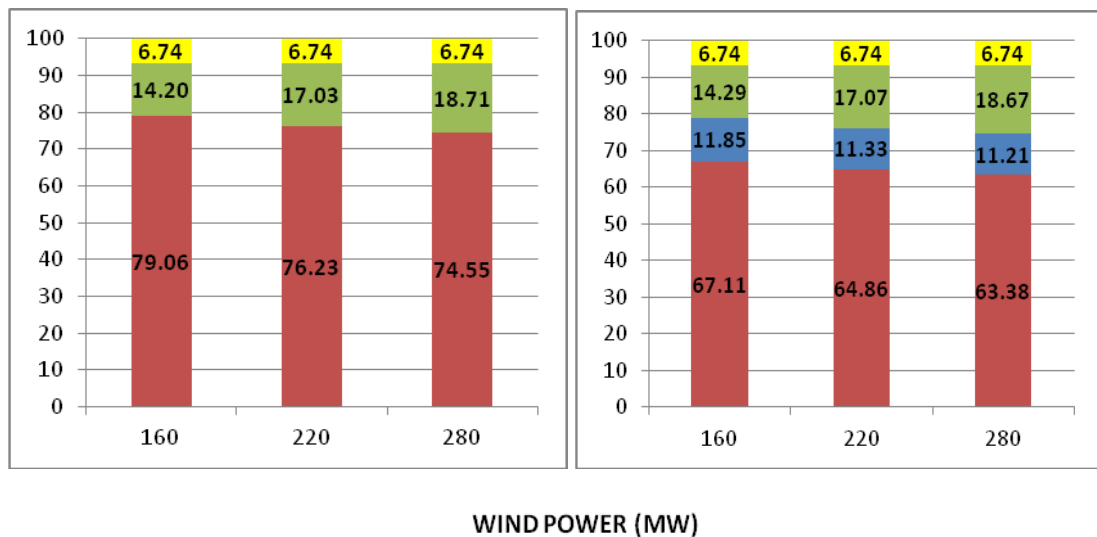
Φ/Β παραγωγή δεδομένης ισχύος και απόδοσης δεν επηρεάζεται από την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος αλλά αντίθετα καλύπτει σταθερό ποσοστό της ετήσιας ενέργειας φορτίου. Αυτό συμβαίνει γιατί δεν επιδέχεται περιορισμούς διείσδυσης και εγχέεται χωρίς περικοπές στο σύστημα. Πιο αναλυτικά, Φ/Β διείσδυση ισχύος 102 και 150 MW καλύπτουν ποσοστά 4.6% και 6.7% αντίστοιχα της ετήσιας ενέργειας φορτίου.

Σε ότι αφορά τους ΥΒΣ, από τη μελέτη των Πινάκων και των σχημάτων συνάγεται, ότι ΥΒΣ ισχύος 75 MW συμβάλλει περί το 6% στην κάλυψη του ετήσιου φορτίου και ΥΒΣ 150 MW με σχεδόν διπλάσιο ποσοστό. Όσο αυξάνεται η αιολική διείσδυση, παρατηρείται μικρή μείωση της παραγωγής του ΥΒΣ, η οποία προκύπτει από τη μείωση της παραγωγής των υδροστροβίλων. Οι τελευταίοι αναγκάζονται σε χαμηλότερα επίπεδα φόρτισης από τα προγραμματισμένα προκειμένου να παράσχουν την απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία για την εγχεόμενη αιολική παραγωγή των πάρκων εκτός ΥΒΣ. Όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς του συστήματος αυξάνονται οι καταστάσεις υποφόρτισης των στροβίλων και μειώνεται η παραγωγή τους. Η μειωμένη παραγωγή των υδροστροβίλων αντισταθμίζεται σε κάποιο βαθμό από την αύξηση της απευθείας εγχεόμενης αιολικής ενέργειας του ΥΒΣ για συμμετοχή στην εγγυημένη ισχύ του, αλλά συνολικά παρατηρείται μείωση της συμμετοχής του ΥΒΣ στην συνολική ενέργεια φορτίου και κατ' επέκταση μείωση των εσόδων του. Μελετώντας την ένταξη ΥΒΣ εγγυημένης ισχύος 75 MW, υπολογίζεται κατά μέσο όρο μείωση των εσόδων του κατά 8.5 και 11.5% για τις περιπτώσεις αιολικής διείσδυσης 220 και 300 MW αντίστοιχα, σε σχέση με την περίπτωση της λειτουργούσας ισχύος του νησιού. Ελαφρώς μικρότερη επίπτωση εντοπίζεται σε ΥΒΣ διπλάσιας ισχύος με αντίστοιχες μειώσεις των εσόδων του της τάξης του 5 και 6.5%.



(α)

(β)



(γ)

(δ)

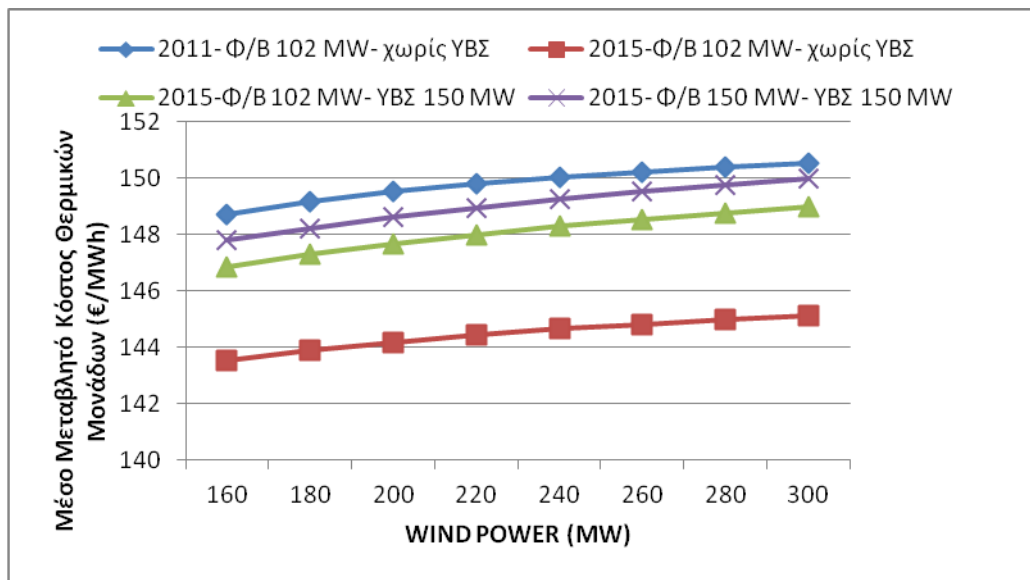
Σχήμα 5.11. Ποσοστά συμμετοχής των συμβατικών μονάδων, του ΥΒΣ, των Φ/Β σταθμών και των Α/Π εκτός ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ενέργειας φορτίου του έτους 2015, για τρεις εγκατεστημένες ισχύεις Α/Π και α) Φ/Β 102 MW, β) Φ/Β 102 MW και ΥΒΣ 150 MW, γ) Φ/Β 150 MW και δ) Φ/Β 150 MW και ΥΒΣ 150 MW

Ένα ακόμη μέγεθος που παρουσιάζεται στους Πίνακες είναι αυτό του απορριπτόμενου φορτίου. Σε περιπτώσεις μεγάλης Φ/Β διείσδυσης υφίσταται το ενδεχόμενο εμφάνισης απορρίψεων φορτίου, λόγω απότομων μειώσεων της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ, οι οποίες δεν καλύπτονται από την τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία. Από τις προσομοιώσεις προέκυψε ότι η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος δεν επιφέρει εμφάνιση τέτοιων καταστάσεων, γεγονός που οφείλεται αφενός στην ασφαλή πολιτική ένταξης των μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή και αφετέρου στην τηρούμενη πολιτική εφεδρείας για την αιολική παραγωγή.

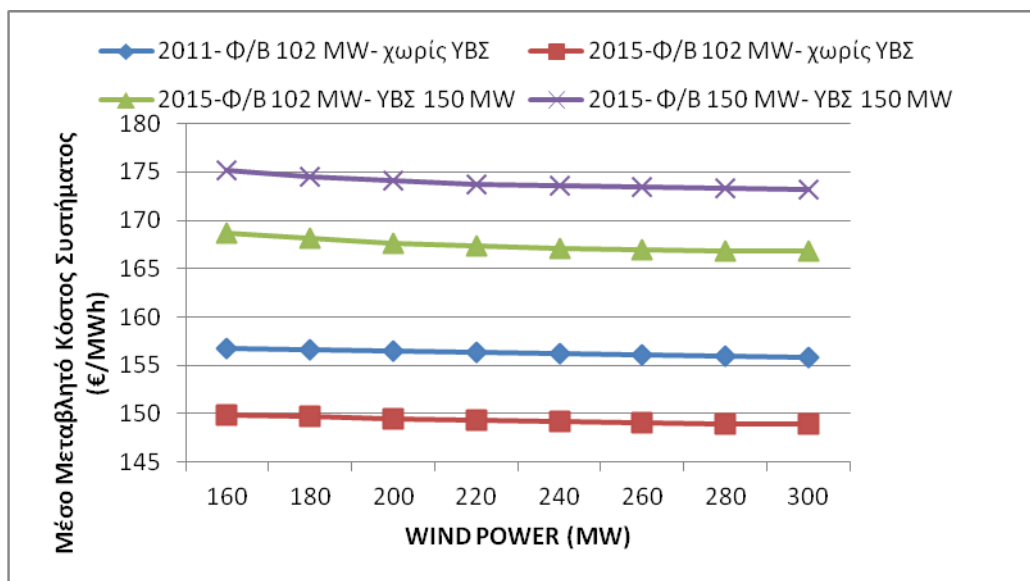
Από τους πίνακες των οικονομικών μεγεθών προκύπτει ότι η αιολική διείσδυση μειώνει το συνολικό μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων, αφού μειώνει την παραγωγή τους, όπως εξάλλου αναμενόταν. Εντούτοις, αυτό που έχει μεγαλύτερη σημασία είναι το μέσο μεταβλητό κόστος των θερμικών μονάδων (€/MWh). Το έτος 2011 σημειώνονται μικρές αυξήσεις του μέσου κόστους των μονάδων, κατά 0.7% και 1.2% για διεισδύσεις Α/Π 220 και 300 MW αντιστοίχως, σε σχέση με την περίπτωση εγκατεστημένης ισχύος 160 MW. Η αύξηση αυτή οφείλεται στην μείωση της μέσης φόρτισης των μονάδων σε επίπεδα με μεγαλύτερη ειδική κατανάλωση. Για τους ίδιους λόγους, το έτος 2015 η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος οδηγεί σε αύξηση του μέσου κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων κατά 0.6 έως 0.8% για 220 MW Α/Π και κατά 1.1 έως 1.5% για 300 MW Α/Π, σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Οι περιπτώσεις ένταξης ΥΒΣ ισχύος 75 και 150 MW και η περίπτωση αυξημένης Φ/Β διείσδυσης 150 MW συνεπάγονται ελαφρώς αυξημένα μέσα κόστη θερμικών μονάδων, διότι εξυπηρετούν μέρος του φορτίου και υποχρεώνουν τις συμβατικές σε ακόμα χαμηλότερα επίπεδα φορτίσης. Τα παραπάνω συμπεράσματα φαίνονται και στο Σχήμα 5.12 . Οι σχετικά μειωμένες τιμές μέσου κόστους κατά το 2015 σε σχέση με αυτές του 2011 οφείλονται στη μεταβολή της σύνθεσης του σταθμού παραγωγής το 2015, με την εισαγωγή δύο μονάδων με καύσιμο μαζούτ, οι οποίες υποκαθιστούν ακριβή ενέργεια αεριοστροβλικών μονάδων.

Το συνολικό κόστος του συστήματος εμφανίζει πτωτική τάση αυξανόμενης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Έτσι, για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια των Πινάκων παρουσιάζεται μείωσή του κατά 0.3-0.8% και κατά 0.6-1.2% για αιολικές διεισδύσεις 220 και 300 MW αντίστοιχα, σε σχέση με την περίπτωση αιολικής ισχύος 160 MW. Αυτό ανάγεται στην χαμηλότερη τιμολόγηση της αιολικής ενέργειας σε σχέση με το κόστος παραγωγής της υποκαθιστάμενης συμβατικής ενέργειας. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι το έτος 2015 το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος με διείσδυση Φ/Β ισχύος 102 MW ανέρχεται στην περίπτωση της λειτουργούσας αιολικής ισχύος σε 483.29 Μ€, ποσό που περιορίζεται σε 480.06 Μ€ στο εξεταζόμενο σενάριο μέγιστης αιολικής διείσδυσης. Η περίπτωση αυξημένης Φ/Β ισχύος συνδέεται με σχετική αύξηση του κόστους παραγωγής κατά 4%, γεγονός που προκύπτει από την υψηλή τιμολόγηση της Φ/Β ενέργειας. Έτσι το προαναφερθέν κόστος συστήματος 483.29 Μ€ αυξάνεται σε 504.04 Μ€. Τέλος, η ένταξη ΥΒΣ εγγυημένης ισχύος 75 MW συνοδεύεται από αύξηση του κόστους του συστήματος κατά 6%, ενώ ΥΒΣ διπλάσιας ισχύος οδηγεί σε διπλάσια αύξηση του ολικού κόστους, εφόσον σε αυτό υπεισέρχεται η αποζημίωση που αυτοί λαμβάνουν για την παραγωγή ενέργειας και τη διαθεσιμότητα ισχύος τους. Έτσι, αρχικό κόστος ίσο με 483.29 Μ€ αυξάνεται σε 512.94 Μ€ και 543.88 Μ€ για ένταξη ΥΒΣ ισχύος 75 και 150 MW αντίστοιχα.

Στα ακόλουθα σχήματα απεικονίζεται η μεταβολή του μέσου κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων και του συνολικού συστήματος για αυξανόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος.



Σχήμα 5.12. Μεταβολή του μέσου κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων για αυξανόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος.



Σχήμα 5.13. Μεταβολή του μέσου κόστους παραγωγής του συστήματος για αυξανόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος.

Πίνακας 5.1α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Φ/Β 102 MW .

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτό- μενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
160 MW	2467.97	459.48	32.78	71.50	6356	147.86	80.25	14.94	4.81	0.00
180 MW	2433.92	493.54	31.30	103.82	5663	147.86	79.14	16.05	4.81	0.00
200 MW	2405.83	521.62	29.77	142.11	5105	147.86	78.23	16.96	4.81	0.00
220 MW	2382.93	544.52	28.25	185.58	4650	147.86	77.49	17.71	4.81	0.00
240 MW	2364.75	562.70	26.76	233.77	4269	147.86	76.89	18.30	4.81	0.00
260 MW	2348.82	578.63	25.41	284.22	3947	147.86	76.38	18.82	4.81	0.00
280 MW	2334.71	592.75	24.17	336.48	3670	147.86	75.92	19.27	4.81	0.00
300 MW	2322.16	605.29	23.03	390.30	3429	147.86	75.51	19.68	4.81	0.00

Πίνακας 5.1β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Φ/Β 102 MW .

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€		
160 MW	330.87	26.28	9.87	367.02	148.71	45.70	69.50	482.21	156.80
180 MW	327.35	25.96	9.74	363.05	149.16	49.08	69.50	481.62	156.61
200 MW	324.40	25.70	9.62	359.72	149.52	51.88	69.50	481.10	156.44
220 MW	321.96	25.48	9.53	356.97	149.80	54.15	69.50	480.62	156.28
240 MW	320.00	25.31	9.46	354.77	150.02	55.96	69.50	480.22	156.15
260 MW	318.29	25.16	9.40	352.84	150.22	57.54	69.50	479.88	156.04
280 MW	316.72	25.02	9.34	351.08	150.38	58.95	69.50	479.53	155.93
300 MW	315.41	24.90	9.29	349.59	150.55	60.20	69.50	479.29	155.85

Πίνακας 5.2α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Φ/Β 102 MW

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμε- νη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτό- μη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμε- νη ενέργεια	Παραγόμε- νη αιολική ενέργεια	Απορριπτό- μη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρό- βιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτό μενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
160 MW	2613.31	463.10	33.04	67.88	6537	147.86	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	81.05	18.95	0.00	0.00
180 MW	2577.54	498.87	31.64	98.49	5828	147.86	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	79.94	20.06	0.00	0.00
200 MW	2546.80	529.61	30.23	134.12	5260	147.86	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	78.99	21.01	0.00	0.00
220 MW	2520.40	556.00	28.85	174.10	4795	147.86	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	78.17	21.83	0.00	0.00
240 MW	2499.13	577.27	27.46	219.20	4405	147.86	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	77.51	22.49	0.00	0.00
260 MW	2481.50	594.90	26.12	267.95	4076	147.86	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	76.96	23.04	0.00	0.00
280 MW	2466.29	610.12	24.87	319.10	3790	147.86	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	76.49	23.51	0.00	0.00
300 MW	2452.38	624.03	23.75	371.57	3544	147.86	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	76.06	23.94	0.00	0.00

Πίνακας 5.2β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Φ/Β 102 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
160 MW	325.57	39.11	10.45	375.13	143.55	46.06	62.10	0.00	0.00	0.00	0.00	483.29	483.29	149.89
180 MW	321.92	38.61	10.31	370.84	143.87	49.61	62.10	0.00	0.00	0.00	0.00	482.56	482.56	149.66
200 MW	318.77	38.19	10.19	367.15	144.16	52.67	62.10	0.00	0.00	0.00	0.00	481.92	481.92	149.47
220 MW	316.12	37.83	10.08	364.03	144.43	55.29	62.10	0.00	0.00	0.00	0.00	481.43	481.43	149.31
240 MW	313.96	37.53	10.00	361.49	144.65	57.41	62.10	0.00	0.00	0.00	0.00	481.00	481.00	149.18
260 MW	312.16	37.29	9.93	359.38	144.82	59.16	62.10	0.00	0.00	0.00	0.00	480.64	480.64	149.07
280 MW	310.61	37.07	9.87	357.55	144.97	60.68	62.10	0.00	0.00	0.00	0.00	480.33	480.33	148.97
300 MW	309.22	36.87	9.81	355.90	145.12	62.06	62.10	0.00	0.00	0.00	0.00	480.06	480.06	148.89

Πίνακας 5.3α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 102 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμε- νη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτό- μη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμε- νη ενέργεια	Παραγόμε- νη αιολική ενέργεια	Απορριπτό- μη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρό- βιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτό μενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
160 MW	2406.56	467.08	33.33	63.90	6571	147.86	284.47	49.15	32.47	188.01	269.72	0.08	74.64	19.07	6.29	0.00
180 MW	2376.52	502.90	31.89	94.46	5858	147.86	275.23	58.39	31.42	180.05	258.29	0.08	73.71	20.18	6.11	0.00
200 MW	2351.22	533.16	30.43	130.57	5284	147.86	267.15	66.47	30.50	172.83	247.96	0.08	72.92	21.12	5.96	0.00
220 MW	2329.28	559.14	29.01	170.97	4815	147.86	260.44	73.18	29.73	166.68	239.13	0.08	72.24	21.93	5.83	0.00
240 MW	2310.78	579.98	27.59	216.49	4423	147.86	256.64	76.98	29.30	163.33	234.32	0.08	71.67	22.57	5.76	0.00
260 MW	2294.86	597.02	26.21	265.83	4090	147.86	254.70	78.92	29.08	161.45	231.62	0.08	71.17	23.10	5.72	0.00
280 MW	2280.38	612.16	24.96	317.06	3804	147.86	253.31	80.31	28.92	159.77	229.21	0.08	70.73	23.57	5.70	0.00
300 MW	2267.22	625.73	23.81	369.87	3556	147.86	252.31	81.31	28.80	158.40	227.25	0.08	70.32	23.99	5.69	0.00

Πίνακας 5.3β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW- Φ/Β 102 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
160 MW	301.96	36.43	9.63	348.01	144.61	46.45	62.10	46.86	-0.01	9.53	46.84	503.41	512.94	159.08
180 MW	298.89	36.01	9.51	344.40	144.92	50.01	62.10	45.34	-0.01	9.53	45.33	501.85	511.38	158.60
200 MW	296.34	35.66	9.40	341.41	145.21	53.02	62.10	44.02	-0.01	9.53	44.01	500.54	510.07	158.19
220 MW	294.16	35.36	9.32	338.84	145.47	55.61	62.10	42.92	-0.01	9.53	42.91	499.46	508.98	157.86
240 MW	292.32	35.10	9.24	336.66	145.69	57.68	62.10	42.30	-0.01	9.53	42.29	498.73	508.26	157.63
260 MW	290.70	34.87	9.18	334.75	145.87	59.37	62.10	41.98	-0.01	9.53	41.97	498.20	507.72	157.47
280 MW	289.27	34.67	9.12	333.06	146.05	60.88	62.10	41.76	-0.01	9.53	41.75	497.78	507.31	157.34
300 MW	287.93	34.47	9.07	331.47	146.20	62.23	62.10	41.60	-0.01	9.53	41.58	497.39	506.91	157.21

Πίνακας 5.4α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW - Φ/Β 102 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμε- νη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτό- μη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμε- νη ενέργεια	Παραγόμε- νη αιολική ενέργεια	Απορριπτό- μη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρό- βιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτό μενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
160 MW	2225.32	466.09	33.25	64.90	6589	147.86	543.51	40.32	35.45	366.21	524.72	0.66	69.02	19.04	11.94	0.00
180 MW	2196.04	501.65	31.81	95.70	5869	147.86	531.93	51.90	34.70	353.78	507.00	0.66	68.11	20.14	11.75	0.00
200 MW	2171.15	531.91	30.36	131.82	5294	147.86	522.38	61.45	34.08	344.04	493.07	0.66	67.34	21.08	11.58	0.00
220 MW	2149.56	557.34	28.92	172.76	4821	147.86	515.52	68.32	33.63	337.04	483.05	0.66	66.67	21.87	11.46	0.00
240 MW	2131.24	577.87	27.49	218.60	4426	147.86	511.53	72.30	33.37	332.91	477.15	0.66	66.10	22.51	11.39	0.00
260 MW	2115.14	594.69	26.11	268.16	4091	147.86	510.12	73.71	33.28	331.32	474.86	0.66	65.60	23.03	11.37	0.00
280 MW	2100.86	609.44	24.85	319.78	3803	147.86	508.88	74.95	33.20	329.56	472.34	0.66	65.16	23.49	11.35	0.00
300 MW	2088.00	622.71	23.70	372.88	3553	147.86	508.08	75.75	33.14	328.80	471.19	0.66	64.76	23.90	11.34	0.00

Πίνακας 5.4β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW- Φ/Β 102 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
160 MW	283.85	34.06	8.90	326.81	146.86	46.35	62.10	89.69	-0.12	19.05	89.56	524.83	543.88	168.65
180 MW	280.99	33.66	8.78	323.44	147.28	49.89	62.10	87.78	-0.12	19.05	87.66	523.09	542.14	168.11
200 MW	278.57	33.33	8.68	320.58	147.66	52.90	62.10	86.22	-0.12	19.05	86.10	521.68	540.73	167.67
220 MW	276.50	33.03	8.60	318.13	148.00	55.43	62.10	85.10	-0.12	19.05	84.98	520.64	539.69	167.35
240 MW	274.72	32.78	8.52	316.03	148.29	57.47	62.10	84.44	-0.12	19.05	84.32	519.93	538.98	167.13
260 MW	273.16	32.56	8.46	314.18	148.54	59.14	62.10	84.22	-0.12	19.05	84.09	519.52	538.57	167.00
280 MW	271.79	32.36	8.40	312.55	148.77	60.61	62.10	84.02	-0.12	19.05	83.89	519.15	538.20	166.89
300 MW	270.55	32.17	8.35	311.07	148.98	61.93	62.10	83.89	-0.12	19.05	83.77	518.88	537.93	166.80

Πίνακας 5.5α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 –Φ/Β 150 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμε- νη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτό- μη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμε- νη ενέργεια	Παραγόμε- νη αιολική ενέργεια	Απορριπτό- μη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρό- βιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτό μενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
160 MW	2548.99	457.92	32.67	73.06	6371	217.36	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	79.06	20.94	0.00	0.00
180 MW	2513.89	493.02	31.27	104.34	5684	217.36	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	77.97	22.03	0.00	0.00
200 MW	2483.65	523.26	29.87	140.47	5131	217.36	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	77.03	22.97	0.00	0.00
220 MW	2457.81	549.11	28.49	181.00	4679	217.36	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	76.23	23.77	0.00	0.00
240 MW	2436.82	570.10	27.12	226.38	4299	217.36	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	75.58	24.42	0.00	0.00
260 MW	2419.28	587.63	25.80	275.22	3979	217.36	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	75.03	24.97	0.00	0.00
280 MW	2403.67	603.25	24.59	325.97	3705	217.36	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	74.55	25.45	0.00	0.00
300 MW	2389.69	617.22	23.49	378.38	3466	217.36	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00	74.12	25.88	0.00	0.00

Πίνακας 5.5β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Φ/Β 150 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
160 MW	318.74	38.28	10.20	367.21	144.06	45.54	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	504.04	504.04	156.33
180 MW	315.13	37.79	10.06	362.98	144.39	49.03	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	503.30	503.30	156.10
200 MW	312.07	37.37	9.93	359.38	144.70	52.04	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	502.71	502.71	155.91
220 MW	309.48	37.02	9.83	356.33	144.98	54.61	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	502.23	502.23	155.76
240 MW	307.35	36.73	9.75	353.82	145.20	56.70	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	501.81	501.81	155.63
260 MW	305.57	36.48	9.68	351.73	145.39	58.44	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	501.46	501.46	155.53
280 MW	304.00	36.26	9.61	349.88	145.56	59.99	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	501.16	501.16	155.43
300 MW	302.59	36.06	9.56	348.21	145.71	61.38	91.29	0.00	0.00	0.00	0.00	500.88	500.88	155.35

Πίνακας 5.6α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW - Φ/Β 150 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμε- νη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτό- μη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμε- νη ενέργεια	Παραγόμε- νη αιολική ενέργεια	Απορριπτό- μη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρό- βιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτό μενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
160 MW	2343.06	463.02	33.03	67.97	6429	217.36	281.50	52.12	32.13	185.55	266.21	0.08	72.67	21.10	6.23	0.00
180 MW	2314.58	497.92	31.58	99.44	5730	217.36	271.04	62.58	30.94	176.31	252.93	0.08	71.79	22.18	6.03	0.00
200 MW	2290.16	527.92	30.13	135.81	5170	217.36	262.39	71.23	29.95	169.22	242.77	0.08	71.03	23.11	5.86	0.00
220 MW	2268.74	553.36	28.71	176.74	4712	217.36	256.17	77.45	29.24	164.17	235.53	0.08	70.36	23.90	5.73	0.00
240 MW	2250.90	573.98	27.30	222.49	4329	217.36	251.94	81.68	28.76	160.83	230.73	0.08	69.81	24.54	5.65	0.00
260 MW	2234.88	591.07	25.95	271.78	4003	217.36	249.90	83.72	28.53	158.59	227.52	0.08	69.31	25.07	5.61	0.00
280 MW	2220.97	605.94	24.70	323.28	3724	217.36	248.18	85.44	28.33	156.84	225.01	0.08	68.88	25.53	5.58	0.00
300 MW	2208.13	619.41	23.57	376.18	3482	217.36	246.82	86.79	28.18	155.20	222.66	0.08	68.48	25.95	5.56	0.00

Πίνακας 5.6β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW- Φ/Β 150 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
160 MW	295.60	35.61	9.37	340.58	145.36	46.05	91.29	46.37	-0.01	9.53	46.35	524.27	533.80	165.55
180 MW	292.74	35.21	9.26	337.21	145.69	49.52	91.29	44.66	-0.01	9.53	44.64	522.66	532.18	165.05
200 MW	290.30	34.88	9.16	334.33	145.99	52.50	91.29	43.24	-0.01	9.53	43.22	521.35	530.87	164.65
220 MW	288.18	34.58	9.07	331.83	146.26	55.03	91.29	42.22	-0.01	9.53	42.21	520.36	529.88	164.34
240 MW	286.38	34.33	9.00	329.71	146.48	57.08	91.29	41.52	-0.01	9.53	41.51	519.60	529.12	164.10
260 MW	284.76	34.10	8.94	327.80	146.68	58.78	91.29	41.19	-0.01	9.53	41.18	519.05	528.58	163.93
280 MW	283.38	33.90	8.88	326.17	146.86	60.26	91.29	40.91	-0.01	9.53	40.90	518.62	528.14	163.80
300 MW	282.10	33.72	8.83	324.65	147.02	61.60	91.29	40.69	-0.01	9.53	40.68	518.22	527.74	163.67

Πίνακας 5.7α: Σύστημα Κρήτης - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW - Φ/Β 150 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής						Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμε- νη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτό- μη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμε- νη ενέργεια	Παραγόμε- νη αιολική ενέργεια	Απορριπτό- μη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρό- βιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)	Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Απορριπτό μενο Φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%	%	%	%	%
160 MW	2163.91	460.86	32.88	70.12	6436	217.36	538.42	45.41	35.12	361.02	517.31	0.46	67.11	21.03	11.85	0.00
180 MW	2135.88	495.75	31.44	101.61	5736	217.36	526.19	57.64	34.32	348.32	499.23	0.46	66.24	22.12	11.64	0.00
200 MW	2112.32	525.36	29.99	138.37	5175	217.36	515.54	68.29	33.63	337.64	483.95	0.46	65.51	23.04	11.45	0.00
220 MW	2091.41	550.24	28.55	179.86	4715	217.36	508.66	75.17	33.18	330.89	474.29	0.46	64.86	23.81	11.33	0.00
240 MW	2073.61	570.58	27.14	225.89	4329	217.36	504.30	79.53	32.90	326.65	468.23	0.46	64.31	24.44	11.25	0.00
260 MW	2057.89	587.15	25.78	275.70	4001	217.36	502.40	81.43	32.77	324.23	464.76	0.46	63.83	24.95	11.22	0.00
280 MW	2043.57	601.90	24.54	327.32	3722	217.36	501.28	82.56	32.70	322.72	462.56	0.46	63.38	25.41	11.21	0.00
300 MW	2030.76	615.26	23.41	380.34	3479	217.36	500.19	83.65	32.63	321.47	460.75	0.46	62.98	25.82	11.19	0.00

Πίνακας 5.7β: Σύστημα Κρήτης - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW- Φ/Β 150 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος ΥΒΣ				Κόστος Συστήματος χωρίς αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Κόστος Συστήματος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος με αποζημίωση ισχύος ΥΒΣ
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β	Έσοδα από την πώληση ενέργειας	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Αποζημίωση διαθ/τητας ισχύος	Συνολικά έσοδα			
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
160 MW	277.87	33.26	8.66	319.79	147.78	45.83	91.29	88.82	-0.09	19.05	88.73	545.65	564.70	175.12
180 MW	275.15	32.88	8.54	316.58	148.22	49.30	91.29	86.80	-0.09	19.05	86.72	543.89	562.94	174.57
200 MW	272.88	32.56	8.45	313.90	148.60	52.25	91.29	85.06	-0.09	19.05	84.97	542.41	561.46	174.11
220 MW	270.86	32.28	8.37	311.50	148.94	54.72	91.29	83.93	-0.09	19.05	83.85	541.36	560.41	173.78
240 MW	269.14	32.03	8.29	309.46	149.24	56.74	91.29	83.22	-0.09	19.05	83.13	540.63	559.68	173.56
260 MW	267.62	31.81	8.23	307.67	149.51	58.39	91.29	82.91	-0.09	19.05	82.82	540.17	559.22	173.42
280 MW	266.26	31.61	8.17	306.04	149.76	59.86	91.29	82.73	-0.09	19.05	82.65	539.84	558.89	173.31
300 MW	265.01	31.43	8.12	304.57	149.98	61.19	91.29	82.56	-0.09	19.05	82.47	539.52	558.57	173.21

5.3 ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΗ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Ένα θέμα που χρήζει περαιτέρω σχολιασμού είναι η επίπτωση στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων του νησιωτικού συστήματος. Όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 5.1, η αύξηση της αιολικής εγκατεστημένης ισχύος προκαλεί μείωση της παραγωγής των συμβατικών μονάδων και του ποσοστού συμμετοχής τους στην κάλυψη του φορτίου. Επιπλέον, παρατηρείται μεταβολή της μέσης φόρτισης αυτών σε ελαφρώς χαμηλότερα επίπεδα, γεγονός που συνδέεται με την υποκαθιστάμενη συμβατική ενέργεια από την αιολική παραγωγή. Υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων σε επίπεδα χαμηλότερα της ισχύος τεχνικού ελαχίστου δεν παρατηρούνται, πράγμα που ανάγεται κυρίως στην αναπροσαρμογή του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου σε πραγματικό χρόνο, ώστε να λαμβάνεται υπόψη η παραχθείσα και όχι η προβλεπόμενη Φ/Β ενέργεια, αλλά και στην πολιτική ένταξης των μονάδων με βάση το πραγματικό φορτίο μειωμένο κατά τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.

Στον Πίνακα 5.8 ποσοτικοποιείται η μεταβολή της μέσης φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια αιολικής διείσδυσης.

Πίνακας 5.8: Πίνακας μεταβολής της μέσης φόρτισης των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, εκφρασμένης ως ποσοστό % επί της ικανότητάς τους, για αυξανόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος.

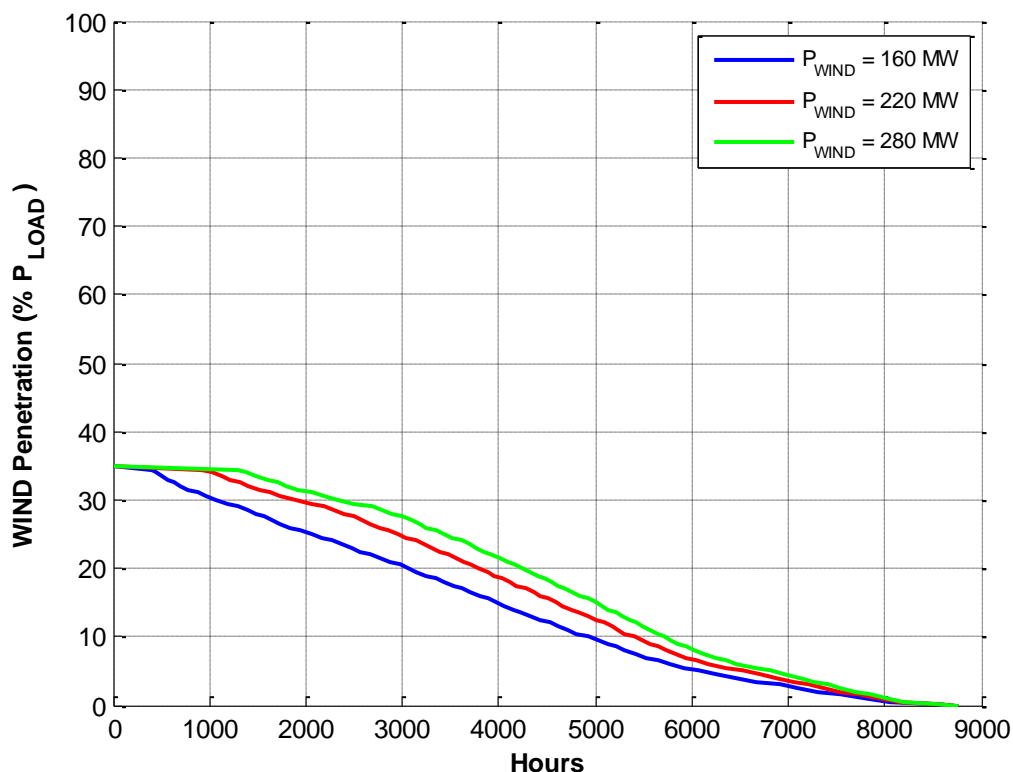
ΕΤΟΣ	2011	2015					
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β (MW)	102	102			150		
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ (MW)	0	0	75	150	0	75	150
160 MW Α/Π	70.2	70.9	70.2	68.9	70.5	69.8	68.4
180 MW Α/Π	69.5	70.3	69.7	68.5	69.8	69.3	68.0
200 MW Α/Π	69.0	69.7	69.3	68.1	69.3	68.9	67.7
220 MW Α/Π	68.6	69.3	69.0	67.8	68.9	68.6	67.4
240 MW Α/Π	68.4	69.0	68.8	67.6	68.5	68.3	67.1
260 MW Α/Π	68.2	68.8	68.6	67.4	68.3	68.1	66.9
280 MW Α/Π	68.0	68.6	68.4	67.2	68.1	68.0	66.8
300 MW Α/Π	67.9	68.4	68.3	67.1	67.9	67.9	66.7

5.4 ΣΤΙΓΜΙΑΙΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ

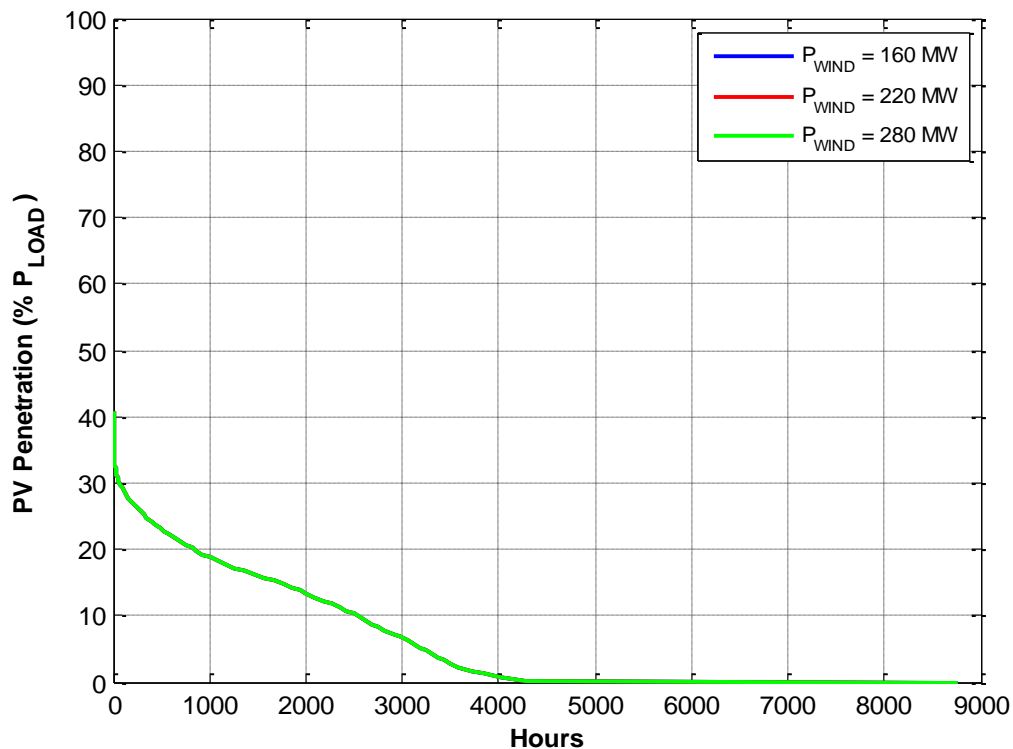
Στην ενότητα αυτή εξετάζονται οι στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα της Κρήτης για τα διάφορα σενάρια αιολικής ισχύος που εξετάστηκαν.

Όπως είναι γνωστό, η αιολική διείσδυση περιορίζεται μέσω του δυναμικού περιορισμού στο 35% της ζήτησης ενώ αντίθετα η Φ/Β παραγωγή εγγέεται χωρίς περικοπές στο δίκτυο του συστήματος. Έτσι, η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος δεν αναμένεται να επηρεάζει σημαντικά τις τιμές μέγιστων στιγμιαίων διεισδύσεων της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ, αλλά καθορίζεται κάθε φορά με βάση τη θεωρηθείσα τιμή εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος. Επίσης η επάρκεια στρεφόμενης εφεδρείας δεν αναμένεται να μεταβάλλεται δραστικά από την αυξανόμενη αιολική διείσδυση, δεδομένης της τηρούμενης εφεδρείας για το 80% της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής.

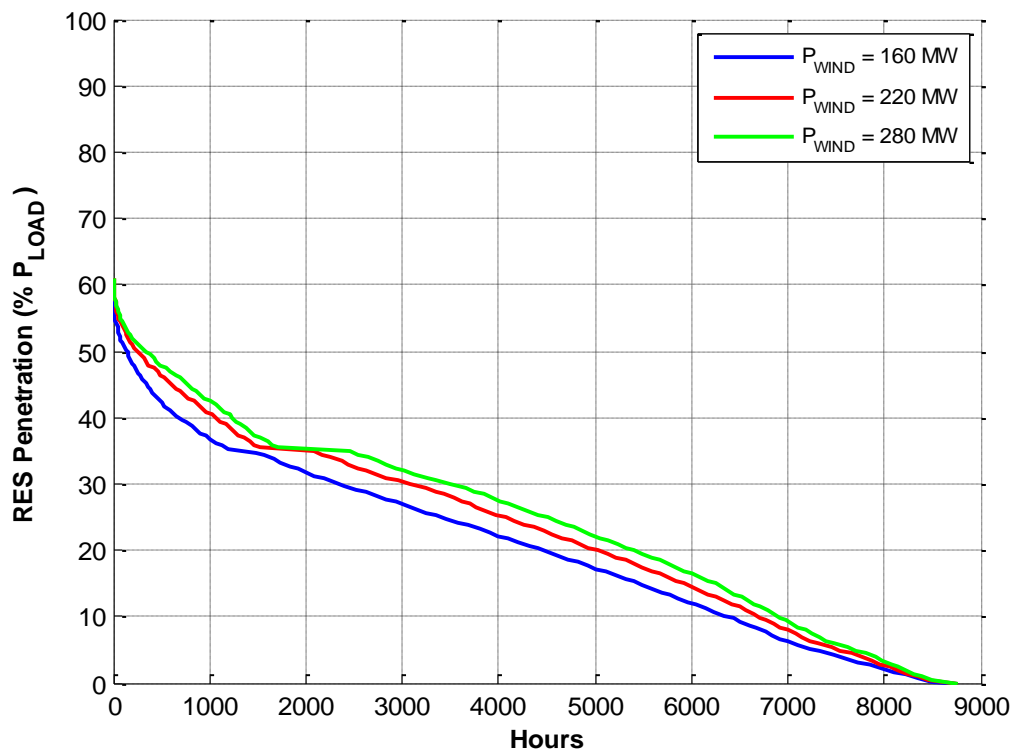
Στα Σχήματα 5.14 έως 5.22 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας των κύριων μεγεθών που χαρακτηρίζουν τη λειτουργία του συστήματος της Κρήτης, όπως προέκυψαν από την ανάλυση των αποτελεσμάτων ετήσιας προσομοίωσης. Παρουσιάζεται η περίπτωση υψηλής Φ/Β διείσδυσης το έτος 2015 με ένταξη ΥΒΣ ισχύος 150 MW, ώστε να καταστούν σαφή τα εξεταζόμενα μεγέθη.



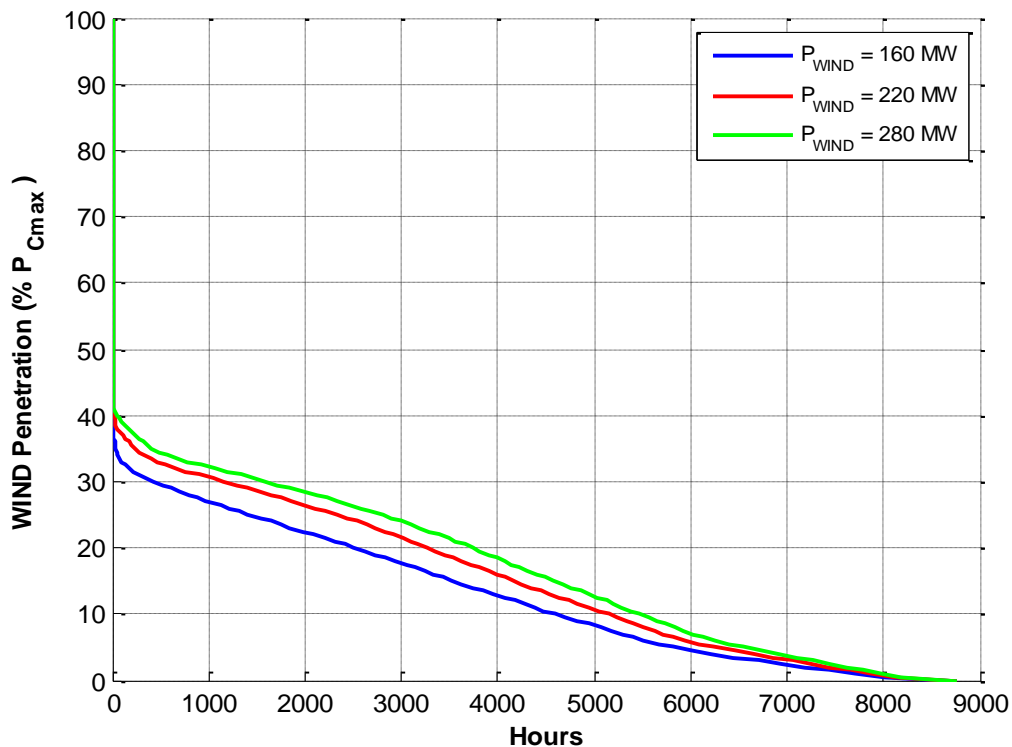
Σχήμα 5.14. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



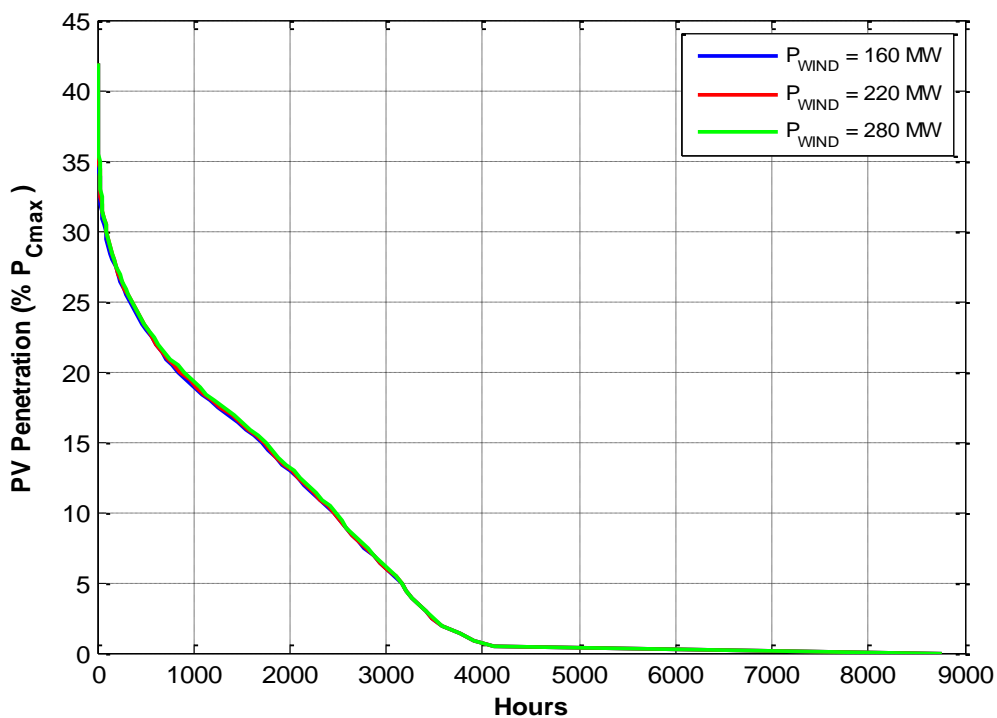
Σχήμα 5.15. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



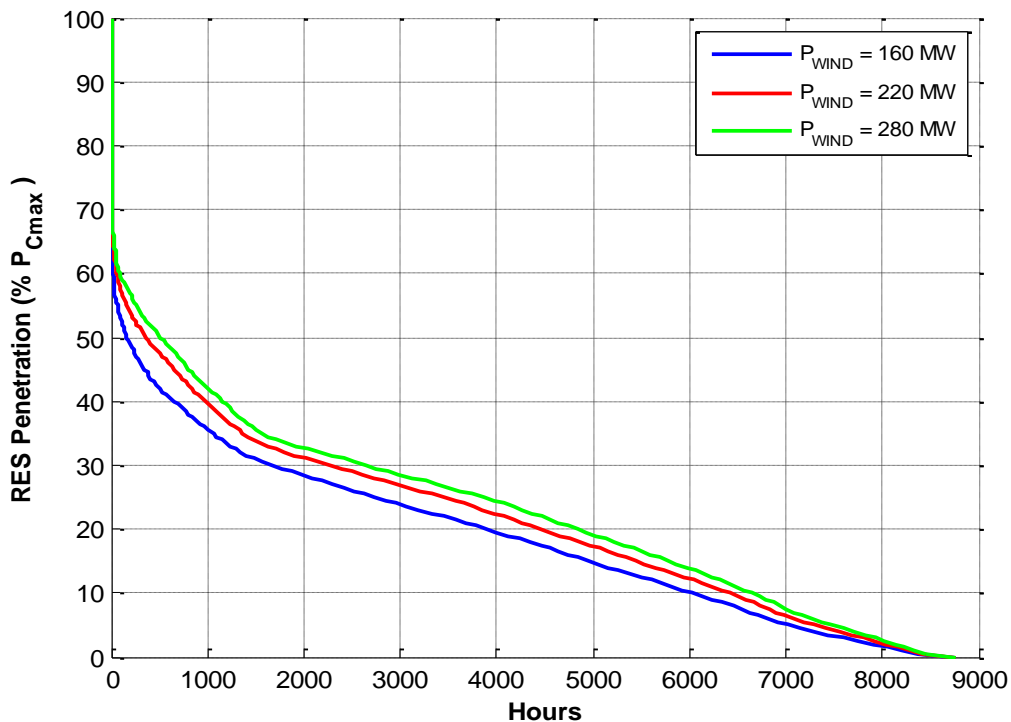
Σχήμα 5.16. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της συνολικής ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



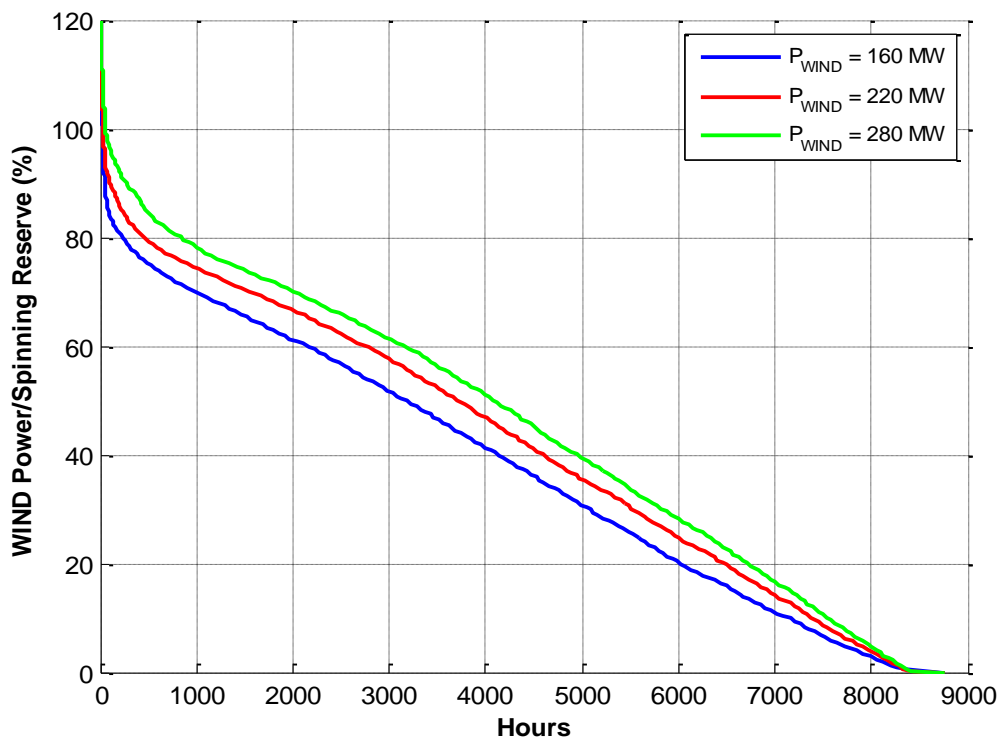
Σχήμα 5.17. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



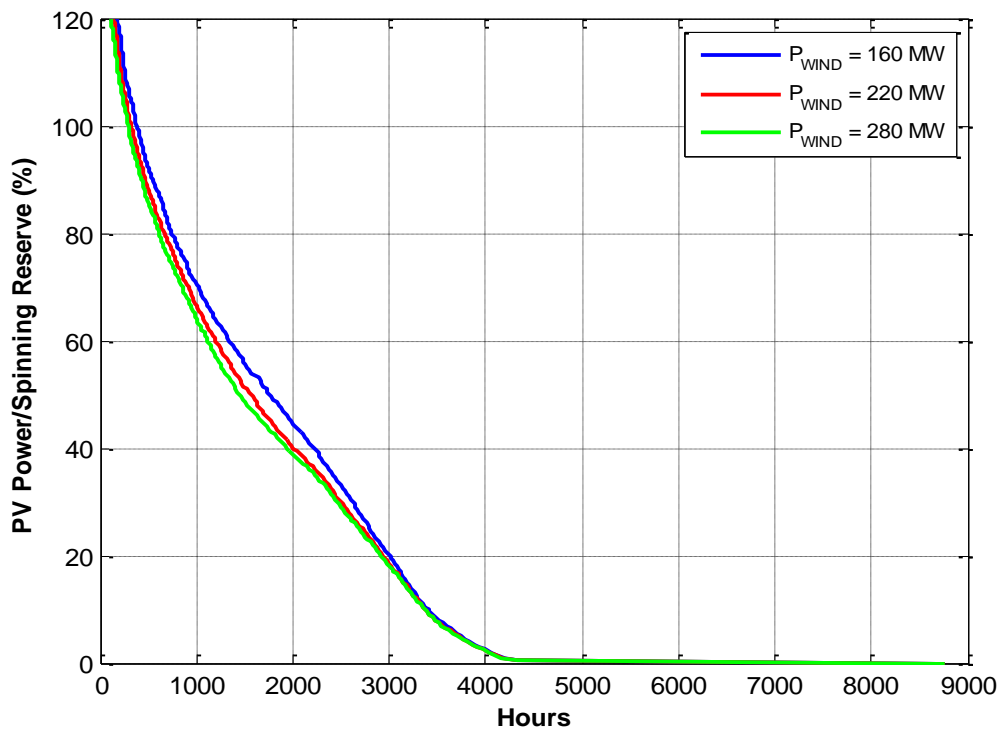
Σχήμα 5.18. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



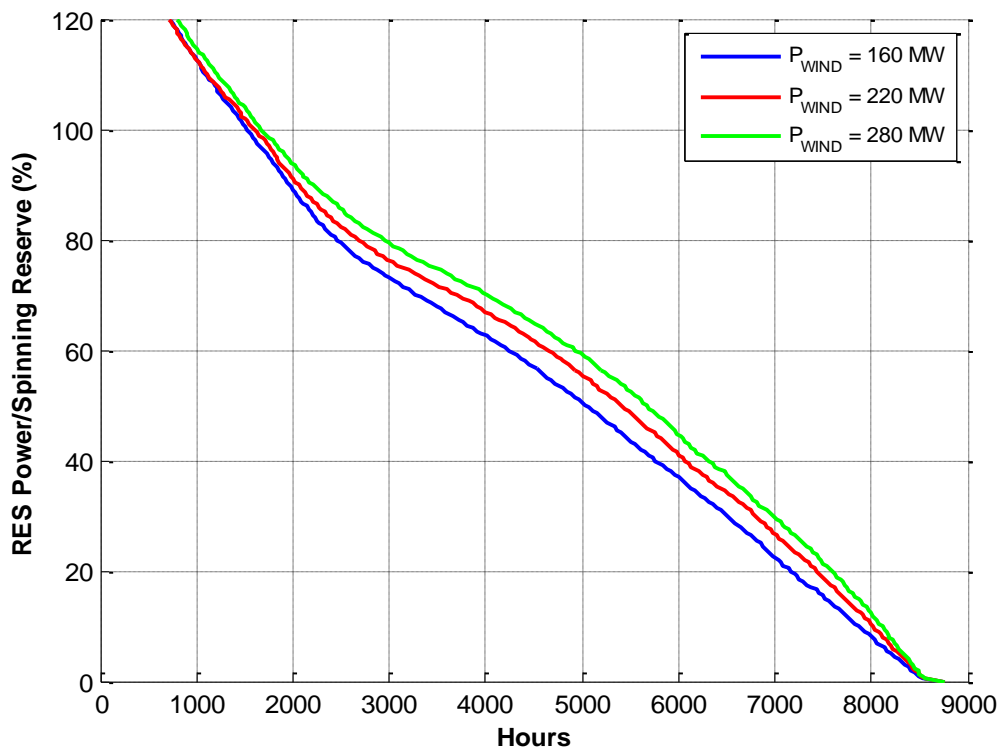
Σχήμα 5.19. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της συνολικής ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



Σχήμα 5.20. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας της αιολικής ισχύος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 5.21. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας της Φ/Β ισχύος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 5.22. Κρήτη - Έτος 2015 – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW- Α/Π 160, 220, 280 MW. Καμπύλη διάρκειας της συνολικής ισχύος των μονάδων ΑΠΕ (αιολικών και Φ/Β), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.

Από τη μελέτη των σχημάτων διαπιστώνεται ότι η διείσδυση αιολικής ισχύος δεν υπερβαίνει το όριο του 35%, γεγονός αναμενόμενο αφού στα Α/Π επιβάλλονται περιορισμοί διείσδυσης, βάσει της σχέσης (2.3). Η διείσδυση της Φ/Β ισχύος παραμένει κάθε φορά σταθερή αφού η Φ/Β ισχύς δεν μεταβάλλεται και διατηρείται σε επίπεδα της τάξης του 30% για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 150 MW. Η ολική διείσδυση ισχύος ΑΠΕ (αιολικής εκτός ΥΒΣ και Φ/Β) προσεγγίζει σε αυτή την περίπτωση το 55%. Οι υψηλότερες τιμές διείσδυσης ΑΠΕ αντιστοιχούν σε λειτουργικές καταστάσεις υψηλού ανέμου, όπου η αιολική ισχύς περικόπτεται στο όριο του 35%, και υψηλής ταυτόχρονα ηλιοφάνειας.

Στους Πίνακες 5.9 έως 5.16 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των μέγιστων στιγμιαίων διεισδύσεων ως ποσοστό (%) επί της στιγμιαίας ζήτησης ή της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, καθώς και ως ποσοστό (%) της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων. Συγκεκριμένα εμφανίζονται οι εξής ποσοτικοί δείκτες:

$$\left. \frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \right|_{1\%} : \text{μέγιστη στιγμιαία διείσδυση συνολικής ισχύος ΑΠΕ/ αιολικής ισχύος/}$$

Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των ενταγμένων συμβατικών μονάδων

$$\left. \frac{P_{RES}}{P_L} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{WIND}}{P_L} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{PV}}{P_L} \right|_{1\%} : \text{μέγιστη στιγμιαία διείσδυση συνολικής ισχύος ΑΠΕ/ αιολικής ισχύος/}$$

Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της στιγμιαίας ζήτησης

$$\left. \frac{P_{RES}}{SR} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{WIND}}{SR} \right|_{1\%} \quad \left. \frac{P_{PV}}{SR} \right|_{1\%} : \text{μέγιστη στιγμιαία διείσδυση συνολικής ισχύος ΑΠΕ/ αιολικής ισχύος/}$$

Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων

Όπως φαίνεται από τους πίνακες, με 102 MW εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος σημειώνονται μέγιστες διεισδύσεις της Φ/Β παραγωγής με τιμές 20.8 και 20% επί του φορτίου για τα δύο εξεταζόμενα έτη αντίστοιχα. Υψηλή Φ/Β διείσδυση 150 MW οδηγεί σε αύξηση των μέγιστων τιμών στα επίπεδα του 30% για το έτος 2015.

Η μέγιστη διείσδυση της Φ/Β παραγωγής είναι σταθερή για δεδομένη τιμή ισχύος και υπαγορεύει το ύψος της μέγιστης διείσδυσης της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ, αφού η αιολική παραγωγή περικόπτεται μέσω του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης. Έτσι, Φ/Β ισχύς ίση με το ισχύον περιθώριο συγκρατεί τις μέγιστες διεισδύσεις της παραγωγής ΑΠΕ σε τιμές 45-50%, ενώ η υψηλή ισχύς Φ/Β αυξάνει τα επίπεδα της διείσδυσης σε τιμές που κυμαίνονται στο διάστημα 50-55% επί της ισχύος φορτίου. Η ένταξη ΥΒΣ το 2015 ευνοεί την αιολική παραγωγή και συνάδει με ελαφρώς αυξημένες τιμές διεισδύσεων αυτής.

Από τη μελέτη των πινάκων συνάγεται, ακόμη, η επάρκεια εφεδρείας για το σύνολο της εγχεόμενης αιολικής παραγωγής για όλες τις εξεταζόμενες διεισδύσεις. Όμοια επάρκεια σημειώνεται και για τη Φ/Β παραγωγή στην περίπτωση Φ/Β ισχύος 102 MW (τιμές P_{pv}/SR μικρότερες από 100% παντού). Η αυξημένη τιμή Φ/Β ισχύος 150 MW συνδέεται με ύπαρξη εφεδρείας για ποσοστό μεγαλύτερο από 70% της συνολικής Φ/Β παραγωγής (τιμές P_{pv}/SR στο διάστημα 132-142%). Για τη συνολική διείσδυση ΑΠΕ το αντίστοιχο ποσοστό λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες από 70% και 60% της συνολικής παραγωγής, για τις δύο εξεταζόμενες τιμές Φ/Β ισχύος 102 και 150 MW αντίστοιχα, γεγονός που σχετίζεται αφενός με την πολιτική ένταξης των μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β

παραγωγή και αφετέρου με την τήρηση εφεδρείας για την αιολική παραγωγή. Ο συνδυασμός αυτός έχει ως αποτέλεσμα την εξάλειψη καταστάσεων απόρριψης φορτίου, σύμφωνα με τα στοιχεία των προσομοιώσεων, ακόμα και στην περίπτωση αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ.

Πίνακας 5.9: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2011 – Φ/Β 102 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
160 MW	51.0	34.6	21.7	47.8	35.0	20.8	126.0	83.6	99.5
180 MW	52.8	35.7	21.7	49.2	35.0	20.8	127.3	85.9	98.9
200 MW	53.6	36.6	21.9	49.7	35.0	20.8	129.3	88.6	97.7
220 MW	55.1	37.4	21.9	50.0	35.0	20.8	130.7	90.5	96.5
240 MW	55.9	38.1	22.2	50.3	35.0	20.8	132.3	92.5	96.0
260 MW	56.6	38.5	22.3	50.7	35.0	20.8	133.4	94.8	95.2
280 MW	57.3	39.0	22.5	51.0	35.0	20.8	136.0	96.7	94.0
300 MW	58.1	39.6	22.8	51.1	35.0	20.8	138.9	99.4	93.4

Πίνακας 5.10: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Φ/Β 102 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
160 MW	47.7	33.1	20.4	45.6	35.0	20.0	123.6	84.0	99.3
180 MW	49.6	34.9	20.5	46.8	35.0	20.0	123.8	86.6	98.2
200 MW	50.9	35.9	20.7	47.5	35.0	20.0	124.3	89.2	97.8
220 MW	52.0	37.0	20.8	48.2	35.0	20.0	125.8	91.0	96.8
240 MW	52.5	37.5	20.8	48.5	35.0	20.0	127.1	92.7	95.8
260 MW	53.6	38.2	21.0	48.9	35.0	20.0	128.7	95.0	95.8
280 MW	54.5	38.6	21.0	49.4	35.0	20.0	130.5	97.1	94.5
300 MW	55.1	39.0	21.1	49.6	35.0	20.0	132.9	98.9	93.8

Πίνακας 5.11: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW- Φ/Β 102 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
160 MW	48.0	33.8	20.1	47.3	35.0	20.0	122.1	83.0	96.9
180 MW	50.2	34.9	20.1	48.5	35.0	20.0	122.2	85.4	96.6
200 MW	51.1	35.7	20.3	49.2	35.0	20.0	122.8	87.3	95.8
220 MW	52.4	36.8	20.4	49.7	35.0	20.0	123.7	89.0	94.7
240 MW	53.4	37.5	20.4	49.9	35.0	20.0	124.1	90.7	93.0
260 MW	53.8	38.0	20.5	50.2	35.0	20.0	125.5	92.7	93.0
280 MW	54.7	38.3	20.7	50.7	35.0	20.0	126.6	94.1	92.4
300 MW	55.2	38.8	20.7	50.7	35.0	20.0	128.3	95.8	92.1

Πίνακας 5. 12: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015-ΥΒΣ 150 MW – Φ/Β 102 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{D\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
160 MW	47.5	33.0	19.6	47.9	35.0	20.0	121.6	82.1	96.6
180 MW	49.0	34.3	19.6	48.7	35.0	20.0	121.9	84.5	95.6
200 MW	50.2	35.3	19.7	49.3	35.0	20.0	122.5	86.5	94.6
220 MW	50.7	36.1	19.7	49.8	35.0	20.0	123.5	88.0	93.4
240 MW	51.2	36.7	19.9	49.9	35.0	20.0	123.7	89.6	93.1
260 MW	52.0	37.1	20.0	50.3	35.0	20.0	124.9	91.1	92.4
280 MW	52.4	37.5	20.0	50.6	35.0	20.0	126.0	92.9	91.3
300 MW	52.8	37.9	20.2	50.7	35.0	20.0	127.2	95.5	90.7

Πίνακας 5.13: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Φ/Β 150 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
160 MW	57.5	33.5	32.5	50.4	35.0	29.4	158.4	84.1	140.4
180 MW	59.2	35.1	32.7	51.5	35.0	29.4	159.2	86.8	138.6
200 MW	60.7	36.8	33.1	52.1	35.0	29.4	158.9	89.1	137.8
220 MW	62.0	38.3	33.3	52.9	35.0	29.4	160.2	91.0	136.6
240 MW	63.5	39.4	33.8	53.4	35.0	29.4	161.1	93.0	134.9
260 MW	64.7	40.1	33.8	53.9	35.0	29.4	161.5	95.2	134.2
280 MW	66.3	40.6	34.2	54.8	35.0	29.4	162.8	97.4	133.5
300 MW	67.8	41.2	34.4	55.1	35.0	29.4	163.5	99.2	133.0

Πίνακας 5.14: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW- Φ/Β 150 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
160 MW	58.9	34.8	32.0	52.9	35.0	29.4	157.9	82.5	140.2
180 MW	60.7	35.7	32.2	54.4	35.0	29.4	157.9	84.4	138.8
200 MW	61.7	37.0	32.4	55.0	35.0	29.4	157.6	86.7	137.9
220 MW	62.6	38.3	32.5	55.6	35.0	29.4	158.2	88.3	137.7
240 MW	63.7	39.1	32.7	55.9	35.0	29.4	158.2	90.1	136.4
260 MW	65.0	39.7	33.1	56.1	35.0	29.4	159.9	92.1	134.9
280 MW	65.6	40.3	33.2	56.3	35.0	29.4	160.4	93.9	133.4
300 MW	66.8	40.6	33.7	56.6	35.0	29.4	160.6	96.0	132.6

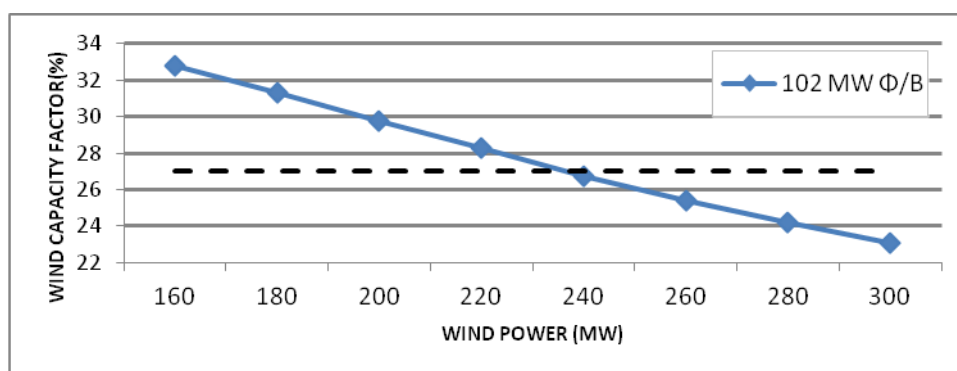
Πίνακας 5.15: Σύστημα Κρήτης – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW- Φ/Β 150 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{D\max}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
160 MW	55.5	33.1	31.3	51.9	35.0	29.4	158.2	82.2	141.8
180 MW	57.9	35.5	31.5	53.6	35.0	29.4	157.3	84.3	140.7
200 MW	58.6	36.5	31.4	54.2	35.0	29.4	156.9	85.9	138.6
220 MW	60.0	37.3	31.5	54.2	35.0	29.4	157.5	88.1	137.0
240 MW	60.9	38.6	31.7	54.6	35.0	29.4	157.9	89.7	135.2
260 MW	61.4	39.1	31.9	54.9	35.0	29.4	158.8	92.1	134.2
280 MW	61.8	39.4	32.0	55.3	35.0	29.4	159.1	94.3	132.9
300 MW	62.8	39.8	32.2	55.5	35.0	29.4	160.1	95.9	131.7

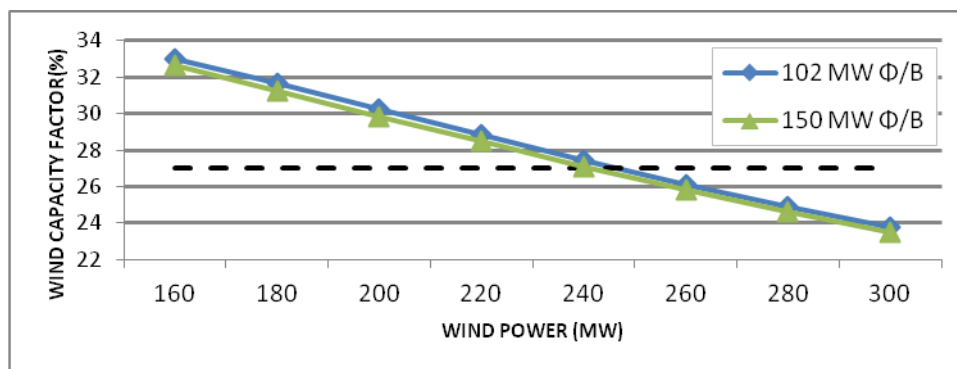
5.5 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΠΡΟΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΑΠΟΔΕΚΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

Στην παρούσα ενότητα εξετάζονται οι μεταβολές των μεγεθών που επιλέγονται ως ποσοτικοί δείκτες προσδιορισμού της αποδεκτής τιμής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο σύστημα της Κρήτης. Στην παρούσα διερεύνηση μοναδικό κριτήριο θεωρήθηκε η μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των πάρκων. Στα Σχήματα 5.23-5.26 απεικονίζεται η μεταβολή του μεγέθους για τις διάφορες εξεταζόμενες τιμές αιολικής διείσδυσης. Ακολούθως, θέτοντας ενδεικτικό όριο για τη βιωσιμότητα των πάρκων τιμή ίση με 27%, προκύπτει ο πίνακας υπολογισμού του περιθωρίου διείσδυσης Α/Π στο σύστημα της Κρήτης.

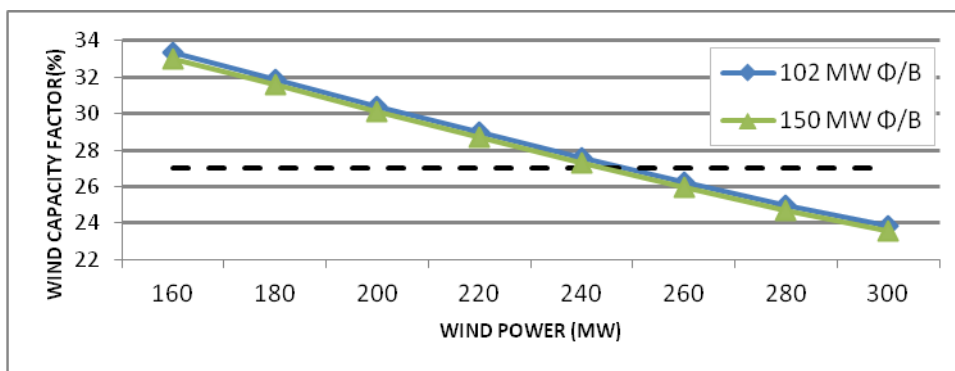
Όπως είναι αναμενόμενο, η αυξημένη τιμή Φ/Β ισχύος το έτος 2015 προκαλεί μικρή μείωση του αποδεκτού περιθωρίου αιολικής διείσδυσης. Η ένταξη ΥΒΣ 75 MW ευνοεί, αντίθετα, το εν λόγω περιθώριο ενώ ο μεγάλος ΥΒΣ το αφήνει αμετάβλητο και ίδιο με την περίπτωση μηδενικής ισχύος ΥΒΣ. Βέβαια, η τιμή αιολικής διείσδυσης το έτος 2015 είναι μεγαλύτερη από αυτή του έτους 2011, γεγονός που ανάγεται στην αυξητική τάση του φορτίου ζήτησης.



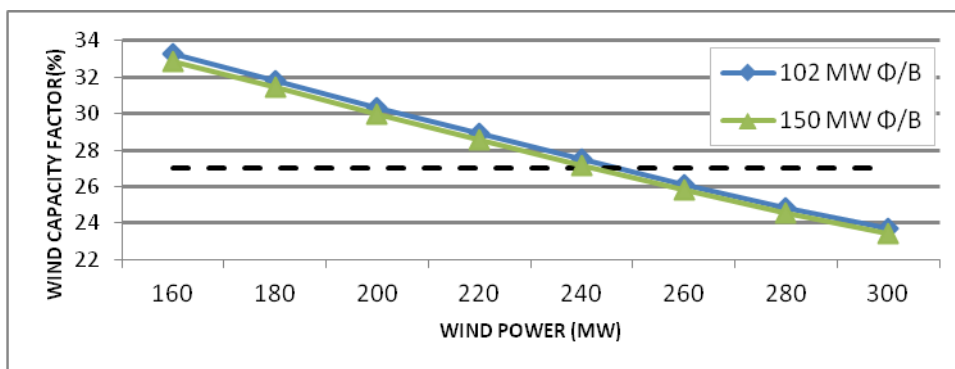
Σχήμα 5.23. Κρήτη – Έτος 2011. Μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π για αυξανόμενη αιολική διείσδυση.



Σχήμα 5.24. Κρήτη – Έτος 2015. Μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π για αυξανόμενη αιολική διείσδυση.



Σχήμα 5.25. Κρήτη – Έτος 2015 – ΥΒΣ 75 MW. Μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π για αυξανόμενη αιολική διείσδυση.



Σχήμα 5.26. Κρήτη – Έτος 2015 – ΥΒΣ 150 MW. Μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π για αυξανόμενη αιολική διείσδυση.

Πίνακας 5.17: Προσδιορισμός αποδεκτής τιμής αιολικής ισχύος για το σύστημα της Κρήτης

ΕΤΟΣ	2011	2015					
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ (MW)	0	0	75	150	0	75	150
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β (MW)	102	102			150		
CF ΑΙΟΛΙΚΩΝ \geq 27%	237	247	249	247	242	245	242

Αδειοδοτημένη αιολική ισχύς: 220 MW

6. ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Φ/Β ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΣΑΜΟΥ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν για το σύστημα της Σάμου. Η ανάλυση αφορά στα έτη 2011 και 2015, και πραγματοποιήθηκε παραμετρικά για διάφορες διεισδύσεις φωτοβολταϊκής και αιολικής ισχύος. Με βάση τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων παρουσιάζονται επίσης οι μεταβολές των κύριων κριτηρίων με βάση τα οποία μπορεί να καθοριστεί η αποδεκτή διείσδυση Φ/Β στο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα.

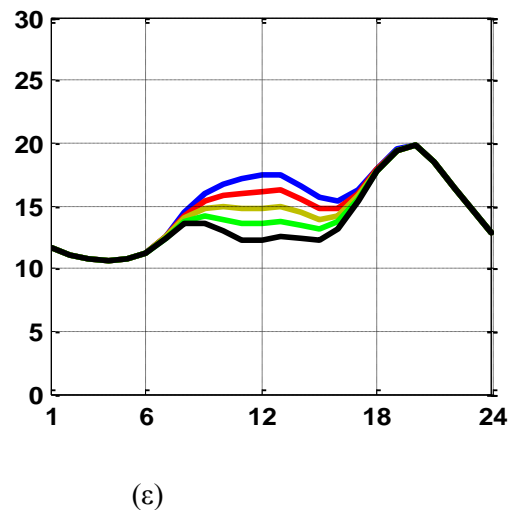
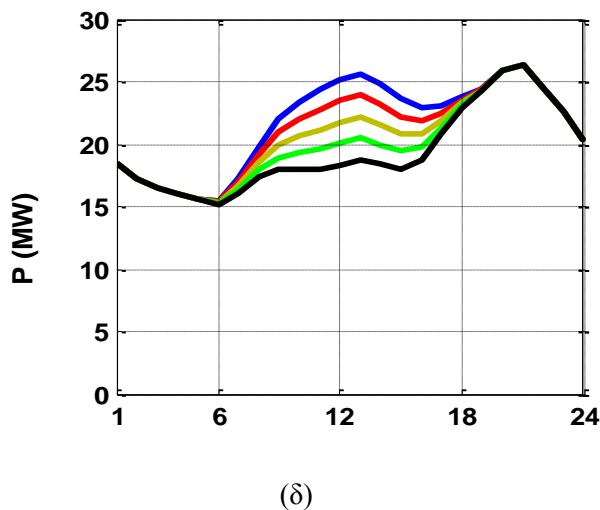
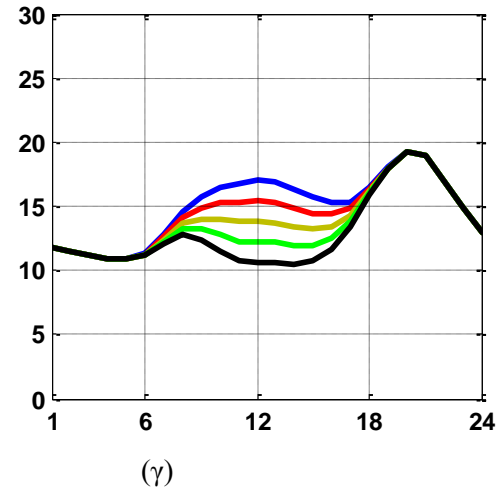
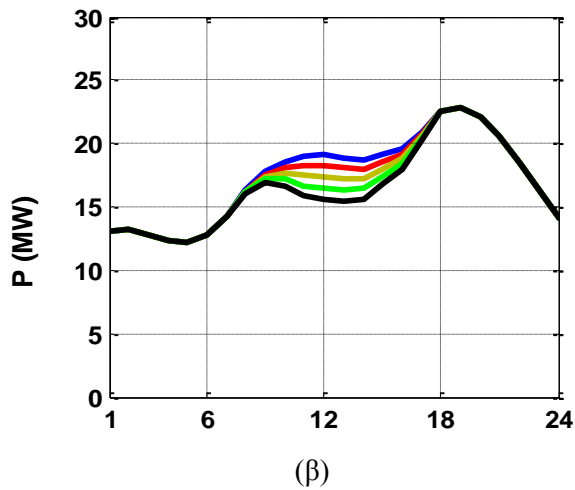
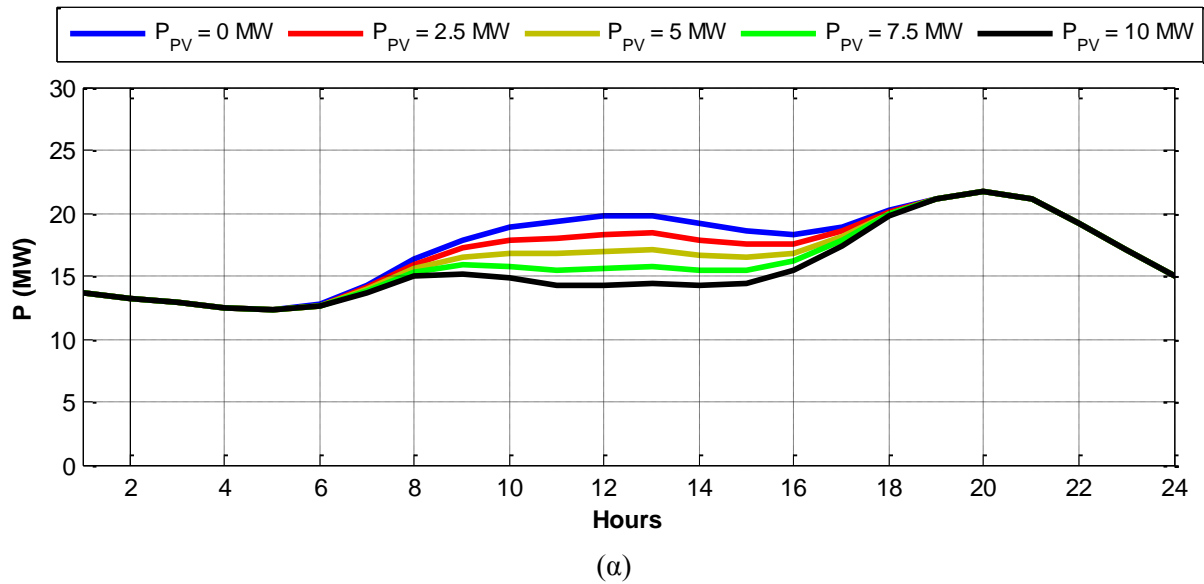
6.1 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Όπως και στην περίπτωση των άλλων νησιών, αυξανόμενη ισχύς Φ/Β οδηγεί σε περιορισμό του «φαινομένου» φορτίου του συστήματος, συμπιέζοντας ή ακόμα και αποκόπτοντας τη μεσημβρινή αιχμή της ημερήσιας καμπύλης φορτίου και δημιουργώντας μικρότερη πρωινή αιχμή. Αυτό φαίνεται στο διάγραμμα του Σχήματος 6.1, όπου εικονίζεται η μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου αυξανόμενης της Φ/Β διείσδυσης, για ολόκληρο το έτος 2011 και ανά εποχή. Η αυξανόμενη έγχυση Φ/Β παραγωγής πρακτικώς μειώνει τον συντελεστή φορτίου του συστήματος, αφού περιορίζει την προς κάλυψη ενέργεια φορτίου από τις λοιπές μονάδες παραγωγής, χωρίς να επηρεάζει τη βραδινή αιχμή, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.2. Στο διάγραμμα του Σχήματος 6.3 φαίνονται οι μέσες ημερήσιες καμπύλες φορτίου, χωρίς και με Φ/Β, για εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 5 MW, μαζί με τις αντίστοιχες ελάχιστες και μέγιστες ωριαίες τιμές.

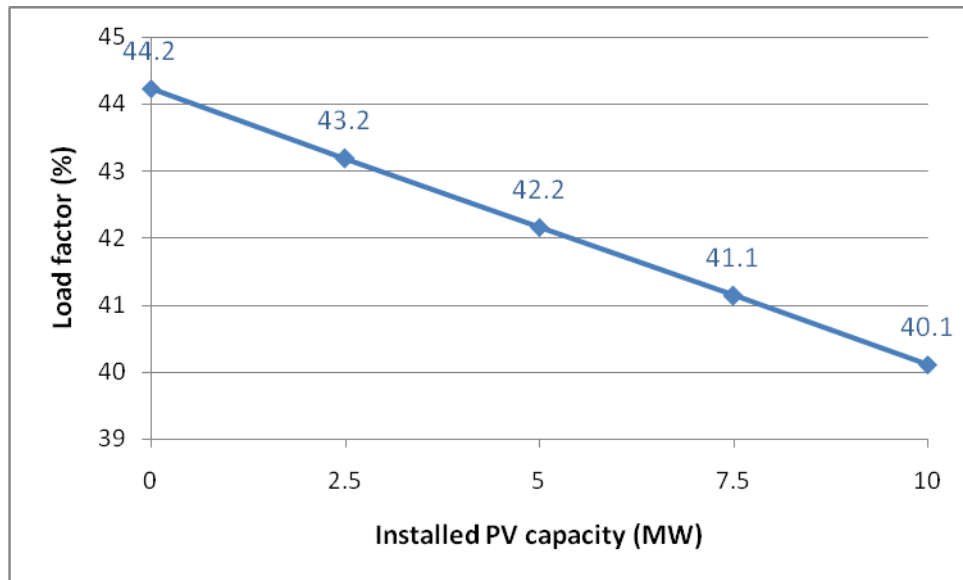
Σε ό,τι αφορά τις κύριες επιπτώσεις από τη διείσδυση της Φ/Β παραγωγής στην αναμενόμενη απόδοση των αιολικών πάρκων, και εδώ ισχύουν οι γενικές παρατηρήσεις και ποιοτικές διαπιστώσεις που έγιναν στα προηγούμενα κεφάλαια.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η ημερήσια λειτουργία του συστήματος της Σάμου με Α/Π 8.975 MW και Φ/Β 5 MW για μια τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου του έτους 2015 (Σχήμα 6.4(α)).

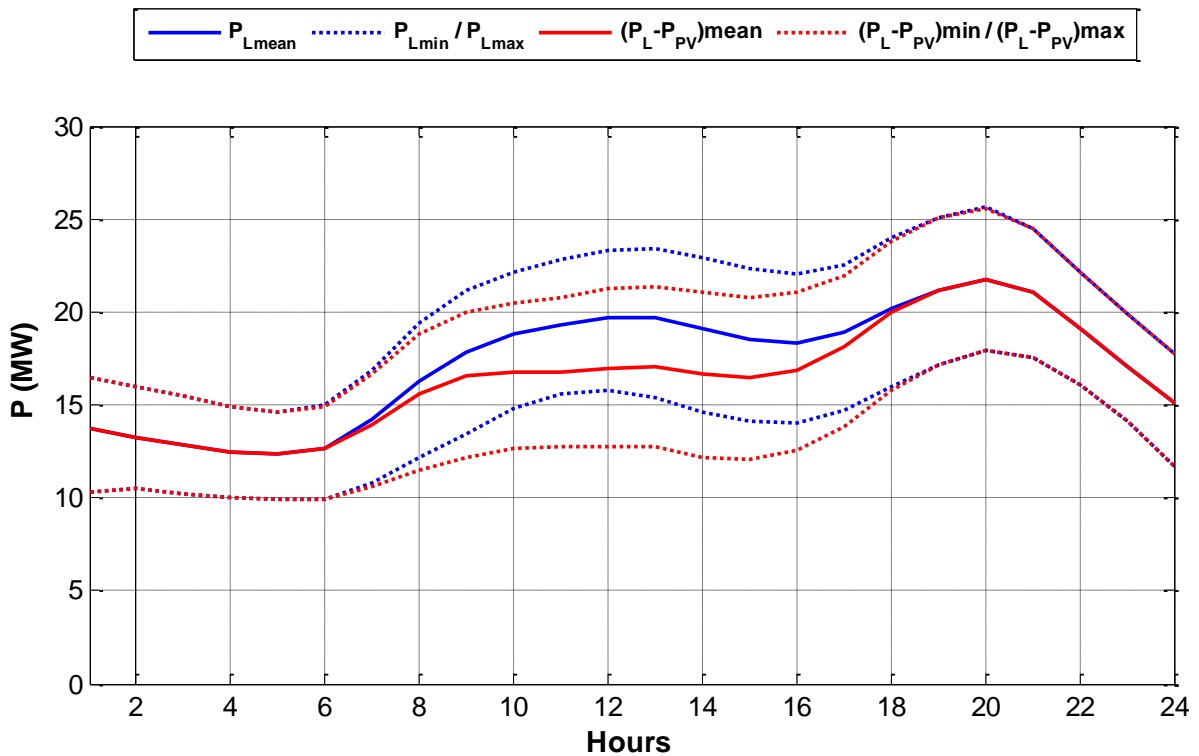
Στο διάγραμμα απεικονίζεται η κάλυψη του φορτίου του συστήματος της Σάμου από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά. Η Φ/Β παραγωγή συμμετέχει, όπως φαίνεται, τις πρωινές και μεσημβρινές ώρες.



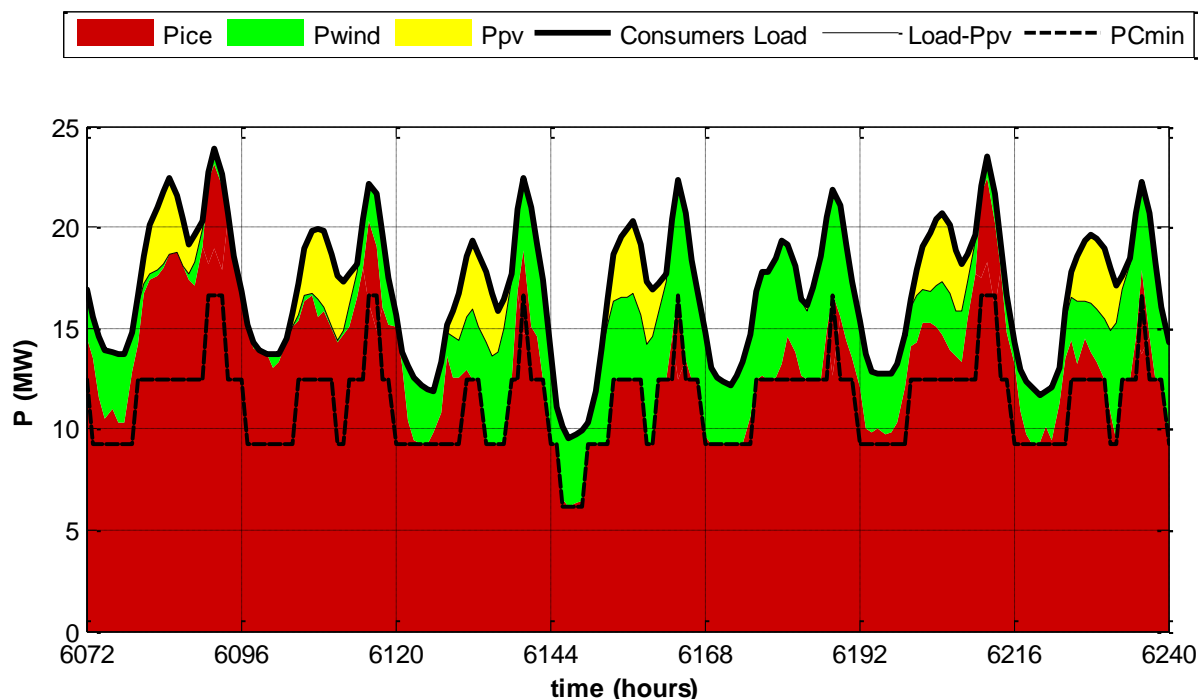
Σχήμα 6.1: Μεταβολή της μέσης ημερήσιας καμπύλης φορτίου με ενσωματωμένη τη Φ/Β παραγωγή για αυξανόμενη διείσδυση Φ/Β ισχύος 0-10 MW, για το σύστημα της Σάμου το έτος 2011. (α) Συνολικό έτος, (β) Μήνες Χειμώνα, (γ) Μήνες Άνοιξης, (δ) Μήνες Καλοκαιριού, (ε) Μήνες Φθινοπώρου.



Σχήμα 6.2: Μεταβολή του συντελεστή φορτίου του συστήματος της Σάμου αυξανόμενης της Φ/Β διείσδυσης το έτος 2011.



Σχήμα 6.3: Μέγιστη, ελάχιστη και μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου, χωρίς (μπλε χρώμα) και με ενσωματωμένη (κόκκινο χρώμα) τη Φ/Β παραγωγή. Διείσδυση Φ/Β 5 MW, έτος 2011.



Σχήμα 6.4: Ημερήσια λειτουργία του συστήματος της Σάμου με Α/Π 8.975 MW και Φ/Β 5 MW για μια τυπική εβδομάδα υψηλού φορτίου του 2011: Παραγωγή συμβατικών μονάδων, Α/Π και Φ/Β σταθμών.

6.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται οι ενεργειακές και οικονομικές επιπτώσεις από την ένταξη Φ/Β ισχύος έως 10 MW στο σύστημα της Σάμου τα έτη 2011 και 2015 για δύο σενάρια αιολικής διείσδυσης.

Στον Πίνακα 6.1, ο οποίος αφορά στο έτος 2011, δίνονται οι ετήσιες ενέργειες όλων των μονάδων παραγωγής του νησιού (συμβατικές μονάδες, Α/Π, φωτοβολταϊκά), καθώς και η ποσοστιαία συνεισφορά τους στην κάλυψη του συνολικού καθαρού φορτίου ζήτησης, για όλες τις εξεταζόμενες φωτοβολταϊκές διεισδύσεις και για εγκατεστημένη αιολική ισχύ 6.775 MW. Στον ίδιο Πίνακα, παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη παραγωγής των συμβατικών μονάδων, των σταθμών ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και αιολικά), καθώς και το προκύπτον συνολικό λειτουργικό κόστος του νησιωτικού συστήματος, για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Το κόστος αυτό περιλαμβάνει το μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων και τις αποζημιώσεις των σταθμών ΑΠΕ. Στον Πίνακα 6.2 παρουσιάζονται τα ίδια ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2011, με εγκατεστημένη ισχύ Α/Π ίση με 8.975 MW (όση η συνολική αδειοδοτημένη του νησιού).

Τα αντίστοιχα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα του έτους 2015 παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.3 και 6.4 για αιολική ισχύ ίση με 8.975 MW (αδειοδοτημένη) και 12.34 MW (σενάριο αυξημένης αιολικής διείσδυσης), αντίστοιχα.

Όπως και στην περίπτωση των άλλων νησιών, αυξανόμενη της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος, μειώνονται οι ΣΑΩΛ και ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών πάρκων, καθώς η Φ/Β παραγωγή δεν επιδέχεται περιορισμούς διείσδυσης και συνιστά ισοδύναμη μείωση της ενέργειας του φορτίου, επηρεάζοντας τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου που επιβάλλεται στην αιολική παραγωγή.

Εξετάζοντας αναλυτικότερα τους πίνακες του 2011, διαπιστώνεται ότι και για τα δύο σενάρια αιολικής ισχύος οι ΣΑΩΛ των αιολικών πάρκων είναι μειωμένες κατά 5.3% και 12.5% για Φ/Β ισχύ 5 και 10

MW αντίστοιχα, σε σχέση με την κατάσταση μηδενικής διείσδυσης Φ/Β. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών μειώνεται κατά 0.7% και 2.4%, για τις δυο προαναφερθείσες διείσδυσεις Φ/Β. Οι επιπτώσεις στην παραγωγή των αιολικών πάρκων είναι παρόμοιες το έτος 2015: Και για τα δύο σενάρια αιολικής ισχύος, προκαλείται μέγιστη μείωση στις ΣΑΩΛ κατά 11%, και στον συντελεστή χρησιμοποίησης κατά 2%. Η μεγάλη παρατηρούμενη αλληλεπίδραση αιολικής και Φ/Β παραγωγής συνδέεται με την επικράτηση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου για ποσοστό 70-80% του έτους. Έτσι, δεδομένου ότι η σύνθεση του σταθμού δεν παρουσιάζει ουσιαστική μεταβολή από το 2011 στο 2015, παρατηρείται παρόμοια επίπτωση στην αιολική παραγωγή, αυξανόμενη της Φ/Β διείσδυσης.

Η αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β παραγωγής οδηγεί στην υποκατάσταση σημαντικού ποσοστού (έως και 9%) της ενέργειας των συμβατικών μονάδων, όπως είναι εμφανές από τα ποσοστά κάλυψης της ζήτησης όλων των πινάκων. Τα ποσοστά συμμετοχής της παραγωγής ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου αυξάνονται κατά 4% ανά 5 MW εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β. Ενδεικτικά, η συμμετοχή της παραγωγής ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου για 5 MW Φ/Β υπερβαίνει το 17% το έτος 2011 (19.5% και 17.4%, για τα σενάρια υψηλής και χαμηλής αιολικής διείσδυσης) και το 18% το έτος 2015 (20.8% και 18.7% για τα σενάρια υψηλής και χαμηλής αιολικής διείσδυσης) ενώ για 10 MW Φ/Β υπερβαίνει το 20% σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια.

Οι απορρίψεις φορτίου είναι πρακτικά μηδενικές σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, γεγονός που οφείλεται αφενός στην ασφαλή πολιτική τηρούμενης εφεδρείας που ακολουθείται και αφετέρου στην πολιτική ένταξης των συμβατικών μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.

Από τους πίνακες των οικονομικών μεγεθών προκύπτει η επίπτωση από τη διείσδυση Φ/Β στο μεταβλητό κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων και του συστήματος συνολικά. Το έτος 2011 και για τα δύο σενάρια αιολικής διείσδυσης σημειώνονται πολύ μικρές μειώσεις του μέσου κόστους των μονάδων, έως και κατά 0.27%, που σχετίζονται κυρίως με το γεγονός ότι τα Φ/Β καλύπτουν τμήμα της κατανάλωσης το οποίο τροφοδοτούνταν από τις σχετικά ακριβές μονάδες μέσου φορτίου του σταθμού παραγωγής, δηλαδή μονάδες με υψηλές τιμές ενεργειακής κατανάλωσης, καθώς ενδεχομένως και με τις μεταβολές της φόρτισης των ενταγμένων μονάδων σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η ειδική κατανάλωση των μονάδων δεν εμφανίζει μονότονη συμπεριφορά συναρτήσει του σημείου λειτουργίας τους. Το έτος 2015, το μέσο κόστος των μονάδων του ΑΣΠ αυξάνεται κατά περίπου 4% σε σχέση με το 2011, καθώς η αύξηση του φορτίου του νησιού μεταφέρει μεγαλύτερο τμήμα της ζήτησης στις ακριβές μονάδες μέσου φορτίου, των οποίων η ειδική κατανάλωση είναι υψηλότερη. Η αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος οδηγεί και εδώ σε μικρή μείωση του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων, κατά 0.2% για 5 MW Φ/Β και κατά 0.31% για 10 MW Φ/Β, για τους λόγους που αναφέρθηκαν παραπάνω.

Το συνολικό κόστος λειτουργίας και το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής του όλου συστήματος της Σάμου αυξάνονται αισθητά με τη Φ/Β διείσδυση, λόγω της υψηλής τιμολόγησης της Φ/Β ενέργειας. Συγκεκριμένα, το έτος 2011, με αύξηση της Φ/Β διείσδυσης από 0 σε 5 MW, σημειώνεται αύξηση του μέσου κόστους του συστήματος κατά 15% σε σχέση με τη μηδενική Φ/Β διείσδυση, ενώ διπλάσια διείσδυση Φ/Β οδηγεί σε διπλάσιες αυξήσεις του κόστους. Παρόμοια συμπεριφορά παρατηρείται το έτος 2015: Για 5 MW Φ/Β προκύπτει αύξηση περίπου 12%, η οποία διπλασιάζεται για 10 MW εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος.

Πίνακας 6.1α: Σύστημα Σάμου - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Α/Π 6.775 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτόμενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%

0 MW	131.40	19.65	33.11	2.94	6640.80	0.00	86.99	13.01	0.00	0.00
-------------	--------	-------	-------	------	---------	------	-------	-------	------	------

1 MW	130.06	19.59	33.01	3.00	6598.93	1.40	86.10	12.97	0.93	0.00
2 MW	128.73	19.52	32.89	3.07	6543.81	2.80	85.22	12.92	1.85	0.00
3 MW	127.42	19.43	32.74	3.16	6462.06	4.20	84.36	12.86	2.78	0.00
4 MW	126.10	19.35	32.61	3.24	6380.69	5.60	83.48	12.81	3.71	0.00
5 MW	124.80	19.25	32.43	3.35	6287.11	7.00	82.62	12.74	4.63	0.00

6 MW	123.57	19.07	32.14	3.52	6182.76	8.40	81.81	12.63	5.56	0.00
7 MW	122.36	18.89	31.83	3.70	6085.95	9.80	81.01	12.50	6.49	0.00
8 MW	121.14	18.71	31.53	3.88	5987.01	11.20	80.20	12.39	7.41	0.00
9 MW	119.95	18.50	31.17	4.09	5893.49	12.60	79.41	12.25	8.34	0.00
10 MW	118.76	18.29	30.81	4.31	5802.95	14.00	78.63	12.11	9.27	0.00

Πίνακας 6.1β: Σύστημα Σάμου - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Α/Π 6.775 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh

0 MW	12.45	1.14	0.53	14.11	107.38	1.95	0.00	16.06	106.35
-------------	-------	------	------	-------	--------	------	------	-------	--------

1 MW	12.31	1.13	0.52	13.96	107.33	1.95	0.66	16.57	109.67
2 MW	12.18	1.11	0.51	13.81	107.29	1.94	1.32	17.07	113.00
3 MW	12.06	1.10	0.51	13.67	107.28	1.93	1.97	17.58	116.36
4 MW	11.93	1.09	0.50	13.52	107.25	1.92	2.63	18.08	119.70
5 MW	11.80	1.08	0.50	13.38	107.23	1.91	3.29	18.59	123.05

6 MW	11.69	1.07	0.49	13.25	107.23	1.90	3.95	19.10	126.42
7 MW	11.57	1.06	0.49	13.12	107.22	1.88	4.61	19.60	129.78
8 MW	11.45	1.05	0.48	12.99	107.21	1.86	5.26	20.11	133.15
9 MW	11.34	1.04	0.48	12.86	107.20	1.84	5.92	20.62	136.51
10 MW	11.23	1.03	0.48	12.73	107.20	1.82	6.58	21.13	139.88

Πίνακας 6.2α: Σύστημα Σάμου - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Α/Π 8.975 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτόμενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
0 MW	128.01	23.04	29.30	6.89	5012.97	0.00	84.75	15.25	0.00	0.00
1 MW	126.71	22.94	29.18	6.99	4981.36	1.40	83.89	15.19	0.93	0.00
2 MW	125.42	22.83	29.04	7.10	4939.75	2.80	83.03	15.12	1.85	0.00
3 MW	124.16	22.68	28.85	7.24	4878.05	4.20	82.20	15.02	2.78	0.00
4 MW	122.89	22.56	28.70	7.37	4816.62	5.60	81.36	14.94	3.71	0.00
5 MW	121.65	22.40	28.49	7.53	4745.98	7.00	80.54	14.83	4.63	0.00
6 MW	120.48	22.17	28.19	7.76	4667.21	8.40	79.76	14.67	5.56	0.00
7 MW	119.34	21.91	27.87	8.02	4594.13	9.80	79.01	14.51	6.49	0.00
8 MW	118.19	21.66	27.55	8.27	4519.44	11.20	78.25	14.34	7.41	0.00
9 MW	117.07	21.37	27.19	8.56	4448.85	12.60	77.51	14.15	8.34	0.00
10 MW	115.94	21.18	26.84	8.75	4393.40	14.00	76.71	14.02	9.27	0.00

Πίνακας 6.2β: Σύστημα Σάμου - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Α/Π 8.975 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh
0 MW	12.16	1.11	0.51	13.78	107.64	2.29	0.00	16.07	106.39
1 MW	12.03	1.10	0.51	13.63	107.60	2.28	0.66	16.57	109.72
2 MW	11.90	1.09	0.50	13.49	107.56	2.27	1.32	17.08	113.05
3 MW	11.78	1.08	0.50	13.35	107.54	2.26	1.97	17.58	116.41
4 MW	11.65	1.07	0.49	13.21	107.51	2.24	2.63	18.09	119.75
5 MW	11.53	1.05	0.49	13.08	107.49	2.23	3.29	18.59	123.10
6 MW	11.42	1.04	0.48	12.95	107.48	2.20	3.95	19.10	126.46
7 MW	11.31	1.03	0.48	12.83	107.47	2.18	4.61	19.61	129.83
8 MW	11.20	1.02	0.47	12.70	107.46	2.15	5.26	20.12	133.19
9 MW	11.10	1.01	0.47	12.58	107.44	2.13	5.92	20.63	136.56
10 MW	10.98	1.00	0.46	12.45	107.35	2.11	6.58	21.14	139.93

Πίνακας 6.3α: Σύστημα Σάμου - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτόμενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
0 MW	141.00	24.49	31.15	5.44	5612.00	0.00	85.20	14.80	0.00	0.00
1 MW	139.71	24.38	31.00	5.55	5559.59	1.40	84.42	14.73	0.85	0.00
2 MW	138.47	24.22	30.80	5.71	5504.97	2.80	83.67	14.63	1.69	0.00
3 MW	137.19	24.10	30.65	5.83	5457.05	4.20	82.90	14.56	2.54	0.00
4 MW	135.93	23.96	30.47	5.97	5409.13	5.60	82.14	14.48	3.38	0.00
5 MW	134.65	23.84	30.32	6.09	5360.17	7.00	81.36	14.41	4.23	0.00
6 MW	133.44	23.65	30.08	6.28	5289.01	8.40	80.64	14.29	5.08	0.00
7 MW	132.24	23.45	29.83	6.48	5216.18	9.80	79.91	14.17	5.92	0.00
8 MW	131.04	23.25	29.58	6.67	5151.67	11.20	79.18	14.05	6.77	0.00
9 MW	129.86	23.03	29.30	6.90	5067.89	12.60	78.47	13.92	7.61	0.00
10 MW	128.62	22.87	29.09	7.06	5000.41	14.00	77.72	13.82	8.46	0.00

Πίνακας 6.3β: Σύστημα Σάμου - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€		
0 MW	13.47	1.76	0.56	15.80	112.03	2.44	0.00	18.23	110.17
1 MW	13.34	1.74	0.56	15.65	111.99	2.42	0.59	18.66	112.75
2 MW	13.22	1.73	0.55	15.50	111.94	2.41	1.18	19.09	115.32
3 MW	13.09	1.71	0.55	15.35	111.91	2.40	1.76	19.51	117.91
4 MW	12.97	1.69	0.54	15.21	111.86	2.38	2.35	19.94	120.49
5 MW	12.84	1.68	0.54	15.05	111.81	2.37	2.94	20.37	123.06
6 MW	12.72	1.66	0.53	14.92	111.78	2.35	3.53	20.80	125.66
7 MW	12.60	1.65	0.53	14.78	111.76	2.33	4.12	21.23	128.27
8 MW	12.48	1.63	0.52	14.64	111.72	2.31	4.70	21.66	130.86
9 MW	12.37	1.62	0.52	14.51	111.72	2.29	5.29	22.09	133.49
10 MW	12.25	1.60	0.51	14.37	111.72	2.27	5.88	22.52	136.10

Πίνακας 6.4α: Σύστημα Σάμου - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 12.34 MW.

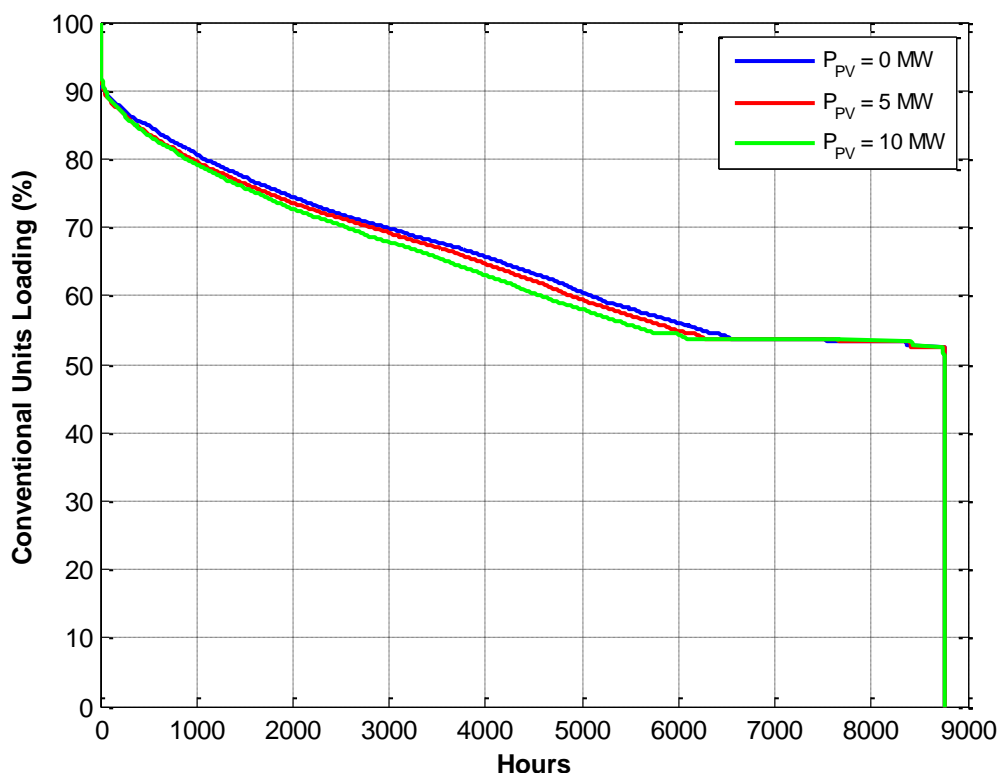
Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτόμενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
0 MW	137.12	28.37	26.25	12.78	4081.66	0.00	82.85	17.15	0.00	0.00
1 MW	135.90	28.19	26.08	12.96	4043.54	1.40	82.12	17.04	0.85	0.00
2 MW	134.73	27.96	25.87	13.19	4003.81	2.80	81.41	16.90	1.69	0.00
3 MW	133.49	27.80	25.71	13.35	3968.96	4.20	80.67	16.80	2.54	0.00
4 MW	132.30	27.59	25.53	13.56	3934.11	5.60	79.94	16.67	3.38	0.00
5 MW	131.05	27.44	25.39	13.71	3898.50	7.00	79.19	16.58	4.23	0.00
6 MW	129.91	27.18	25.14	13.97	3846.75	8.40	78.50	16.42	5.08	0.00
7 MW	128.78	26.91	24.90	14.24	3793.78	9.80	77.82	16.26	5.92	0.00
8 MW	127.65	26.64	24.64	14.51	3746.86	11.20	77.14	16.10	6.77	0.00
9 MW	126.54	26.35	24.38	14.80	3685.92	12.60	76.46	15.92	7.61	0.00
10 MW	125.35	26.14	24.18	15.01	3636.85	14.00	75.74	15.80	8.46	0.00

Πίνακας 6.4β: Σύστημα Σάμου - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Α/Π 12.34 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh
0 MW	13.14	1.72	0.55	15.40	112.35	2.82	0.00	18.23	110.13
1 MW	13.02	1.70	0.54	15.26	112.30	2.80	0.59	18.65	112.71
2 MW	12.90	1.68	0.54	15.12	112.24	2.78	1.18	19.08	115.29
3 MW	12.78	1.67	0.53	14.98	112.21	2.76	1.76	19.51	117.88
4 MW	12.66	1.65	0.53	14.84	112.16	2.74	2.35	19.93	120.46
5 MW	12.53	1.64	0.52	14.69	112.11	2.73	2.94	20.36	123.03
6 MW	12.42	1.62	0.52	14.56	112.08	2.70	3.53	20.79	125.63
7 MW	12.31	1.61	0.52	14.43	112.05	2.68	4.12	21.22	128.24
8 MW	12.19	1.59	0.51	14.30	112.01	2.65	4.70	21.65	130.83
9 MW	12.09	1.58	0.51	14.17	112.01	2.62	5.29	22.09	133.46
10 MW	11.97	1.56	0.50	14.04	112.00	2.60	5.88	22.52	136.07

6.3 ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΗ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Στην ενότητα αυτή εξετάζονται περαιτέρω οι επιπτώσεις της φωτοβολταϊκής διείσδυσης στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Σάμου για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Στο Σχήμα 6.5 εικονίζεται η καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των θερμικών μονάδων, για δύο επίπεδα διείσδυσης Φ/Β ισχύος. Παρατηρείται ότι η μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β δεν επηρεάζει σημαντικά τη φόρτιση των συμβατικών μονάδων, διαπιστώνεται όμως μια μικρή αύξηση του χρόνου λειτουργίας τους σε χαμηλά επίπεδα φόρτισης. Στο Σχήμα 6.5 αναδεικνύεται επίσης το πρόβλημα των υψηλών τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων του ΑΣΠ Σάμου, καθώς η φόρτισή τους ταυτίζεται με την ισχύ των τεχνικών ελαχίστων τους για σημαντικό ποσοστό του χρόνου λειτουργίας τους (το οποίο ποσοστό αυξάνεται με την αύξηση της Φ/Β διείσδυσης). Υποφορτίσεις των μονάδων κάτω από το τεχνικό τους ελάχιστο γενικά δεν σημειώνονται, με την εξαίρεση ενός πολύ μικρού αριθμού ωρών λειτουργίας σε πολύ αυξημένες Φ/Β διεισδύσεις (όπως για ισχύ 10 MW). Όπως έχει αναφερθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο και αναλύεται στο Παράρτημα 2, το πρόβλημα των υποφορτίσεων αντιμετωπίστηκε με την τηρούμενη πολιτική ένταξης μονάδων και με την αναπροσαρμογή των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών πάρκων σε «πραγματικό χρόνο».



Σχήμα 6.5: Σάμος – Έτος 2011 – Α/Π 8.975 MW – Φ/Β 0, 5 & 10 MW. Καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος.

Στους Πίνακες 6.5 έως 6.8 ποσοτικοποιούνται λεπτομερέστερα οι επιπτώσεις στη φόρτιση των συμβατικών μονάδων από την ένταξη Φ/Β, για όλες τις διεισδύσεις που εξετάστηκαν. Από τους πίνακες παρατηρούμε ότι δεν σημειώνονται καθόλου υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων για διεισδύσεις Φ/Β ισχύος έως και 5 MW. Για υψηλότερες διεισδύσεις Φ/Β, της τάξης των 10 MW, προκύπτουν το έτος 2011 χρόνος και ενέργεια υποφόρτισης 0.34% του έτους και 0.20% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας, αντίστοιχα. Ελαφρώς μειωμένες εμφανίζονται οι αντίστοιχες τιμές για το έτος

2015 (χρόνος 0.13% και ενέργεια υποφόρτισης 0.07%), λόγω των υψηλότερων τιμών φορτίου. Το μέγεθος της αιολικής διείσδυσης σε κάθε έτος δεν διαφοροποιεί τα αποτελέσματα των υποφορτίσεων, γεγονός αναμενόμενο αφού επιβάλλεται ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου. Επηρεάζει όμως τη μέση ισχύ φόρτισης των μονάδων, με χαμηλότερες μέσες φορτίσεις να εμφανίζονται σε υψηλές διεισδύσεις αιολικής ισχύος, δεδομένου ότι απαιτείται από τις συμβατικές μονάδες η παροχή στρεφόμενης εφεδρείας για την αιολική παραγωγή. Η Φ/Β ισχύς επιφέρει μικρή μείωση της μέσης φόρτισης των θερμικών μονάδων, όπως φαίνεται από την κατακόρυφη μεταβολή του μεγέθους, η οποία δεν είναι ιδιαίτερα σημαντική, καθώς η διείσδυση μεγάλης Φ/Β ισχύος, για την οποία τηρείται έμμεσα εφεδρεία της τάξης του 10%, επηρεάζει τον προγραμματισμό ένταξης μονάδων και έτσι μετριάζεται η μείωση της φόρτισής τους.

Πίνακας 6.5: **Σάμος – Έτος 2011 – Α/Π 6.775 MW**. Επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Μέση ισχύς φόρτισης στα διαστήματα υποφόρτισης (% του τεχνικού ελαχίστου)	Χρόνος Υποφόρτισης (% χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια Υποφόρτισης Συμβατικών (% συνολικής παραγόμενης ενέργειας)	Μέση ισχύς φόρτισης (% ικανότητας)
0 MW	-	0.00	0.00	66.89
1 MW	-	0.00	0.00	66.86
2 MW	-	0.00	0.00	66.76
3 MW	-	0.00	0.00	66.58
4 MW	-	0.00	0.00	66.41
5 MW	-	0.00	0.00	66.20
6 MW	99.52	0.01	0.01	65.99
7 MW	97.46	0.03	0.02	65.82
8 MW	93.19	0.07	0.04	65.62
9 MW	93.50	0.13	0.08	65.47
10 MW	94.86	0.34	0.20	65.33

Πίνακας 6.6: Σάμος – Έτος 2011 – Α/Π 8.975 MW. Επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Μέση ισχύς φόρτισης στα διαστήματα υποφόρτισης (% του τεχνικού ελαχίστου)	Χρόνος Υποφόρτισης (% χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια Υποφόρτισης Συμβατικών (% συνολικής παραγόμενης ενέργειας)	Μέση ισχύς φόρτισης (% ικανότητας)
0 MW	-	0.00	0.00	65.26
1 MW	-	0.00	0.00	65.23
2 MW	-	0.00	0.00	65.13
3 MW	-	0.00	0.00	64.97
4 MW	-	0.00	0.00	64.81
5 MW	-	0.00	0.00	64.61
6 MW	99.52	0.01	0.01	64.43
7 MW	97.46	0.03	0.02	64.28
8 MW	93.19	0.07	0.04	64.11
9 MW	93.50	0.13	0.08	63.99
10 MW	94.86	0.34	0.21	63.87

Πίνακας 6.7: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW. Επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων.

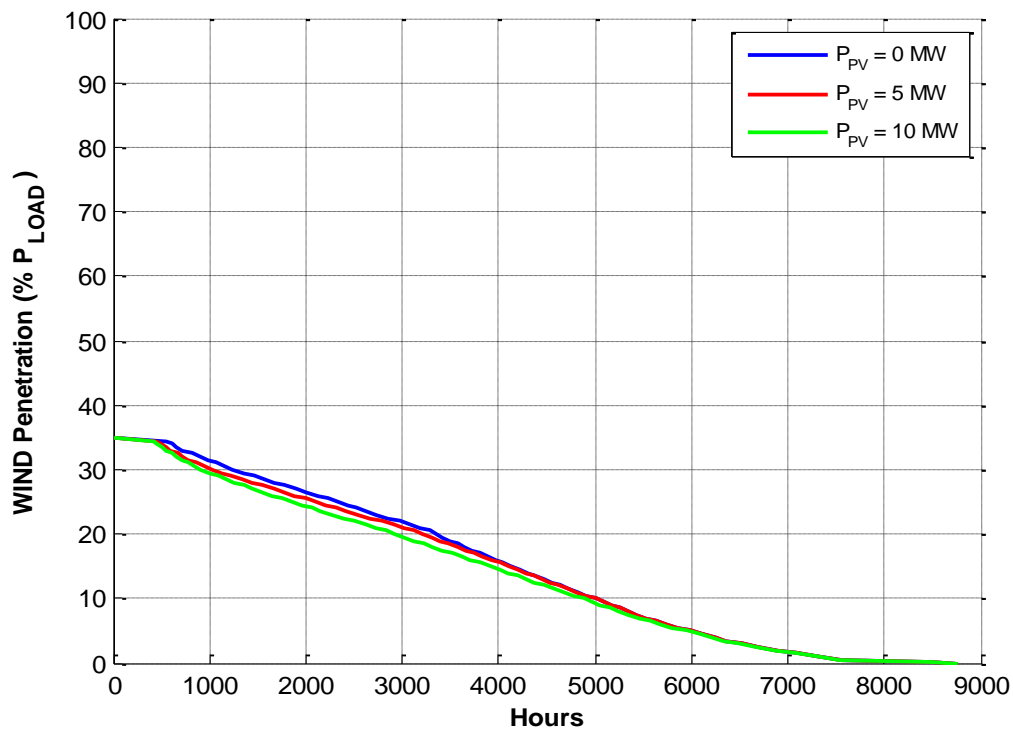
Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Μέση ισχύς φόρτισης στα διαστήματα υποφόρτισης (% του τεχνικού ελαχίστου)	Χρόνος Υποφόρτισης Συμβατικών (% του χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια Υποφόρτισης Συμβατικών (% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας)	Μέση ισχύς φόρτισης (% ικανότητας)
0 MW	-	0.00	0.00	65.97
1 MW	-	0.00	0.00	65.83
2 MW	-	0.00	0.00	65.71
3 MW	-	0.00	0.00	65.64
4 MW	-	0.00	0.00	65.62
5 MW	-	0.00	0.00	65.56
6 MW	97.40	0.01	0.01	65.42
7 MW	91.82	0.01	0.01	65.27
8 MW	94.84	0.03	0.02	65.18
9 MW	96.27	0.10	0.06	64.96
10 MW	91.15	0.13	0.07	64.80

Πίνακας 6.8: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 12.34 MW. Επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων.

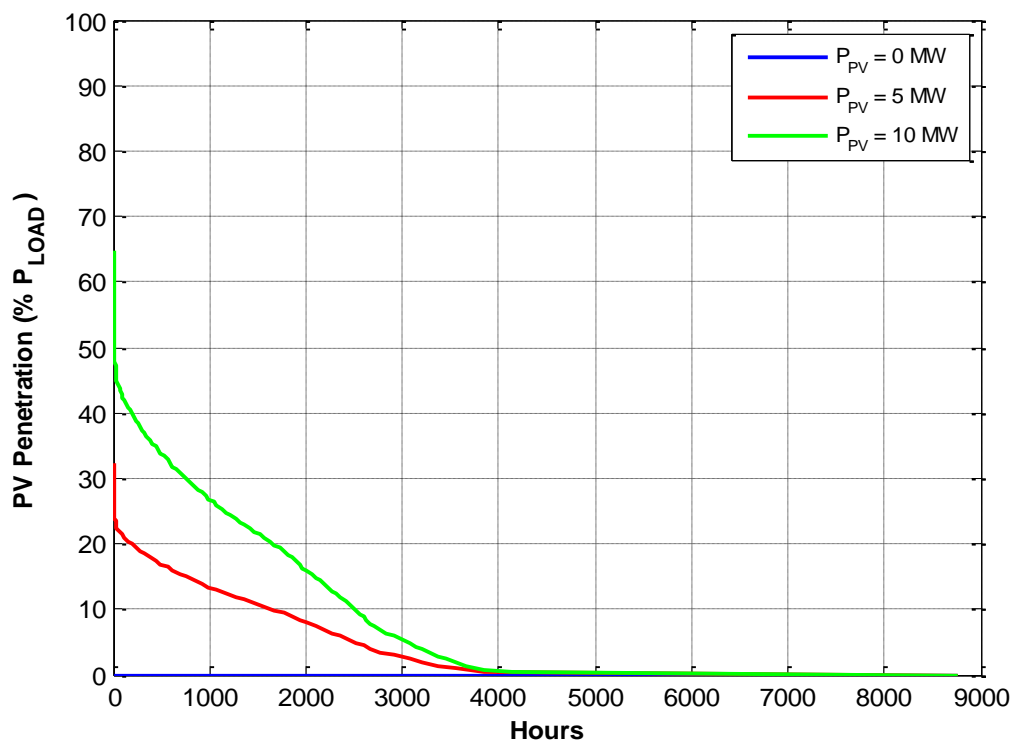
Φ/Β ΙΣΧΥΣ	Μέση ισχύς φόρτισης στα διαστήματα υποφόρτισης (% του τεχνικού ελαχίστου)	Χρόνος υποφόρτισης (% χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια Υποφόρτισης Συμβατικών (% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας)	Μέση ισχύς φόρτισης (% ικανότητας)
0 MW	-	0.00	0.00	64.26
1 MW	-	0.00	0.00	64.14
2 MW	-	0.00	0.00	64.04
3 MW	-	0.00	0.00	63.98
4 MW	-	0.00	0.00	63.96
5 MW	-	0.00	0.00	63.91
6 MW	97.40	0.01	0.01	63.79
7 MW	91.82	0.01	0.01	63.66
8 MW	94.84	0.03	0.02	63.59
9 MW	96.27	0.10	0.06	63.40
10 MW	91.15	0.13	0.07	63.24

6.4 ΣΤΙΓΜΙΑΙΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ

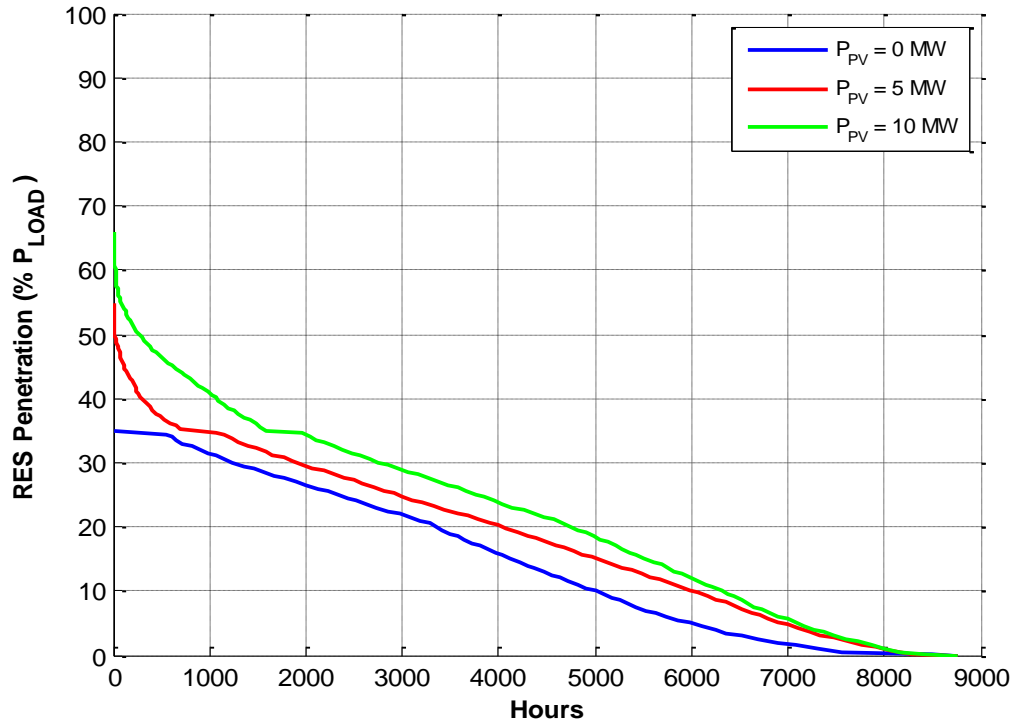
Στην ενότητα αυτή σχολιάζονται οι στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα της Σάμου για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Στα Σχήματα 6.6 έως 6.14 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας των κύριων μεγεθών που χαρακτηρίζουν τη διείσδυση ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία του συστήματος, όπως προέκυψαν από την ανάλυση των αποτελεσμάτων ετήσιας προσομοίωσης ενός από τα εξεταζόμενα σενάρια (έτος 2015, εγκατεστημένη αιολική ισχύς 8.975 MW και τρεις τιμές Φ/Β διεισδύσεων).



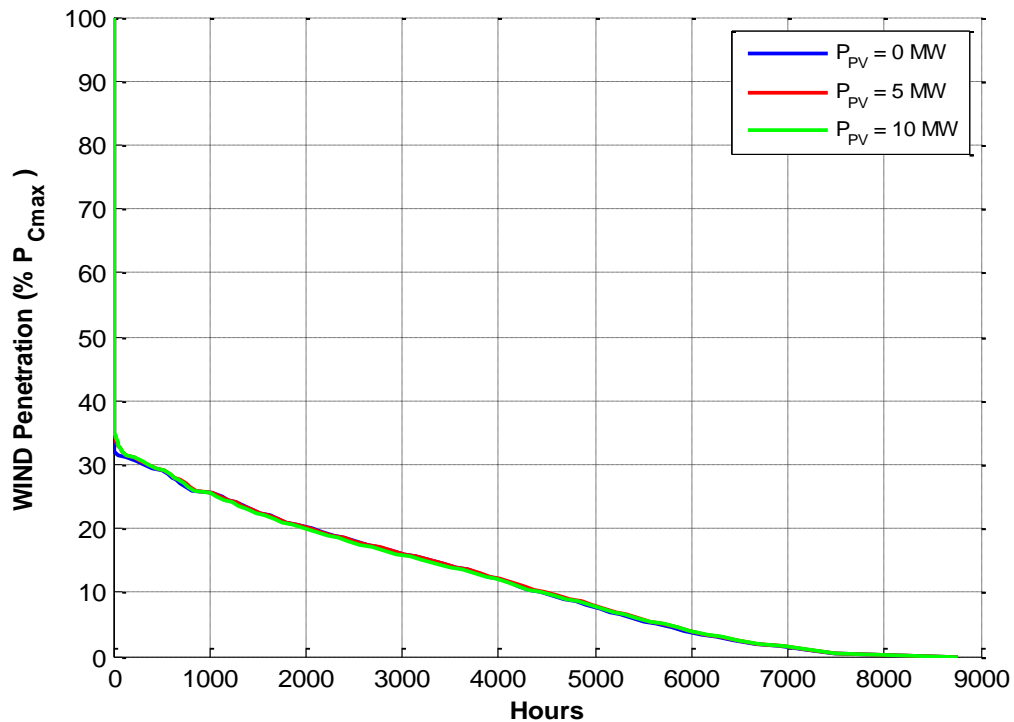
Σχήμα 6.6: Σάμος - Έτος 2015 - Α/Π 8.975 MW– Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



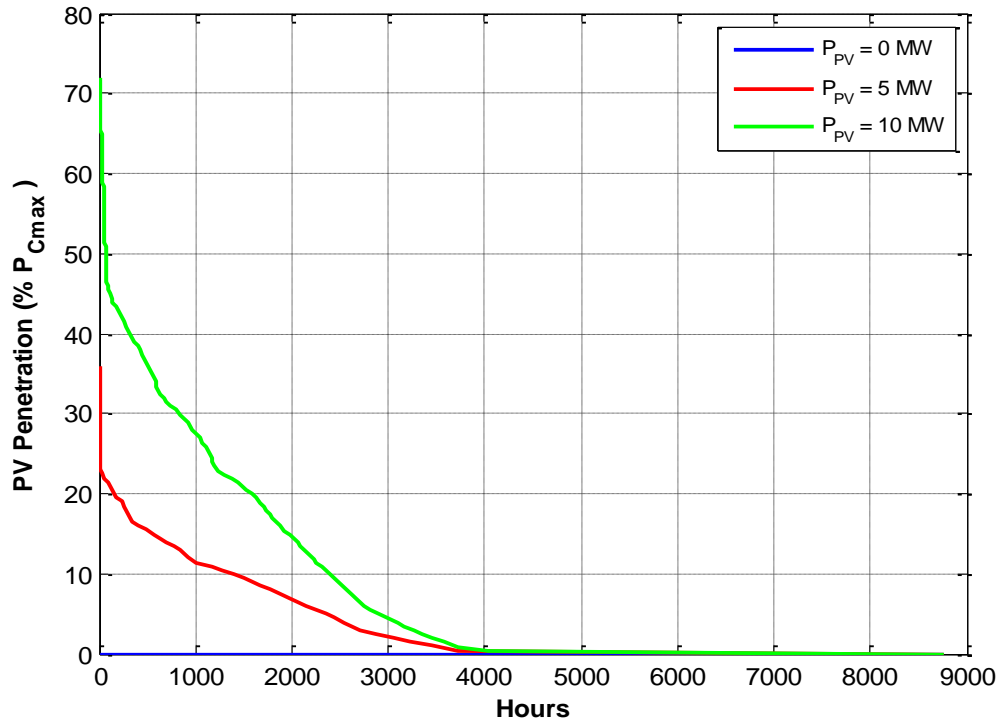
Σχήμα 6.7: Σάμος - Έτος 2015 - Α/Π 8.975 MW – Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



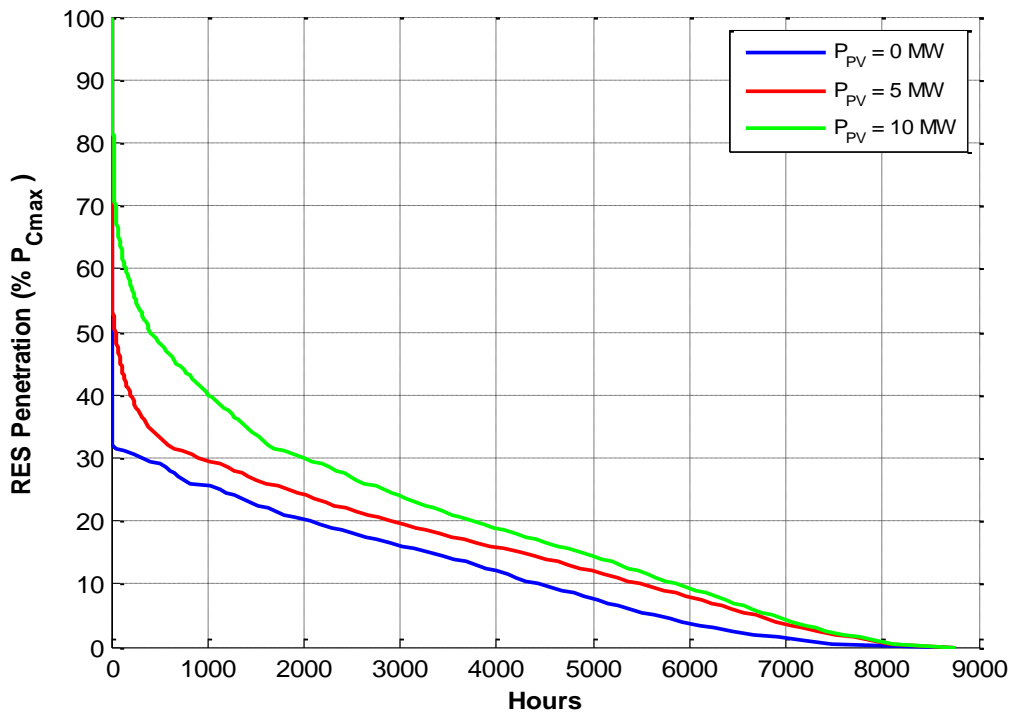
Σχήμα 6.8: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW – Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της συνολικής ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



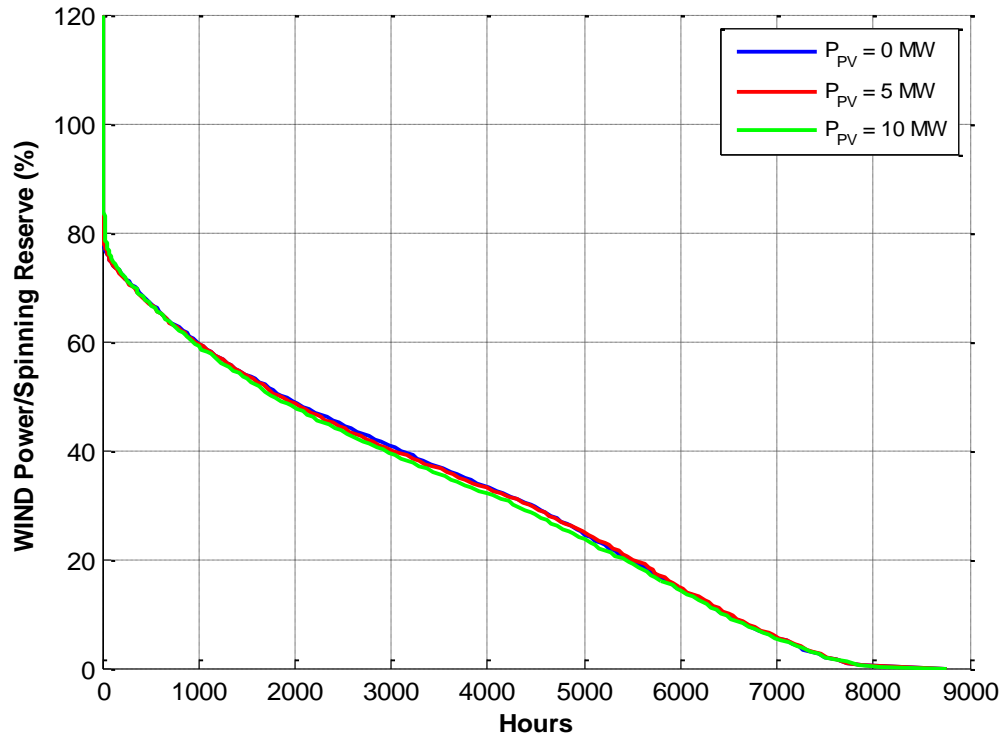
Σχήμα 6.9: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW – Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



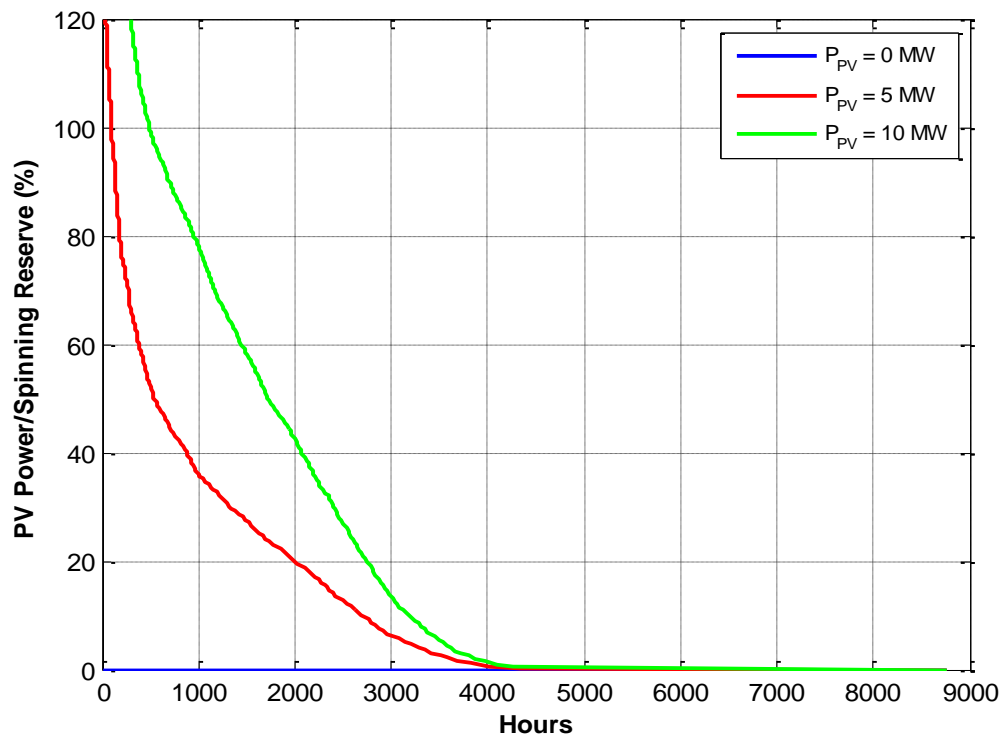
Σχήμα 6.10: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW –Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



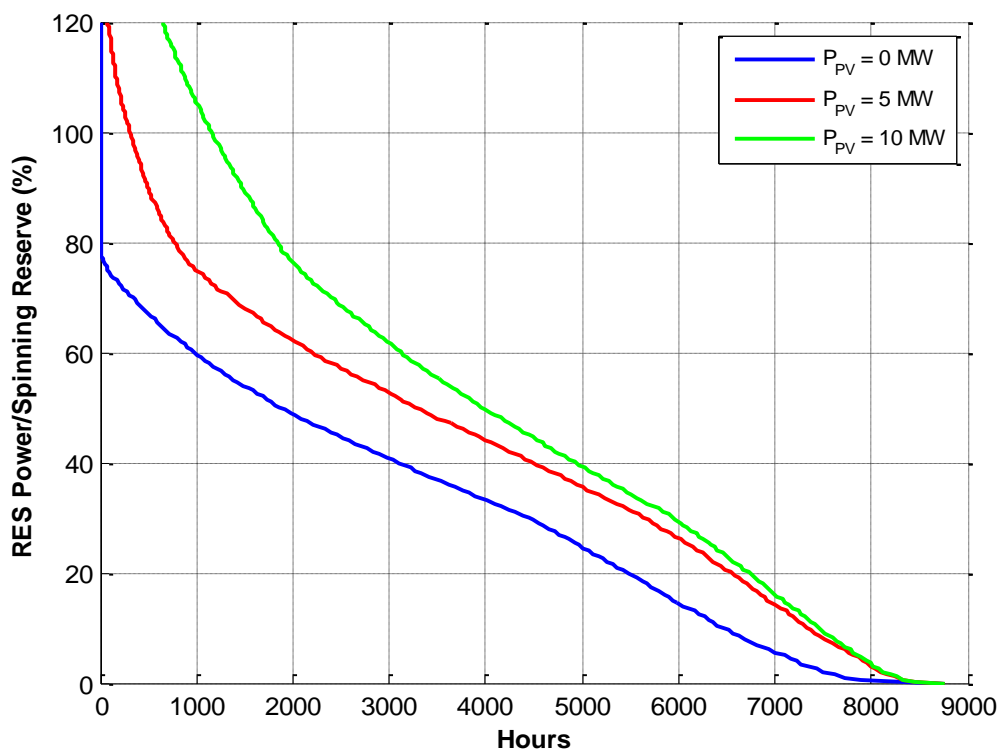
Σχήμα 6.11: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW– Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της συνολικής ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



Σχήμα 6.12: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW– Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας της αιολικής ισχύος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 6.13: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW– Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας της Φ/Β ισχύος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 6.14: Σάμος – Έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW– Φ/Β 0, 5, 10 MW. Καμπύλη διάρκειας της συνολικής ισχύος των μονάδων ΑΠΕ (αιολικών και Φ/Β), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.

Στα Σχήματα 6.6-6.8 και 6.9-6.11 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας της «στιγμιαίας» διείσδυσης των αιολικών, των Φ/Β και της συνολικής ισχύος ΑΠΕ, αντίστοιχα, δηλαδή του πηλίκου της ισχύος εξόδου τους, είτε προς τη ζήτηση του φορτίου, είτε προς τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ των εν λειτουργία θερμικών μονάδων, αντίστοιχα. Διαπιστώνεται ότι η διείσδυση αιολικής ισχύος δεν υπερβαίνει το δυναμικό όριο του 35% επί του φορτίου, γεγονός αναμενόμενο αφού στα Α/Π επιβάλλεται ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης. Η διείσδυση της Φ/Β παραγωγής διατηρείται σε χαμηλότερα επίπεδα (έως 25%) για εγκατεστημένες ισχύς Φ/Β της τάξης των 5 MW, ενώ αγγίζει το 45% για θεώρηση υψηλής εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος. Η ολική διείσδυση ισχύος ΑΠΕ (παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά και τα Φ/Β) προσεγγίζει το 50% για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β ίση με 5 MW, και το 60% για τη διπλάσια Φ/Β ισχύ.

Όπως σχολιάστηκε αναλυτικά σε προηγούμενες ενότητες, η λειτουργία σε πολύ υψηλές διεισδύσεις συνολικής παραγωγής ΑΠΕ αποτελεί βασικό προβληματισμό, όταν εξετάζονται σενάρια υψηλής Φ/Β διείσδυσης. Τέτοιες καταστάσεις εγκυμονούν κινδύνους ασφάλειας για την ευστάθεια του συστήματος σε γεγονότα απότομης απώλειας αιολικής και Φ/Β παραγωγής και θα μπορούσαν να γίνουν αποδεκτές μόνο αν οι νέοι σταθμοί διαθέτουν δυνατότητες LVRT και υποστήριξης της τάσης και της συχνότητας του συστήματος, αφού γίνουν οι αναγκαίες μελέτες δυναμικής συμπεριφοράς.

Σχετικό είναι και το ζήτημα της επάρκειας στρεφόμενης εφεδρείας, προκειμένου να αντιμετωπιστεί πιθανή απώλεια ανανεώσιμης παραγωγής. Οι καμπύλες διάρκειας του λόγου της αιολικής, Φ/Β και συνολικής ισχύος ΑΠΕ προς τη διαθέσιμη στρεφόμενη εφεδρεία για το σύστημα της Σάμου εικονίζονται στα Σχήματα 6.12-6.14. Διαπιστώνεται ότι ενώ το σύστημα λειτουργεί με επαρκή εφεδρεία για την αιολική παραγωγή (λόγος < 100%), πλήρης εφεδρεία για τη συνολικά εγγεόμενη ισχύ ΑΠΕ επιτυγχάνεται μόνο για Φ/Β διεισδύσεις έως 5 MW. Η επάρκεια της στρεφόμενης εφεδρείας μπορεί να αξιολογηθεί μόνο αν είναι γνωστό το μέγεθος της πιθανής απότομης απώλειας

παραγωγής ΑΠΕ, ζήτημα που δεν εξετάζεται στην παρούσα μελέτη. Για την περίπτωση της Σάμου, λαμβάνεται εντελώς ενδεικτικά ως αποδεκτό ένα ποσοστό επάρκειας εφεδρείας περί το 75% (έναντι 50% που ελήφθη στα μεγαλύτερα συστήματα Κρήτης και Ρόδου), δηλαδή τιμή λόγου ισχύος ΑΠΕ προς εφεδρεία ίση με 133.33%.

Στους Πίνακες 6.9 έως 6.12 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των στιγμιαίων διεισδύσεων ως ποσοστό (%) επί της στιγμιαίας ζήτησης ή επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων ΑΣΠ, καθώς και ως ποσοστό (%) της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων. Οι συμβολισμοί των ποσοτικών δεικτών που εμφανίζονται στους πίνακες εξηγούνται στην Ενότητα 4.4.

Όπως φαίνεται από τους πίνακες, το έτος 2011 με 5 MW εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος σημειώνονται μέγιστες διεισδύσεις της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ της τάξης του 45% επί του φορτίου (45.0% και 46.5% για τα δύο εξεταζόμενα σενάρια αιολικής ισχύος, 6.775 και 8.975 MW αντίστοιχα). Το έτος 2015, τα ποσοστά των μέγιστων διεισδύσεων παραμένουν στο επίπεδο του 45% επί της ισχύος του φορτίου (46.0% και 46.7% για αιολική διείσδυση 8.875 και 12.34 MW αντίστοιχα), εξαιτίας της επικράτησης του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, η οποία συγκρατεί σε χαμηλά επίπεδα τις στιγμιαίες διεισδύσεις της αιολικής παραγωγής επί του φορτίου. Διπλάσια Φ/Β διείσδυση επιφέρει αύξηση των μέγιστων διεισδύσεων ΑΠΕ επί του φορτίου σε τιμές 55-60% σε όλες τις περιπτώσεις.

Από τους πίνακες είναι φανερό ότι όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς, τόσο μειώνεται η στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος εξαιτίας της ένταξης λιγότερων συμβατικών μονάδων (σύμφωνα με το μειωμένο «φαινόμενο» φορτίο). Για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, απαίτηση πλήρους εφεδρείας για το σύνολο της παραγωγής ΑΠΕ οδηγεί σε αποδεκτές διεισδύσεις Φ/Β μικρότερες των 4 MW, ενώ με τήρηση μερικής εφεδρείας για τη συνολική παραγωγή ΑΠΕ της τάξης του 75% προκύπτουν Φ/Β ισχείς λίγο υψηλότερες των 5 MW. Σε αυτό το σημείο πρέπει να σημειωθεί ότι οι ιδιαίτερα υψηλές τιμές αιολικής, φωτοβολταϊκής και συνολικής παραγωγής ΑΠΕ, ως ποσοστά επί της στρεφόμενης εφεδρείας (π.χ. 237.6% στον Πίνακα 6.9), καταδεικνύουν προφανώς καταστάσεις λειτουργίας του συστήματος με πολύ χαμηλή στρεφόμενη εφεδρεία.

Πίνακας 9.9: Σύστημα Σάμου – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2011 – Α/Π 6.775 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	31.0	31.0	0.0	35.0	35.0	0.0	74.0	74.0	0.0
1 MW	31.9	31.3	4.0	35.9	35.0	4.7	76.6	73.9	22.1
2 MW	34.5	31.4	8.5	38.2	35.0	9.3	83.3	73.7	46.1
3 MW	37.9	31.4	13.0	40.9	35.0	14.0	93.5	73.6	64.7
4 MW	41.4	31.5	17.5	43.2	35.0	18.7	105.9	74.0	81.0
5 MW	44.5	31.6	21.9	45.0	35.0	23.4	118.8	73.9	96.4
6 MW	46.9	31.5	26.6	46.7	35.0	28.0	132.3	73.8	115.1
7 MW	49.5	31.4	31.3	48.1	35.0	32.7	151.9	73.6	132.5
8 MW	54.9	31.5	37.9	50.6	35.0	37.4	173.3	73.7	153.8
9 MW	63.4	31.4	53.1	53.8	35.0	42.1	200.9	73.8	184.1
10 MW	76.1	31.3	64.5	58.2	35.0	46.7	237.6	74.0	224.0

Πίνακας 9.10: Σύστημα Σάμου – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2011 – Α/Π 8.975 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	31.4	31.4	0.0	35.0	35.0	0.0	75.6	75.6	0.0
1 MW	33.2	31.7	4.0	37.4	35.0	4.7	78.0	75.6	21.2
2 MW	37.0	31.9	8.5	40.5	35.0	9.3	84.8	75.6	44.7
3 MW	40.1	31.8	13.0	42.8	35.0	14.0	93.9	75.2	61.9
4 MW	43.3	32.2	17.5	44.8	35.0	18.7	105.4	75.6	78.5
5 MW	45.9	32.3	21.9	46.5	35.0	23.4	117.0	75.7	93.5
6 MW	48.6	32.2	26.6	47.7	35.0	28.0	131.2	75.7	112.5
7 MW	51.9	32.2	31.3	49.4	35.0	32.7	148.1	75.5	130.7
8 MW	56.3	32.2	37.9	51.5	35.0	37.4	171.0	75.6	149.5
9 MW	64.9	32.1	53.1	54.7	35.0	42.1	196.2	75.5	177.9
10 MW	77.5	31.9	64.5	59.0	35.0	46.7	231.7	75.5	217.0

Πίνακας 9.11: Σύστημα Σάμου – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Α/Π 8.975 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	31.3	31.3	0.0	35.0	35.0	0.0	74.7	74.7	0.0
1 MW	32.8	31.5	3.4	37.1	35.0	4.3	76.8	74.4	18.1
2 MW	35.1	31.6	7.2	39.1	35.0	8.6	81.5	74.3	38.3
3 MW	38.0	31.8	11.8	41.3	35.0	12.8	92.9	74.8	60.4
4 MW	41.6	31.9	16.8	43.6	35.0	17.1	106.1	74.7	82.9
5 MW	45.8	31.9	21.5	46.0	35.0	21.4	119.0	74.5	102.0
6 MW	48.7	31.9	26.1	48.0	35.0	25.7	133.1	74.7	116.9
7 MW	52.0	32.0	30.6	49.5	35.0	29.9	143.7	75.0	128.4
8 MW	55.2	32.1	35.3	51.2	35.0	34.2	160.2	75.1	145.1
9 MW	58.3	32.1	40.1	52.6	35.0	38.5	176.6	75.6	156.9
10 MW	64.0	32.2	45.9	54.9	35.0	42.8	201.2	75.7	180.4

Πίνακας 9.12: Σύστημα Σάμου – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Α/Π 12.34 MW.

Φ/Β ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0 MW	31.5	31.5	0.0	35.0	35.0	0.0	76.1	76.1	0.0
1 MW	33.6	31.7	3.4	37.6	35.0	4.3	77.8	75.6	17.4
2 MW	36.3	31.9	7.2	40.0	35.0	8.6	82.6	75.8	37.0
3 MW	39.6	32.6	11.8	42.4	35.0	12.8	93.4	76.1	58.0
4 MW	43.6	32.7	16.8	44.6	35.0	17.1	105.5	75.7	80.6
5 MW	47.1	33.1	21.5	46.7	35.0	21.4	117.9	75.9	97.8
6 MW	49.4	32.8	26.1	48.5	35.0	25.7	130.3	76.2	111.7
7 MW	52.7	33.0	30.6	50.0	35.0	29.9	141.3	76.2	124.5
8 MW	56.5	32.9	35.3	51.8	35.0	34.2	156.8	76.6	139.4
9 MW	59.5	32.9	40.1	53.2	35.0	38.5	171.1	76.6	153.1
10 MW	65.4	33.2	45.9	55.3	35.0	42.8	198.5	76.8	170.6

6.5 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΠΡΟΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΑΠΟΔΕΚΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι μεταβολές ορισμένων εκ των μεγεθών των πινάκων που παρουσιάστηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, τα οποία μεγέθη κρίθηκαν αντιπροσωπευτικά της λειτουργίας του συστήματος και ως κύριοι ποσοτικοί δείκτες των επιπτώσεων από την υψηλή διείσδυση Φ/Β. Οι τιμές των μεγεθών αυτών, ή οι μεταβολές τους σε σχέση με την κατάσταση μηδενικής διείσδυσης Φ/Β, μπορούν να αποτελέσουν κριτήρια για τον καθορισμό της μέγιστης αποδεκτής Φ/Β διείσδυσης.

Κριτήριο 1ο. Μείωση των συμβατικών ανηγμένων ωρών λειτουργίας (ΣΑΩΛ) των αιολικών πάρκων (Α/Π) με την αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος,

Κριτήριο 2ο. Μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των Α/Π με την αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος,

Κριτήριο 3ο. Μέγιστη στιγμιαία διείσδυση ισχύος ΑΠΕ, ως ποσοστό (%) της ζήτησης, με την αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος,

Κριτήριο 4ο. Μέγιστη στιγμιαία διείσδυση ισχύος Φ/Β, ως ποσοστό (%) της ζήτησης, με την αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος,

Κριτήριο 5ο. Μέγιστη στιγμιαία διείσδυση ισχύος ΑΠΕ, ως ποσοστό (%) της ικανότητας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, με την αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος,

Κριτήριο 6ο. Αύξηση του συνολικού απορριπτόμενου φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ενέργειας ζήτησης, με την αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος,

Κριτήριο 7ο. Αύξηση του χρόνου υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του χρόνου λειτουργίας τους, με την αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος,

Κριτήριο 8ο. Αύξηση της ενέργειας υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους, με την αύξηση της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος.

Στα Σχήματα 6.15 έως 6.22 παρουσιάζονται οι μεταβολές των παραπάνω μεγεθών, καθώς αυξάνεται η Φ/Β διείσδυση στο σύστημα της Σάμου το έτος 2011, για τα δύο σενάρια αιολικής διείσδυσης. Σε κάθε διάγραμμα σημειώνεται ενδεικτικά ένα δυνητικό όριο για κάθε κριτήριο (μαύρη διακεκομμένη γραμμή), το οποίο επιτρέπει στη συνέχεια τον προσδιορισμό μιας αποδεκτής διείσδυσης Φ/Β. Τα αντίστοιχα διαγράμματα για το έτος 2015 παρουσιάζονται στα Σχήματα 6.23 έως 6.30.

Στα Σχήματα 6.15 και 6.23 (*Κριτήριο 1^ο*) παρουσιάζεται η επίπτωση της Φ/Β διείσδυσης στις ΣΑΩΛ των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων (ποσοστιαία μείωση σε σχέση με τη μηδενική διείσδυση Φ/Β). Το όριο του 5% στη μείωση των ΣΑΩΛ περιορίζει την αποδεκτή Φ/Β διείσδυση για το έτος 2011 περί τα 4.8 MW (με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των γειτονικών τιμών 4 MW και 5 MW), ενώ για το έτος 2015 γίνονται αποδεκτές λίγο μεγαλύτερες τιμές Φ/Β διείσδυσεων στα 5.4 MW.

Στα Σχήματα 6.16 και 6.24 (*Κριτήριο 2^ο*) παρουσιάζεται η επίπτωση της Φ/Β διείσδυσης στον συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των εγκατεστημένων Α/Π (διαφορά του CF(%) από την τιμή για μηδενική διείσδυση Φ/Β). Θεωρώντας επιτρεπτή μείωση μέχρι 1%, προκύπτει αποδεκτή Φ/Β διείσδυση περί τα 5.5-6 MW για όλες τις περιπτώσεις.

Στα Σχήματα 6.17 και 6.25 (*Κριτήριο 3^ο*) παρουσιάζεται η μέγιστη στιγμιαία διείσδυση της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 1%), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) της εκάστοτε

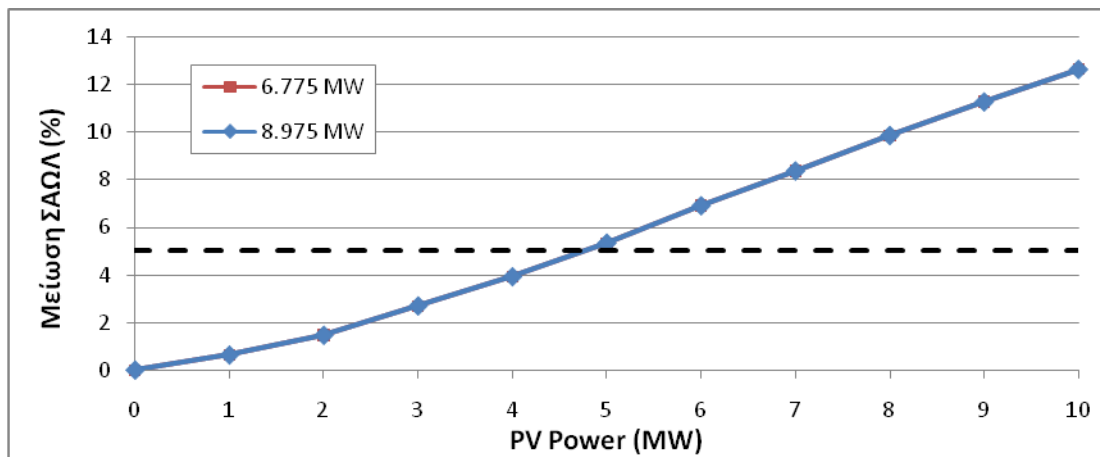
ζήτησης του φορτίου. Η επιδίωξη αποδεκτών, με βάση τη σημερινή πρακτική, επιπέδων στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ οδηγεί σε πολύ χαμηλές αποδεκτές Φ/Β διεισδύσεις (οι οποίες δεν υπερβαίνουν τα 2 MW, ακόμη και για μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ της τάξης του 40%). Οι διεισδύσεις αυτές υπολείπονται σημαντικά του περιθωρίου των 5.2 MW, το οποίο έχει ήδη τεθεί για τη Σάμο με την απόφαση 703/2008 της ΡΑΕ. Από τα εν λόγω σχήματα, διαπιστώνεται ότι το διαθέσιμο περιθώριο των 5.2 MW οδηγεί σε στιγμιαίες διεισδύσεις της τάξης του 45%. Στην παρούσα εργασία, υπό την αίρεση των όσων προαναφέρθηκαν αναφορικά με τις δυνατότητες LVRT των σταθμών, χρησιμοποιήθηκαν ενδεικτικά ανώτατα όρια στιγμιαίας διείσδυσης ίσα με 50% για τα μικρά νησιωτικά συστήματα, όπως για παράδειγμα της Σάμου, της Χίου, της Λήμνου και της Ικαρίας. Οι αντίστοιχες αποδεκτές εγκατεστημένες ισχύεις Φ/Β ανέρχονται σε 7-8 MW και για τα δύο έτη αναφοράς.

Στα Σχήματα 6.18 και 6.26 (*Κριτήριο 4^ο*) παρουσιάζονται οι τιμές της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης Φ/Β ισχύος στο σύστημα (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 1%), εκφρασμένες ως ποσοστό (%) της ζήτησης του φορτίου. Με ενδεικτικό όριο της τάξης του 35% (όπως για τους αιολικούς σταθμούς) προκύπτει αποδεκτή εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β 7.5 και 8.2 MW, για τα εξεταζόμενα έτη 2011 και 2015 αντίστοιχα.

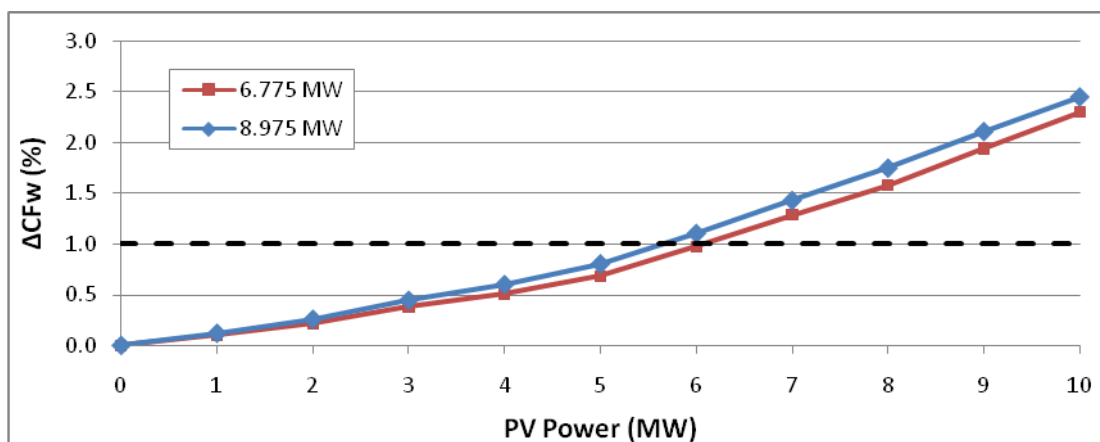
Στα Σχήματα 6.19 και 6.27 (*Κριτήριο 5^ο*) παρουσιάζονται οι τιμές μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ολικής παραγωγής ΑΠΕ εκφρασμένες ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των εκάστοτε ενταγμένων μονάδων. Με ενδεικτικό όριο επάρκειας στρεφόμενης εφεδρείας ίσο με 75% (δηλαδή τιμή λόγου ισχύος ΑΠΕ προς εφεδρεία ίση με 133.33%), η αποδεκτή ισχύς Φ/Β ανέρχεται στα 6.0-6.3 MW για τα έτη 2011 και 2015.

Στα Σχήματα 6.20 και 6.28 (*Κριτήριο 6^ο*) παρουσιάζεται η αύξηση των απορρίψεων φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ετήσιας ζήτησης του φορτίου, αυξανόμενης της Φ/Β διείσδυσης. Οι απορρίψεις φορτίου είναι γενικά εξαιρετικά χαμηλές, οπότε το συγκεκριμένο κριτήριο δεν οδηγεί σε περιορισμό της αποδεκτής τιμής Φ/Β ισχύος.

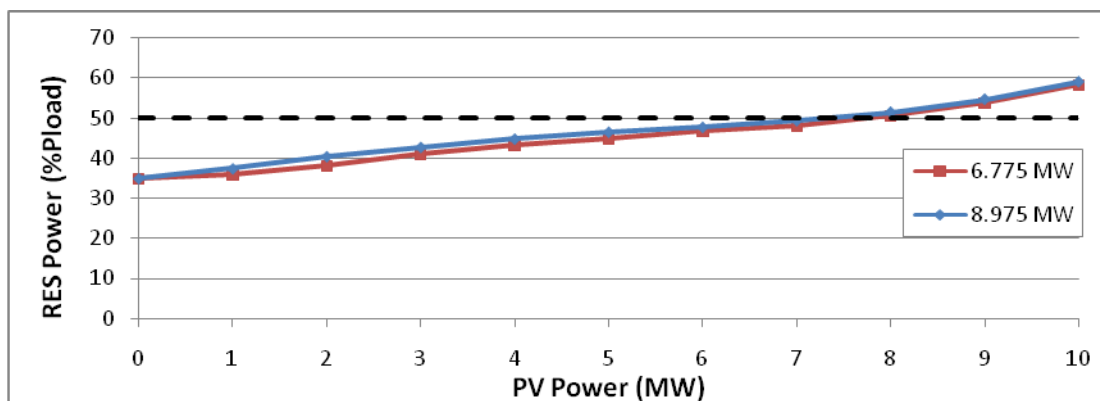
Τέλος, στα Σχήματα 6.21 και 6.22 (*Κριτήριο 7^ο και 8^ο*) παρουσιάζονται οι επιπτώσεις της Φ/Β διείσδυσης στον χρόνο και την ενέργεια υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του συνολικού χρόνου λειτουργίας τους και της συνολικά παραγόμενης ενέργειάς τους αντίστοιχα. Και τα δύο αυτά κριτήρια παρουσιάζουν εξαιρετικά χαμηλές τιμές, οι οποίες δεν αξιολογούνται καθώς δεν οδηγούν σε περιορισμό της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος.



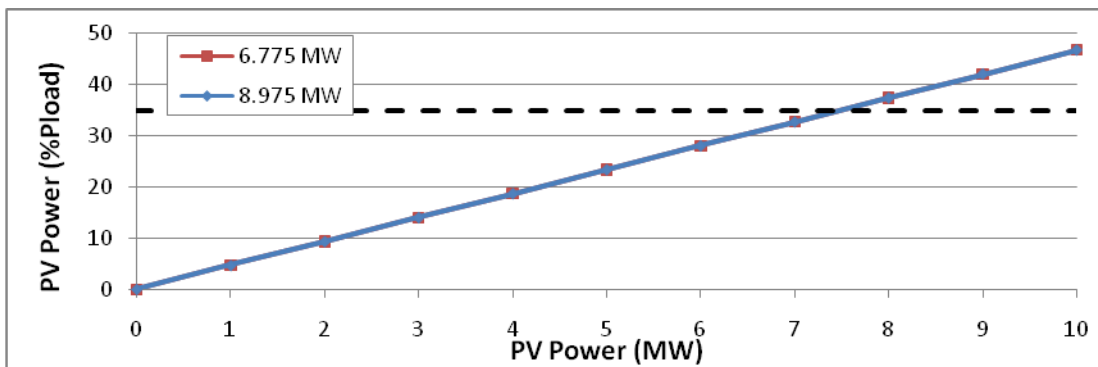
Σχήμα 6.15: **Σάμος - Έτος 2011.** Μείωση των ΣΑΩΛ (% των ΣΑΩΛ των Α/Π με μηδενική Φ/Β ισχύ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



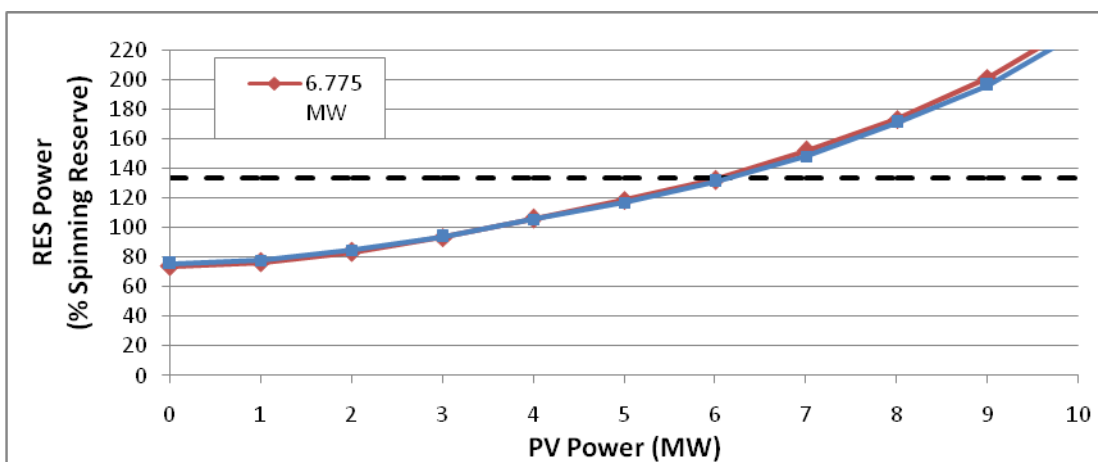
Σχήμα 6.16: **Σάμος - Έτος 2011.** Μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των Α/Π (μεταβολή σε σχέση με τον CF(%) των Α/Π υπό μηδενική ισχύ ΦΒ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



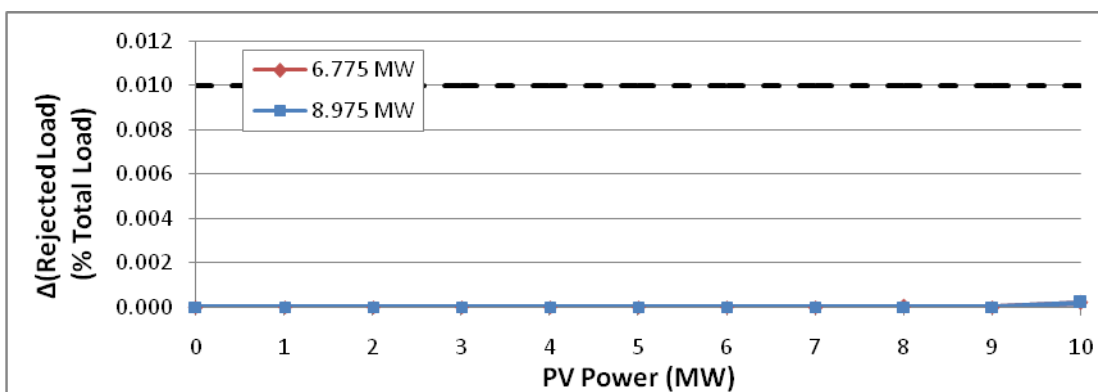
Σχήμα 6.17: **Σάμος - Έτος 2011.** Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ(τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



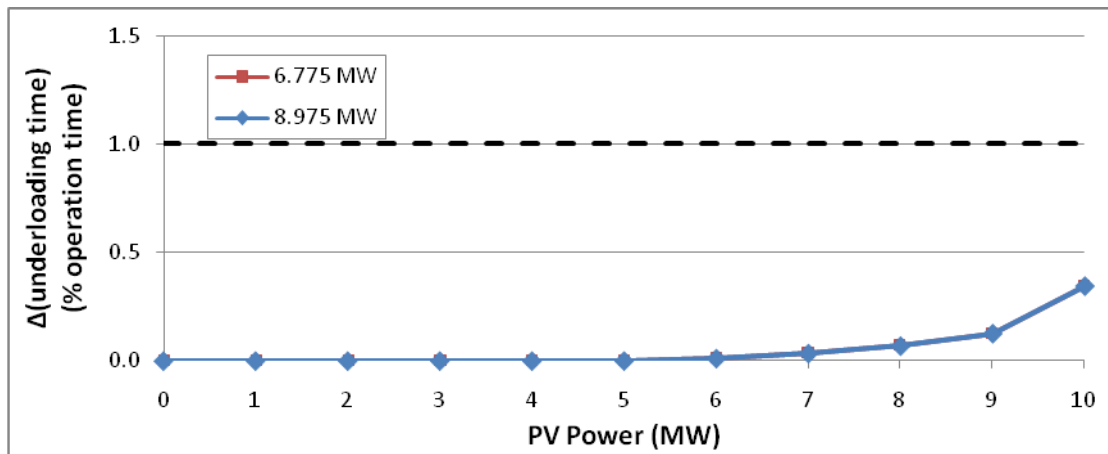
Σχήμα 6.18: Σάμος - Έτος 2011. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης Φ/Β ισχύος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



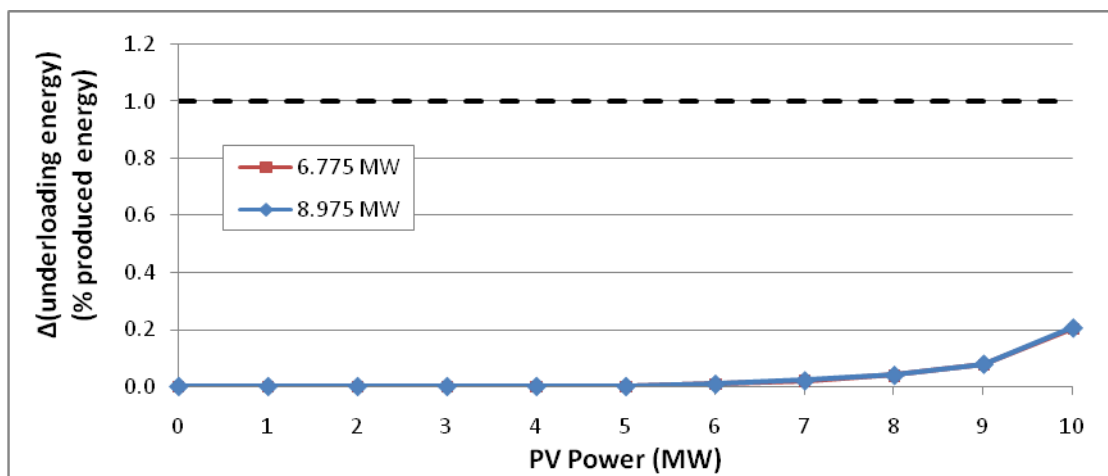
Σχήμα 6.19: Σάμος - Έτος 2011. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



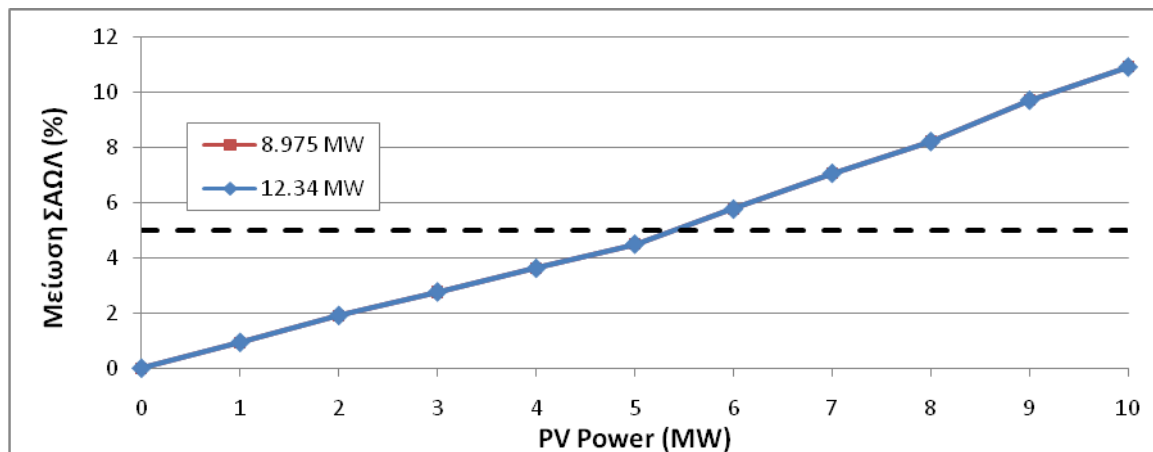
Σχήμα 6.20: Σάμος - Έτος 2011. Μεταβολή της ετήσιας απορριπτόμενης ενέργειας φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ενέργειας του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



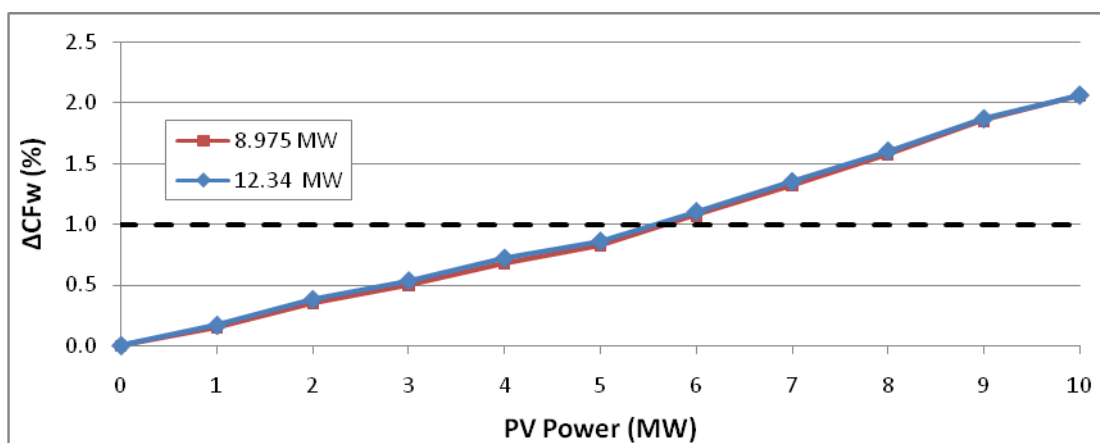
Σχήμα 6.21: Σάμος – Έτος 2011. Μεταβολή του χρόνου υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του χρόνου λειτουργίας τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



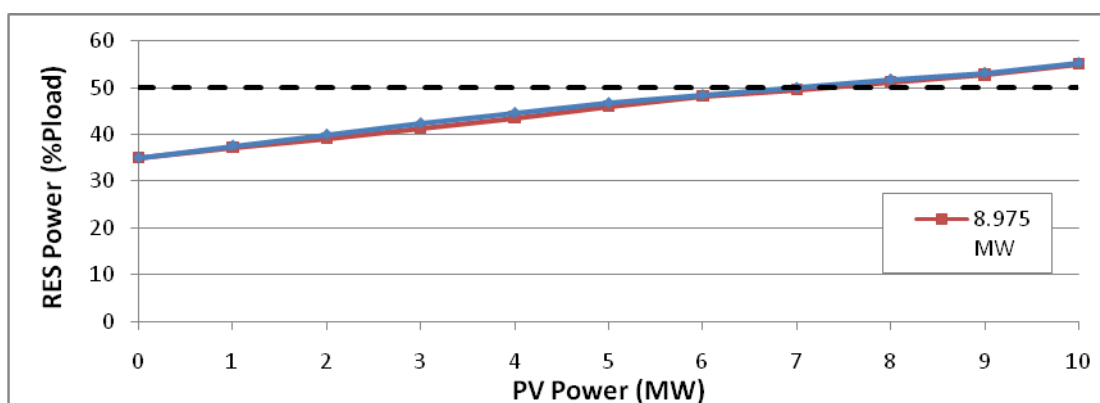
Σχήμα 6.22: Σάμος – Έτος 2011. Μεταβολή της ενέργειας υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



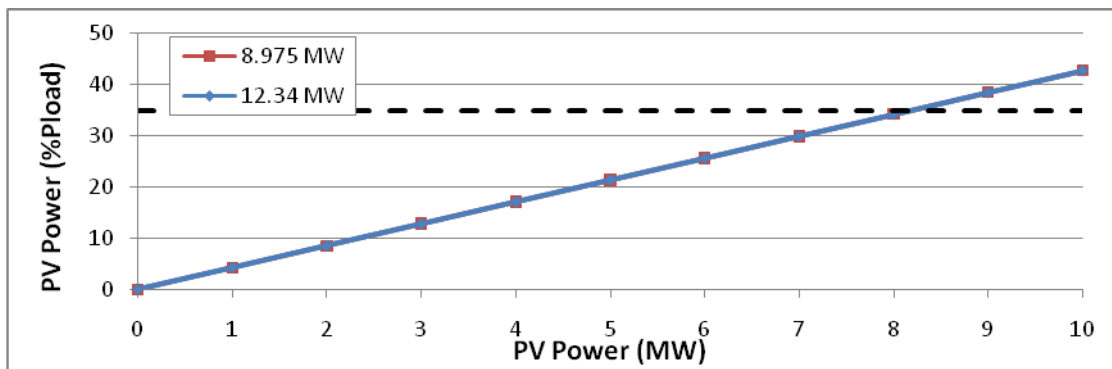
Σχήμα 6.23: Σάμος - Έτος 2015. Μείωση των ΣΑΩΛ (% των ΣΑΩΛ των Α/Π με μηδενική Φ/Β ισχύ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



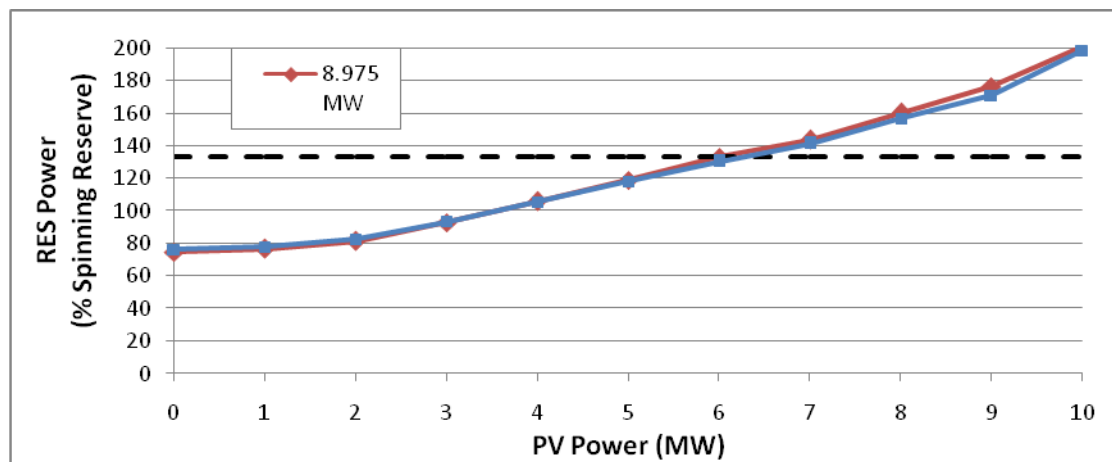
Σχήμα 6.24: Σάμος - Έτος 2015. Μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) των Α/Π (μεταβολή σε σχέση με τον CF(%) των Α/Π υπό μηδενική ισχύ ΦΒ), για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



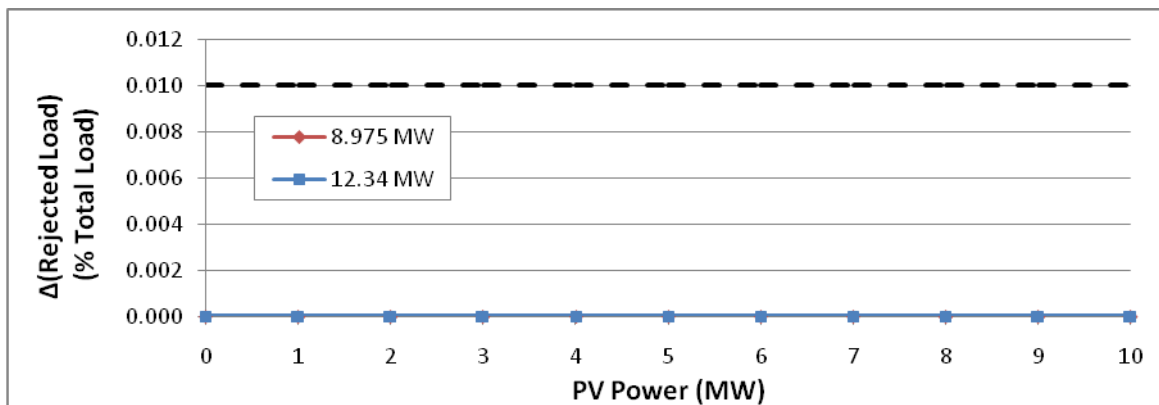
Σχήμα 6.25: Σάμος - Έτος 2015. Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διεισδύσης ισχύος ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



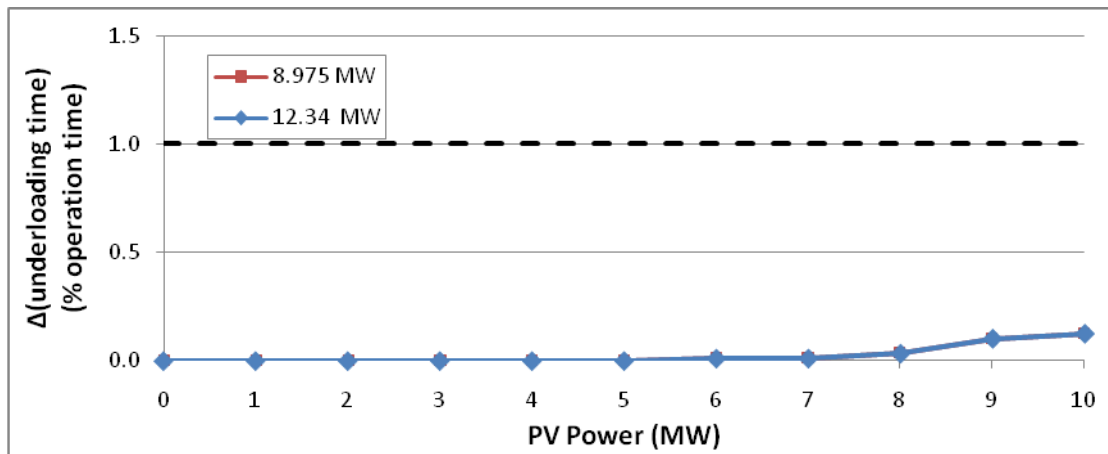
Σχήμα 6.26: **Σάμος - Έτος 2015.** Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης Φ/Β ισχύος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της ισχύος του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



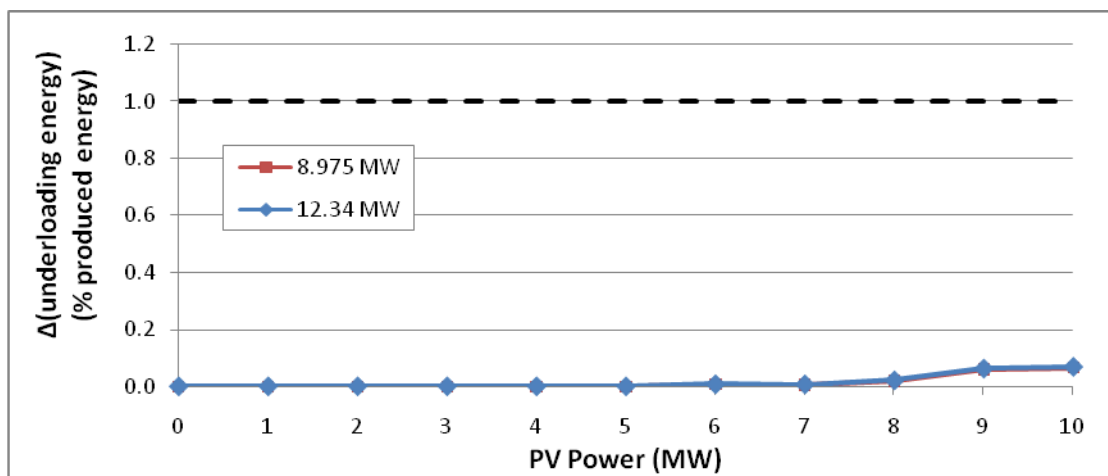
Σχήμα 6.27: **Σάμος - Έτος 2015.** Μεταβολή της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



Σχήμα 6.28: **Σάμος - Έτος 2015.** Μεταβολή της ετήσιας απορριπτόμενης ενέργειας φορτίου, ως ποσοστό (%) της συνολικής ενέργειας του φορτίου, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



Σχήμα 6.29: Σάμος – Έτος 2015. Μεταβολή του χρόνου υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) του χρόνου λειτουργίας τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.



Σχήμα 6.30: Σάμος – Έτος 2015. Μεταβολή της ενέργειας υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, ως ποσοστό (%) της συνολικής παραγόμενης ενέργειάς τους, για δύο διεισδύσεις αιολικής ισχύος.

Με βάση τα διαγράμματα μεταβολής των ποσοτικών δεικτών και τα ενδεικτικά όρια που θεωρήθηκαν, προκύπτουν ανά κριτήριο και εξεταζόμενο σενάριο λειτουργίας οι αποδεκτές Φ/Β διεισδύσεις του Πίνακα 6.13 (με γραμμική παρεμβολή μεταξύ γειτονικών τιμών από σενάρια Φ/Β διεισδύσεων που έχουν προσομοιωθεί). Εάν απαιτηθεί η ταυτόχρονη ικανοποίηση όλων των κριτηρίων, μπορεί να καθοριστεί μια συνολικά αποδεκτή εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς για το νησί, η οποία είναι της τάξης των 4.8-5.4 MW. Και τα δύο εξεταζόμενα έτη το κριτήριο μείωσης των ΣΑΩΛ των αιολικών πάρκων λειτουργεί ως το πλέον περιοριστικό, εξαιτίας της επικράτησης του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου κατά το μεγαλύτερο μέρος του έτους και της συνακόλουθα μεγάλης αλληλεπίδρασης μεταξύ αιολικής και Φ/Β παραγωγής.

Όπως και στην περίπτωση της Κρήτης, ο Πίνακας 6.13 συνιστά παράδειγμα εφαρμογής των επιμέρους κριτηρίων για τον καθορισμό της αποδεκτής διεισδύσης Φ/Β στο σύστημα του νησιού, χρησιμοποιώντας ενδεικτικά όρια ανά κριτήριο. Ο Διαχειριστής του νησιωτικού συστήματος, υιοθετώντας κατάλληλες τιμές ορίων, ενδεχομένως διαφορετικές από τις εδώ χρησιμοποιούμενες, μπορεί να προσδιορίσει την τελικά αποδεκτή Φ/Β διεισδύση, με τη βοήθεια των διαγραμμάτων των Σχημάτων 6.15 έως 6.30.

Πίνακας 6.13: Αποδεκτή εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β (σε MW) στο σύστημα της Σάμου με εφαρμογή ενδεικτικών ορίων ανά κριτήριο.

ΕΤΟΣ	2011		2015	
	0	0	0	0
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ (MW)	0	0	0	0
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ (MW)	6.775	8.975	8.975	12.340
ΜΕΙΩΣΗ ΣΑΩΛ ΑΙΟΛΙΚΩΝ $\leq 5\%$	4.8	4.8	5.4	5.4
ΜΕΙΩΣΗ CF ΑΙΟΛΙΚΩΝ $\leq 1\%$	6.1	5.6	5.7	5.6
ΜΕΓΙΣΤΗ ΣΤΙΓΜΙΑΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ $\leq 50\%$	7.8	7.3	7.3	7.0
ΜΕΓΙΣΤΗ ΣΤΙΓΜΙΑΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΦΒ ΙΣΧΥΟΣ $\leq 35\%$	7.5	7.5	8.2	8.2
ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ $\geq 75\%$ ΤΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ	6.1	6.1	6.0	6.3
ΧΡΟΝΟΣ ΥΠΟΦΟΡΤΙΣΗΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ $\leq 1\%$	10	10	10	10
ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΥΠΟΦΟΡΤΙΣΗΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ $\leq 1\%$	10	10	10	10
ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟΡΡΙΨΕΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ $\leq 0.01\%$	10	10	10	10
ΑΠΟΔΕΚΤΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β	4.8	4.8	5.4	5.4

Υφιστάμενο περιθώριο βάσει της απόφασης 703/2008 της ΡΑΕ: 5.2 MW

7. ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ

ΣΑΜΟΥ

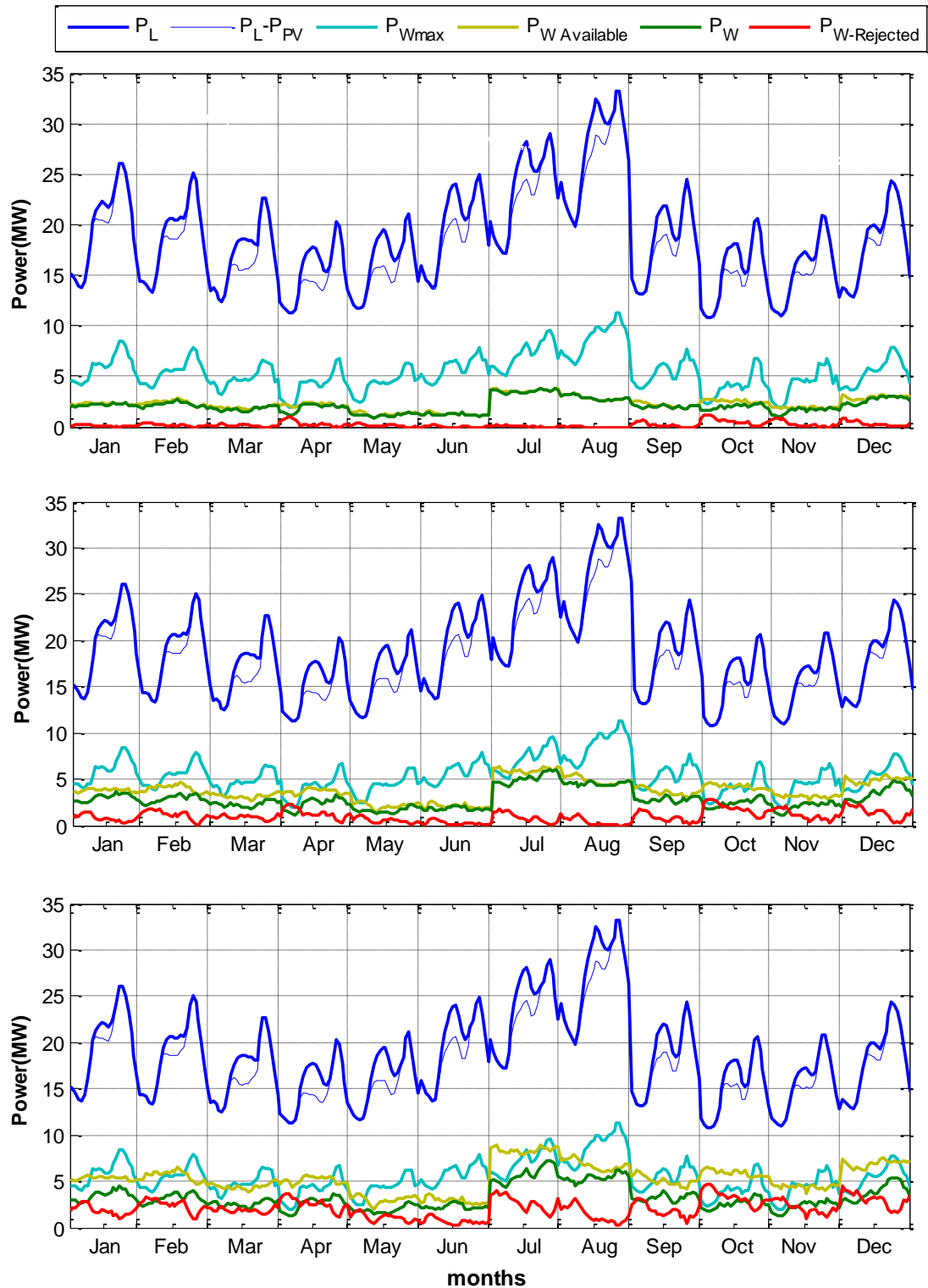
Όμοια διερεύνηση με αυτή του Κεφαλαίου 6 πραγματοποιήθηκε παραμετρικά για την αποδεκτή τιμή αιολικής ισχύος στο σύστημα της Σάμου. Ως έτη αναφοράς επιλέγησαν και πάλι τα έτη 2011 και 2015. Η Φ/Β ισχύς θεωρήθηκε σταθερή και ίση με το υφιστάμενο περιθώριο 5.2 MW, ενώ για το έτος 2015 εξετάστηκε και η περίπτωση αυξημένης Φ/Β διείσδυσης 7 MW.

7.1 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

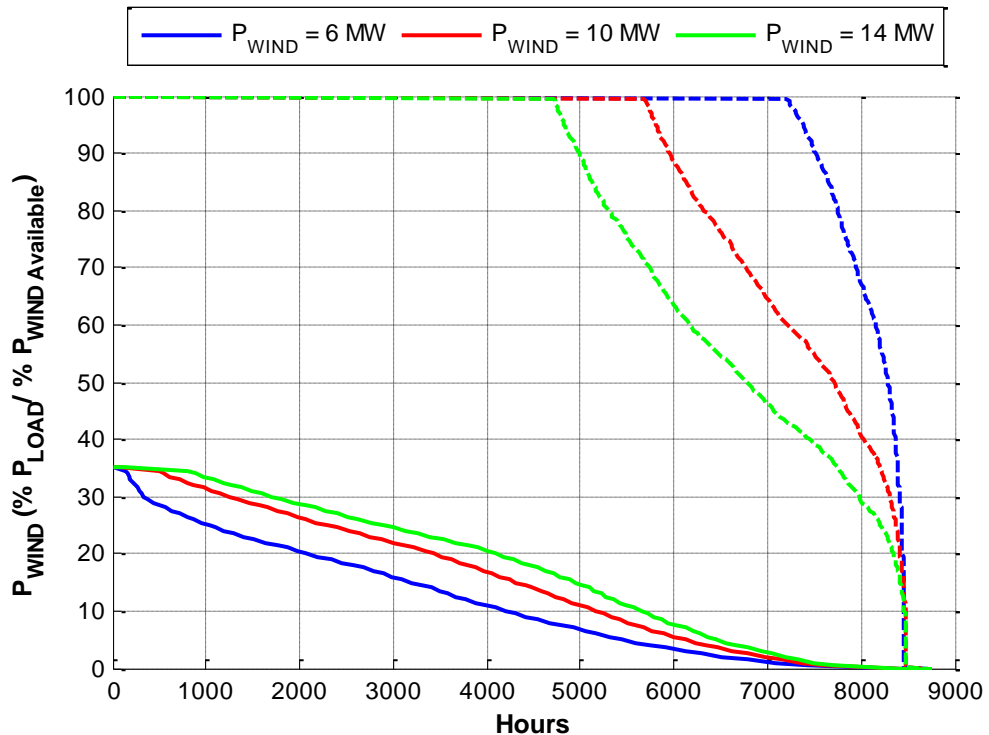
Στο παρόν κεφάλαιο εξηγείται πώς επιδρά η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην παραγόμενη και απορριπτόμενη αιολική ενέργεια και στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Η Φ/Β παραγωγή εγχέεται χωρίς περικοπές στο δίκτυο οπότε μένει ανεπηρέαστη από την αύξηση της αιολικής διείσδυσης.

Στο Σχήμα 7.1 απεικονίζονται οι μέσες ωριαίες καμπύλες του φορτίου ζήτησης, του φορτίου ζήτησης μετά από την αφαίρεση της Φ/Β παραγωγής, της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα (set-point), της διαθέσιμης, παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας για τρεις τιμές αιολικής εγκατεστημένης ισχύος, 6, 10 και 14 MW για κάθε μήνα του έτους 2015. Η τιμή της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος θεωρείται σταθερή και ίση με 5.2 MW (ισχύον περιθώριο ΡΑΕ) με ετήσια ενεργειακή απόδοση Φ/Β συλλεκτών 1400 kWh/εγκατεστημένο kW. Στο Σχήμα 5.2 απεικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας της παραγόμενης αιολικής ισχύος λαμβανόμενης ως ποσοστό επί της ισχύος φορτίου και επί της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής για τρεις τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

Για τιμές εγκατεστημένης ισχύος 6 και 10 MW, παρατηρείται αξιοποίηση μεγάλου μέρους της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής και έγχυση αυτής στο δίκτυο του νησιού. Για αυξημένη διείσδυση αιολικής ισχύος της τάξης των 14 MW, παρατηρείται μεγαλύτερη αύξηση της απορριπτόμενης ενέργειας από ότι της παραγόμενης. Οι απορρίψεις αιολικής ενέργειας είναι γενικά μεγαλύτερες κατά τους χειμερινούς μήνες. Στην περίπτωση της διείσδυσης Α/Π 14 MW διαπιστώνονται συχνά μέσες ωριαίες τιμές απορριπτόμενης ισχύος που ξεπερνούν αυτές της παραχθείσας.



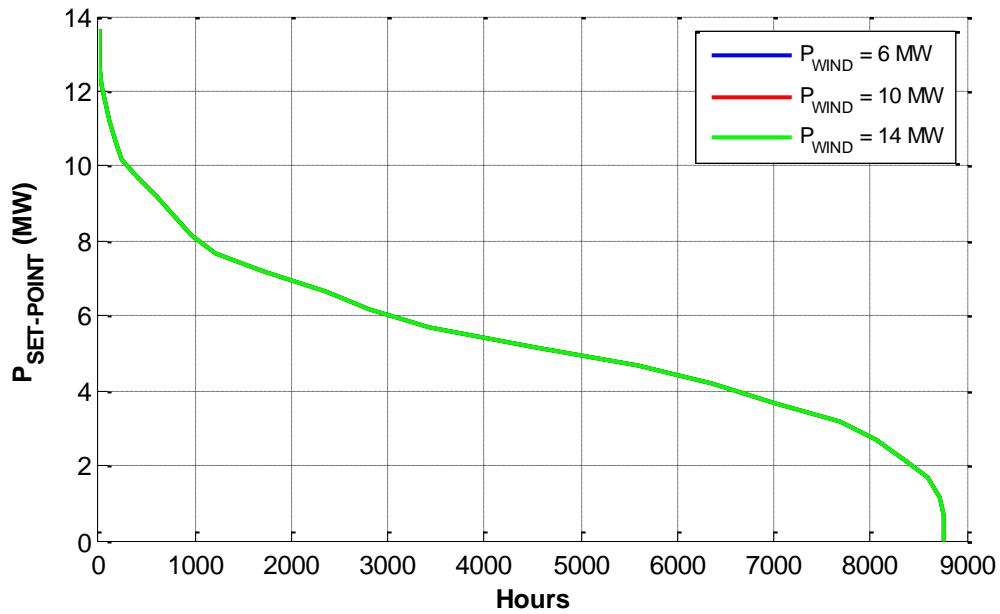
Σχήμα 7.1. **Σάμος- Έτος 2015 - Φ/Β 5.2 MW – Α/Π 6, 10, 14 MW.** Μέσες ωριαίες καμπύλες της ημερήσιας ζήτησης, της ημερήσιας ζήτησης μετά την αφαίρεση της Φ/Β παραγωγής, της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής (set-point) από το σύστημα, της παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, για κάθε μήνα του έτους 2011.



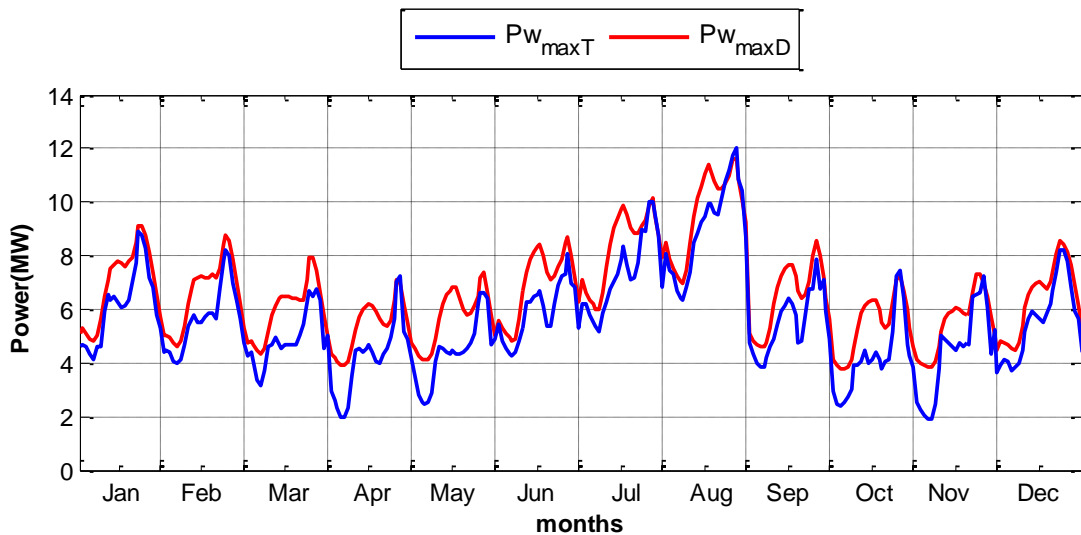
Σχήμα 7.2. Σάμος- Έτος 2015 - Φ/Β 5.2 MW – Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας της αιολικής παραγωγής, λαμβανόμενης ως ποσοστό επί της ισχύος φορτίου (συνεχής γραμμή) και επί της διαθέσιμης αιολικής ισχύος (διακεκομμένη γραμμή).

Η μέγιστη δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το δίκτυο (set-point) απεικονίζεται στο Σχήμα 7.1 με τη γαλάζια καμπύλη. Η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος δεν επηρεάζει στην περίπτωση της Σάμου το συγκεκριμένο μέγεθος, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 7.2 από την ταύτιση των τριών καμπυλών διάρκειας. Ο δυναμικός περιορισμός λαμβάνεται ως ποσοστό του φορτίου ζήτησης και μένει ανεπηρέαστος από την αύξηση της αιολικής διείσδυσης. Ανεπηρέαστος μένει και ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου δεδομένου ότι ο προγραμματισμός ένταξης των συμβατικών μονάδων του συστήματος πραγματοποιείται αγνοώντας την αναμενόμενη αιολική παραγωγή, τηρείται δηλαδή πλήρης στρεφόμενη εφεδρεία για την παραγωγή των Α/Π.

Στο Σχήμα 7.4 αναπαρίσταται η σχέση μεταξύ των δύο λειτουργικών περιορισμών διείσδυσης. Διαπιστώνεται η σχεδόν αποκλειστική επικράτηση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, συγκεκριμένα για ποσοστό 78% του έτους όπως προκύπτει από τις ετήσιες προσομοιώσεις του συστήματος. Αυτό οφείλεται στη σύνθεση του σταθμού παραγωγής της Σάμου και κυρίως στις υψηλές τιμές ισχύος τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων καθώς και στην σχετικά υψηλή διείσδυση Φ/Β ισχύος 5.2 MW. Η υπερίσχυση του δυναμικού περιορισμού παρατηρείται κατά βάση στη βραδυνη αιχμή της ημερήσιας καμπύλης φορτίου κατά τους μήνες αυξημένων αναγκών ζήτησης (Δεκέμβριος-Ιανουάριος και Ιούλιος-Αύγουστος).

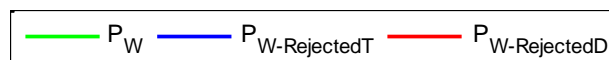


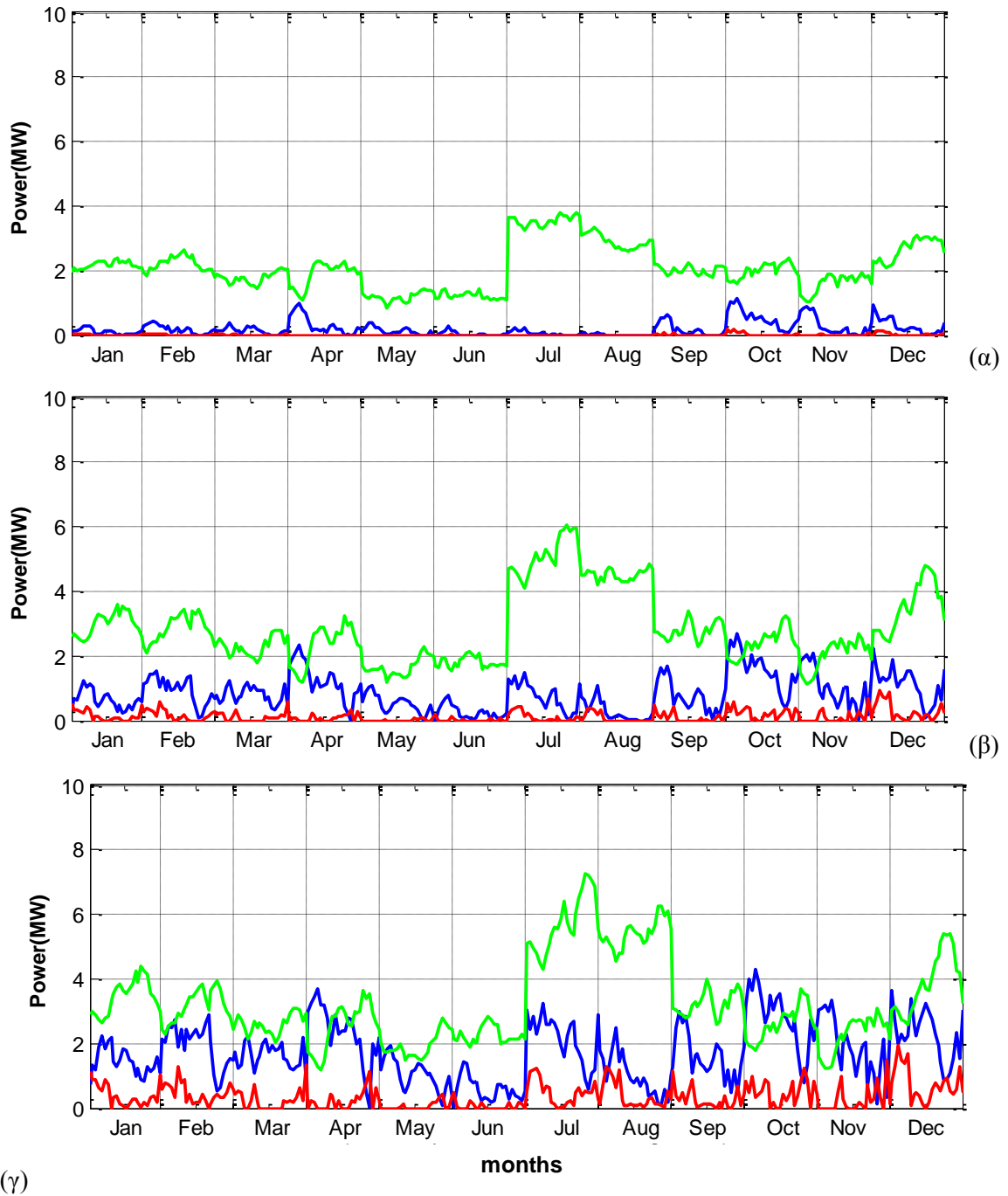
Σχήμα 7.3. Σάμος - Έτος 2015 - Φ/Β 5.2 MW- Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας του ολικού περιθωρίου διείσδυσης αιολικών.



Σχήμα 7.4. Σάμος- Έτος 2015 - Φ/Β 5.2 MW – Α/Π 6, 10, 14 MW. Μέσες ωριαίες καμπύλες της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής (set-point) από το σύστημα λόγω δυναμικού περιορισμού και λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου για κάθε μήνα.

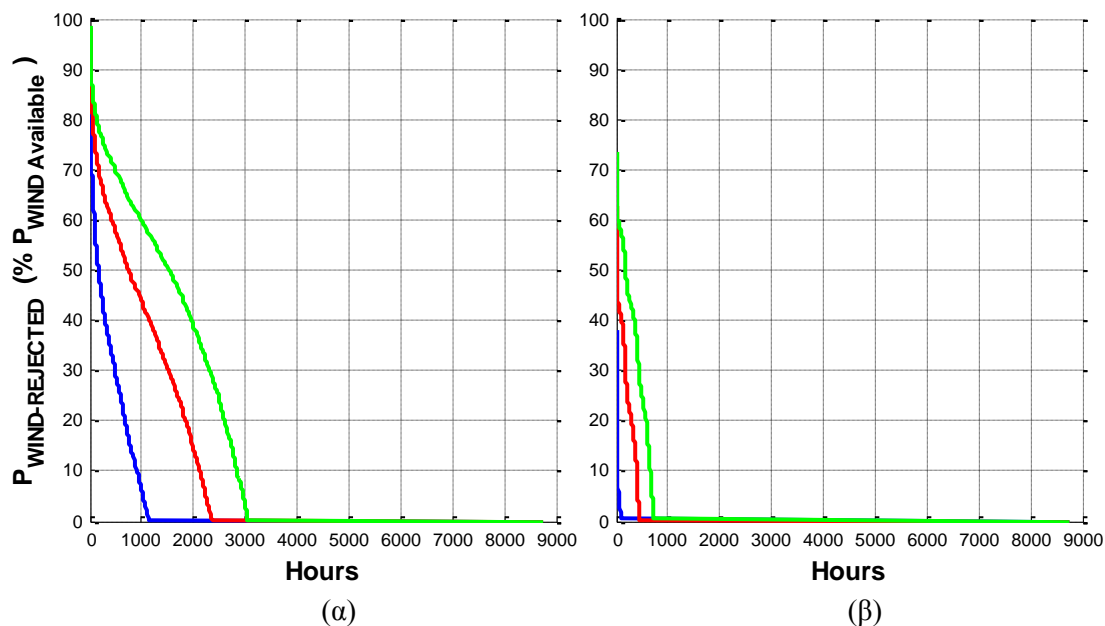
Στο Σχήμα 7.5 παρουσιάζονται οι καμπύλες παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και λόγω δυναμικού περιορισμού. Όπως είναι αναμενόμενο, το μεγαλύτερο μέρος της απορριπτόμενης ενέργειας οφείλεται στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, με ποσοστά που μεταβάλλονται στο διάστημα 97-85% της συνολικά απορριπτόμενης ενέργειας για αυξανόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος. Η κατανομή της απορριπτόμενης ενέργειας στους δύο λειτουργικούς περιορισμούς διείσδυσης όσο αυξάνεται η αιολική εγκατεστημένη ισχύς επιβεβαιώνεται στις καμπύλες διάρκειας του Σχήματος 7.6.





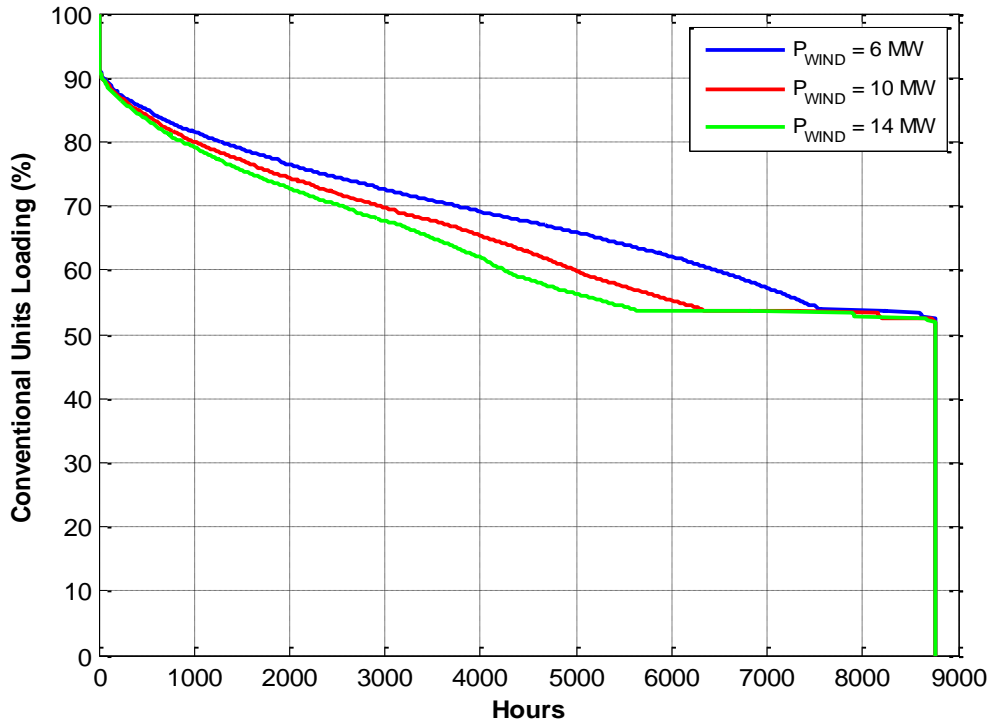
Σχήμα 7.5. Σάμος- Έτος 2015 - Φ/Β 5.2 MW – Α/Π 6, 10, 14 MW. Μέσες ωριαίες καμπύλες της παραγόμενης και της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας λόγω τεχνικού και δυναμικού περιορισμού για κάθε μήνα του έτους 2011.





Σχήμα 7.6. Σάμος- Έτος 2015- Φ/Β 5.2 MW. Καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (α) λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου (β) λόγω δυναμικού περιορισμού, λαμβανόμενη ως ποσοστό % επί της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής

Η επίπτωση της αιολικής διείσδυσης στη μέση φόρτιση των συμβατικών μονάδων απεικονίζεται στο Σχήμα 7.7. Παρουσιάζεται μείωση της μέσης φόρτισης των μονάδων με την αύξηση της αιολικής διείσδυσης, γεγονός που οφείλεται στην αυξανόμενη υποκατάσταση συμβατικής ενέργειας από την αιολική παραγωγή. Στο Σχήμα καθίσταται σαφές το πρόβλημα υψηλής ισχύος τεχνικών ελαχίστων των μονάδων της Σάμου, με αυξανόμενη λειτουργία των μονάδων στα τεχνικά τους ελάχιστα. Υποφορτίσεις των μονάδων σε ισχείς χαμηλότερες από την ισχύ τεχνικού ελαχίστου τους δεν παρατηρούνται, αφενός λόγω της ένταξης των μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή και αφετέρου λόγω της αναπροσαρμογής των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π σε πραγματικό χρόνο.



Σχήμα 7.7. Σάμος- Έτος 2015 - Φ/Β 5.2 MW – Α/Π 6, 10, 14 MW: Καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος.

7.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται οι συνολικές ενεργειακές επιπτώσεις σε ετήσια βάση από την ένταξη Α/Π ισχύος έως 14 MW στο σύστημα της Σάμου, για τα έτη 2011 και 2015. Η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς θεωρείται σταθερή και ίση με 5.2 MW για το έτος 2011 ενώ το 2015 εξετάζεται και η περίπτωση αυξημένης Φ/Β διείσδυσης ισχύος 7 MW.

Στον Πίνακα 7.1α, ο οποίος αφορά στο έτος 2011, δίνονται οι ετήσιες ενέργειες όλων των μονάδων παραγωγής του νησιού (συμβατικές, Α/Π, φωτοβολταϊκά), η ποσοστιαία συνεισφορά τους στην κάλυψη του συνολικού φορτίου, για όλες τις εξεταζόμενες αιολικές διεισδύσεις και για σταθερή εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 102 MW. Στον Πίνακα 7.1β παρουσιάζονται τα επιμέρους κόστη παραγωγής των συμβατικών μονάδων, των σταθμών ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και αιολικά), καθώς και το προκύπτον συνολικό λειτουργικό κόστος του νησιωτικού συστήματος, για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Το κόστος αυτό περιλαμβάνει το μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων και τις αποζημιώσεις των σταθμών ΑΠΕ. Τα αντίστοιχα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα του έτους 2015 παρουσιάζονται στους Πίνακες 7.2 και 7.3 για τις δύο περιπτώσεις Φ/Β διείσδυσης.

Διαπιστώνεται, ότι η μεταβολή της αιολικής ισχύος ισοδυναμεί με αντίστοιχη μεταβολή της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής, ώστε τελικά αυξάνεται η εγγεόμενη αιολική ενέργεια και το ποσοστό συμμετοχής της στην κάλυψη του ετήσιου φορτίου. Παρατηρείται, βέβαια, μείωση των ΣΑΩΛ των πάρκων και του συντελεστή χρησιμοποίησής τους.

Πιο αναλυτικά, αιολική ισχύς 6 MW αντιστοιχεί σε τιμή συντελεστή χρησιμοποίησης περί το 34% για το έτος 2011, τιμή που μειώνεται σε 26.8 και 21.4% για αιολική διείσδυση 10 και 14 MW, αντίστοιχα. Οι τιμές του συντελεστή διαμορφώνονται σε 35, 28.7 και 23.3% το έτος 2015 για τις τρεις εξεταζόμενες τιμές αιολικής ισχύος. Η αυξημένη Φ/Β διείσδυση επιφέρει περαιτέρω μείωση αυτών

κατά μέσο όρο κατά 0.4%, γεγονός που ανάγεται στην μεγάλη επικράτηση του τεχνικού περιορισμού. Σε ό,τι αφορά τα ποσοστά συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην εξυπηρέτηση του ετήσιου φορτίου, παρατηρείται συμβολή αυτής κατά μέσο όρο 11, 15 και 17%, για αιολικές διείσδυσεις ισχύος 6, 10 και 14 MW αντίστοιχα. Η Φ/Β παραγωγή μένει ανεπηρέαστη από την αύξηση της αιολικής διείσδυσης και καλύπτει σε κάθε περίπτωση σταθερό ποσοστό του φορτίου, με τιμές περί το 4.5% και 6% για τις δύο εξεταζόμενες τιμές Φ/Β ισχύος.

Ένα ακόμη μέγεθος που παρουσιάζεται στους Πίνακες είναι αυτό του απορριπτόμενου φορτίου. Σε περιπτώσεις μεγάλης Φ/Β διείσδυσης υφίσταται το ενδεχόμενο εμφάνισης απορρίψεων φορτίου, λόγω απότομων μειώσεων της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ, οι οποίες δεν καλύπτονται από την τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία. Από τις προσομοιώσεις προέκυψε ότι η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος δεν επιφέρει εμφάνιση τέτοιων καταστάσεων, γεγονός που οφείλεται αφενός στην ασφαλή πολιτική ένταξης των μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή με μικρή εφεδρεία της τάξης του 10% και αφετέρου στην τηρούμενη εφεδρεία για το σύνολο της αιολικής παραγωγής.

Από τους πίνακες των οικονομικών μεγεθών προκύπτει ότι η αιολική διείσδυση συνδέεται με μικρή αύξηση του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων, γεγονός που ανάγεται στην μείωση της μέσης φόρτισης των μονάδων σε επίπεδα με υψηλότερη ενεργειακή κατανάλωση. Οι σημειούμενες αυξήσεις είναι της τάξης του 0.5 και 0.7% για αιολική ισχύ 10 και 14 MW αντίστοιχα, σε σχέση με την περίπτωση εγκατεστημένης ισχύος 6 MW. Οι σχετικά αυξημένες τιμές μέσου κόστους κατά το 2015 σε σχέση με αυτές του 2011 οφείλονται στις μεγαλύτερες τιμές φορτίου, οι οποίες οδηγούν σε αύξηση της παραγωγής των μονάδων μέσου φορτίου (μονάδες με υψηλότερη ενεργειακή κατανάλωση σε σχέση με τις μονάδες βάσης του συστήματος).

Το συνολικό κόστος του συστήματος μένει πρακτικά αμετάβλητο αυξανόμενης της αιολικής διείσδυσης. Αυτό συμβαίνει γιατί το κόστος της υποκαθιστάμενης συμβατικής ενέργειας είναι παραπλήσιο αυτού της αιολικής παραγωγής, με αποτέλεσμα οι σημειούμενες αυξομειώσεις του μέσου κόστους του συστήματος να είναι μικρότερες από 0.1%. Σημαντικό ρόλο διαδραματίζει η σύνθεση του σταθμού παραγωγής, η οποία περιλαμβάνει μόνο νηξελογεννήτριες το έτος 2015, ενώ οι υπάρχουσες αεριοστροβιλικές μονάδες το 2011 δεν συμμετέχουν καθόλου στην κάλυψη του φορτίου του νησιού. Έτσι το μέσο κόστος των θερμικών μονάδων είναι πολύ κοντά στα 100 €/ MWh. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι το έτος 2015 το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος με διείσδυση Φ/Β ισχύος 5.2 MW ανέρχεται στην περίπτωση της λειτουργούσας αιολικής ισχύος σε 20.46 Μ€, ποσό που μειώνεται ελαφρώς σε 20.44 Μ€ στο εξεταζόμενο σενάριο μέγιστης αιολικής διείσδυσης. Η περίπτωση αυξημένης Φ/Β ισχύος συνδέεται με σχετική αύξηση του κόστους παραγωγής κατά 4%, γεγονός που προκύπτει από την υψηλή τιμολόγηση της Φ/Β ενέργειας. Έτσι το προαναφερθέν κόστος συστήματος 20.46 Μ€ αυξάνεται σε 21.23 Μ€.

Πίνακας 7.1α: Σύστημα Σάμου - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Φ/Β 5.2 MW .

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτό- μενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
6 MW	126.04	17.73	33.74	2.27	7072.57	7.28	83.44	11.74	4.82	0.00
7 MW	124.18	19.59	31.94	3.76	6062.20	7.28	82.21	12.97	4.82	0.00
8 MW	122.64	21.13	30.15	5.55	5304.43	7.28	81.19	13.99	4.82	0.00
9 MW	121.40	22.37	28.38	7.64	4715.05	7.28	80.37	14.81	4.82	0.00
10 MW	120.36	23.41	26.72	9.94	4243.54	7.28	79.68	15.50	4.82	0.00
11 MW	119.50	24.27	25.19	12.41	3857.77	7.28	79.11	16.07	4.82	0.00
12 MW	118.76	25.01	23.79	15.01	3536.29	7.28	78.62	16.56	4.82	0.00
13 MW	118.11	25.66	22.53	17.69	3264.26	7.28	78.20	16.99	4.82	0.00
14 MW	117.54	26.23	21.39	20.45	3031.10	7.28	77.81	17.37	4.82	0.00

Πίνακας 7.1β: Σύστημα Σάμου - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2011 – Φ/Β 5.2 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€		
6 MW	11.91	1.09	0.50	13.50	107.12	1.76	3.42	18.69	123.71
7 MW	11.75	1.07	0.50	13.32	107.26	1.95	3.42	18.69	123.73
8 MW	11.62	1.06	0.49	13.17	107.39	2.10	3.42	18.69	123.76
9 MW	11.51	1.05	0.49	13.05	107.50	2.22	3.42	18.70	123.78
10 MW	11.42	1.04	0.48	12.95	107.58	2.33	3.42	18.70	123.79
11 MW	11.35	1.04	0.48	12.86	107.66	2.41	3.42	18.70	123.80
12 MW	11.29	1.03	0.48	12.79	107.72	2.49	3.42	18.70	123.81
13 MW	11.23	1.03	0.47	12.73	107.78	2.55	3.42	18.70	123.82
14 MW	11.18	1.02	0.47	12.67	107.83	2.61	3.42	18.70	123.83

Πίνακας 7.2α: Σύστημα Σάμου - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Φ/Β 5.2 MW .

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτό- μενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
6 MW	139.82	18.39	34.98	1.62	7997.97	7.28	84.49	11.11	4.40	0.00
7 MW	137.69	20.52	33.47	2.82	6855.40	7.28	83.20	12.40	4.40	0.00
8 MW	135.88	22.34	31.87	4.34	5998.48	7.28	82.10	13.50	4.40	0.00
9 MW	134.38	23.83	30.22	6.18	5331.98	7.28	81.20	14.40	4.40	0.00
10 MW	133.10	25.11	28.66	8.24	4798.78	7.28	80.43	15.17	4.40	0.00
11 MW	132.02	26.19	27.18	10.49	4362.53	7.28	79.77	15.83	4.40	0.00
12 MW	131.10	27.11	25.79	12.91	3998.99	7.28	79.22	16.38	4.40	0.00
13 MW	130.31	27.90	24.50	15.45	3691.37	7.28	78.74	16.86	4.40	0.00
14 MW	129.62	28.59	23.31	18.09	3427.70	7.28	78.32	17.28	4.40	0.00

Πίνακας 7.2β: Σύστημα Σάμου - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Φ/Β 5.2 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€		
6 MW	13.28	1.73	0.56	15.57	111.38	1.83	3.06	20.46	123.63
7 MW	13.10	1.71	0.55	15.36	111.54	2.04	3.06	20.46	123.61
8 MW	12.94	1.69	0.54	15.17	111.68	2.22	3.06	20.45	123.59
9 MW	12.81	1.67	0.54	15.02	111.80	2.37	3.06	20.45	123.58
10 MW	12.70	1.66	0.53	14.90	111.91	2.50	3.06	20.45	123.57
11 MW	12.61	1.65	0.53	14.79	112.00	2.60	3.06	20.45	123.56
12 MW	12.53	1.64	0.52	14.69	112.08	2.70	3.06	20.45	123.55
13 MW	12.46	1.63	0.52	14.61	112.14	2.77	3.06	20.45	123.55
14 MW	12.40	1.62	0.52	14.54	112.20	2.84	3.06	20.44	123.54

Πίνακας 7.3α: Σύστημα Σάμου - Ενεργειακά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW .

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη ενέργεια	Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτό- μενο φορτίο
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	%	%	%	%
6 MW	137.48	18.21	34.65	1.80	7802.54	9.80	83.07	11.01	5.92	0.00
7 MW	135.41	20.28	33.07	3.06	6687.89	9.80	81.82	12.25	5.92	0.00
8 MW	133.65	22.04	31.45	4.64	5851.90	9.80	80.76	13.32	5.92	0.00
9 MW	132.21	23.48	29.79	6.53	5201.69	9.80	79.89	14.19	5.92	0.00
10 MW	130.98	24.71	28.21	8.63	4681.52	9.80	79.15	14.93	5.92	0.00
11 MW	129.93	25.76	26.74	10.92	4255.93	9.80	78.51	15.57	5.92	0.00
12 MW	129.05	26.64	25.34	13.37	3901.27	9.80	77.98	16.10	5.92	0.00
13 MW	128.29	27.40	24.06	15.95	3601.17	9.80	77.52	16.56	5.92	0.00
14 MW	127.62	28.07	22.89	18.62	3343.94	9.80	77.12	16.96	5.92	0.00

Πίνακας 7.3β: Σύστημα Σάμου - Οικονομικά αποτελέσματα για το έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW .

ΔΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	Κόστος Θερμικών Σταθμών					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο μεταβλητό κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€		
6 MW	13.05	1.71	0.55	15.31	111.34	1.81	4.12	21.23	13.05
7 MW	12.87	1.68	0.54	15.10	111.50	2.02	4.12	21.23	12.87
8 MW	12.72	1.66	0.53	14.92	111.64	2.19	4.12	21.23	12.72
9 MW	12.60	1.65	0.53	14.78	111.76	2.34	4.12	21.23	12.60
10 MW	12.50	1.63	0.52	14.65	111.86	2.46	4.12	21.22	12.50
11 MW	12.40	1.62	0.52	14.55	111.95	2.56	4.12	21.22	12.40
12 MW	12.33	1.61	0.52	14.46	112.02	2.65	4.12	21.22	12.33
13 MW	12.26	1.60	0.51	14.38	112.09	2.73	4.12	21.22	12.26
14 MW	12.21	1.59	0.51	14.31	112.15	2.79	4.12	21.22	12.21

7.3 ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΗ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Ένα θέμα που χρήζει περαιτέρω σχολιασμού είναι η επίπτωση στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων του νησιωτικού συστήματος. Όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 7.1, η αύξηση της αιολικής εγκατεστημένης ισχύος προκαλεί μείωση της παραγωγής των συμβατικών μονάδων και του ποσοστού συμμετοχής τους στην κάλυψη του φορτίου. Επιπλέον, παρατηρείται μεταβολή της μέσης φόρτισης αυτών σε ελαφρώς χαμηλότερα επίπεδα, γεγονός που συνδέεται με την υποκαθιστάμενη συμβατική ενέργεια από την αιολική παραγωγή. Υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων σε επίπεδα χαμηλότερα της ισχύος τεχνικού ελαχίστου δεν παρατηρούνται, πράγμα που ανάγεται κυρίως στην αναπροσαρμογή του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου σε πραγματικό χρόνο, ώστε να λαμβάνεται υπόψη η παραχθείσα και όχι η προβλεπόμενη Φ/Β ενέργεια, αλλά και στην πολιτική ένταξης των μονάδων με βάση το πραγματικό φορτίο μειωμένο κατά τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.

Στον Πίνακα 7.4 ποσοτικοποιείται η μεταβολή της μέσης φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια αιολικής διείσδυσης.

Πίνακας 7.4: Μεταβολή της μέσης φόρτισης των συμβατικών μονάδων της Σάμου για αυξανόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος

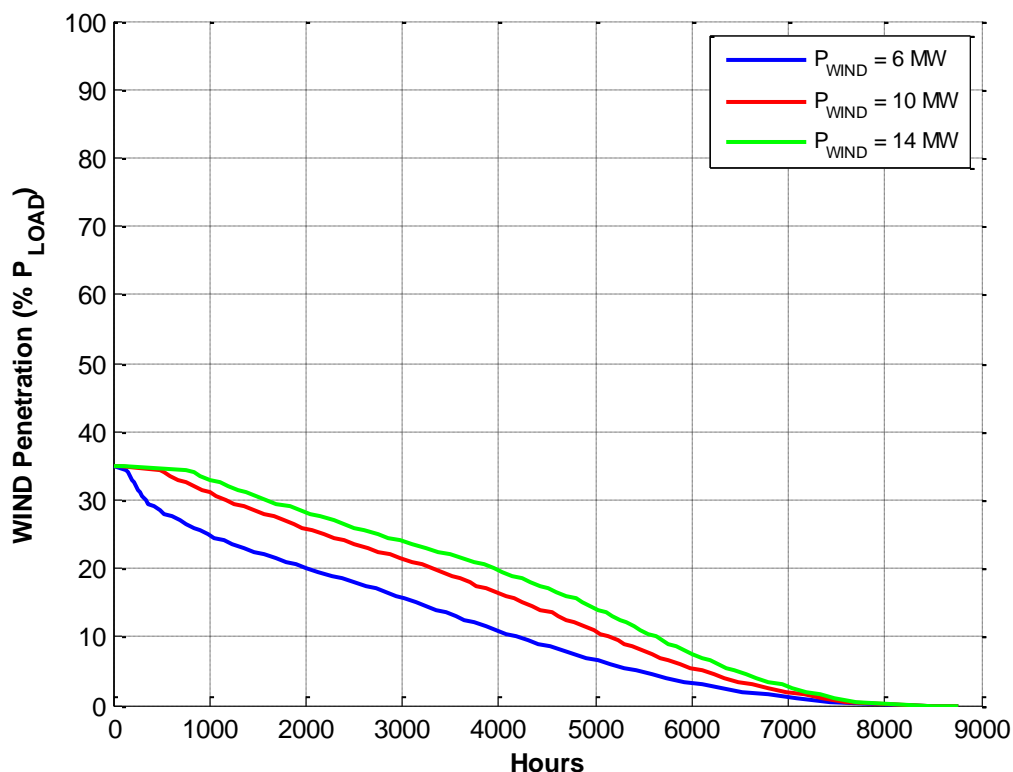
ΕΤΟΣ	2011	2015	
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β (MW)	5.2	5.2	7.0
6 MW Α/Π	66.90	68.04	67.71
7 MW Α/Π	65.96	67.04	66.74
8 MW Α/Π	65.18	66.21	65.92
9 MW Α/Π	64.56	65.52	65.25
10 MW Α/Π	64.04	64.94	64.68
11 MW Α/Π	63.60	64.44	64.20
12 MW Α/Π	63.23	64.02	63.78
13 MW Α/Π	62.89	63.65	63.43
14 MW Α/Π	62.60	63.33	63.11

7.4 ΣΤΙΓΜΙΑΙΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ

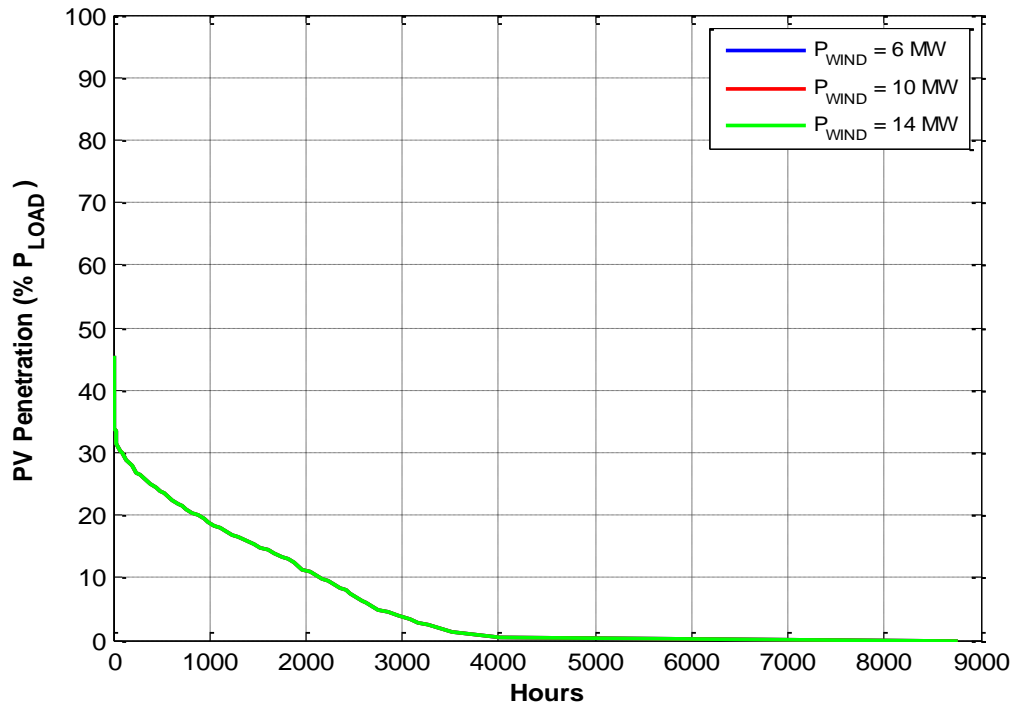
Στην ενότητα αυτή εξετάζονται οι στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα της Σάμου για τα διάφορα σενάρια αιολικής ισχύος που εξετάστηκαν.

Όπως είναι γνωστό, η αιολική διείσδυση περιορίζεται μέσω του δυναμικού περιορισμού στο 35% της ζήτησης ενώ αντίθετα η Φ/Β παραγωγή εγχέεται χωρίς περικοπές στο δίκτυο του συστήματος. Έτσι, η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος δεν αναμένεται να επηρεάζει σημαντικά τις τιμές μέγιστων στιγμιαίων διεισδύσεων της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ, αλλά καθορίζεται κάθε φορά με βάση τη θεωρηθείσα τιμή εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος. Επίσης η επάρκεια στρεφόμενης εφεδρείας δεν μεταβάλλεται δραστικά από την αυξανόμενη αιολική διείσδυση, δεδομένης της τηρούμενης εφεδρείας για το 100% της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής.

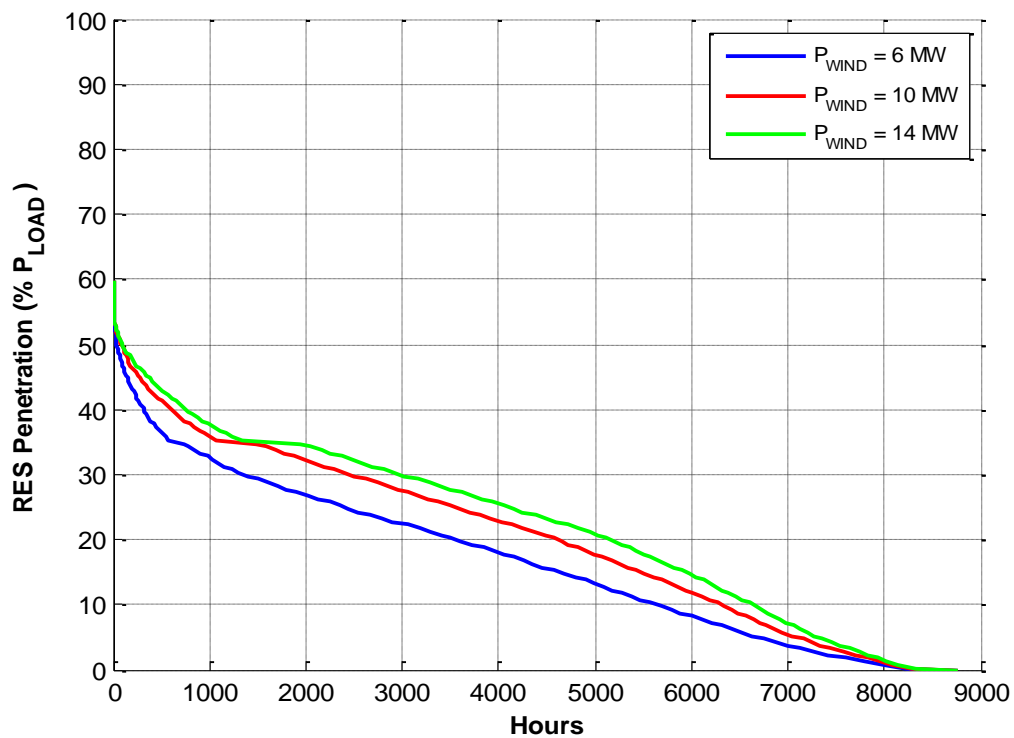
Στα Σχήματα 7.8 έως 7.16 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας των κύριων μεγεθών που χαρακτηρίζουν τη λειτουργία του συστήματος της Σάμου, όπως προέκυψαν από την ανάλυση των αποτελεσμάτων ετήσιας προσομοίωσης. Παρουσιάζεται η περίπτωση υψηλής Φ/Β διείσδυσης το έτος 2015, ώστε να καταστούν σαφή τα εξεταζόμενα μεγέθη.



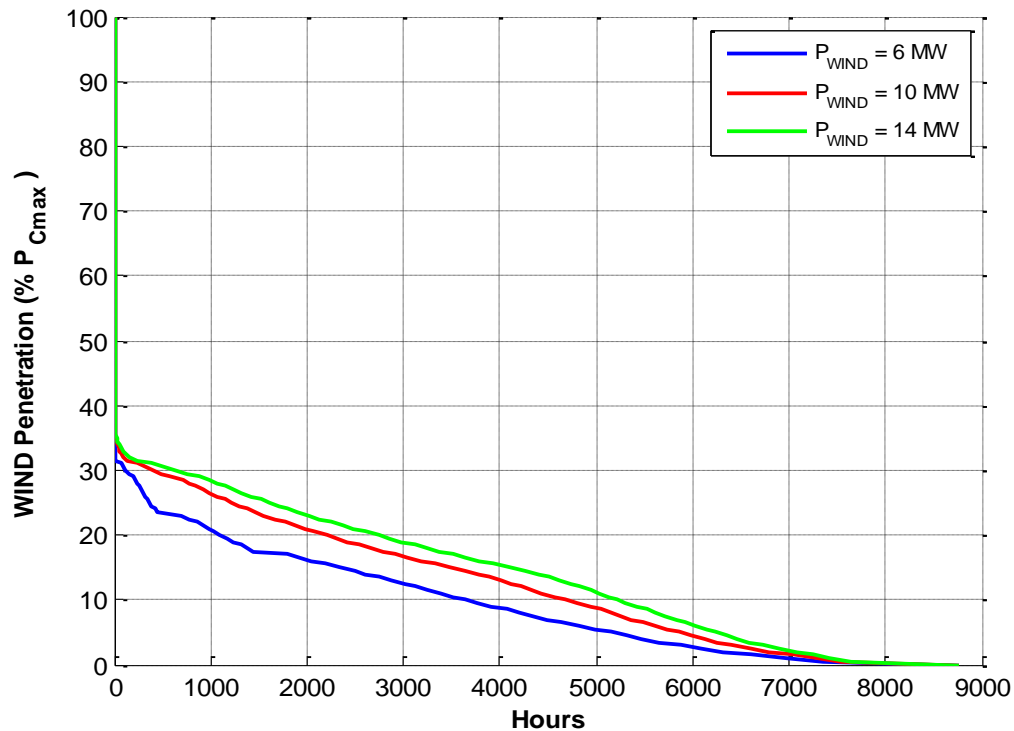
Σχήμα 7.8. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



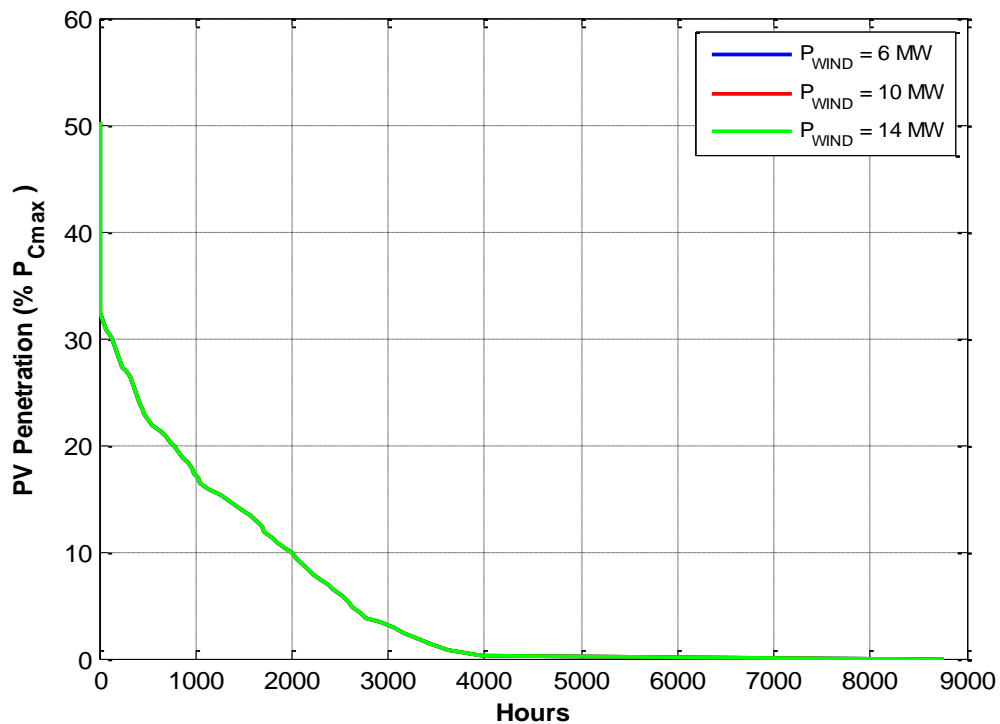
Σχήμα 7.9. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



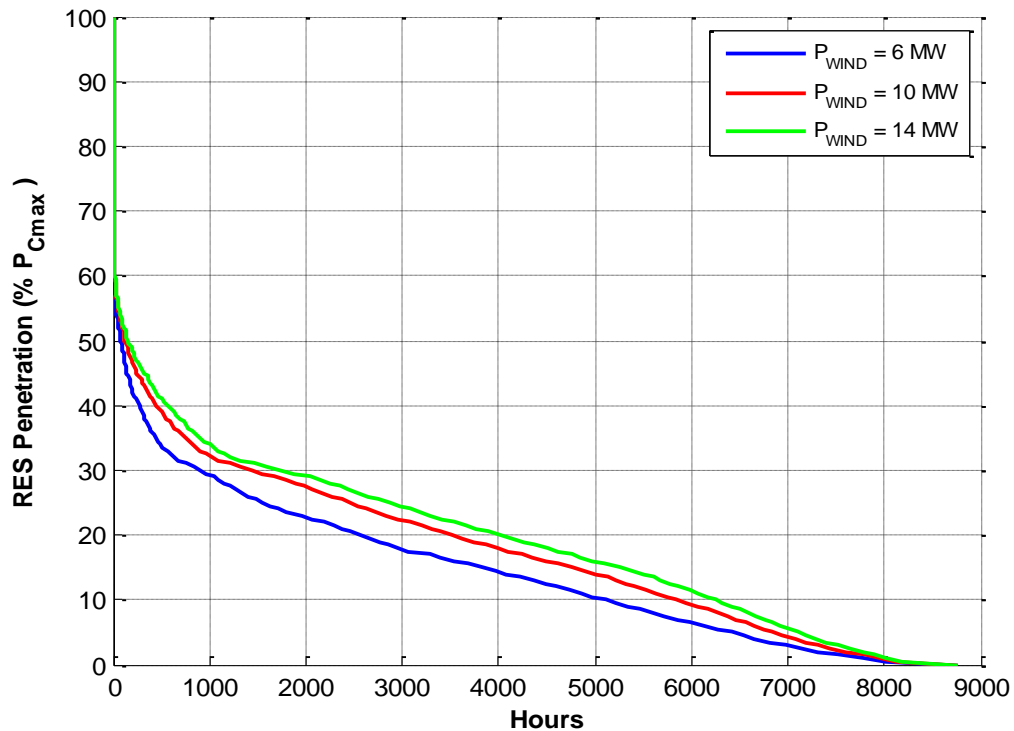
Σχήμα 7.10. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της συνολικής ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου).



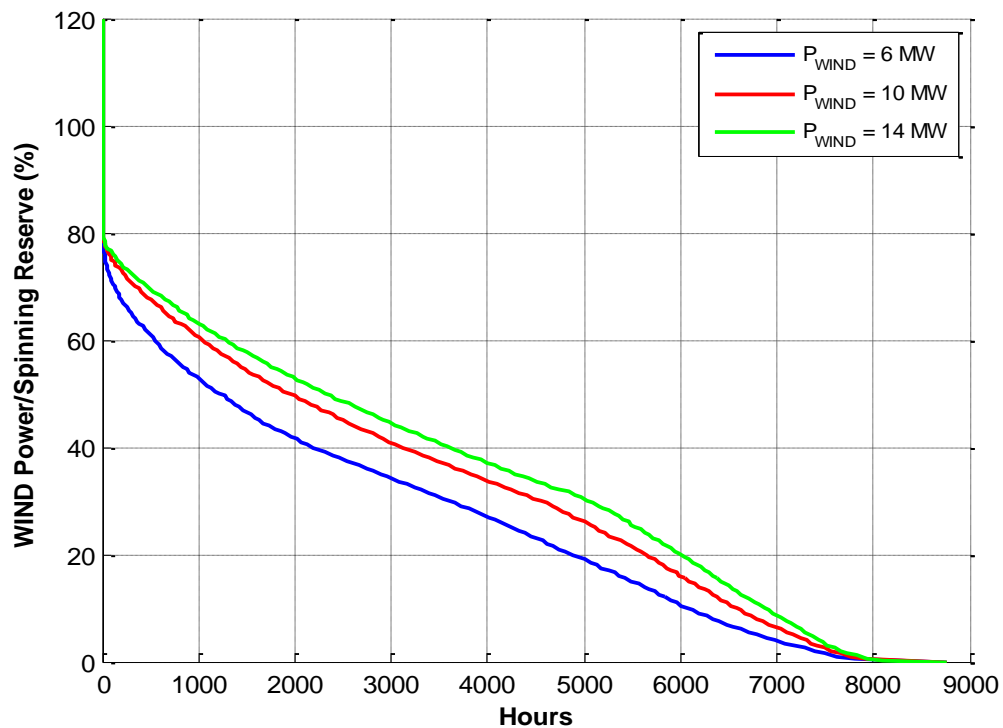
Σχήμα 7.11. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



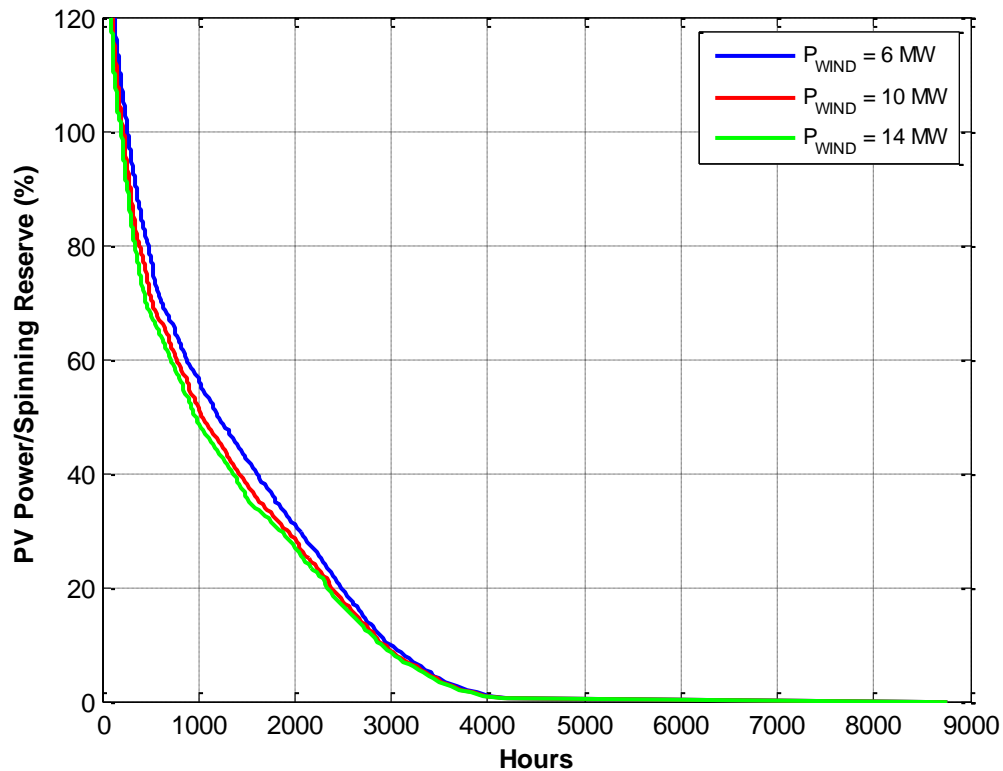
Σχήμα 7.12. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της Φ/Β ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



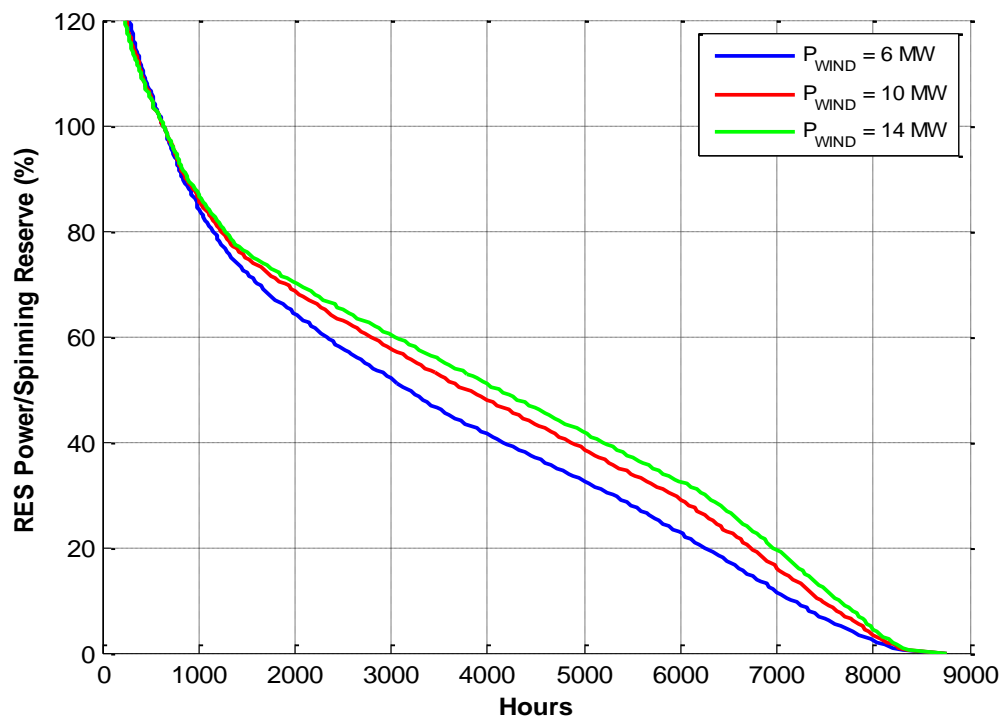
Σχήμα 7.13. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της συνολικής ισχύος ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων).



Σχήμα 7.14. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας της συνολικής ισχύος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 7.15. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας της Φ/Β ισχύος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 7.16. Σάμος - Έτος 2015 – Φ/Β 7.0 MW –Α/Π 6, 10, 14 MW. Καμπύλη διάρκειας της συνολικής ισχύος των μονάδων ΑΠΕ (αιολικών και Φ/Β), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων.

Από τη μελέτη των σχημάτων διαπιστώνεται ότι η διείσδυση αιολικής ισχύος δεν υπερβαίνει το όριο του 35%, γεγονός αναμενόμενο αφού στα Α/Π επιβάλλονται περιορισμοί διείσδυσης, βάσει της σχέσης (2.3). Η διείσδυση της Φ/Β ισχύος παραμένει κάθε φορά σταθερή αφού η Φ/Β ισχύς δεν μεταβάλλεται και διατηρείται σε επίπεδα της τάξης του 30% για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 7 MW. Η ολική διείσδυση ισχύος ΑΠΕ (αιολικής εκτός ΥΒΣ και Φ/Β) προσεγγίζει σε αυτή την περίπτωση το 50%. Οι υψηλότερες τιμές διείσδυσης ΑΠΕ αντιστοιχούν σε λειτουργικές καταστάσεις υψηλού ανέμου, όπου η αιολική ισχύς περικόπτεται στο όριο του 35%, και υψηλής ταυτόχρονα ηλιοφάνειας.

Στους Πίνακες 7.5 έως 7.7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των μέγιστων στιγμιαίων διεισδύσεων ως ποσοστό (%) επί της στιγμιαίας ζήτησης ή της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, καθώς και ως ποσοστό (%) της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων.

Όπως φαίνεται από τους πίνακες, με 5.2 MW εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος σημειώνονται μέγιστες διεισδύσεις της Φ/Β παραγωγής με τιμές 24.3 και 22.2% επί του φορτίου για τα δύο εξεταζόμενα έτη αντίστοιχα. Υψηλή Φ/Β διείσδυση 7 MW οδηγεί σε αύξηση των μέγιστων τιμών στα επίπεδα του 30% για το έτος 2015.

Η μέγιστη διείσδυση της Φ/Β παραγωγής είναι σταθερή για δεδομένη τιμή ισχύος και υπαγορεύει το ύψος της μέγιστης διείσδυσης της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ, αφού η αιολική παραγωγή περικόπτεται μέσω του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης. Έτσι, Φ/Β ισχύς ίση με το ισχύον περιθώριο συγκρατεί τις μέγιστες διεισδύσεις της παραγωγής ΑΠΕ σε τιμές 43-48%, ενώ η υψηλή ισχύς Φ/Β αυξάνει τα επίπεδα της διείσδυσης σε τιμές που κυμαίνονται στο διάστημα 48-50% επί της ισχύος φορτίου.

Από τη μελέτη των πινάκων συνάγεται, ακόμη, η επάρκεια εφεδρείας για το σύνολο της εγγεόμενης αιολικής παραγωγής για όλες τις εξεταζόμενες διεισδύσεις Α/Π. Στην περίπτωση Φ/Β διείσδυσης ισχύος 5.2 MW διαπιστώνεται επαρκής εφεδρεία για ποσοστό μεγαλύτερο από 80% της εγγεόμενης παραγωγής ΑΠΕ, γεγονός που συμφωνεί με την απαίτηση του προηγούμενου κεφαλαίου για εφεδρεία για ποσοστό 75% της παραγωγής ΑΠΕ. Η περίπτωση αυξημένης Φ/Β διείσδυσης δυσχεραίνει ελαφρώς την επάρκεια εφεδρείας σε ποσοστό περί το 65-70% της παραγωγής ΑΠΕ (τιμές Pres/SR 140-150%).

Σε κάθε περίπτωση πάντως η αιολική διείσδυση δεν διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στον καθορισμό του ύψους των εξεταζόμενων μεγεθών αυτής της ενότητας. Η αιολική διείσδυση λαμβάνει κατά μέγιστο τιμή 35% της ζήτησης ενώ ταυτόχρονα ο προγραμματισμός ένταξης των μονάδων πραγματοποιείται αγνοώντας την αναμενόμενη αιολική παραγωγή. Αντίθετα, σημαντικό ρόλο διαδραματίζει η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς του συστήματος, όπως έχει αποδειχτεί στην Ενότητα 6.4..

Πίνακας 7.5: Σύστημα Σάμου – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2011 – Φ/Β 5.2 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
6 MW	43.5	31.0	22.8	44.3	35.0	24.3	121.0	72.6	99.5
7 MW	44.8	31.5	22.8	45.5	35.0	24.3	119.9	73.9	98.5
8 MW	45.6	31.7	22.8	45.9	35.0	24.3	119.0	75.0	97.9
9 MW	46.5	32.3	22.8	46.7	35.0	24.3	118.5	75.5	97.4
10 MW	47.1	32.6	22.8	46.9	35.0	24.3	118.0	75.8	96.0
11 MW	47.5	32.7	22.8	47.2	35.0	24.3	117.7	76.3	95.7
12 MW	47.7	33.0	22.8	47.3	35.0	24.3	117.4	76.3	94.4
13 MW	47.8	33.1	22.8	47.4	35.0	24.3	116.9	76.5	93.1
14 MW	48.0	33.2	22.8	47.5	35.0	24.3	116.6	76.6	91.6

Πίνακας 7.6: Σύστημα Σάμου – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 – Φ/Β 5.2 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
6 MW	41.8	30.5	22.4	43.3	35.0	22.2	123.2	71.5	109.9
7 MW	44.2	31.1	22.4	44.8	35.0	22.2	122.6	73.3	107.9
8 MW	45.6	31.3	22.4	45.8	35.0	22.2	122.1	74.0	106.3
9 MW	46.0	31.9	22.4	46.1	35.0	22.2	121.5	74.5	105.5
10 MW	46.8	32.2	22.4	46.6	35.0	22.2	120.8	75.0	104.4
11 MW	47.0	32.5	22.4	46.8	35.0	22.2	119.8	75.6	103.8
12 MW	47.3	32.8	22.4	46.9	35.0	22.2	119.2	75.8	102.4
13 MW	47.5	33.1	22.4	47.2	35.0	22.2	119.1	75.9	101.8
14 MW	47.8	33.1	22.4	47.2	35.0	22.2	118.9	76.2	100.5

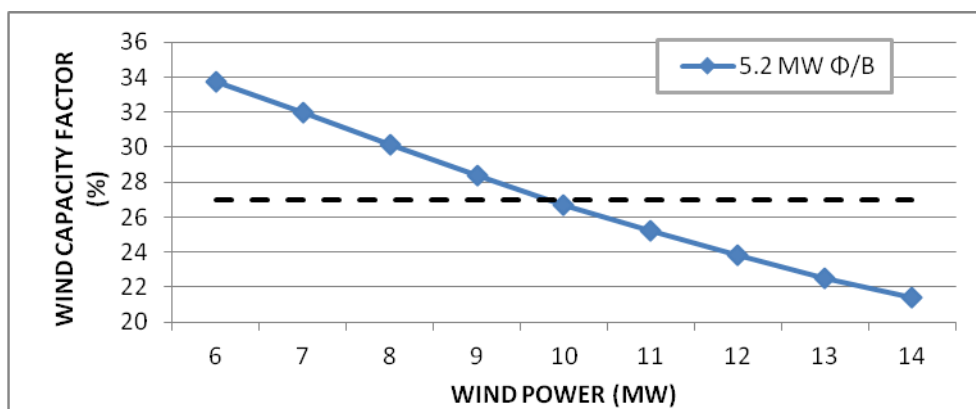
Πίνακας 7.7: Σύστημα Σάμου – Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ για το έτος 2015 –Φ/Β 7.0 MW.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} _{1\%}$
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
6 MW	49.4	30.6	30.6	47.5	35.0	29.9	149.4	71.4	132.8
7 MW	50.2	31.1	30.6	48.6	35.0	29.9	146.8	73.2	131.1
8 MW	51.3	31.3	30.6	49.1	35.0	29.9	144.6	74.3	130.0
9 MW	52.1	32.0	30.6	49.6	35.0	29.9	143.7	75.0	128.4
10 MW	52.3	32.3	30.6	49.8	35.0	29.9	143.1	75.5	128.2
11 MW	52.4	32.5	30.6	49.9	35.0	29.9	142.5	76.1	126.0
12 MW	52.6	32.9	30.6	50.0	35.0	29.9	141.3	76.2	125.3
13 MW	52.9	33.1	30.6	50.0	35.0	29.9	141.0	76.3	123.8
14 MW	53.2	33.1	30.6	50.1	35.0	29.9	140.2	76.4	123.5

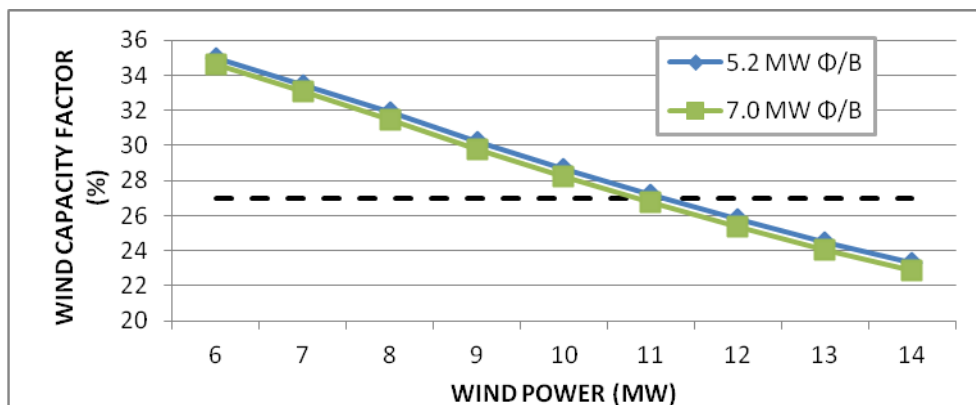
7.5 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΠΡΟΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΑΠΟΔΕΚΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

Στην παρούσα ενότητα εξετάζονται οι μεταβολές των μεγεθών που επιλέγονται ως ποσοτικοί δείκτες προσδιορισμού της αποδεκτής τιμής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο σύστημα της Σάμου. Στην παρούσα διερεύνηση μοναδικό κριτήριο θεωρήθηκε η μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των πάρκων. Στα Σχήματα 7.17 και 7.18 απεικονίζεται η μεταβολή του μεγέθους για τις διάφορες εξεταζόμενες τιμές αιολικής διείσδυσης. Ακολούθως, θέτοντας ενδεικτικό όριο για τη βιωσιμότητα των πάρκων τιμή ίση με 27%, προκύπτει ο πίνακας υπολογισμού του περιθωρίου διείσδυσης Α/Π στο σύστημα της Σάμου.

Όπως είναι αναμενόμενο, η αυξημένη τιμή Φ/Β ισχύος το έτος 2015 προκαλεί μικρή μείωση του αποδεκτού περιθωρίου αιολικής διείσδυσης. Βέβαια, η τιμή αιολικής διείσδυσης το έτος 2015 είναι μεγαλύτερη από αυτή του έτους 2011, γεγονός που ανάγεται στην αυξητική τάση του φορτίου ζήτησης.



Σχήμα 7.17. Κρήτη – Έτος 2011. Μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π για αυξανόμενη αιολική διείσδυση.



Σχήμα 7.18. Κρήτη – Έτος 2015. Μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π για αυξανόμενη αιολική διείσδυση.

Πίνακας 5.17: Προσδιορισμός αποδεκτής τιμής αιολικής ισχύος για το σύστημα της Σάμου

ΕΤΟΣ	2011	2015	
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ (MW)	0	0	0
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β (MW)	5.2	5.2	7.0
CF ΑΙΟΛΙΚΩΝ $\geq 27\%$	9.83	11.13	10.82

Αδειοδοτημένη αιολική ισχύς: 8.975 MW

8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

8.1 ΓΕΝΙΚΑ

Στην παρούσα εργασία εξετάστηκαν οι επιπτώσεις από την ενσωμάτωση της Φ/Β και την αύξηση της αιολικής παραγωγής στα συστήματα των ΜΔΝ.

Η Φ/Β παραγωγή εγγέεται χωρίς περικοπές στο δίκτυο των νησιών, ώστε αυξανόμενη διείσδυση Φ/Β ισχύος ισοδυναμεί με μείωση της εναπομείνουσας ισχύος φορτίου και περιορισμό/αποκοπή της μεσημβρινής αιχμής της καμπύλης φορτίου. Σε ετήσια βάση αυτό συνδέεται με μείωση του συντελεστή φορτίου.

Η αύξηση της Φ/Β ισχύος επιδρά ακόμη στα ενεργειακά μεγέθη των λειτουργούντων αιολικών πάρκων, μειώνοντας τις ΣΑΩΛ και τον συντελεστή χρησιμοποίησης εφόσον μειώνει την καθαρή ισχύ ζήτησης. Δεδομένης της πρακτικής του Διαχειριστή, με εφαρμογή του συντελεστή δυναμικού περιορισμού επί της ισχύος φορτίου, εξάγεται η αλληλεπίδραση της Φ/Β και αιολικής παραγωγής μέσω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Όσο ισχυρότερη είναι η επικράτηση του τεχνικού περιορισμού στο νησιωτικό σύστημα, τόσο μεγαλύτερη καθίσταται η επίδραση στη λειτουργία των Α/Π από την αύξηση της Φ/Β ισχύος. Αξίζει, βέβαια, να σημειωθεί ότι καθοριστικότερος παράγοντας για τη βιωσιμότητα των επενδύσεων αιολικής ισχύος κρίνεται η σύνθεση του σταθμού παραγωγής και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων, παρά η αύξηση της Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος.

Όσον αφορά στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων, η αύξηση της Φ/Β διείσδυσης δύναται να προκαλέσει υποφόρτιση των μονάδων σε ισχείς χαμηλότερες της ισχύος τεχνικού ελαχίστου τους. Αυτό συμβαίνει στην περίπτωση σημαντικής υποεκτίμησης της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, με αποτέλεσμα η διαθέσιμη «αρνητική» εφεδρεία των μονάδων μέχρι τα τεχνικά τους ελάχιστα να μην επαρκεί για την αντιστάθμιση της εγγεόμενης Φ/Β παραγωγής. Από την άλλη πλευρά, πιθανή υπερεκτίμηση της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής μπορεί να οδηγήσει σε απόρριψη φορτίου, όταν η στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος δεν επαρκεί για την κάλυψη της σημειούμενης απόκλισης. Στα εξεταζόμενα συστήματα οι υποφορτίσεις των μονάδων και οι καταστάσεις απόρριψης φορτίου συγκρατούνται σε μηδενικά επίπεδα, γεγονός που ανάγεται στην ένταξη των συμβατικών μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, στην ασφαλή πολιτική τηρούμενης εφεδρείας του συστήματος και στην αναπροσαρμογή των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π σε πραγματικό χρόνο. Τέλος, αυξανόμενη Φ/Β παραγωγή μειώνει ελαφρώς τη μέση φόρτιση των μονάδων του συστήματος.

Σε αντίθεση με την παραγωγή των Α/Π, η οποία περικόπτεται σε τιμές που δεν υπερβαίνουν το ισχύον δυναμικό περιθώριο 35% της ζήτησης, η Φ/Β παραγωγή δεν υφίσταται περικοπές, υπερτίθεται στην αιολική, και προκαλεί σημαντική αύξηση των στιγμιαίων διεισδύσεων της παραγωγής ΑΠΕ. Έτσι, ακόμη και για τα σημερινά περιθώρια Φ/Β ισχύος προκύπτουν συνολικές στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ που υπερβαίνουν το 50% της ισχύος φορτίου, γεγονός που εγκυμονεί κινδύνους για την ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος. Πιο αναλυτικά, σε περίπτωση απώλειας μέρους ή και του συνόλου της ανανεώσιμης παραγωγής αναμένονται μη-αποδεκτές αποκλίσεις συχνότητας που δύναται να οδηγήσουν σε απόρριψη φορτίου ή και αστάθεια του συστήματος. Τέτοιες καταστάσεις μπορεί να προέλθουν από ατμοσφαιρικές διαταραχές αλλά κυρίως ως συνέπεια σφαλμάτων στο δίκτυο με συνεπακόλουθες βυθίσεις τάσης. Γι αυτό το λόγο θεωρείται αναγκαία η εισαγωγή τεχνικών απαιτήσεων αδιάλειπτης λειτουργίας υπό χαμηλή τάση (LVRT) για τους νέους σταθμούς ΑΠΕ

(αιολικούς και Φ/Β) που θα εγκατασταθούν στα νησιά. Στην περίπτωση απώλειας παραγωγής ΑΠΕ απαιτείται η ύπαρξη στρεφόμενης εφεδρείας από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής με στόχο την εξυπηρέτηση του φορτίου ζήτησης. Η ποσοτικοποίηση των απαιτούμενων τιμών στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό % επί της εγχεόμενης παραγωγής ΑΠΕ απαιτεί προσομοιώσεις δυναμικής ευστάθειας και εκφεύγει από τα όρια της παρούσας εργασίας. Σίγουρο είναι ότι η δυνατότητα παραμονής σε λειτουργία υπό χαμηλή τάση καθώς και η εφαρμογή τεχνικών απαιτήσεων που θέτουν οι Σύγχρονοι Κώδικες μειώνουν την αναμενόμενη απώλεια ανανεώσιμης παραγωγής και συμβάλλουν σε μείωση της τηρούμενης εφεδρείας.

Σε ό,τι αφορά τους υβριδικούς σταθμούς, δεν φαίνεται να επηρεάζουν την εγχεόμενη αιολική παραγωγή δραστικά, γεγονός αναμενόμενο στο βαθμό που οι υδροστρόβιλοι υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες. Η Φ/Β παραγωγή εγχέεται χωρίς περιορισμούς στο δίκτυο άρα δεν επηρεάζεται από τη λειτουργία των ΥΒΣ. Η προκαλούμενη μικρή διαφοροποίηση της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το δίκτυο προκύπτει από τα θεωρηθέντα συμβατικά τεχνικά ελάχιστα των υδροστροβίλων σε σχέση με τις υποκαθιστάμενες συμβατικές μονάδες. Αν οι υδροστρόβιλοι που εντάσσονται έχουν χαμηλότερα τεχνικά ελάχιστα, σημειώνεται αύξηση του περιθωρίου διείσδυσης αιολικής παραγωγής, και αντίστροφα. Αντίθετα, η παραγωγή των ΥΒΣ επηρεάζεται από την αύξηση της αιολικής και Φ/Β διείσδυσης. Αύξηση της Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος συνδέεται με αυξανόμενη κάλυψη της ισχύος φορτίου από τα Φ/Β και μείωση της παραγωγής των υδροστροβίλων, δεδομένου ότι ο προγραμματισμός της παραγωγής του ΥΒΣ πραγματοποιείται με βάση την «φαινόμενη» ημερήσια καμπύλη φορτίου, δηλαδή την καμπύλη του ημερήσιου φορτίου μειωμένου κατά την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή. Επίσης, αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος προκαλεί μεγαλύτερες και συχνότερες υποφορτίσεις των υδροστροβίλων σε σχέση με την προγραμματισμένη παραγωγή τους, ώστε να παρέχουν την στρεφόμενη εφεδρεία στα αιολικά εκτός ΥΒΣ, γεγονός που συνδέεται με μικρή επίπτωση στα έσοδα του ΥΒΣ.

Οι προκαλούμενες οικονομικές επιπτώσεις από την αύξηση της Φ/Β ισχύος εστιάζονται σε αύξηση του μέσου κόστους του συστήματος, γεγονός που ανάγεται στην υψηλή τιμολόγηση της Φ/Β ενέργειας. Προκαλείται δευτερευόντως μικρή μεταβολή του μέσου κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων, που αφορά σε μικρή αύξηση όταν οι μονάδες υποχρεώνονται σε μείωση της μεσης φόρτισής τους σε επίπεδα με υψηλότερη ενεργειακή κατανάλωση ή σε μικρή μείωση όταν η Φ/Β παραγωγή υποκαθιστά την παραγωγή ακριβών αιχμιακών μονάδων του συστήματος.

Από την άλλη πλευρά, το εύρος των επιπτώσεων από την αύξηση της αιολικής διείσδυσης στα νησιωτικά συστήματα είναι πολύ μικρότερο. Οι ενεργειακές επιπτώσεις είναι περιορισμένες λόγω της επιβολής λειτουργικών περιορισμών στην ισχύ εξόδου των αιολικών σταθμών. Η μέγιστη διείσδυση της αιολικής παραγωγής είναι σταθερή και ίση με 35% της ζήτησης, όσο και να αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς του συστήματος. Προφανώς η αύξηση της αιολικής ισχύος δεν επιδρά στη λειτουργία των Φ/Β σταθμών ενώ με την εφαρμογή του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου περικόπτεται η αιολική παραγωγή ώστε να εξασφαλίζεται η φόρτιση των μονάδων σε ισχείς μεγαλύτερες των τεχνικών τους ελαχίστων. Οι οικονομικές επιπτώσεις είναι επίσης σημαντικά μικρότερες λόγω της φθηνής αιολικής ενέργειας, η οποία είναι της τάξης των 100 €/MWh στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα. Έτσι παρατηρείται πρακτική σταθερότητα του μέσου κόστους του συστήματος ή ακόμη και μείωση αυτού, στην περίπτωση που το κόστος της υποκαθιστάμενης συμβατικής ενέργειας είναι μεγαλύτερο από αυτό της αιολικής παραγωγής.

Με βάση τις παραπάνω ποιοτικές διαπιστώσεις διαμορφώθηκε ένα σύνολο ποσοτικών δεικτών και με εφαρμογή ενδεικτικών ορίων υπολογίστηκαν οι ζητούμενες αποδεκτές μέγιστες διεισδύσεις Φ/Β

ισχύος ανά νησί. Στην περίπτωση της αιολικής ισχύος, δεδομένου ότι οι επιπτώσεις από την αύξηση της αιολικής διείσδυσης επικεντρώνονται στα ενεργειακά μεγέθη των αιολικών πάρκων, ο μόνος δείκτης ήταν τελικά η προκαλούμενη μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης. Ο Διαχειριστής του συστήματος έχει βέβαια τη δυνατότητα μεταβολής των τιθέμενων ορίων των κριτηρίων για να προσδιορίσει τα αποδεκτά περιθώρια εκ νέου.

Σε κάθε περίπτωση πρέπει να τονιστεί, ότι τα αποδεκτά όρια ανά νησί συνδέονται με υψηλές διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ, γεγονός που καθιστά αναγκαία την εισαγωγή τεχνικών απαιτήσεων των νέων σταθμών αναφορικά με τη συμπεριφορά τους σε περιπτώσεις διαταραχών του δικτύου.

8.2 ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ

Στην παρούσα εργασία εξετάστηκαν οι ενεργειακές και οικονομικές επιπτώσεις αυξανόμενης της Φ/Β και αιολικής διείσδυσης στα συστήματα ΜΔΝ. Παρόλα αυτά, για την ολοκλήρωση της διερεύνησης απαιτούνται προσομοιώσεις μεταβατικής συμπεριφοράς των συστημάτων, ώστε να εξεταστούν ζητήματα ελέγχου και ευστάθειας. Μέσα από αυτές θα καθοριστούν ασφαλέστερα και πιο αξιόπιστα ζητήματα όπως η απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία και οι αποδεκτές μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ ανά σύστημα, ώστε να αντιμετωπιστεί με ασφάλεια ενδεχόμενη απώλεια μέρους ή και του συνόλου της παραγωγής ΑΠΕ.

Ακόμη, σε πιθανή υλοποίηση ηλιοθερμικών σταθμών ανά σύστημα, απαιτούνται εκ νέου διερευνήσεις ώστε να εξεταστεί κατά πόσο το ισχύον περιθώριο Φ/Β ισχύος μπορεί να επεκταθεί, χάρη στη καλύτερη δυναμική συμπεριφορά των σύγχρονων γεννητριών ηλιοθερμικών σταθμών και ανάλογα με την ύπαρξη ή όχι αποθήκευσης στους σταθμούς αυτούς.

Τέλος, διαφοροποίηση της διερεύνησης θα πραγματοποιηθεί σε περίπτωση διασύνδεσης των εξεταζόμενων συστημάτων με το ηπειρωτικό δίκτυο. Ενδεικτικά αναφέρεται η εξεταζόμενη διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική μέσω υποβρύχιων και υπόγειων καλωδίων, η οποία θα επιτρέψει την απορρόφηση μεγαλύτερης ποσότητας ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που θα παράγεται στην Κρήτη.

9. ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1] ΕΜΠ-ΕΠΙΣΕΥ «Διερεύνηση των περιθωρίων διείσδυσης φωτοβολταϊκών και αιολικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά σε ορίζοντα πενταετίας» Τελική Έκθεση Έργου της ΔΕΗ. ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, Ιούλιος 2011.
- [2] ΕΜΠ-ΕΠΙΣΕΥ «Διερεύνηση των δυνατοτήτων διείσδυσης φωτοβολταϊκών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και των επιπτώσεων στη λειτουργία των εγκατεστημένων αιολικών σταθμών» Τελική Έκθεση Έργου της ΡΑΕ. ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, Φεβρουάριος 2007.
- [3] Νόμος 3468/2006: «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπααραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», ΦΕΚ 129 τ.Α, 27.6.2006.
- [4] «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση ΑΠΕ και μέσω Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης», ΥΑ Αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707, ΦΕΚ 438 τ.Β, 3.4.2007.
- [5] Κείμενο Δημόσιας Διαβούλευσης της ΡΑΕ: «Βασικές Αρχές Λειτουργίας, Διαχείρισης & Τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», Αύγουστος 2008.
- [6] Νόμος 3851/2010 «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα Αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής», ΦΕΚ 85 τ.Α, 4.6.2010.
- [7] Σχέδιο του «Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών» που τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση τον Αύγουστο 2010.
- [8] Ε. Καραμάνου, «Διερεύνηση Δυνατοτήτων Διείσδυσης Φωτοβολταϊκής Παραγωγής σε Αυτόνομα Νησιωτικά Συστήματα με Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύ». Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ 2006.
- [9] «Διερεύνηση Τεχνικών και Οικονομικών Ζητημάτων Ένταξης Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», Τελική Έκθεση Ερευνητικού Έργου της ΡΑΕ, ΕΜΠ, Μάρτιος 2008.
- [10] SoDA: Solar Radiation Data www.soda.is.com/eng/services/services_radiation_pay_eng.php
- [11] «Παραμετρική διερεύνηση της Τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», Τελική Έκθεση Ερευνητικού Έργου της ΡΑΕ, ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, Οκτώβριος 2010.
- [12] S. Papaefthimiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, “A Wind-Hydro-Pumped Storage Station Leading to High RES Penetration in the Autonomous Island System of Icaria”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 1, No. 3, Oct. 2010, pp. 163 - 172.
- [13] S. Papaefthimiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, “Operating policies for wind pumped storage hybrid power stations in island grids”, IET Renewable Power Generation, 2009, vol. 3, Iss 3, pp293-307
- [14] Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=vBWJVY3FdTk%3D&tabid=37>

- [15] Μιχάλης Π. Παπαδόπουλος 1997, «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
- [16] Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου 2008, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Εκδόσεις Ε.Μ.Π
- [17] Κ. Βουρνάς και Γ. Κονταξής 2001, «Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.

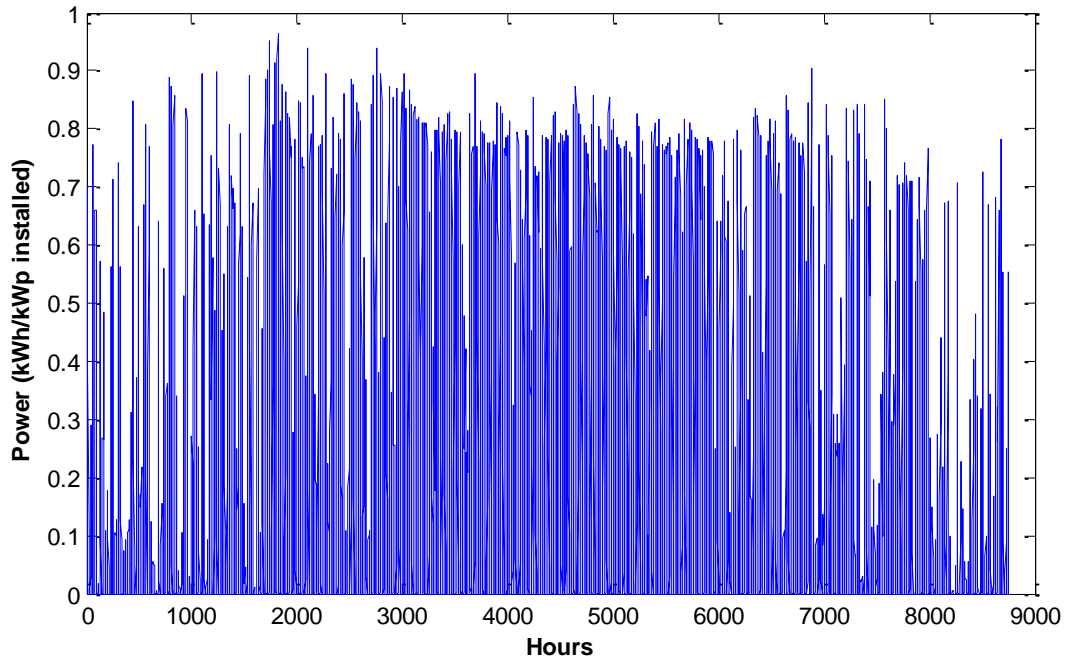
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ : ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΤΙΜΗ ΕΤΗΣΙΑΣ**ΑΠΟΔΟΣΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ****Π1.1: Αντικείμενο της διερεύνησης**

Όπως έχει αναφερθεί στο Κεφάλαιο 3, για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών σταθμών της Κρήτης χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία 3 ταυτοχρονισμένες χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας (από το μοντέλο ηλιακών δεδομένων SoDa [10]), για κάθε μία από τις τρεις γεωγραφικές περιοχές της Κρήτης: Χανιά, Ηράκλειο και Λασιθί. Με βάση τις χρονοσειρές αυτές και χρησιμοποιώντας μοντέλο προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στον Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος του ΕΜΠ [8] υπολογίστηκαν οι αντίστοιχες χρονοσειρές παραγόμενης ισχύος των Φ/Β. Η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β σταθμών θεωρείται κάθε φορά ισοκατανεμημένη στις τρεις αυτές περιοχές, με αποτέλεσμα να υπολογίζεται κατά μέσο όρο ετήσια ενεργειακή απόδοση Φ/Β συλλεκτών 1449.04 kWh/kWp. Όμοια διαδικασία ακολουθήθηκε στο σύστημα της Σάμου, με χρήση μιας χρονοσειράς ηλιακής ακτινοβολίας, από την οποία προέκυψε η χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής [8,10].

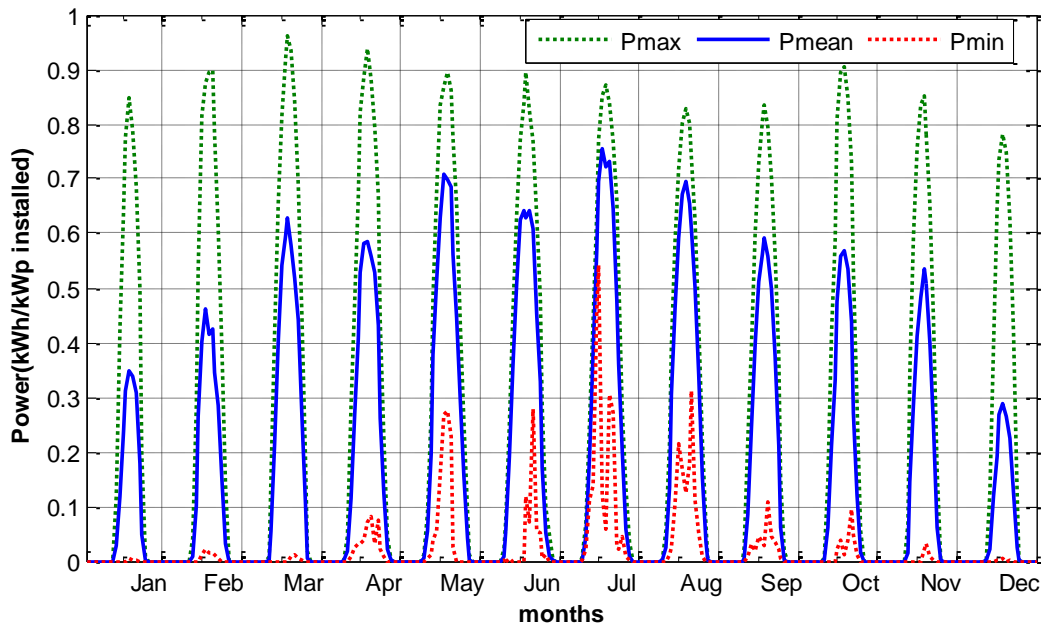
Στο παρόν παράρτημα χρησιμοποιείται εναλλακτικά χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής μετρηθείσα σε υπάρχον σταθμό της ηπειρωτικής Ελλάδας, με σκοπό την επιβεβαίωση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν με χρήση των συνθετικών χρονοσειρών. Ακόμη, διερευνάται η επίπτωση στα ενεργειακά αποτελέσματα από τη θεώρηση αυξημένης τιμής ενεργειακής απόδοσης των Φ/Β συλλεκτών.

Π1.2: Διερεύνηση για νησιωτικά συστήματα μεγάλου μεγέθους- Σύστημα Κρήτης

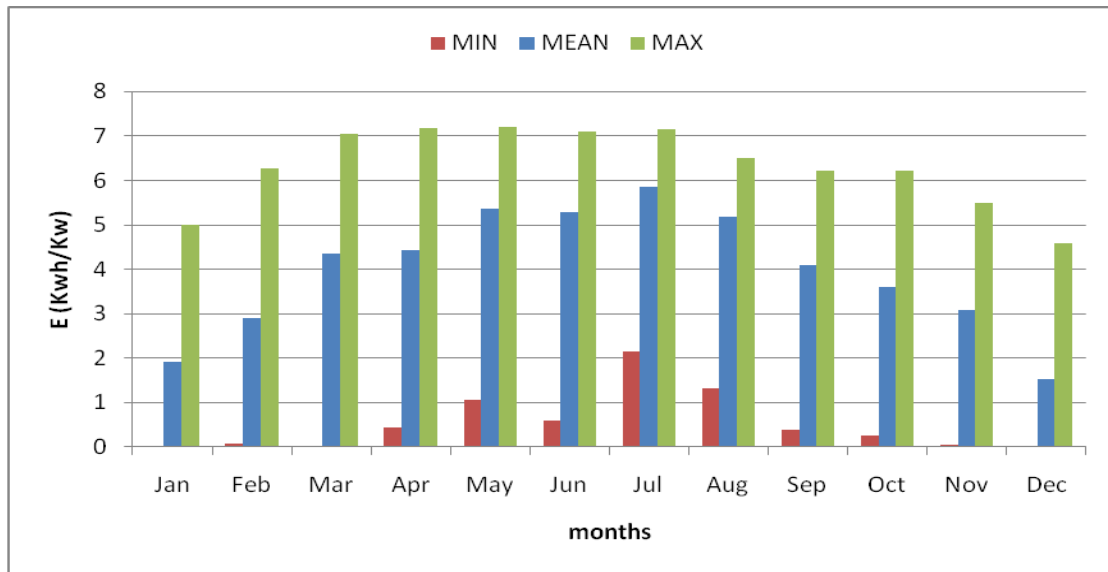
Η μετρηθείσα χρονοσειρά εμφάνιζε πρωτογενώς ετήσια ενεργειακή απόδοση ίση με 1425.3 kWh ανά εγκατεστημένο kW και κλιμακώθηκε αναλογικά για ετήσια παραγωγή 1449.04 kWh ανά εγκατεστημένο kW. Στα Σχήματα Π1.1-Π1.4 φαίνονται τα χαρακτηριστικά μεγέθη της πραγματικής χρονοσειράς μετρήσεων κλιμακωμένης για την επιθυμητή τιμή απόδοσης.



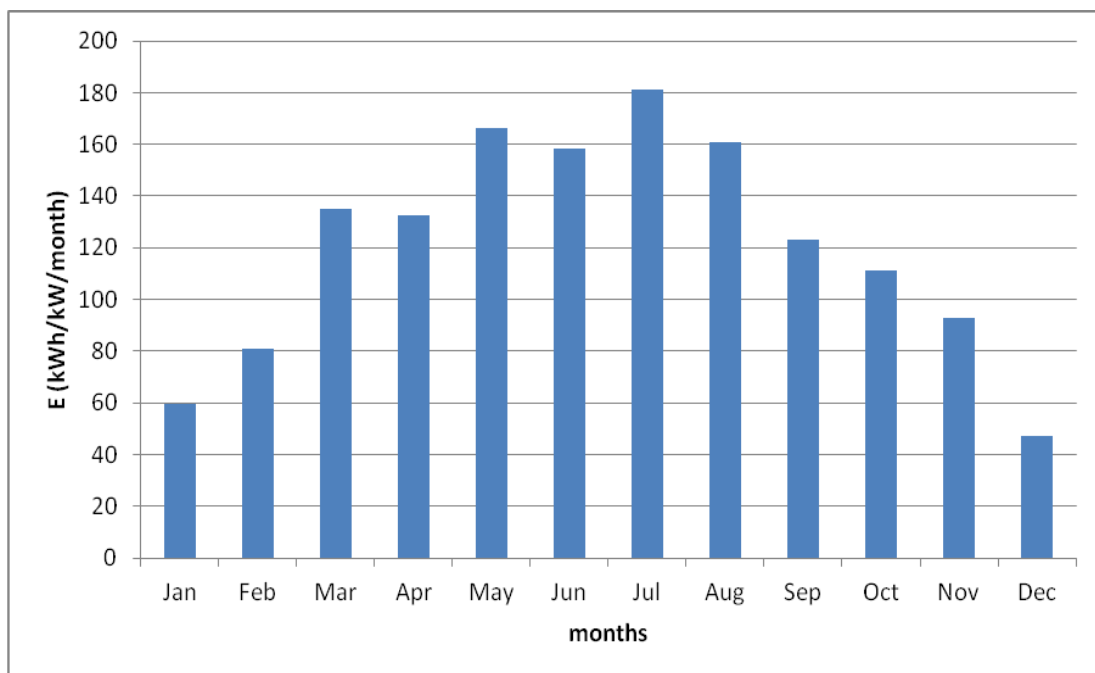
Σχήμα Π1.1: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β, ετήσιας ενεργειακής απόδοσης 1449.04 kWh/kW.



Σχήμα Π1.2: Μέγιστες, ελάχιστες και μέσες ημερήσιες καμπύλες της ωριαίας Φ/Β παραγωγής του Σχήματος Π1.1, για κάθε μήνα του έτους.



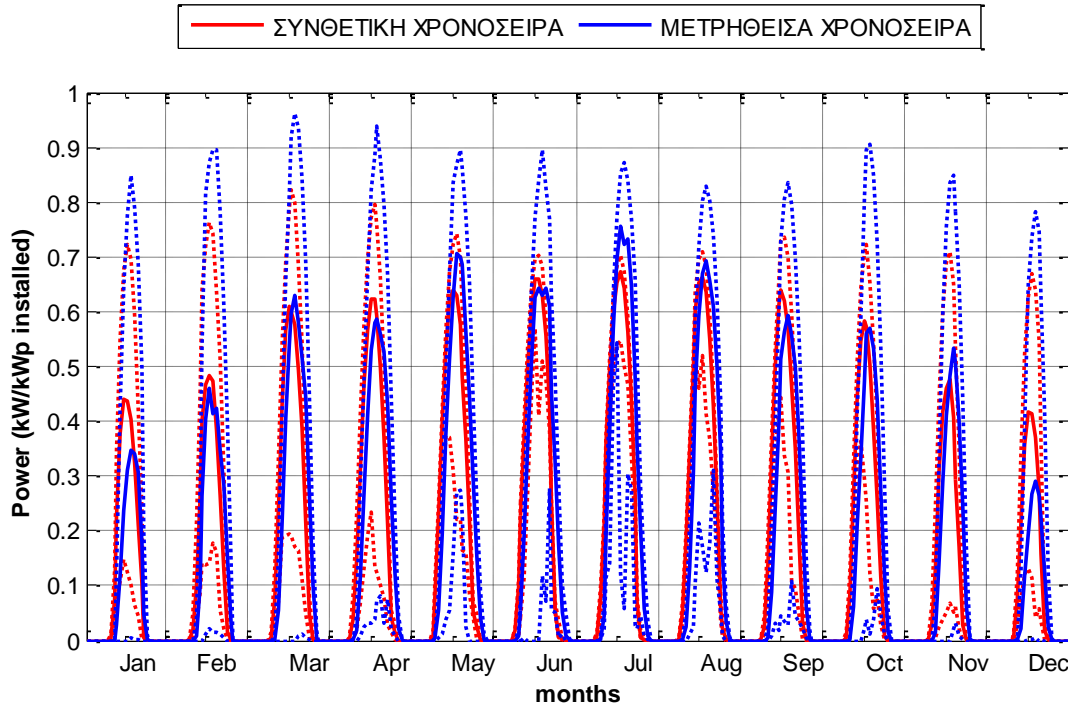
Σχήμα Π1.3: Μέγιστη, ελάχιστη και μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή για την ωριαία χρονοσειρά του Σχήματος Π1.1, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα Π1.4: Μηνιαίες τιμές παραγόμενης ενέργειας για την ωριαία χρονοσειρά του Σχήματος Π1.1, για κάθε μήνα του έτους.

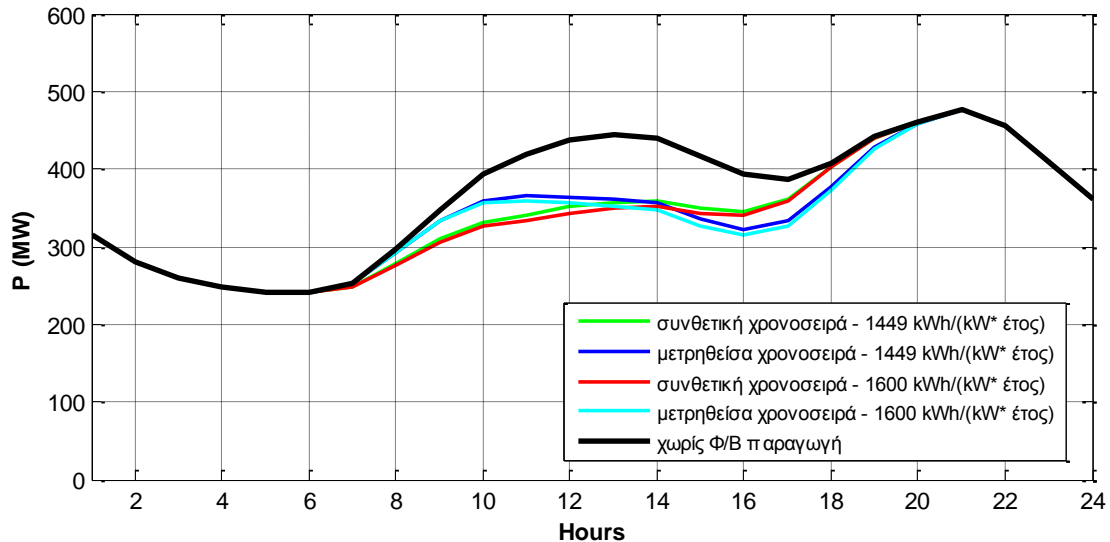
Στο ακόλουθο σχήμα παρουσιάζονται συγκριτικά οι μέσες, μέγιστες και ελάχιστες ημερήσιες καμπύλες των δύο χρονοσειρών για κάθε μήνα του έτους. Οι μετρηθείσες τιμές εμφανίζουν σαφώς υψηλότερη μεταβλητότητα και ακραίες (μέγιστες και ελάχιστες) τιμές, γεγονός αναμενόμενο αφού αφορούν στην παραγωγή ενός συγκεκριμένου Φ/Β σταθμού. Αντίθετα, η χρήση συνθετικών χρονοσειρών από τρεις διαφορετικές τοποθεσίες συμβάλλει στην εξομάλυνση των αιχμών και των διακυμάνσεων της Φ/Β παραγωγής, γεγονός που αντανακλά καλύτερα την πραγματικότητα στην περίπτωση του νησιωτικού συστήματος της Κρήτης με πλήθος και γεωγραφική διασπορά Φ/Β σταθμών.

Στο Παράρτημα εξετάζεται, ακόμη, η μεταβολή των αποτελεσμάτων για την περίπτωση αυξημένης ετήσιας ενεργειακής απόδοσης Φ/Β συλλεκτών τιμής 1600 kWh/εγκατεστημένο kW. Έτσι, τόσο η συνθετική όσο και η μετρηθείσα χρονοσειρά κλιμακώνονται αναλογικά για αυτή την τιμή ενέργειας. Με αυτό τον τρόπο ουσιαστικά εξετάζεται η περίπτωση υψηλότερου επιπέδου ηλιακής ακτινοβολίας στο σύστημα της Κρήτης.



Σχήμα Π1.5: Μέγιστες, ελάχιστες και μέσες ημερήσιες καμπύλες της ωριαίας συνθετικής και μετρηθείσας χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής (ετήσιας απόδοσης 1449 kWh/kW) για κάθε μήνα του έτους.

Προκειμένου να καταστούν σαφείς οι διαφορές στα αποτελέσματα από τη χρήση των διαφορετικών χρονοσειρών προσομοιώθηκε η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης κατά το έτος 2015, με υψηλή Φ/Β διείσδυση 150 MW, αιολική διείσδυση ισχύος 250 MW και ενταγμένους υβριδικούς σταθμούς συνολικής ισχύος 150 MW. Η επίπτωση των διαφορετικών χρονοσειρών Φ/Β παραγωγής στην μέση ημερήσια καμπύλη του έτους φαίνεται στο Σχήμα Π1.6. Η μετρηθείσα χρονοσειρά εμφανίζει υψηλότερες τιμές κατά τις απογευματινές ώρες τις ημέρας, μετά τις 2 το μεσημέρι, όπου αντίθετα μειώνονται οι τιμές της συνθετικής χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής. Η αυξημένη τιμή ενεργειακής απόδοσης συμβάλλει σε μικρή μείωση του εναπομένου φορτίου με μετατόπιση των καμπυλών ελαφρώς προς τα κάτω.



Σχήμα Π1.6: Κρήτη- Έτος 2015- Φ/Β 150 MW. Μεταβολή της μέσης ημερήσιας καμπύλης φορτίου μειωμένης κατά την εγχεόμενη Φ/Β παραγωγή για το έτος για τις διαφορετικές θεωρήσεις χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής.

Τα ενεργειακά αποτελέσματα για τις συμβατικές μονάδες, τους Φ/Β σταθμούς και τα Α/Π του συστήματος φαίνονται στον Πίνακα Π1.1. Για δεδομένη τιμή απόδοσης Φ/Β συλλεκτών οι δύο εξεταζόμενες χρονοσειρές δεν παρουσιάζουν αξιόλογες διαφορές. Η λειτουργία των συμβατικών μονάδων μένει πρακτικά ανεπηρέαστη και οι υποφορτίσεις συγκρατούνται σε μηδενικά επίπεδα, με αμελητέο χρόνο και βάθος υποφορτίσεων.⁷

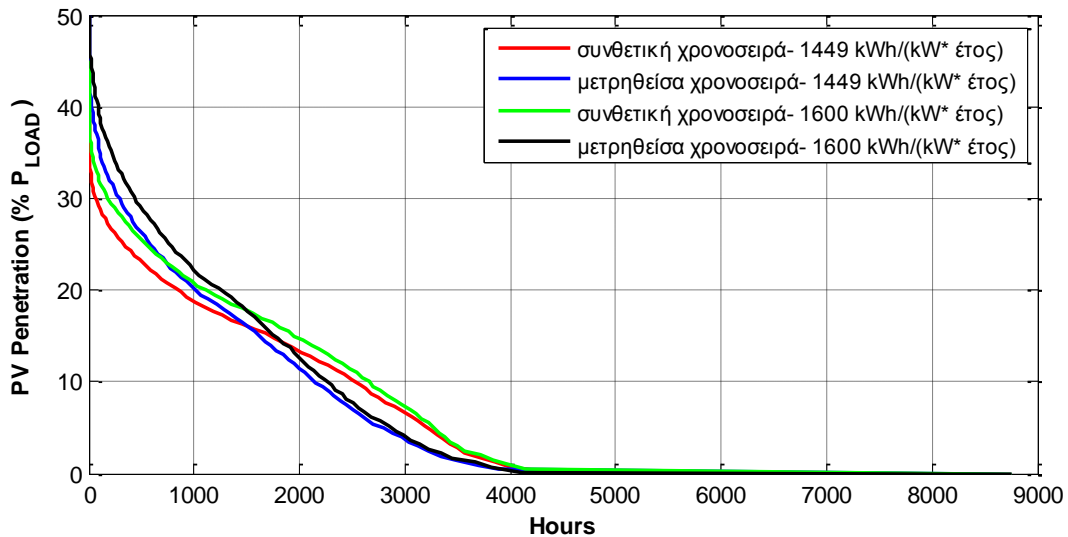
Τα ενεργειακά μεγέθη των αιολικών πάρκων επίσης δεν εμφανίζουν κάποια ουσιαστική διαφοροποίηση. Αυτό συμβαίνει γιατί οι αυξημένες περικοπές της αιολικής παραγωγής στις περιπτώσεις των υψηλών αιχμών της μετρηθείσας χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής αντισταθμίζονται από την αυξημένη έγχυση αιολικής παραγωγής κατά τις ώρες των εμφανιζόμενων ελαχίστων της Φ/Β παραγωγής. Έτσι, οι μεταβολές του συντελεστή χρησιμοποίησης των Α/Π με τις δύο διαφορετικές χρονοσειρές είναι της τάξης του 0.02%.

Η απουσία διαφοροποιήσεων στα εξεταζόμενα ενεργειακά αποτελέσματα από την χρήση της μετρηθείσας χρονοσειράς επιβεβαιώνεται στον Πίνακα Π1.3, όπου παρουσιάζονται τα ποσοστά συμμετοχής των συμβατικών μονάδων, του ΥΒΣ, των Α/Π εκτός ΥΒΣ και των Φ/Β στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης. Είναι αξιοσημείωτο ότι παρά τις μεγαλύτερες αποκλίσεις της μέσης από την ελάχιστη Φ/Β παραγωγή (Σχήμα Π1.5), οι καταστάσεις απόρριψης φορτίου παραμένουν μηδενικές. Αυτό οφείλεται στην ασφαλή πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και ακόμη στην αναπροσαρμογή των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π σε πραγματικό χρόνο.

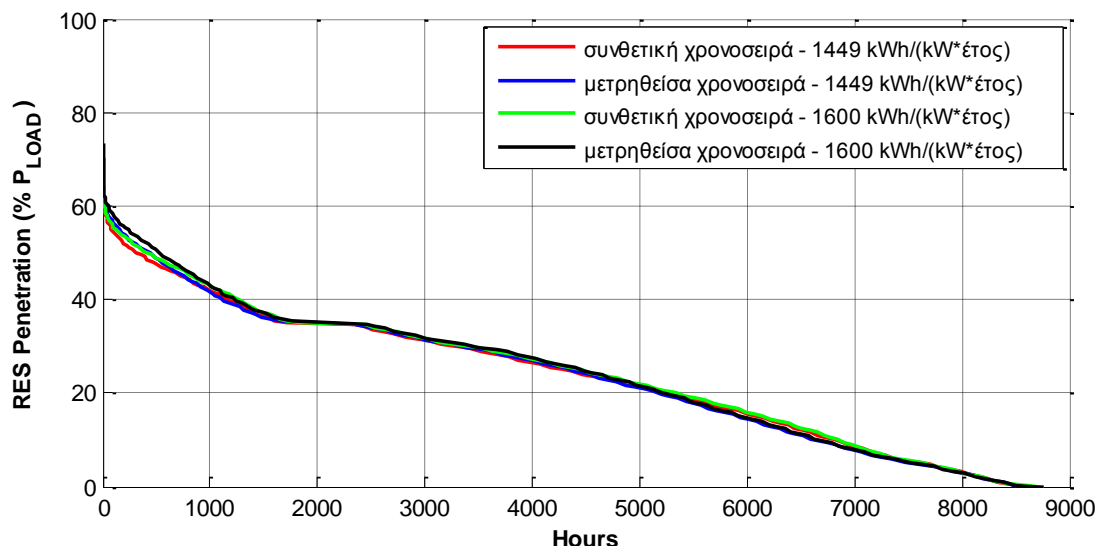
Ο Πίνακας Π1.2 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα που αφορούν στις μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις της εγχεόμενης παραγωγής Α/Π, Φ/Β και ΑΠΕ συνολικά (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 1%) ως ποσοστά επί της ικανότητας των ενταγμένων μονάδων, επί του φορτίου ζήτησης και επί της

⁷ Καταστάσεις υποφορτίσεων προκύπτουν, μεταξύ άλλων, από υποεκτίμηση της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής σε βαθμό που δεν αντισταθμίζεται από τη φόρτιση των μονάδων στα τεχνικά τους ελάχιστα αλλά απαιτεί τη φόρτιση αυτών σε ισχύες ελαφρώς χαμηλότερες. Η απόκλιση δηλαδή της μέσης προβλεπόμενης από την πραγματική Φ/Β παραγωγή είναι στις περιπτώσεις αυτές μεγαλύτερη από τη δυνατότητα αρνητικής εφεδρείας των μονάδων μέχρι τα τεχνικά τους ελάχιστα.

στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος. Οι μεγαλύτερες αιχμές της μετρηθείσας χρονοσειράς συμβάλλουν στην αύξηση των τιμών στιγμιαίων διεισδύσεων λαμβανόμενες ως ποσοστά % επί του φορτίου (Σχήμα Π1.7). Έτσι οι μέγιστες διεισδύσεις της Φ/Β και της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ αυξάνονται κατά 6-7 και 2-3 ποσοστιαίες μονάδες αντίστοιχα. Η επίπτωση στις διεισδύσεις της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ είναι μικρότερη λόγω ετεροχρονισμού των μέγιστων τιμών της αιολικής και της Φ/Β παραγωγής, γεγονός που απεικονίζεται στο Σχήμα Π1.8. Η επίπτωση είναι εμφανής και στις τιμές μέγιστων διεισδύσεων λαμβανόμενες επί της εφεδρείας του συστήματος, αφού οι σημειούμενες αιχμές της Φ/Β παραγωγής αντιστοιχούν σε λειτουργία του συστήματος με περιορισμένη εφεδρεία σε σχέση με τη συνολικά εγχεόμενη παραγωγή ΑΠΕ.



Σχήμα Π1.7: Κρήτη- Έτος 2015- Φ/Β 150 MW-Α/Π 250 MW. Καμπύλη διάρκειας της διείσδυσης Φ/Β ισχύος, λαμβανόμενη ως ποσοστό % επί της ισχύος φορτίου, για τις διαφορετικές θεωρήσεις χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής.



Σχήμα Π1.8: Κρήτη- Έτος 2015- Φ/Β 150 MW- Α/Π 250 MW. Καμπύλη διάρκειας της διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ, λαμβανόμενη ως ποσοστό % επί της ισχύος φορτίου, για τις διαφορετικές θεωρήσεις χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής.

Στις δύο εξεταζόμενες περιπτώσεις Φ/Β απόδοσης, παρατηρείται μικρή διαφοροποίηση των αποτελεσμάτων. Αύξηση της θεωρηθείσας τιμής απόδοσης ισοδυναμεί ποιοτικά με αντίστοιχη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β συλλεκτών- κατά 10% στη συγκεκριμένη περίπτωση. Δεδομένου ότι η Φ/Β παραγωγή εγγέεται στο δίκτυο χωρίς περικοπές, αύξηση της ισχύος Φ/Β συνδέεται με μείωση της εναπομένουσας ενέργειας ζήτησης, άρα μείωση της παραγόμενης ενέργειας των συμβατικών μονάδων, του ΥΒΣ και των Α/Π, μέσω του μειωμένου περιθωρίου απορρόφησης αιολικής παραγωγής από τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου. Σημειώνεται ότι η προκαλούμενη μείωση των δεικτών των Α/Π είναι της τάξης του 1% στις ΣΑΩΛ και 0.2% στον συντελεστή χρησιμοποίησης, δηλαδή πρακτικά αμελητέα. Οι συμβατικές μονάδες υποχρεώνονται σε μικρή μείωση της παραγωγής τους κατά 1-2% καθώς και της μέσης φόρτισής τους, ενώ οι καταστάσεις υποφορτίσεων συγκρατούνται σε μηδενικά επίπεδα.

Ακόμα, οι μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις Φ/Β ισχύος και ισχύος ΑΠΕ παρουσιάζουν μικρή αύξηση της τάξης του 3-4 και 1-2% αντίστοιχα, λαμβανόμενες ως ποσοστά επί της ισχύος φορτίου. Αξίζει, πάντως, να αναφερθεί ότι στην περίπτωση κλιμάκωσης της μετρηθείσας χρονοσειράς στην αυξημένη τιμή ενεργειακής απόδοσης εξακολουθεί να υφίσταται επάρκεια εφεδρείας για το 50% της συνολικά εγγεόμενης παραγωγής ΑΠΕ, παρά τις μεγαλύτερες αιχμές της χρονοσειράς.

Με βάση τα παραπάνω, καθίσταται σαφές ότι τα αποτελέσματα της ανάλυσης που παρουσιάζονται στην παρούσα εργασία και τα συμπεράσματα που εξάγονται δεν επηρεάζονται από τυχόν διαφοροποιήσεις στα αναμενόμενα επίπεδα Φ/Β παραγωγής.

Πίνακας Π1.1: Κρήτη- Έτος 2015 – Α/Π 11 MW – Φ/Β 5.2 MW. Ενεργειακά αποτελέσματα για τις συμβατικές μονάδες και τα Α/Π, για διαφορετικές θεωρήσεις της χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής και της ετήσιας ενεργειακής απόδοσης των Φ/Β συλλεκτών.

ΠΡΟΕΛΕΥΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΥΛΛΕ-ΚΤΩΝ (kWh/(kW*έτος))	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ					ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ					Φ/Β	
		Παραγόμενη Ενέργεια GWh	Μέση Ισχύς Φόρτισης (% της ικανότητας)	Μέση ισχύς υποφόρτισης ως ποσοστό τεχνικού ελαχίστου	Χρόνος υποφόρτισης (% του χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια υποφόρτισης συμβατικών (% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας)	Παραγόμενη Ενέργεια GWh	Απορριπτόμενη Ενέργεια GWh	Απορριπτόμενη Ενέργεια λόγω τεχνικού ελαχίστου GWh	ΣΑΩL h	Capacity Factor %	Παραγόμενη ενέργεια GWh	Capacity Factor %
ΣΥΝΘΕΤΙΚΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1449	2065.69	67.01	-	0.00	0.000	579.15	249.39	118.75	4156	26.45	217.36	16.54
	1600	2047.75	66.79	-	0.00	0.000	575.41	253.13	126.48	4115	26.27	240.01	18.27
ΜΕΤΡΗΘΕΙΣΑ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1449	2064.48	67.00	99.75	0.01	0.006	578.80	249.75	115.50	4151	26.43	217.36	16.54
	1600	2046.26	66.87	88.49	0.01	0.005	575.51	253.03	121.71	4114	26.28	240.01	18.27

Πίνακας Π1.2: Κρήτη- Έτος 2015 – Α/Π 250 MW – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW. Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις της ισχύος ΑΠΕ, Α/Π και Φ/Β (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστά % επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, % επί του φορτίου ζήτησης και % επί της στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος.

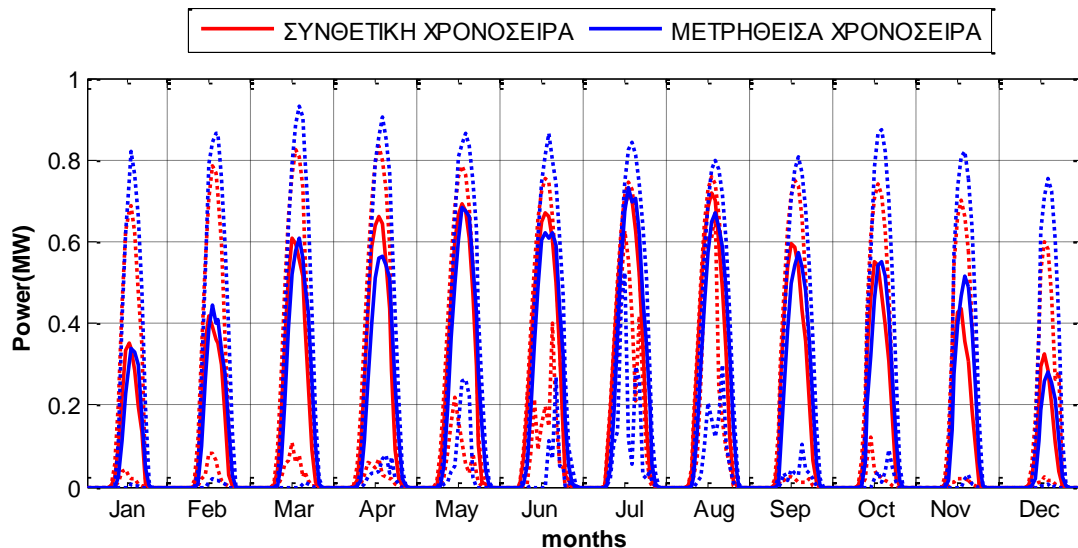
ΠΡΟΕΛΕΥΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΥΛΛΕΚΤΩΝ kWh/(kW*έτος)	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
		%	%	%	%	%	%	%	%	%
ΣΥΝΘΕΤΙΚΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1449	61.3	38.8	31.9	54.7	35.0	29.4	158.3	91.0	134.9
	1600	63.4	39.2	35.9	55.9	35.0	32.4	169.1	90.9	150.0
ΜΕΤΡΗΘΕΙΣΑ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1449	65.3	38.5	41.1	56.9	35.0	36.0	179.9	91.8	156.0
	1600	69.6	38.9	47.2	58.5	35.0	39.7	194.2	92.2	168.0

Πίνακας Π1.3: **Κρήτη- Έτος 2015 – Α/Π 250 MW – Φ/Β 150 MW – ΥΒΣ 150 MW.** Ποσοστά κάλυψης της ετήσιας ενέργειας φορτίου από τις συμβατικές μονάδες, Α/Π, Φ/Β και ΥΒΣ για διαφορετικές θεωρήσεις χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής και ετήσιας ενεργειακής απόδοσης Φ/Β συλλεκτών.

ΠΡΟΕΛΕΥΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΥΛΛΕΚΤΩΝ kWh/(kW*έτος)	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης				
		Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	ΥΒΣ	Απορριπτόμενο Φορτίο
		%	%	%	%	%
ΣΥΝΘΕΤΙΚΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1449	64.07	17.96	6.74	11.23	0.00
	1600	63.51	17.85	7.44	11.20	0.00
ΜΕΤΡΗΘΕΙΣΑ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1449	64.03	17.95	6.74	11.28	0.00
	1600	63.46	17.85	7.44	11.24	0.00

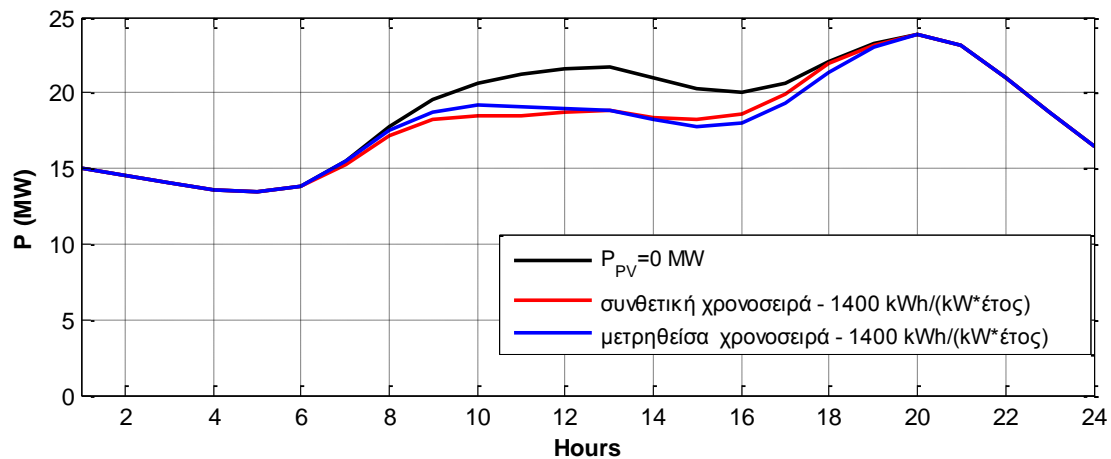
Π1.3: Διερεύνηση για νησιωτικά συστήματα μικρου μεγέθους- Σύστημα Σάμου

Όμοια διερεύνηση ως προς την προέλευση και την ετήσια απόδοση της χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής διεξήχθη για το μικρό νησιωτικό σύστημα της Σάμου. Χρησιμοποιείται η μετρηθείσα χρονοσειρά που παρουσιάζεται στο Π1.2, κλιμακωμένη αυτή τη φορά αναλογικά για τη θεωρηθείσα τιμή απόδοσης των Φ/Β συλλεκτών 1400 kWh/(kW*έτος). Στο Σχήμα Π1.9 παρουσιάζονται συγκριτικά οι μέσες, μέγιστες και ελάχιστες ημερήσιες καμπύλες των δύο χρονοσειρών, όπου επιβεβαιώνεται η μεγαλύτερη μεταβλητότητα των τιμών της μετρηθείσας χρονοσειράς, με μεγαλύτερη διαφορά στις σημειούμενες αιχμές της χρονοσειράς.



Σχήμα Π1.9: Μέγιστες, ελάχιστες και μέσες ημερήσιες καμπύλες της ωριαίας συνθετικής και μετρηθείσας χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής (ετήσιας απόδοσης 1400 kWh/kW) για κάθε μήνα του έτους.

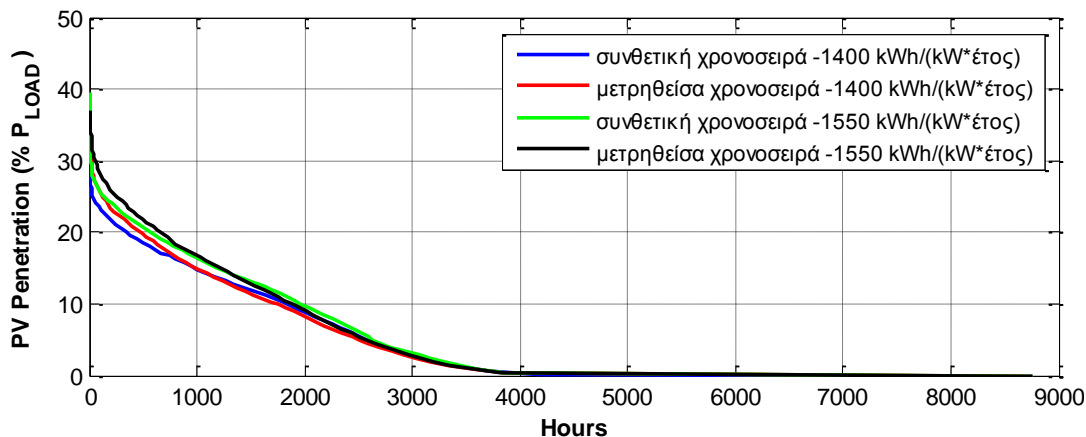
Προκειμένου να εξεταστεί η περίπτωση αυξημένης απόδοσης των Φ/Β σταθμών οι παραπάνω χρονοσειρές κλιμακώθηκαν αναλογικά για ετήσιες παραγωγές 1550 kWh/(kW*έτος). Οι επιπτώσεις από την χρήση των διαφορετικών χρονοσειρών παραγωγής στην μέση ημερήσια καμπύλη του έτους 2015 φαίνονται στο Σχήμα Π1.9. Για λόγους ευκρίνειας του σχήματος παραλείφθηκαν οι περιπτώσεις της αυξημένης απόδοσης, οι οποίες προκαλούν μικρή μετατόπιση των απεικονιζόμενων καμπυλών προς τα κάτω. Παρατηρείται μικρή ολίσηση της πραγματικής παραγωγής σε μεσημβρινές και απογευματινές ώρες σε σχέση με τη χρησιμοποιούμενη χρονοσειρά, η οποία φαίνεται να έχει ισοκατανεμημένη παραγωγή κατά τη διάρκεια της ημέρας.



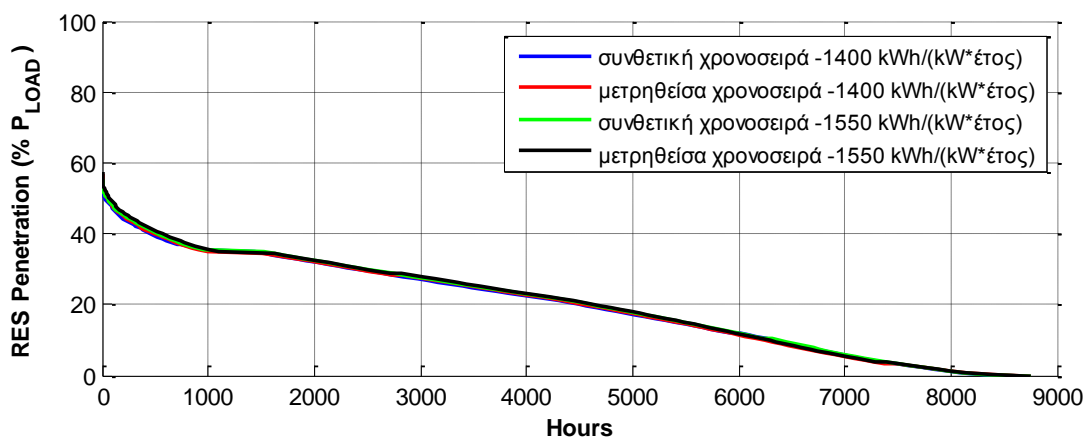
Σχήμα Π1.10: Σάμος- Έτος 2015- Φ/Β 5.5 MW. Μεταβολή της μέσης ημερήσιας καμπύλης φορτίου μειωμένης κατά την εγχεόμενη Φ/Β παραγωγή για το έτος για τις διαφορετικές θεωρήσεις χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής.

Στους Πίνακες Π1.4-Π1.6 δίνονται τα ενεργειακά αποτελέσματα όσον αφορά στις συμβατικές μονάδες, στα Α/Π, στους Φ/Β σταθμούς και στη λειτουργία του συστήματος συνολικά. Παρατηρείται και σε αυτή την περίπτωση αμελητέα διαφοροποίηση των αποτελεσμάτων από τη χρήση της πραγματικής χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής. Η σημειούμενη αύξηση των στιγμιαίων διεισδύσεων παραγωγής ΑΠΕ είναι της τάξης του 0.5-1%, μεταβολή πολύ μικρή η οποία σαφώς δεν επιδρά στην αξιοπιστία των αποτελεσμάτων της εργασίας. Ιδιαίτερας σημασίας είναι το γεγονός ότι οι υποφορτίσεις των μονάδων και οι καταστάσεις απόρριψης φορτίου συγκρατούνται σε μηδενικά επίπεδα, παρά τις μεγαλύτερες διακυμάνσεις τιμών της μετρηθείσας χρονοσειράς. Αυτό ανάγεται στην ασφαλή πολιτική εφεδρείας του συστήματος και στην πολιτική ένταξης των μονάδων με συνεκτίμηση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής.

Στα Σχήματα Π1.11 και Π1.12 διαπιστώνεται η επίπτωση της πραγματικής χρονοσειράς στις στιγμιαίες διεισδύσεις Φ/Β ισχύος και συνολικής ισχύος ΑΠΕ. Η επίπτωση στις διεισδύσεις της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ είναι μικρότερη λόγω ετεροχρονισμού των μέγιστων τιμών της αιολικής και της Φ/Β παραγωγής (Σχήμα Π1.12). Η επίπτωση είναι εμφανής και στις τιμές μέγιστων διεισδύσεων λαμβανόμενες επί της εφεδρείας του συστήματος, όπως φαίνεται στον Πίνακα Π1.5, αφού οι σημειούμενες αιχμές της Φ/Β παραγωγής αντιστοιχούν σε λειτουργία του συστήματος με περιορισμένη εφεδρεία σε σχέση με τη συνολικά εγχεόμενη παραγωγή ΑΠΕ (το οποίο ισοδυναμεί με αύξηση των τιμών ισχύος ΑΠΕ ως προς την εφεδρεία του συστήματος).



Σχήμα Π1.11: Σάμος- Έτος 2015- Φ/Β 5.5 MW- Α/Π 11 MW. Καμπύλη διάρκειας της διείσδυσης Φ/Β ισχύος, λαμβανόμενη ως ποσοστό % επί της ισχύος φορτίου, για τις διαφορετικές θεωρήσεις χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής.



Σχήμα Π1.12: Σάμος- Έτος 2015- Φ/Β 5.5 MW- Α/Π 11 MW. Καμπύλη διάρκειας της διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ, λαμβανόμενη ως ποσοστό % επί της ισχύος φορτίου, για τις διαφορετικές θεωρήσεις χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής.

Η αυξημένη κατά 11% τιμή απόδοσης ισοδυναμεί με αύξηση ίδιου μεγέθους της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β συλλεκτών, σε τιμή 6 MW, γεγονός που δεν επηρεάζει σημαντικά τα εξεταζόμενα μεγέθη. Εισάγεται μία ώρα υποφόρτισης στην ετήσια λειτουργία του συστήματος, με μικρό βάθος, γεγονός σίγουρα αμελητέο, ενώ το απορριπτόμενο φορτίο παραμένει σε μηδενικά επίπεδα. Προκαλείται, ακόμα, μείωση 0.15% στον συντελεστή χρησιμοποίησης των πάρκων και μικρή μείωση της μέσης φόρτισης των μονάδων. Οι στιγμιαίες διεισδύσεις, ως ποσοστό επί της ισχύος φορτίου, αυξάνονται περί το 1%. Λαμβάνοντας υπόψη την αυξημένη τιμή απόδοσης της μετρηθείσας χρονοσειράς, σε σχέση με την θεωρηθείσα τιμή 1400 kWh/kW της συνθετικής χρονοσειράς, προκύπτει συνολική αύξηση της διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ κατά 2% και μεταβολή του συντελεστή χρησιμοποίησης των πάρκων μικρότερη από 0.1%, μεταβολές που σίγουρα δεν αναιρούν τα αποτελέσματα της παρούσας εργασίας.

Πίνακας Π1.4: Σάμος- Έτος 2015 – Α/Π 11 MW – Φ/Β 5.5 MW Ενεργειακά αποτελέσματα για τις συμβατικές μονάδες και τα Α/Π, για διαφορετικές θεωρήσεις της χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής και της ετήσιας ενεργειακής απόδοσης των Φ/Β συλλεκτών.

ΠΡΟΕΛΕΥΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΥΛΛΕ-ΚΤΩΝ (kWh/(kW*έτος))	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ					ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ					Φ/Β	
		Παραγόμενη Ενέργεια GWh	Μέση Ισχύς Φόρτισης (% της ικανότητας)	Μέση ισχύς υποφόρτισης ως ποσοστό τεχνικού ελαχίστου	Χρόνος υποφόρτισης (% του χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια υποφόρτισης συμβατικών (% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας)	Παραγόμενη Ενέργεια GWh	Απορριπτόμενη Ενέργεια GWh	Απορριπτόμενη Ενέργεια λόγω τεχνικού ελαχίστου GWh	ΣΑΩΛ h	Capacity Factor %	Παραγόμενη ενέργεια GWh	Capacity Factor %
ΣΥΝΘΕΤΙΚΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1400	131.66	64.39	-	0.00	0.00	26.13	10.55	9.12	4344	27.12	7.70	15.98
	1550	130.98	64.32	96.90	0.01	0.01	25.99	10.70	9.28	4310	26.97	8.52	17.69
ΜΕΤΡΗΘΕΙΣΑ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1400	131.57	64.37	-	0.00	0.00	26.22	10.46	8.95	4348	27.21	7.70	15.98
	1550	130.88	64.24	99.35	0.01	0.01	26.08	10.60	9.10	4306	27.07	8.53	17.69

Πίνακας Π1.5: Σάμος- Έτος 2015 – Α/Π 11 MW – Φ/Β 5.5 MW. Μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις της ισχύος ΑΠΕ, Α/Π και Φ/Β (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 1%), ως ποσοστά % επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, % επί του φορτίου ζήτησης και % επί της στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος.

ΠΡΟΕΛΕΥΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΥΛΛΕΚΤΩΝ kWh/(kW*έτος)	$\frac{P_{RES}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_{Dmax}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{PV}}{SR} \Big _{1\%}$
		%	%	%	%	%	%	%	%	%
ΣΥΝΘΕΤΙΚΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1400	48.2	32.5	23.8	47.7	35.0	23.5	124.3	62.1	75.6
	1550	49.6	32.3	26.5	48.4	35.0	26.0	131.1	65.5	76.0
ΜΕΤΡΗΘΕΙΣΑ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1400	49.7	32.3	25.4	48.2	35.0	25.8	129.3	64.6	75.7
	1550	51.4	32.2	28.5	49.4	35.0	28.6	133.5	66.8	75.8

Πίνακας Π1.3: **Σάμος- Έτος 2015 – Α/Π 11 MW – Φ/Β 5.5 MW**. Ποσοστά κάλυψης της ετήσιας ενέργειας φορτίου από τις συμβατικές μονάδες, Α/Π και Φ/Β και για διαφορετικές θεωρήσεις χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής και ετήσιας ενεργειακής απόδοσης Φ/Β συλλεκτών.

ΠΡΟΕΛΕΥΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΥΛΛΕΚΤΩΝ kWh/(kW*έτος)	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			
		Συμβατικές Μονάδες	Α/Π	Φ/Β	Απορριπτόμενο Φορτίο
		%	%	%	%

ΣΥΝΘΕΤΙΚΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1400	79.56	15.79	4.65	0.00
	1550	79.15	15.70	5.15	0.00
ΜΕΤΡΗΘΕΙΣΑ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑ	1400	79.50	15.84	4.65	0.00
	1550	79.09	15.76	5.15	0.00

Π1.4: Συμπεράσματα

Από την παρούσα διερεύνηση προκύπτει ότι η μετρηθείσα χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής δεν οδηγεί σε διαφοροποίηση των ενεργειακών αποτελεσμάτων που προκύπτουν με τη συνθετική χρονοσειρά Φ/Β παραγωγής. Εμφανίζει απλά μεγαλύτερες διακυμάνσεις, δηλαδή οι μέγιστες και οι ελάχιστες τιμές της έχουν μεγαλύτερη απόκλιση από τη μέση, σε σχέση με τη συνθετική χρονοσειρά. Αυτό επιδρά ελαφρώς στις μέγιστες διεισδύσεις της Φ/Β ισχύος και της ισχύος ΑΠΕ, λαμβανόμενες ως ποσοστά επί της ισχύος φορτίου και επί της στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος. Οι καταστάσεις υποφορτίσεων των μονάδων και απόρριψης φορτίου συγκρατούνται και πάλι σε μηδενικές τιμές.

Η αυξημένη τιμή Φ/Β απόδοσης ισοδυναμεί ποιοτικά με αντίστοιχη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β συλλεκτών, με τις συνήθεις επιπτώσεις της αύξησης της Φ/Β διεισδυσης στα αυτόνομα μη-διασυνδεδεμένα συστήματα. Παρατηρείται δηλαδή μικρή μείωση των ενεργειακών μεγεθών των αιολικών πάρκων και της παραγωγής των συμβατικών μονάδων και του ΥΒΣ. Αντίθετα, αυξάνονται οι μέγιστες διεισδύσεις Φ/Β ισχύος και ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα και μειώνεται ελαφρώς η εφεδρεία του συστήματος.

Το μέγεθος των μεταβολών είναι τέτοιο ώστε σε κάθε περίπτωση να μην αναιρούνται τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα που εξάγονται στην παρούσα εργασία με χρήση των συνθετικών χρονοσειρών και του δεδομένου επιπέδου ηλιακής ακτινοβολίας.

