



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

Μελέτη εναλλακτικών μοντέλων πρόβλεψης παραγωγής φωτοβολταϊκών μονάδων και ενσωμάτωσης αυτών στο σχεδιασμό βέλτιστων στρατηγικών ιδιοκατανάλωσης για έξυπνα κτίρια

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Χριστίνα Δ. Μαλαπάνη

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Μάρτιος 2023



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

Μελέτη εναλλακτικών μοντέλων πρόβλεψης παραγωγής φωτοβολταϊκών μονάδων και ενσωμάτωσης αυτών στο σχεδιασμό βέλτιστων στρατηγικών ιδιοκατανάλωσης για έξυπνα κτίρια

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Χριστίνα Δ. Μαλαπάνη

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 9η Μαρτίου 2023:

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Πάυλος Γεωργιάκης
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Αντώνιος Παπαβασιλείου
Επικ. Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Μάρτιος 2023

.....
Χριστίνα Δ. Μαλαπάνη

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

Copyright © Χριστίνα Μαλαπάνη, Μάρτιος 2023

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Περίληψη

Οι μεγάλες ποσότητες CO₂ που εκπέμπονται από δραστηριότητες του κτιριακού τομέα αποτελούν έναν από τους σημαντικότερους παράγοντες πρόκλησης της κλιματικής αλλαγής. Μια αποτελεσματική λύση προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις, αποτελεί η ενσωμάτωση τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα κτίρια, με στόχο την εκμετάλλευση της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας, για την τροφοδότηση του συνόλου ή μέρους της ενεργειακής ζήτησης των κτιρίων. Ενώ έχουν εφαρμοστεί αρκετά διαφορετικά ρυθμιστικά πλαίσια με στόχο τη στροφή του ενδιαφέροντος των καταναλωτών προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και κυρίως στις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, τα τελευταία χρόνια υπάρχει η τάση προώθησης στρατηγικών ιδιοκατανάλωσης, ταυτοχρονισμού δηλαδή της τοπικής παραγωγής με την κατανάλωση, με στόχο την ελαχιστοποίηση ανταλλαγής ενέργειας με το δίκτυο. Μια λύση για την επίτευξη του σκοπού αυτού έγκειται στον βέλτιστο χρονοπρογραμματισμό των καταναλισκόμενων φορτίων, ώστε το συνολικό προφίλ ηλεκτρικής κατανάλωσης του κτιρίου να ταυτίζεται κατά το δυνατόν με το προφίλ της τοπικής παραγωγής, και απαιτεί την έγκαιρη πρόβλεψη της παραγωγής του οικιακού φωτοβολταϊκού, η οποία ενσωματώνεται σε ένα ευρύτερο πρόβλημα βελτιστοποίησης του ταυτοχρονισμού παραγωγής και κατανάλωσης. Η πρόβλεψη της συγκεκριμένης παραγωγής για την επόμενη μέρα αλλά και ενδοημερήσια πραγματοποιείται με χρήση δύο διαφορετικών μοντέλων πρόβλεψης χρονοσειράς, που αναπτύχθηκαν στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, της προσομοίωσης παραγωγής φωτοβολταϊκού PVWatts και του μοντέλου πρόβλεψης ARIMAX. Η αποδοτικότητα των τελευταίων αξιολογείται μέσω υπολογισμού διαφορετικών σφαλμάτων πρόβλεψης, ενώ παράλληλα πραγματοποιείται τεχνοοικονομική ανάλυση για τον έλεγχο της οικονομικής αποδοτικότητας του προτεινόμενου συστήματος.

Λέξεις κλειδιά

Ανανεώσιμες πηγές, φωτοβολταϊκά, ρυθμιστικό πλαίσιο, ιδιοκατανάλωση, ταυτοχρονισμός, μοντέλο πρόβλεψης, πρόβλημα βελτιστοποίησης, ARIMAX, PVWatts, σφάλμα μέτρησης, τεχνοοικονομική ανάλυση

Abstract

The large amounts of CO₂ emitted by activities in the building sector are one of the most important factors causing climate change. An effective solution to minimize the environmental impact is the integration of renewable energy technologies in buildings, with the aim of exploiting wind and solar energy, to supply all or part of the buildings' energy demand. While several different regulatory frameworks have been implemented with the aim of turning consumers' interest towards renewable energy sources, and mainly towards photovoltaic installations, in recent years there has been a tendency to promote self-consumption strategies, i.e., synchronizing local production with consumption, with the aim of minimizing energy exchange with the grid. A solution to achieve this goal lies upon the optimal timing of the electricity load operation, so that the overall electricity consumption profile of the building is identified as much as possible with the profile of the local production and is achieved through the timely prediction of the production of the residential photovoltaic, which is integrated into a wider problem of optimizing the simultaneity of production and consumption. The forecasting of the specific production for the next day as well as intraday is carried out using two different time series forecasting models, developed in the context of this thesis, the simulation of photovoltaic production, PVWatts, and the ARIMAX forecasting model. The efficiency of the latter is evaluated using different forecast error metrics, while at the same time, a techno-economic analysis is carried out to check the economic efficiency of the proposed system.

Key words

Renewables, photovoltaics, regulatory framework, self-consumption, synchronization, prediction model, optimization problem, ARIMAX, PVWatts, error metric, techno-economic analysis

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας, καθηγητή κ. Σταύρο Παπαθανασίου, ο οποίος με ενέπνευσε να ασχοληθώ περαιτέρω με τον τομέα της Ενέργειας.

Θα ήθελα ακόμη να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον κύριο Χρήστο Μαλαβάζο για την ευκαιρία που μου έδωσε να εκπονήσω τη διπλωματική στο περιβάλλον της εταιρείας Hypertech, για την καθοδήγηση και την ενθάρρυνση να εμβαθύνω στο συγκεκριμένο θέμα.

Η Hypertech υπήρξε καταλυτικός παράγοντας για τη διαμόρφωση του τρόπου σκέψης μου ως μηχανικός και γι' αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω τα άτομα της εταιρείας για το υπέροχο κλίμα, την αλληλοϋποστήριξη, την παρότρυνσή τους και τη διάθεση για μάθηση.

Επιπροσθέτως, θα ήθελα να αναφερθώ ξεχωριστά στο μέντορά μου, Γιώργο Γιαννάκη, με τον οποίο συνεργάστηκα στενά στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής και υπήρξε επάξιος καθοδηγητής, με συμβουλές σε κάθε κρίσιμο σημείο.

Τέλος, θέλω να ευχαριστήσω τις φίλες και τους φίλους μου, που είναι πάντα εκεί, καθώς και τη μητέρα μου, τον θείο και τον αδερφό μου, για την αγάπη, την στήριξη και την εμπιστοσύνη τους.

Πίνακας Περιεχομένων

Περίληψη	5
Abstract	6
Ευχαριστίες	7
Πίνακας Περιεχομένων	8
Κατάλογος Εικόνων	11
Κατάλογος Πινάκων	16
Συντομογραφίες	17
1 Εισαγωγή	20
1.1 Στόχοι.....	22
1.2 Σύνοψη.....	22
2 Θεωρητικό Υπόβαθρο	24
2.1 Κατανάλωση ενέργειας στον κτιριακό τομέα.....	24
2.1.1 Feed-in-Tariffs (FITs).....	24
2.1.2 Ενεργειακός συμψηφισμός (Net metering).....	25
2.1.3 Συμψηφισμός Λογαριασμών (Net billing).....	29
2.2 Ο ρόλος της ιδιοκατανάλωσης.....	30
2.2.1 Ιδιοκατανάλωση.....	30
2.2.2 Τεχνολογία φωτοβολταϊκών σε κτίρια	31
2.3 Μέθοδοι πρόβλεψης παραγωγής φωτοβολταϊκού	34
3 Προτεινόμενη μεθοδολογία	38
3.1 Πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού	39
3.1.1 Μοντέλο προσομοίωσης PVWatts.....	40
3.1.1.1 Μαθηματικό μοντέλο PVWatts	41

3.1.1.2	Επιλογή δεδομένων εισόδου	41
3.1.1.3	Προεπεξεργασία δεδομένων	43
3.1.1.4	Μετεπεξεργασία δεδομένων εξόδου	44
3.1.2	Μοντέλο πρόβλεψης ARIMAX.....	45
3.1.2.1	Μαθηματικό μοντέλο ARIMAX	45
3.1.2.2	Επιλογή δεδομένων εισόδου	47
	Προεπεξεργασία δεδομένων και παραμετροποίηση μοντέλου	50
3.1.2.3		50
3.1.2.4	Μετεπεξεργασία δεδομένων εξόδου	54
4	Αξιολόγηση	55
4.1	Μέθοδοι Αξιολόγησης.....	55
4.1.1	Κανονικοποιημένη ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (NRMSE).....	55
4.1.2	Μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα (MAPE).....	55
4.1.3	Τεχνοοικονομική Ανάλυση.....	55
4.2	Περιγραφή κτιριακής εγκατάστασης.....	57
4.3	Αποτελέσματα.....	59
4.3.1	Προσομοιώσεις - PVWatts	59
4.3.2	Πρόβλεψη - ARIMAX.....	76
4.3.2.1	Ενδοημερήσιες προβλέψεις	94
4.3.3	Αποτελέσματα προβλήματος βελτιστοποίησης.....	100
4.3.4	Τεχνοοικονομική ανάλυση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης.....	106
5	Σύνοψη	110
5.1	Σημαντικά ευρήματα.....	110
5.2	Μελλοντικές βελτιώσεις	110
6	Βιβλιογραφία	112
7	Παράρτημα	115

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Γραφική αναπαράσταση του duck curve με δεδομένα από ΑΕΜΟ.....	21
Εικόνα 2: Αναπαράσταση του πλαισίου “Feed-in-Tariff”	25
Εικόνα 3: Αναπαράσταση πλαισίου Ενεργειακού Συμψηφισμού	26
Εικόνα 4: Όρια ισχύος φωτοβολταϊκού net metering στην ηπειρωτική Ελλάδα και στα διασυνδεδεμένα νησιά	27
Εικόνα 5: Αναπαράσταση πλαισίου εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού.....	28
Εικόνα 6: Σχηματική αναπαράσταση ροών και πληρωμών ηλεκτρικής ενέργειας σε πλαίσιο net billing	29
Εικόνα 7: Οικιακό διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα	32
Εικόνα 8: Γωνία ζενίθ, κλίση, γωνία αζιμουθίου επιφάνειας και ηλιακή γωνία αζιμουθίου για κεκλιμένη επιφάνεια	33
Εικόνα 9: Πίνακας που υποδεικνύει τη συσχέτιση μεταξύ της παραγωγής του Φ/Β και των διαφόρων δεδομένων καιρού.....	48
Εικόνα 10: ADF τεστ στη χρονοσειρά παραγωγής του Φ/Β για το 2021.....	51
Εικόνα 11: ACF διάγραμμα συσχέτισης για k=50 lags.....	52
Εικόνα 12: PACF διάγραμμα συσχέτισης για k=50 lags.....	53
Εικόνα 13: Ετήσια κατανάλωση κατοικίας	58
Εικόνα 14: Εβδομαδιαία κατανάλωση κατοικίας για το μήνα Μάρτιο	58
Εικόνα 15: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 28 ^η Ιανουαρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά).....	60
Εικόνα 16: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 20 ^η Φεβρουαρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά).....	61
Εικόνα 17: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 6 ^η Μαρτίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά).....	62
Εικόνα 18: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 8 ^η Απριλίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά).....	63

Εικόνα 19: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 12 ^η Μαΐου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	64
Εικόνα 20: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 18 ^η Ιουνίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	65
Εικόνα 21: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 23 ^η Ιουλίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	66
Εικόνα 22: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 6 ^η Αυγούστου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	67
Εικόνα 23: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 9 ^η Σεπτεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	68
Εικόνα 24: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 25 ^η Οκτωβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	69
Εικόνα 25: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 17 ^η Νοεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	70
Εικόνα 26: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 8 ^η Δεκεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	71
Εικόνα 27: Εβδομαδιαία πρόβλεψη για Ιανουάριο 2021.....	72
Εικόνα 28: Εβδομαδιαία πρόβλεψη για Ιούλιο 2021.....	72
Εικόνα 29: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Ιανουάριο και Φεβρουάριο 2021	73
Εικόνα 30: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Μάρτιο και Απρίλιο 2021	73
Εικόνα 31: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Μάιο και Ιούνιο 2021.....	74
Εικόνα 32: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Ιούλιο και Αύγουστο 2021	74
Εικόνα 33: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Σεπτέμβριο και Οκτώβριο 2021.....	75
Εικόνα 34: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Νοέμβριο και Δεκέμβριο 2021	75
Εικόνα 35: Διακύμανση της τιμής του Pdc0 ανά μήνα	76
Εικόνα 36: ADF-test για ετήσια χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και ετήσια χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω)	77

Εικόνα 37: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων ενός έτους.....	77
Εικόνα 38: ADF-test για εξαμηνιαία χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και εξαμηνιαία χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω)	78
Εικόνα 39: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων 6 μηνών	78
Εικόνα 40: ADF-test για μηνιαία χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και μηνιαία χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω)	79
Εικόνα 41: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων ενός μήνα	79
Εικόνα 42: ADF-test για χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω) 15 ημερών.	80
Εικόνα 43: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων 15 ημερών	80
Εικόνα 44: ADF-test για χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω) μιας εβδομάδας.....	81
Εικόνα 45: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων μιας εβδομάδας	81
Εικόνα 46: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 28 ^η Ιανουαρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	82
Εικόνα 47: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 20 ^η Φεβρουαρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	83
Εικόνα 48: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 6 ^η Μαρτίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	84
Εικόνα 49: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 8 ^η Απριλίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	85
Εικόνα 50: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 12 ^η Μαΐου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	86
Εικόνα 51: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 18 ^η Ιουνίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	87

Εικόνα 52: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 23 ^η Ιουλίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	88
Εικόνα 53: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 6 ^η Αυγούστου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	89
Εικόνα 54: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 9 ^η Σεπτεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	90
Εικόνα 55: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 25 ^η Οκτωβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	91
Εικόνα 56: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 17 ^η Νοεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	92
Εικόνα 57: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 8 ^η Δεκεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)	93
Εικόνα 58: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 28 ^η Ιανουαρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).	94
Εικόνα 59: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 20 ^η Φεβρουαρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά)..	95
Εικόνα 60: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 6 ^η Μαρτίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).....	95
Εικόνα 61: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 8 ^η Απριλίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).....	96
Εικόνα 62: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 12 ^η Μαΐου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).....	96
Εικόνα 63: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 18 ^η Ιουνίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).	97
Εικόνα 64: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 23 ^η Ιουλίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).	97
Εικόνα 65: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 6 ^η Αυγούστου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).....	98
Εικόνα 66: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 9 ^η Σεπτεμβρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά)	98
Εικόνα 67: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 25 ^η Οκτωβρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).	99

Εικόνα 68: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 17 ^η Νοεμβρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).....	99
Εικόνα 69: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 8 ^η Δεκεμβρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).....	100
Εικόνα 70: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης συνολικής κατανάλωσης για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 28 ^η Ιανουαρίου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).	101
Εικόνα 71: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης κατανάλωσης μονάδας HVAC για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 28 ^η Ιανουαρίου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).	101
Εικόνα 72: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης συνολικής κατανάλωσης για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 23 ^η Ιουλίου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).....	102
Εικόνα 73: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης κατανάλωσης μονάδας HVAC για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 23 ^η Ιουλίου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).....	103
Εικόνα 74: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης συνολικής κατανάλωσης για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 6 ^η Αυγούστου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).	104
Εικόνα 75: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης κατανάλωσης μονάδας HVAC για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 6 ^η Αυγούστου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).	105

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Απόδοση φωτοβολταϊκού σε διάφορες κλίσεις και προσανατολισμούς.....	33
Πίνακας 2: Δεδομένα εισόδου και εξόδου για το μοντέλο PVWatts	43
Πίνακας 3: Βιβλιοθήκες και πακέτα που χρησιμοποιήθηκαν για την υλοποίηση του Physics-based μοντέλου	45
Πίνακας 4: Δεδομένα εισόδου και εξόδου για το μοντέλο ARIMAX.....	50
Πίνακας 5: Βιβλιοθήκες και πακέτα που χρησιμοποιήθηκαν για την υλοποίηση του μοντέλου ARIMAX	54
Πίνακας 6: Τεχνοοικονομική ανάλυση.....	56
Πίνακας 7: Χαρακτηριστικά ιδιωτικής κατοικίας	57
Πίνακας 8: Τεχνοοικονομική ανάλυση για 28 ^η Ιανουαρίου 2021	106
Πίνακας 9: Τεχνοοικονομική ανάλυση για 23 ^η Ιουλίου 2021	107
Πίνακας 10: Τεχνοοικονομική ανάλυση για 6 ^η Αυγούστου 2021	107

Συντομογραφίες

ACF	Autocorrelation Function
ADF	Augmented Dickey-Fuller
AIC	Akaike Information Criterion
ANN	Artificial Neural Network
AOI	Angle of Incidence
API	Application Programming Interface
AR	Autoregressive
ARIMA	Auto-regressive Integrated Moving Average
ARIMAX	Autoregressive Integrated Moving Average with Exogenous Covariates
ARMA	Autoregressive Moving Average
BAM	Building Asset Manager
BDT	Building Digital Twin
BIC	Bayesian Information Criterion
BIML	Building Information Management Layer
BPNN	Back-propagation in Neural Network
C-App	Citizen Application
CDT	Consumer Digital Twin
CHP	Combined heat and power
CiDT	Citizen Digital Twin
D-SRI	Dynamic Smart Readiness Indicator
DER	Distributed Energy Resource
DF	Diffusion Fraction
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance
DHR	Dynamic Harmonic Regression
DNI	Direct Normal Irradiance
ECMWF	European Center for Medium-Range Weather Forecasts
ECTs	Energy Community Tools

EEA	European Environment Agency
ETS	Exponential Trend Smoothing
EWB	Electric Water Heater
FITs	Feed-in-Tariffs
GHG	Greenhouse Gasses
GHI	Global Horizontal Irradiance
HMC	Higher-order Markov Chain
HPC	High-Performance Computing
HVAC	Heating, ventilation, and air-conditioning
IEA	International Energy Agency
KPI	Key Performance Indicator
KPSS	Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin
LSTM	Long Short-Term Memory
MA	Moving Average
MAE	Mean Absolute Error
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
MK	Mann-Kendall
ML	Machine Learning
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NRMSE	Normalized Root Mean Square Error
NWP	Numerical Weather Prediction
NZEBs	Nearly Zero Energy Buildings
ODFM	On-Demand Flexibility Manager
PACF	Partial Autocorrelation Function
PDF	Probability Distribution Function
POA	Plane-of-Array
PSS	Persistence
PV	Photovoltaic

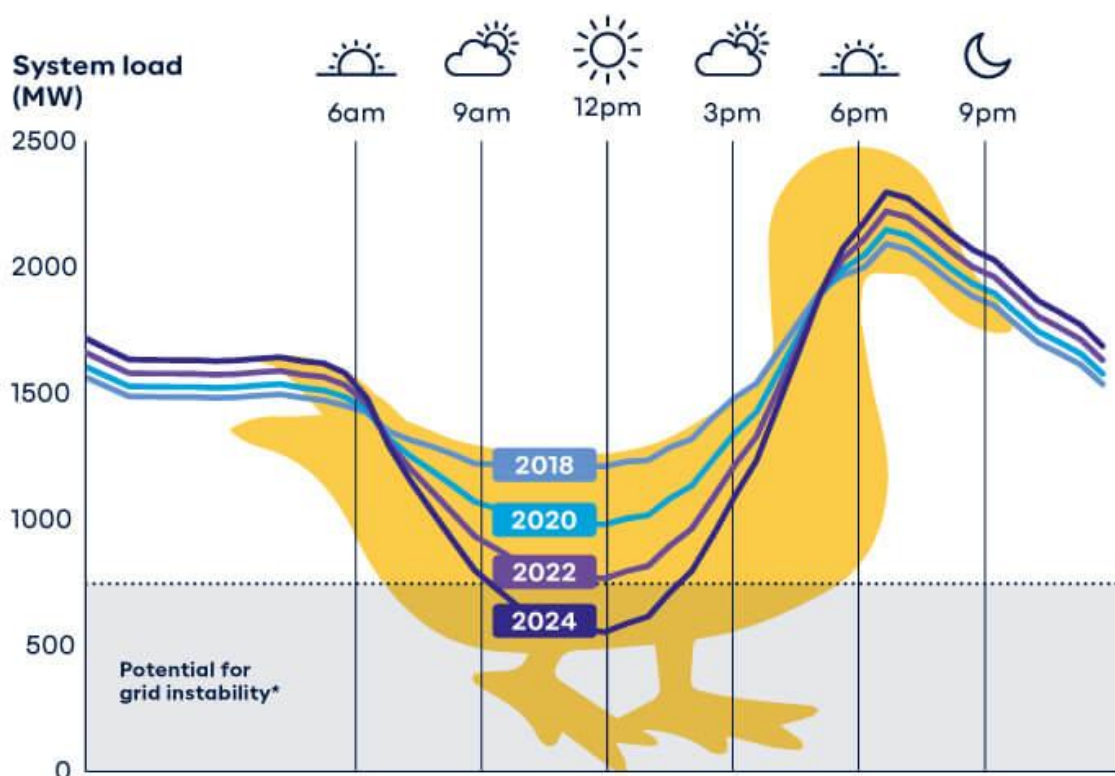
RES	Renewable Energy Sources
rMBE	relative Mean Bias Error
rRMSE	relative Root Mean Square Error
SARIMA	Seasonal Auto-regressive Integrated Moving Average
SAX	Symbolic Aggregate Approximation
SVM	Support Vector Machine
VNB	Virtual net-billing
VNM	Virtual net metering
ΣΗΘ	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας

1 Εισαγωγή

Ο κτιριακός τομέας είναι ένας από τους μεγαλύτερους παράγοντες που συμβάλλουν στην κλιματική αλλαγή, καθώς, σύμφωνα με την έκθεση “Buildings” του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (International Energy Agency “IEA”) 2022 [1], είναι υπεύθυνος για το 30% της συνολικής παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας και για το 27% των συνολικών εκπομπών επιβλαβών αερίων. Ως εκ τούτου, έχει γίνει αντιληπτό ότι απαιτείται στροφή σε πιο πράσινες και βιώσιμες λύσεις, προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκύπτουν από τις δραστηριότητες του κτιριακού τομέα. Μία από τις πιο αποτελεσματικές λύσεις για την επίτευξη αυτού του στόχου, είναι η ενσωμάτωση τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα κτίρια, η οποία επιτρέπει την τοπική παραγωγή ενέργειας και τροφοδοτεί το σύνολο ή μέρος της ενεργειακής ζήτησης του κτιρίου. Το 2021, για πρώτη φορά, ο IEA αναγνώρισε ότι «η ηλιακή ενέργεια είναι ο νέος βασιλιάς των αγορών ενέργειας» προσφέροντας «ένα από τα χαμηλότερα κόστη που έχουμε δει ποτέ». Τα επίπεδα ρεκόρ που επιτεύχθηκαν ως προς τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, τοποθετούν τα Φ/Β ως την κορυφαία ανανεώσιμη πηγή, και συνεπώς την ιδανικότερη για την επίτευξη της απανθρακοποίησης του κτιριακού τομέα. Η έκθεση IEA PVPS για το 2021 [2] υπογραμμίζει τις βασικές τάσεις για τις τεχνολογίες των φωτοβολταϊκών. Ο κτιριακός τομέας διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών, και για αυτό το λόγο, οι νέοι, βιώσιμοι οικοδομικοί κανονισμοί προωθούν την εγκατάσταση οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων. Όσο περισσότερα φωτοβολταϊκά συστήματα αναπτύσσονται και καταλαμβάνουν μεγαλύτερο μερίδιο ενεργειακής παραγωγής, προκύπτουν νέες τάσεις στα πλαίσια εκμετάλλευσης της παραγόμενης ενέργειας. Ο ενεργειακός συμψηφισμός για παράδειγμα, είναι ένα ρυθμιστικό πλαίσιο που επιτρέπει στον καταναλωτή να παράγει την ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζεται στο σπίτι του ή στο χώρο της εμπορικής του δραστηριότητας. Η παραγόμενη από το οικιακό φωτοβολταϊκό ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να καταναλώνεται άμεσα (ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης) ή να εγχέεται στο δίκτυο. Όταν δεν υπάρχει παραγωγή (νύχτα, συννεφιά), ο καταναλωτής μπορεί να προμηθευτεί ηλεκτρική ενέργεια απευθείας από το δίκτυο, η οποία συμψηφίζεται με την εγχέομενη. Το παρόν πλαίσιο, το οποίο θα εξηγηθεί αναλυτικότερα στο επόμενο κεφάλαιο, αντικαθίσταται σταδιακά από τη νέα γενιά ρυθμιστικών πλαισίων ηλιακής παραγωγής, στα οποία γίνεται διάκριση μεταξύ της παραγόμενης και της εγχέομενης στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό συμβαίνει αφού, για τους τεχνικούς σκοπούς του δικτύου, ο απώτερος στόχος είναι τα κτίρια – και εν γένει οι καταναλωτές – να συγχρονίζουν την παραγωγή με την κατανάλωσή τους ώστε να ελαχιστοποιείται η ενέργεια που εγχέεται ή απορροφάται από το δίκτυο, να υιοθετούν δηλαδή μια στρατηγική ιδιοκατανάλωσης.

Από πλευράς κτιρίου όμως, ο ταυτοχρονισμός της κατανάλωσης με την τοπική παραγωγή είναι δύσκολος, καθώς η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές είναι στοχαστική και σε ώρες που συνήθως δεν ταιριάζουν με το τυπικό προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού του μέσου καταναλωτή χαμηλής τάσης. Το φαινόμενο αυτό, γραφικά αναπαριστώμενο, ονομάζεται καμπύλη της πάπιας (duck curve) η οποία αποτυπώνει το εναπομείναν φορτίο που πρέπει να καλυφθεί από τους συμβατικούς παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, το duck curve αναφέρεται σε μια γραφική αναπαράσταση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο τις ημέρες και ώρες που η παραγωγή ηλιακής ενέργειας είναι υψηλή και η ζήτηση στο δίκτυο είναι χαμηλή. Όταν απεικονίζονται σε ένα γράφημα, οι γραμμές και οι καμπύλες σχηματίζουν ένα ευδιάκριτο σχήμα σαν πάπια. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 1, καθώς περισσότερη ηλιακή ενέργεια εξάγεται στο δίκτυο, συνήθως στο μέσο της ημέρας, τις ώρες δηλαδή που λάμπει ο ήλιος, οι καμπύλες βαθαινούν. Στη συνέχεια, καθώς ο ήλιος δύει και η ηλιακή ενέργεια σταματάει να παράγεται, η καμπύλη της πάπιας εμφανίζει συνήθως ακραίες αλλαγές στη ζήτηση και

το δίκτυο πρέπει να αρχίσει απότομα να τροφοδοτεί φορτία μεγάλου όγκου. Αυτές οι ακραίες αλλαγές στη ζήτηση μπορεί να έχουν ως αποτέλεσμα το δίκτυο να γίνει ασταθές.



Εικόνα 1: Γραφική αναπαράσταση του duck curve με δεδομένα από [AEMO](#)⁵.

Γίνεται εύκολα αντιληπτό πως η συγκεκριμένη καμπύλη θα πρέπει να εξομαλυνθεί, και μια στρατηγική προκειμένου να επιτευχθεί αυτός ο στόχος είναι η αποθήκευση ενέργειας. Παρόλα αυτά, οι τεχνολογίες ηλεκτροχημικής αποθήκευσης δεν είναι ακόμη ευρέως εφαρμόσιμες, καθώς το κόστος τους για μικρές εγκαταστάσεις (πχ κτίρια) δεν μπορεί να αποσβεστεί με τις παρούσες δυνατότητες ανταμοιβής από την αγορά και τα διαθέσιμα επιχειρηματικά μοντέλα. Για αυτόν το λόγο, η ερευνητική κοινότητα εξετάζει εναλλακτικές λύσεις για να μεγιστοποιήσει, κατά το δυνατόν, τον ταυτοχρονισμό κατανάλωσης και παραγωγής από ΑΠΕ, ώστε η παραχθείσα ενέργεια να μην εγχέεται στο δίκτυο, είτε μέσω κατανάλωσης είτε μέσω αποθήκευσης με χαμηλότερο κόστος. Μια κατηγορία λύσεων αφορά στον προγραμματισμό διαχείρισης της ζήτησης ενέργειας σε κτίρια και σπίτια χρησιμοποιώντας εξελιγμένους αλγόριθμους και μοντέλα βελτιστοποίησης. Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας και ως συμβολή στις ερευνητικές προσπάθειες, αναπτύχθηκαν δύο μοντέλα πρόβλεψης της παραγωγής οικιακού φωτοβολταϊκού, τα οποία ενσωματώνονται σε μια στρατηγική ιδιοκατανάλωσης για οικιακούς παραγωγούς- καταναλωτές (prosumers).

⁵ Πηγή: <https://www.synergy.net.au/Blog/2021/10/Everything-you-need-to-know-about-the-Duck-Curve>

1.1 Στόχοι

Η κατανάλωση ενέργειας σε οικιακό επίπεδο εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις συνήθειες και τις δραστηριότητες των κατοίκων. Στις μέρες μας η ερευνητική κοινότητα αναπτύσσει έξυπνα συστήματα που εκμεταλλεύονται την ενδογενή ευελιξία κατανάλωσης κάποιων φορτίων χωρίς να επηρεάζουν τις συνήθειες ή την άνεση των κατοίκων (πχ προθέρμανση χώρων, επίσπευση/καθυστέρηση λειτουργίας ηλεκτρικών συσκευών κλπ). Με χρήση αυτής της ευελιξίας λοιπόν, μπορεί να επιτευχθεί χρονοπρογραμματισμός των φορτίων ώστε το συνολικό προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρισμού του σπιτιού να πλησιάσει το προφίλ της τοπικής παραγωγής. Προκειμένου να γίνει ο βέλτιστος χρονοπρογραμματισμός που ελαχιστοποιεί τις ανταλλαγές ενέργειας μεταξύ κτιρίου και δικτύου είναι απαραίτητο να είναι γνωστό το ακριβές προφίλ της τοπικής παραγωγής. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της έγκαιρης και ακριβούς πρόβλεψης της παραγωγής του οικιακού φωτοβολταϊκού. Στην λύση που προτείνεται στην παρούσα εργασία, η διαδικασία πρόβλεψης πραγματοποιείται σε καθημερινή βάση, παρέχοντας προβλέψεις για την επόμενη ημέρα, και βελτιώσεις των προβλέψεων αυτών κατά τη διάρκεια της μέρας, βάσει των οποίων προγραμματίζεται η λειτουργία των έξυπνων συσκευών και συστημάτων του κτιρίου. Για το σκοπό αυτό, οι κύριοι στόχοι της εργασίας είναι:

- Εφαρμογή και δοκιμή αξιόπιστων μοντέλων για την πρόβλεψη της παραγωγής οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων για την επόμενη ημέρα, αλλά και ενδοημερήσια.
- Ενσωμάτωση μοντέλων πρόβλεψης σε ένα ευρύτερο πρόβλημα ιδιοκατανάλωσης που μεταφράζεται σε πρόβλημα βελτιστοποίησης του ταυτοχρονισμού παραγωγής και κατανάλωσης πίσω από το μετρητή (behind-the-meter).
- Τεχνοοικονομική ανάλυση των αποτελεσμάτων για να επαληθευτεί πως η λύση αυτή είναι οικονομικά συμφέρουσα.

1.2 Σύννομη

Τα ακόλουθα κεφάλαια οργανώνονται ως εξής:

Στο 2^ο κεφάλαιο περιγράφονται οι θεμελιώδεις έννοιες πάνω στις οποίες βασίστηκε η εργασία, εστιάζοντας στο πρόβλημα της αυξημένης κατανάλωσης ενέργειας στον κτιριακό τομέα και αναλύοντας τα ρυθμιστικά πλαίσια που έχουν εφαρμοστεί παγκοσμίως για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος, τα οποία αναλύονται στην Ενότητα 2.1. Η συμβολή της ιδιοκατανάλωσης παρουσιάζεται στην Ενότητα 2.2., στην οποία επιπλέον γίνεται μια εισαγωγή στις τεχνολογίες των οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων. Τέλος, στην Ενότητα 2.3 παρουσιάζονται οι μέθοδοι πρόβλεψης της φωτοβολταϊκής παραγωγής που μελετήθηκαν.

Στο 3^ο κεφάλαιο παρουσιάζεται η προτεινόμενη μεθοδολογία του προβλήματος βελτιστοποίησης της ιδιοκατανάλωσης με βάση τη διαχείριση των ενεργειακών πόρων ενός κτιρίου σύμφωνα με την προβλεπόμενη παραγωγή του οικιακού Φ/Β. Επιπλέον, στις ενότητες 3.1.1 και 3.1.2 περιγράφονται αναλυτικά οι μέθοδοι πρόβλεψης που επιλέχθηκαν, ενώ στις επιμέρους υποενότητες, πραγματοποιείται μαθηματική ανάλυση των μοντέλων (βλ. 3.1.1.1 και 3.1.2.1), και παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου (βλ. 0 και 3.1.2.2), αλλά και οι διαδικασίες προ- και μετεπεξεργασίας δεδομένων για τις δύο μεθόδους πρόβλεψης (βλ. 3.1.1.3, 3.1.1.4 και 3.1.2.3, 3.1.2.4).

Στο 4^ο κεφάλαιο, στην ενότητα 4.1, περιγράφονται οι δείκτες που επιλέχθηκαν για την αξιολόγηση του μοντέλου όσον αφορά τις μετρήσεις σφαλμάτων (βλ. 4.1.1 και 4.1.2) και την τεχνοοικονομική ανάλυση (βλ. 4.1.3). Επιπλέον, στην Ενότητα 4.2 περιγράφονται τα στοιχεία της κτιριακής εγκατάστασης από την οποία λάβαμε μετρήσεις τόσο για την κατανάλωση ενέργειας όσο και για τη Φ/Β παραγωγή. Τέλος, στην Ενότητα 4.3 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα πρόβλεψης που

προέκυψαν από την εφαρμογή των μοντέλων, καθώς και τα σφάλματα ακρίβειας αυτών, (βλ. 4.3.1 και 4.3.2), τα αποτελέσματα που ελήφθησαν από την χρήση των προβλέψεων για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης (βλ. 4.3.3), καθώς και η τεχνοοικονομική ανάλυση των αποτελεσμάτων, κατά την οποία επαληθεύεται η πρακτική εφαρμοσιμότητα της προτεινόμενης λύσης (βλ. 4.3.4).

Τέλος, στο 5^ο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στα σημαντικότερα ευρήματα της παρούσας εργασίας και τη συμβολή τους στην επίλυση του ευρύτερου προβλήματος της ιδιοκατανάλωσης (βλ. 5.1), ενώ παρατίθενται και πιθανές μελλοντικές βελτιώσεις (βλ. 5.2).

2 Θεωρητικό Υπόβαθρο

Η υψηλή κατανάλωση ενέργειας που χαρακτηρίζει τον κτιριακό τομέα δημιουργεί παγκόσμια ανησυχία. Σε αυτό το κεφάλαιο αναλύονται οι στρατηγικές που έχει υιοθετήσει η παγκόσμια κοινότητα προκειμένου να κατευθύνει το ενδιαφέρον των καταναλωτών προς την ενσωμάτωση τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα κτίρια και υπογραμμίζεται η σημασία της υιοθέτησης προτύπων ιδιοκατανάλωσης σε οικιακά περιβάλλοντα. Επιπλέον, εξηγείται λεπτομερώς η συμβολή σε αυτό το εγχείρημα, της τεχνολογίας φωτοβολταϊκών, καθώς και της πρόβλεψης της φωτοβολταϊκής παραγωγής.

2.1 Κατανάλωση ενέργειας στον κτιριακό τομέα

Τις τελευταίες δεκαετίες, έγιναν πολλές προσπάθειες να προχωρήσουμε ένα βήμα παραπέρα προς τις βιώσιμες πόλεις και να αντικαταστήσουμε τους παραδοσιακούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που βασίζονται σε ορυκτά, με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ωστόσο, έχει γίνει αντιληπτό ότι απαιτούνται περισσότερες προσπάθειες ώστε να πραγματοποιηθεί η μετάβαση σε μια πιο πράσινη και βιώσιμη κοινωνία με λιγότερες επιπτώσεις στη φύση και το περιβάλλον. Μία λύση αποτελεί η ενσωμάτωση τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα κτίρια. Αυτό επιτρέπει τοπική παραγωγή ηλεκτρισμού, η οποία μπορεί να καλύψει το σύνολο ή μέρος της ηλεκτρικής κατανάλωσης του κτιρίου. Υπάρχουν πολλοί περιορισμοί σχετικά με τη χρήση τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε κτίρια, όπως η χαμηλή τους απόδοση, η μεγάλη επιφάνεια που απαιτείται για την εγκατάσταση του συστήματος και το υψηλό κόστος αποθήκευσης. Ως εκ τούτου, η κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους της ζήτησης φορτίου στα κτίρια, βασιζόμενη μόνο σε συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αποτελεί πρόκληση. Μια κατεύθυνση που ακολουθεί η ερευνητική κοινότητα προκειμένου να λύσει το παραπάνω πρόβλημα αφορά τον προγραμματισμό και τη διαχείριση της ζήτησης ενέργειας σε κτίρια και σπίτια ανάλογα με την τοπική παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, χρησιμοποιώντας εξελιγμένους αλγόριθμους και μοντέλα βελτιστοποίησης. Προκειμένου όμως να προωθηθούν οι συγκεκριμένες τεχνολογίες, θα πρέπει να αυξηθούν οι επενδύσεις των καταναλωτών στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Για το σκοπό αυτό, η παγκόσμια κοινότητα έχει εισαγάγει διάφορα ρυθμιστικά πλαίσια. Το μοντέλο εγγυημένων σταθερών τιμών (Feed-in-Tariffs), ο ενεργειακός συμψηφισμός (Net Metering) και ο Συμψηφισμός Λογαριασμών (Net Billing) είναι, μεταξύ άλλων, μερικές από τις στρατηγικές που θα περιγραφούν σε αυτό το υποκεφάλαιο.

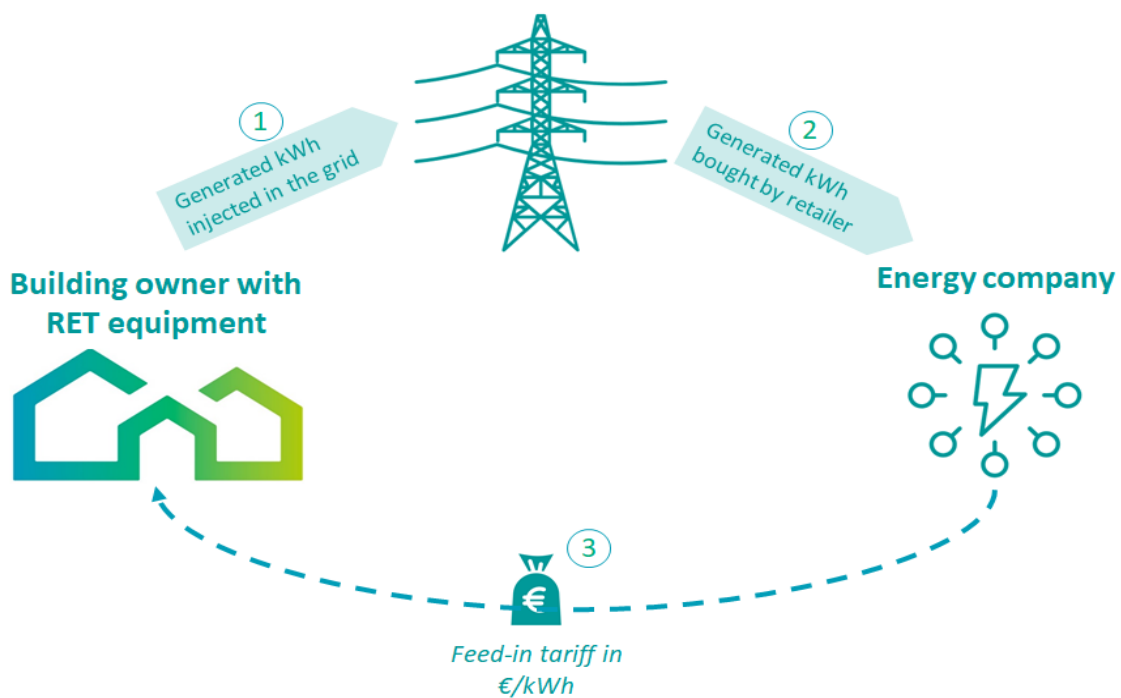
2.1.1 Feed-in-Tariffs (FITs)

Το feed-in-tariff είναι ένα εργαλείο που σχεδιάστηκε για την προώθηση των επενδύσεων σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Συγκεκριμένα, οι παραγωγοί ενέργειας μικρής κλίμακας, εγγέαν στο δίκτυο την ενέργεια που παρήγαγαν, συνήθως ηλιακή ή αιολική ενέργεια, έναντι αντιτίμου αρκετά υψηλότερου από τις τιμές που επικρατούσαν στην αγορά. Τα FITs θεωρήθηκαν απαραίτητα για την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα αρχικά στάδια της ανάπτυξής τους, όταν η παραγωγή συχνά δεν ήταν οικονομικά συμφέρουσα, και συνήθως περιλάμβαναν μακροπρόθεσμες συμφωνίες και τιμές που συνδέονταν με το κόστος παραγωγής της εν λόγω ενέργειας. Τα μακροπρόθεσμα συμβόλαια και οι εγγυημένες τιμές προστάτευαν τους παραγωγούς από ορισμένους από τους εγγενείς κινδύνους της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ενθαρρύνοντας έτσι τις επενδύσεις και την ανάπτυξη των τελευταίων. Οποιοσδήποτε παρήγαγε ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ήταν επιλέξιμος για feed-in tariff, αλλά εκείνοι που το εκμεταλλεύονταν συχνότερα ήταν, μεταξύ άλλων, ιδιοκτήτες κατοικιών, ιδιοκτήτες επιχειρήσεων και ιδιωτικοί επενδυτές. Γενικά, τα FIT είχαν τρεις παροχές:

- Εγγυούνταν πρόσβαση στο δίκτυο, που σημαίνει ότι οι παραγωγοί ενέργειας είχαν πρόσβαση στο δίκτυο.
- Προσέφεραν μακροπρόθεσμα συμβόλαια, συνήθως από 15 έως 25 χρόνια.

- Προσέφεραν εγγυημένες τιμές αγοράς με βάση το κόστος, που σημαίνει ότι οι παραγωγοί ενέργειας πληρώνονταν ανάλογα με τους πόρους και το κεφάλαιο που επένδυναν για την παραγωγή της ενέργειας.

Παρά τον επιτυχημένο ρόλο που διαδραμάτισαν τα FITs στην προώθηση της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι περισσότερες χώρες έχουν απομακρυνθεί από αυτά, αναζητώντας εναλλακτικές με κύριο γνώμονα την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών στις ενεργειακές αγορές, αλλά και την ιδιοκατανάλωση της ανανεώσιμης ενέργειας που παράγεται. Το σχήμα FIT απεικονίζεται γραφικά στην Εικόνα 2.



Εικόνα 2: Αναπαράσταση του πλαισίου “Feed-in-Tariff”⁶

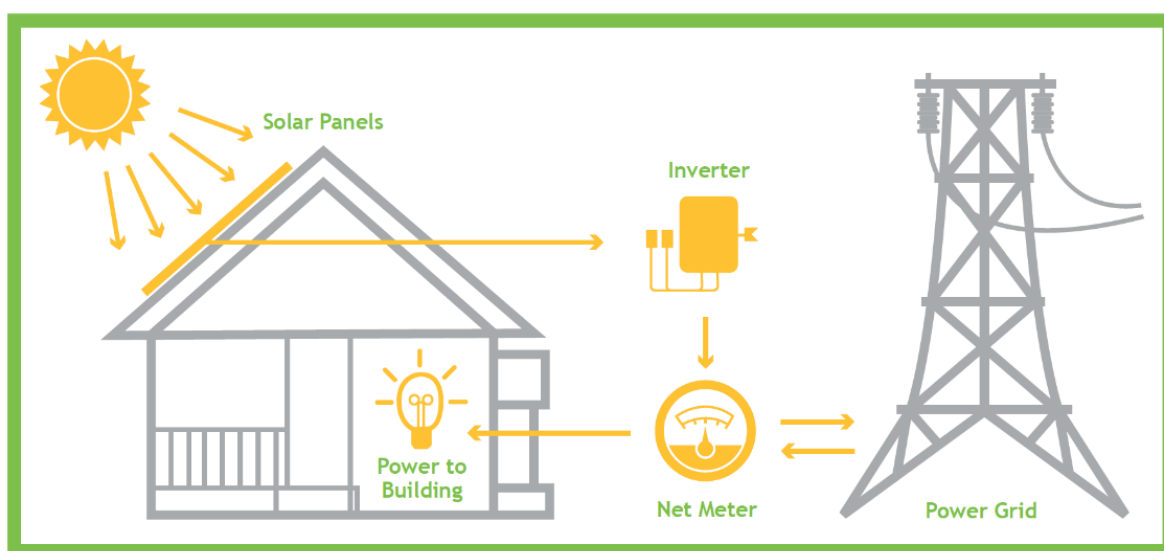
2.1.2 Ενεργειακός συμψηφισμός (Net metering)

Ο Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net metering) είναι ένα ρυθμιστικό πλαίσιο βάσει του οποίου η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο μπορεί να χρησιμοποιηθεί αργότερα για να αντισταθμίσει την κατανάλωση σε περιόδους όπου η τοπική παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν επαρκεί. Με άλλα λόγια, στο πλαίσιο αυτού του συστήματος, οι καταναλωτές χρησιμοποιούν το δίκτυο ως εφεδρικό σύστημα για την αποθήκευση της περίσσειας παραγωγής ενέργειας. Η ισχύουσα περίοδος χρέωσης μπορεί να εκτείνεται από μία ώρα ως και ένα έτος, με δυνατότητα ανανέωσης. Κάθε τρία χρόνια, ωστόσο, εφαρμόζεται οριστική εκκαθάριση και ο

⁶Πηγή: <https://renovation-hub.eu/business-models/feed-in-remuneration-scheme/>

παραγωγός δεν λαμβάνει αποζημίωση για τυχόν πλεονάζουσα παραγωγή ενέργειας. Συνεπώς, είναι προτιμότερο η ετήσια παραγωγή του Φ/Β να μην υπερβαίνει τη συνολική ετήσια κατανάλωση.

Τα συστήματα Net metering έχουν αποδειχθεί αποτελεσματικά για την εκκίνηση των αγορών κατανεμημένης παραγωγής. Από την πλευρά των καταναλωτών, ο ενεργειακός συμψηφισμός είναι μια ελκυστική και εύκολη στην εφαρμογή και στην κατανόηση πρακτική, καθώς βασίζεται στη χρήση ενός μόνο μετρητή. Συγκεκριμένα, επιτρέπει στο δίκτυο να λειτουργεί ως γιγάντια μπαταρία για το Φ/Β σύστημα του καταναλωτή. Όταν λάμπει ο ήλιος, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια θα χρησιμοποιηθεί για την τροφοδοσία του σπιτιού και ο ηλεκτρικός μετρητής δεν θα περιστρέφεται. Όταν παράγεται περισσότερη ενέργεια από αυτή που χρησιμοποιείται, η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας ρέει πίσω στο δίκτυο και ο μετρητής περιστρέφεται προς τα πίσω. Όταν η παραγόμενη ηλιακή ηλεκτρική ενέργεια δεν επαρκεί για τις ανάγκες κατανάλωσης της οικίας, ο μετρητής περιστρέφεται προς τα εμπρός, απορροφώντας ενέργεια από το δίκτυο, όπως στην κλασική περίπτωση. Η διαδικασία αυτή παρουσιάζεται στην Εικόνα 3:



Εικόνα 3: Αναπαράσταση πλαισίου Ενεργειακού Συμψηφισμού⁷

Γενικά, το μέγεθος του συστήματος στο οποίο εφαρμόζεται το πλαίσιο του ενεργειακού συμψηφισμού είναι περιορισμένο. Βάσει υπουργικής απόφασης προβλέπεται πως η μέγιστη ισχύς φωτοβολταϊκού φτάνει μέχρι τα 20kW (ηπειρωτική χώρα & διασυνδεδεμένα νησιά) ή μέχρι το 50% της συμφωνημένης ισχύος της εγκατάστασης κατανάλωσης (σε kVA), εφόσον το τελευταίο μέγεθος υπερβαίνει τα 20 kWp. Ειδικά για αυτοπαραγωγούς μέσης τάσης, νομικά πρόσωπα, δημοσίου ή ιδιωτικού δικαίου, που επιδιώκουν κοινωφελείς ή άλλου δημοσίου συμφέροντος σκοπούς, γενικής ή τοπικής εμβέλειας, και Ενεργειακές Κοινότητες, η ισχύς κάθε φωτοβολταϊκού συστήματος μπορεί να ανέρχεται έως και στο 100% του αθροίσματος της συμφωνημένης ισχύος του συνόλου των συμψηφιζόμενων καταναλώσεων [3]. Στην Εικόνα 4 παρουσιάζεται ο αναλυτικός πίνακας στον οποίο αναγράφονται τα ελληνικά όρια ισχύος που αφορούν κάθε είδος/μέγεθος εγκατάστασης φωτοβολταϊκών που υπόκειται σε καθεστώς net metering.

⁷ Source: Google Images, <https://zerocarbon.com.pk/how-net-metering-works-in-pakistan/>

Διασυνδεδεμένο Σύστημα				
Επίπεδο τάσης	Τυποποιημένο μέγεθος παροχής	Συμφωνημένη Ισχύς (ΣΙ) παροχής (kVA)	Μέγιστη επιτρεπτή ισχύς φωτοβολταϊκού συστήματος αυτοπαραγωγής (kWp)	
			Φυσικά ή νομικά πρόσωπα	ΝΠΙΔ ή ΝΠΔΔ, κοινωφελούς ή άλλου δημοσίου συμφέροντος σκοπού και Ενεργειακές Κοινότητες
Χαμηλή τάση	03	8	5	5
	05	12	5	5
	1	15	15	15
	2	25	20	25
	3	35	20	35
	4	55	27,5	55
	5	85	42,5	85
	6	135	67,5	100
7	250	100	100	
Μέση τάση	-	-	100%*ΣΙ και μέχρι 1 MWp	100%*ΣΙ και μέχρι 1 MWp

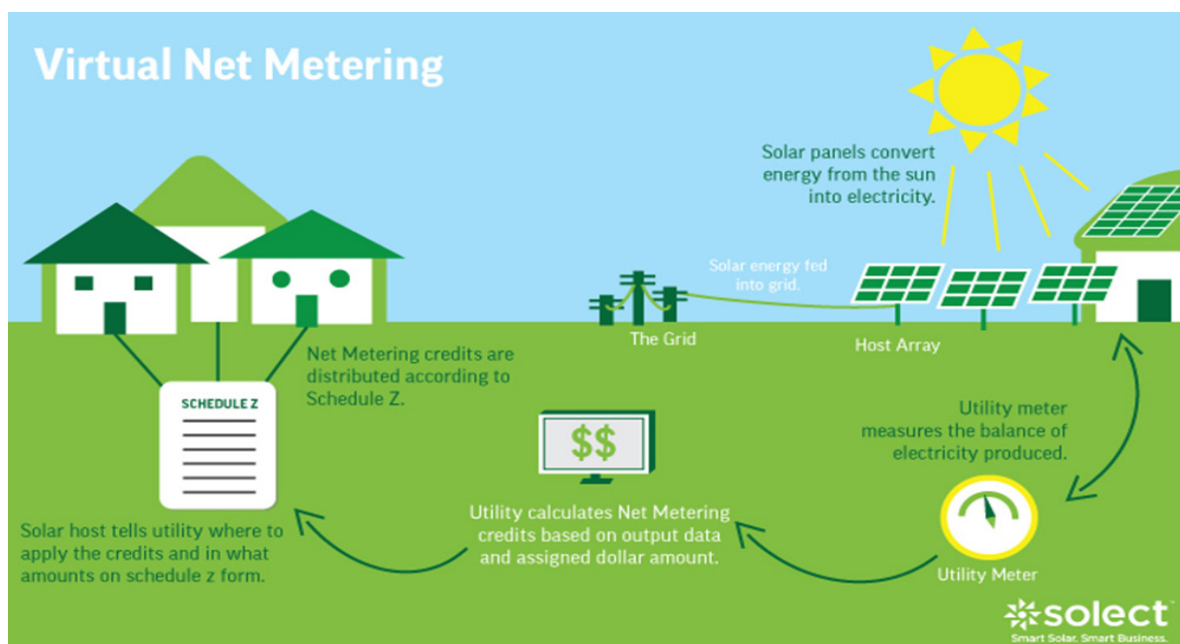
Ειδικώς στην Πελοπόννησο (συμπεριλαμβανομένου του τμήματος κατάντη του ΚΥΤ Κουμουνοδούρου προς Πελοπόννησο) και στο τμήμα της Εύβοιας νοτιώς του Αλιβερίου, καθώς και στα νησιά Άνδρο και Τήνο, η μέγιστη ισχύς φωτοβολταϊκού συστήματος περιορίζεται επί του παρόντος στα 20 kWp.

Εικόνα 4: Όρια ισχύος φωτοβολταϊκού net metering στην ηπειρωτική Ελλάδα και στα διασυνδεδεμένα νησιά⁸

Ο Εικονικός Ενεργειακός Συμψηφισμός (Virtual net metering “VNM”), από την άλλη πλευρά, είναι ένα σύστημα πίστωσης λογαριασμών για ηλιακή ενέργεια το οποίο εφαρμόζεται είτε σε νομικά πρόσωπα, είτε στα πλαίσια μιας κοινότητας. Αφορά την περίπτωση που η ηλιακή ενέργεια δεν παράγεται τοπικά, αλλά αντ' αυτού το σύστημα παραγωγής εγκαθίσταται εξωτερικά και η παραγόμενη ενέργεια μοιράζεται μεταξύ των συνδρομητών. Στην περίπτωση αυτή, ο καταναλωτής λαμβάνει πιστώσεις στο λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος για την πλεονάζουσα ενέργεια που παράγεται από το μερίδιό του στην απομακρυσμένη Φ/Β εγκατάσταση. Ένας καταναλωτής δηλαδή που έχει στην κατοχή του μερίδιο από τα ηλιακά πάνελ της κοινοτικής συστοιχίας μπορεί να απολαμβάνει μειωμένες τιμές ενέργειας χωρίς να χρειάζεται να προβεί σε αγορά εξοπλισμού. Το virtual net metering προσφέρει ουσιαστικά τη δυνατότητα στους εμπλεκόμενους να συμψηφίζουν τις kWh που παράγονται από το αντίστοιχο μερίδιο της ηλιακής συστοιχίας που έχουν στην κατοχή τους, με τις καταναλώσεις τους. Ζητήματα όπως η συντήρηση, οι εγγυήσεις και ο εξοπλισμός είναι αρμοδιότητα του ιδιοκτήτη, επομένως δεν επιβαρύνουν την ενεργειακή κοινότητα. Βάσει της Ελληνικής νομοθεσίας, η εγκατάσταση Φ/Β παραγωγής πρέπει να βρίσκεται στην ίδια περιφερειακή ενότητα με τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης στις οποίες έχει εκχωρηθεί και οι οποίες συνδέονται με

⁸ Πηγή: <https://www.oleng.eu/net-metering/>

το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο. Μόνη εξαίρεση αποτελεί η Αττική, όπου επιτρέπεται ο συμψηφισμός παραγωγής από όμορη περιφέρεια με καταναλώσεις εντός Αττικής. Στα μη συνδεδεμένα νησιά, ο σταθμός ΑΠΕ πρέπει να είναι εγκατεστημένος στο ίδιο ηλεκτρικό σύστημα με τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης με τις οποίες έχει εκχωρηθεί. Όπως και στην περίπτωση του net metering, ο συμψηφισμός της παραγόμενης-καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται μέχρι το τέλος της τριετίας, οπότε και γίνεται οριστική εκκαθάριση. Μια αναπαράσταση του τρόπου λειτουργίας αυτού του σχήματος μπορεί να βρεθεί στην Εικόνα 5:



Εικόνα 5: Αναπαράσταση πλαισίου εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού⁹

Βασικές διαφορές μεταξύ του virtual net metering και του net metering:

- Στο virtual net metering μπορούν να συμμετέχουν περισσότερες από μία απομακρυσμένες καταναλώσεις, ενώ στο net metering μόνο μία κατανάλωση συνδέεται ηλεκτρικά με τον σταθμό Φ/Β παραγωγής.
- Στην περίπτωση του net metering, λαμβάνεται υπόψη η ταυτόχρονη παραγωγή και κατανάλωση, άρα μειώνεται η απορροφούμενη ενέργεια από το δίκτυο, η οποία επιβαρύνεται με τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις (π.χ. για διανομή, μεταφορά).

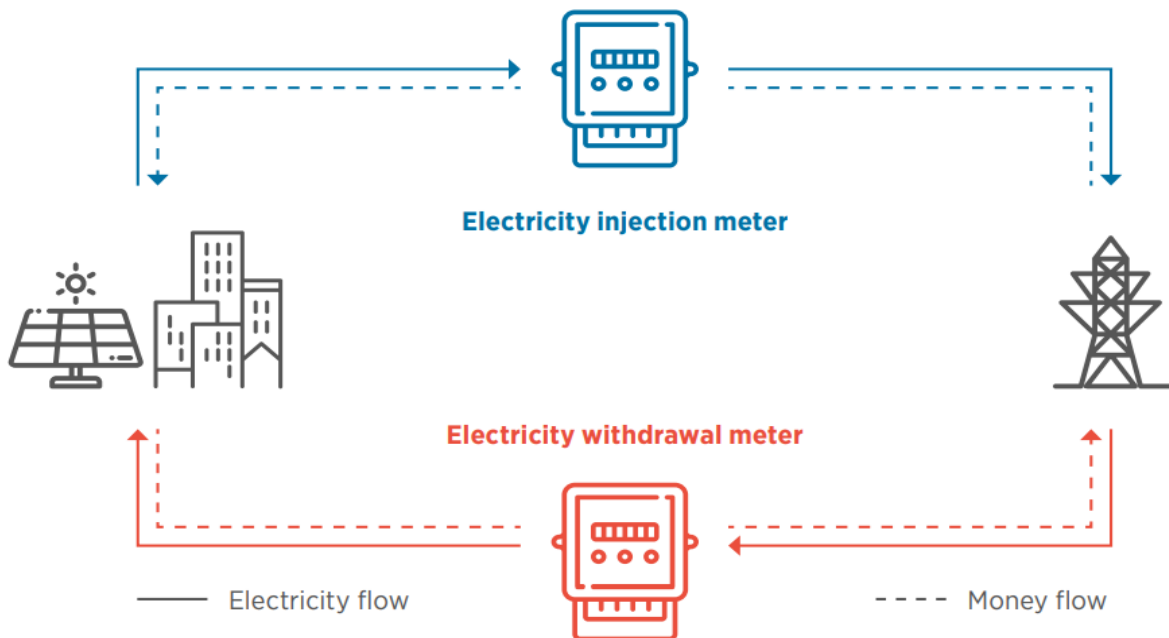
Από πλευράς συστήματος, ωστόσο, το net metering εγείρει ανησυχίες όταν εφαρμόζεται σε μεγάλη κλίμακα. Σύμφωνα με αυτό το μοντέλο, οι καταναλωτές με αυτοπαραγωγή χρησιμοποιούν το δίκτυο για να αποθηκεύουν τεχνητά την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε μια χρονική στιγμή για να την καταναλώνουν σε μια άλλη χρονική στιγμή, χωρίς να αντικατοπτρίζουν την αξία της ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να διαφέρει σημαντικά μεταξύ των χρονικών περιόδων. Αυτό, σε συνδυασμό με την ενέργεια που παράγεται ταυτόχρονα από πολλά μικρά Φ/Β συστήματα, αλλά και την αδυναμία του δικτύου να διαχειριστεί κατανεμημένη έγχυση ενέργειας στη διανομή, δημιουργεί αστάθεια στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Όσον αφορά τον καταναλωτή από την άλλη, μετά τη λήξη της περιόδου τιμολόγησης, η πλεονάζουσα ενέργεια που παράγεται χάνεται, χωρίς ο καταναλωτής να μπορεί να επωφεληθεί από αυτήν. Μια εναλλακτική προσέγγιση για την καθαρή μέτρηση παρέχεται από το

⁹ Source: Google Images, http://www.oikiakistegi.gr/news_more.php?id=36531456491834

ιταλικό σύστημα «Net Billing», το οποίο αποζημιώνει τον παραγωγό-καταναλωτή βάσει της αξίας της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο.

2.1.3 Συμψηφισμός Λογαριασμών (Net billing)

Το Net billing είναι ένα ρυθμιστικό πλαίσιο βάσει του οποίου, η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο, μπορεί να χρησιμοποιηθεί αργότερα ως χρηματική πίστωση για την αντιστάθμιση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται κατά την περίοδο που δεν επαρκεί η επιτόπια παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οπότε η αξία της περίσσειας ενέργειας είναι χαμηλότερη από τη λιανική τιμή της. Στο πλαίσιο του net billing, το τιμολόγιο που εκδίδεται από τον προμηθευτή βασίζεται στην αξία της απορροφώμενης ενέργειας, από την οποία αφαιρείται η αξία της εγχεόμενης ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή, τυχόν πλεόνασμα εγχεόμενης ενέργειας που απομένει κατά τη διάρκεια της περιόδου χρέωσης πιστώνεται σε χρηματικές μονάδες στην επόμενη περίοδο χρέωσης. Η πλεονάζουσα ενέργεια αποτιμάται λαμβάνοντας υπόψη την πραγματική αξία της ενέργειας εκείνη τη χρονική στιγμή (η οποία θα είναι μάλλον χαμηλή λόγω της ταυτόχρονης έγχυσης ενέργειας από όλες τις Φ/Β μονάδες). Στην περίπτωση που το όφελος που προκύπτει από την εξαγόμενη ηλεκτρική ενέργεια δεν ξεπερνά το κόστος της εισαγόμενης από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας τότε ο καταναλωτής θα καταβάλλει την χρηματική διαφορά. Στην περίπτωση που το όφελος που προκύπτει από την εξαγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ξεπερνά το κόστος της εισαγόμενης από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας τότε το πλεονάζον χρηματικό ποσό θα πιστώνεται για την επόμενη περίοδο τιμολόγησης. Το συγκεκριμένο πλαίσιο προϋποθέτει δύο διαφορετικές ροές ενέργειας που μπορεί σχετίζονται με διαφορετικές τιμές. Το κόστος που σχετίζεται με αυτές τις δύο ροές συμψηφίζεται για τον υπολογισμό της ελάφρυνσης στον λογαριασμό ηλεκτρικής ενέργειας του αγοραστή. Η Εικόνα 6 απεικονίζει τη ροή των πληρωμών ηλεκτρικής ενέργειας και τη ροή ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα πλαίσιο net billing, για το οποίο απαιτούνται δύο μετρητές. Όπως φαίνεται, η ροή της ενέργειας είναι αντιστρόφως ανάλογη της ροής των χρημάτων, δηλαδή όσο ο χρήστης εγχέει ενέργεια στο δίκτυο, κερδίζει χρήματα, και το αντίστροφο.



Εικόνα 6: Σχηματική αναπαράσταση ροών και πληρωμών ηλεκτρικής ενέργειας σε πλαίσιο net billing¹⁰

¹⁰ Source: <https://www.irena.org>

Οι παραλλαγές των τιμολογίων αντιστάθμισης για την εγγεόμενη ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια που υπάρχουν στο πλαίσιο του net billing μπορούν να παρακινήσουν τους αγοραστές να εγγέουν ενέργεια στο δίκτυο όταν οι τιμές αντιστάθμισης είναι υψηλότερες, και να μεγιστοποιούν την ιδιοκατανάλωσή τους, ή να αποθηκεύουν ηλεκτρική ενέργεια όταν οι τιμές αυτές είναι χαμηλότερες. Για να γίνει πλήρης εκμετάλλευση του net billing για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, η μέθοδος καθορισμού των τιμών θα πρέπει να είναι δυναμική, έτσι ώστε οι αγοραστές να μπορούν να ανταποκρίνονται σε διαφοροποιημένες τιμές για το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τις συνθήκες του συστήματος σε πραγματικό χρόνο.

Μια άλλη καινοτόμος προσέγγιση για αυτό το σύστημα είναι η προηγμένη ρύθμιση net billing, η οποία θα ήταν εφαρμόσιμη ακόμη και αν η παραγωγή και η κατανάλωση βρίσκονταν σε διαφορετικά μέρη, είναι το «Virtual Net Billing» [4]. Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των λογαριασμών ηλεκτρικής ενέργειας των αγοραστών που συμμετέχουν σε ενεργειακές κοινότητες και βασίζεται στις ακόλουθες αρχές

- Μεμονωμένα, κάθε μέλος είναι εγγυημένο ότι θα διατηρήσει την ατομική του ιδιοκατανάλωση
- Κάθε μέλος λαμβάνει ένα μερίδιο από την κοινή ηλεκτρική ενέργεια, το οποίο υπολογίζεται από τον διαχειριστή της κοινότητας.
- Για αυτή την ποσότητα, κάθε μέλος πληρώνει μια καθορισμένη ταρίφα.

2.2 Ο ρόλος της ιδιοκατανάλωσης

Στα κτίρια τα οποία είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο και έχουν διπλό ρόλο, είναι δηλαδή και παραγωγοί και καταναλωτές ενέργειας, γνωστοί και ως prosumers, ο συμψηφισμός ενέργειας γίνεται σε ορισμένη χρονική περίοδο. Η περίοδος αυτή είναι συνήθως ο κάθε κύκλος καταμέτρησης και τιμολόγησης της καταναλισκόμενης ενέργειας. Επιπλέον, δεδομένης της διαλείπουσας και αβέβαιης τοπικής παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, γίνεται πολύ δύσκολος ο συγχρονισμός της ζήτησης ενέργειας των κτιρίων με την τοπική παραγωγή ενέργειας σε συντομότερη χρονική κλίμακα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στην πλευρά της προσφοράς και της ζήτησης να θέτει πολλές προκλήσεις στα δίκτυα ενέργειας, όπως η επιδείνωση της ανισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, η αύξηση του ρυθμού περικοπής της παραγόμενης από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και η αστάθεια του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας [5]. Η αλληλεπίδραση μεταξύ παραγωγής και ζήτησης από την άλλη, θέτει δύο κύριες προκλήσεις:

- Μπορεί να υπάρχει σημαντική διαφορά μεταξύ των τιμών χονδρικής και λιανικής για οικιακούς καταναλωτές σε μια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς υποστήριξη τροφοδοσίας.
- Τα δίκτυα διανομής με μεγάλο αριθμό διασυνδεδεμένων prosumers, πρέπει να σχεδιάζονται για τη διαχείριση τόσο φορτίων όσο και παραγωγής, κάτι που μπορεί να απαιτεί ενισχυμένα δίκτυα ή άλλες λύσεις διαχείρισης δικτύου που είναι αρκετά κοστοβόρα για τον διαχειριστή του δικτύου ή/και τους πελάτες.

Για την άμβλυνση αυτών των προβλημάτων, τόσο από την πλευρά της προσφοράς όσο και από την πλευρά της ζήτησης, είναι σημαντικό να χρησιμοποιηθεί η ενεργειακή ευελιξία των κτιρίων προκειμένου να δημιουργηθεί ένα αξιόπιστο και αποδοτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, προωθώντας την ιδιοκατανάλωση και αποθαρρύνοντας την έγχυση στο δίκτυο.

2.2.1 Ιδιοκατανάλωση

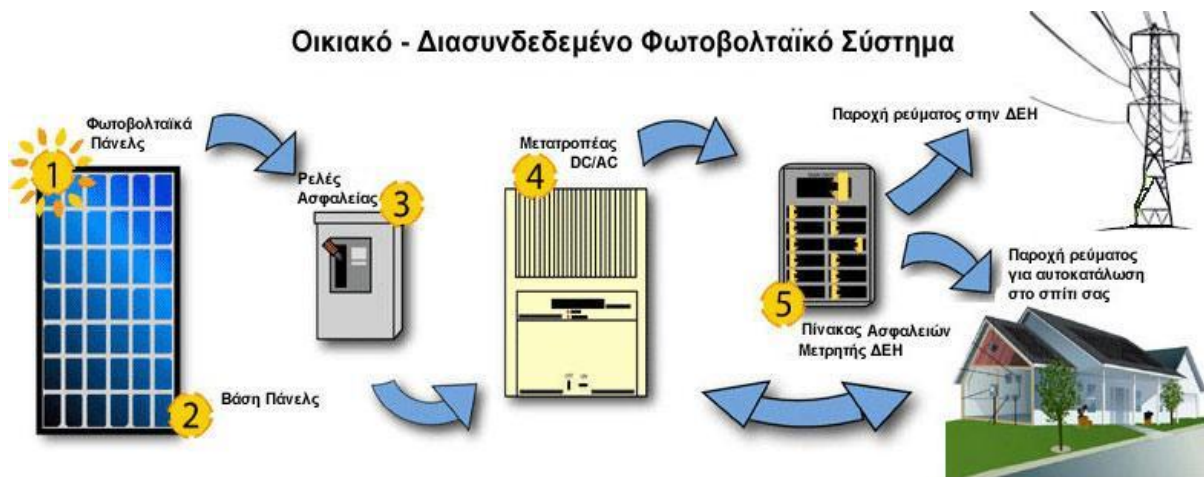
Το μοντέλο ιδιοκατανάλωσης βασίζεται στο γεγονός ότι σε έναν αυξανόμενο αριθμό χωρών η ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές - κυρίως φωτοβολταϊκά συστήματα - έχει επιτύχει ισοτιμία δικτύου, δηλαδή η κατάσταση όπου το αναμενόμενο μοναδιαίο κόστος της αυτοπαραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ισούται ή είναι χαμηλότερο από το κόστος ανά kWh

της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από συμβατικές πηγές. Στο πλαίσιο της ισοτιμίας του δικτύου, οι καταναλωτές μπορούν να εξοικονομήσουν χρήματα παράγοντας την ηλεκτρική τους ενέργεια αντί να την αγοράσουν από το δίκτυο. Η ιδιοκατανάλωση ενέργειας παραγόμενης από φωτοβολταϊκά είναι, επομένως, το οικονομικό μοντέλο στο οποίο το κτίριο καταναλώνει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει τοπικά, ώστε να καλύψει τις ανάγκες του, δρώντας έτσι ως παραγωγός-καταναλωτής (prosumer). Σε αυτό το μοντέλο, η ενέργεια που παράγεται από τα Φ/Β καταναλώνεται ακαριαία καθώς παράγεται.

Όποτε τα πρότυπα κατανάλωσης συντονίζονται με την τοπική παραγωγή από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, μπορούν να επιτευχθούν υψηλά ποσοστά ιδιοκατανάλωσης. Όπως εύκολα γίνεται αντιληπτό, η ιδιοκατανάλωση ενέργειας παραγόμενης από ανανεώσιμες πηγές είναι μια εξαιρετικά επωφελής πρακτική για τους καταναλωτές, αφού τους απαλλάσσει από ρίσκα που προκύπτουν από τη διακύμανση των χονδρικών και λιανικών τιμών ηλεκτρισμού, ενώ παράλληλα, τους εξασφαλίζει εγγυημένα πράσινη ενέργεια. Η ιδιοκατανάλωση μπορεί επίσης να μειώσει τα κόστη του συστήματος ενέργειας, συμβάλλοντας σημαντικά στη χρηματοδότηση της ενεργειακής μετάβασης. Τέλος, με την παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας τοπικά, μπορούν να μειωθούν οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς. Εμπορικοί και οικιακοί καταναλωτές μπορούν δυνητικά να επιτύχουν υψηλά ποσοστά ιδιοκατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (π.χ. 50%-80%) [6]. Αυτό εξαρτάται από την αντιστοίχιση του προφίλ κατανάλωσης ενέργειας με την καμπύλη παραγωγής ανανεώσιμων πηγών στην εγκατάσταση. Γίνεται επομένως αντιληπτό πως η μεγιστοποίηση του ποσοστού ιδιοκατανάλωσης ενέργειας συμβάλλει τόσο στην αύξηση της εξοικονόμησης ενέργειας όσο και στη μείωση έκθεσης των καταναλωτών στις λιανικές τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.2 Τεχνολογία φωτοβολταϊκών σε κτίρια

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα αποτελούν μία από τις πιο πολλά υποσχόμενες τεχνολογίες, αφού όχι μόνο παίζουν σημαντικό ρόλο στη μετάβαση σε ένα σύστημα καθαρής ενέργειας, αλλά επίσης παρέχουν τη δυνατότητα για μια πολύ πιο αποκεντρωμένη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, ενισχύοντας έτσι την ιδέα της ιδιοκατανάλωσης σε κλίμακες που κυμαίνονται από μεμονωμένα κτίρια έως μεγαλύτερες περιοχές (γειτονιά, δήμος κλπ). Στη σημερινή εποχή, η χρήση φωτοβολταϊκών συστοιχιών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στον οικιακό τομέα είναι ώριμη και συνεχώς εξελισσόμενη τεχνολογία, ευρέως διαδεδομένη σε όλη την Ευρώπη. Παρακάτω θα αναλυθούν τα χαρακτηριστικά εγκατάστασης ενός οικιακού Φ/Β συστήματος. Οι φωτοβολταϊκές συστοιχίες αποτελούνται από φωτοβολταϊκά πλαίσια τα οποία συνδέονται ηλεκτρικά μεταξύ τους. Τα Φ/Β πάνελ που χρησιμοποιούνται ευρέως έχουν ισχύ από 250W_p έως 600W_p. Όσον αφορά το υλικό τους, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια διαχωρίζονται κυρίως σε μονοκρυσταλλικού, πολυκρυσταλλικού ή και άμορφου πυριτίου. Κάθε πρότυπο πάνελ δέχεται ως είσοδο ηλιακή ακτινοβολία ισχύος 1000 Watts/m², ενώ έχει απόδοση 15-20%. Βάσει των παραπάνω, η απόδοση ενός μέσου φωτοβολταϊκού υπολογίζεται περίπου ίση με 150-200 W/m². Αναπόσπαστο κομμάτι ενός Φ/Β συστήματος είναι ο αντιστροφέας ισχύος (inverter) που χρησιμοποιείται για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος (DC), που παράγουν τα φωτοβολταϊκά, σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC), που είναι αξιοποιήσιμο από τις οικιακές συσκευές και το δίκτυο. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ισχύς του inverter πρέπει να είναι περίπου το 80-90% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών ώστε να λειτουργεί κατά το δυνατόν στη μέγιστη ισχύ του και να επιτυγχάνεται έτσι μέγιστη απόδοση. Η Εικόνα 7 παρουσιάζει γραφικά μια εγκατάσταση διασυνδεδεμένου οικιακού φωτοβολταϊκού συστήματος.



Εικόνα 7: Οικιακό διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα¹¹

Για τη βέλτιστη λειτουργία των φωτοβολταϊκών σε μια κατοικία πρέπει να ληφθεί υπόψιν αρχικά ο προσανατολισμός του συλλέκτη και η βέλτιστη κλίση του. Στις συνηθισμένες περιπτώσεις οι συλλέκτες τοποθετούνται σε σταθερή κλίση και αζιμούθια γωνία, που επιλέγονται ώστε η γωνία της πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας να είναι όσο το δυνατό μικρότερη, κατά τη διάρκεια του έτους. Στο βόρειο ημισφαίριο, η βέλτιστη κλίση του συλλέκτη, για τη διάρκεια του έτους, είναι ίση με τον γεωγραφικό παράλληλο του τόπου, και η αζιμούθια γωνία είναι 0° (προς το νότο). Εξαιτίας όμως της μεταβολής της απόκλισης του ήλιου στη διάρκεια του έτους, η βέλτιστη κλίση του συλλέκτη είναι διαφορετική για κάθε εποχή. Κατά αυτόν τον τρόπο, αν επιδιώκεται να παράγει το σύστημα όσο το δυνατόν περισσότερη ενέργεια στη διάρκεια του καλοκαιριού, η κλίση του συλλέκτη επιλέγεται περίπου 10° έως 15° μικρότερη από την παράλληλο του τόπου, ενώ για τον χειμώνα η κλίση επιλέγεται περίπου 10° έως 15° μεγαλύτερη από την παράλληλο του τόπου. Επιπλέον θα πρέπει να επιδιώκεται όσο το δυνατόν μικρότερη έως μηδενική σκίαση στο χώρο τοποθέτησης των φωτοβολταϊκών.

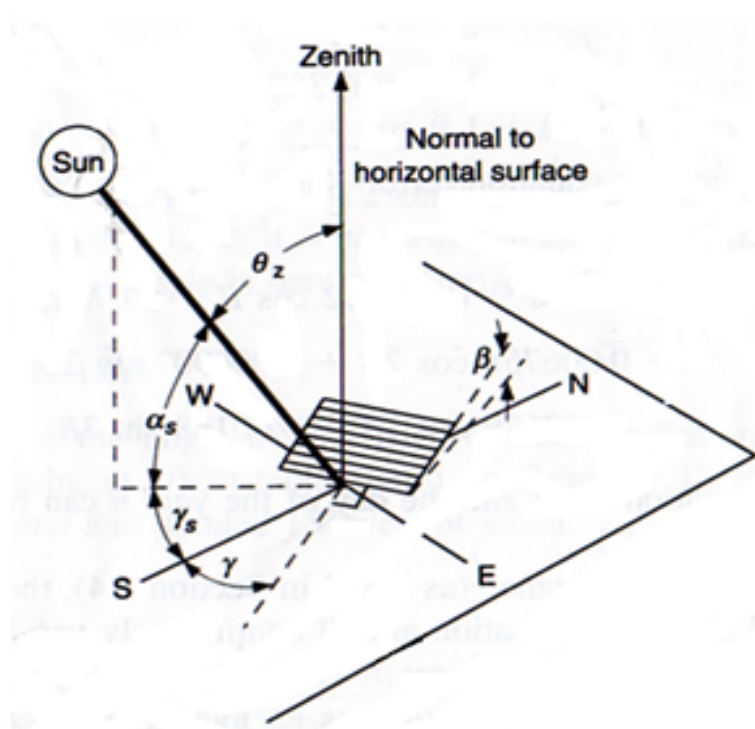
Ενδεικτική απόδοση των Φ/Β σε διάφορες κλίσεις και προσανατολισμούς φαίνεται στον Πίνακα 1:

¹¹ Source: http://www.solar-systems.gr/product_5.htm

Προσανατολισμός	Κλίση ως προς το οριζόντιο επίπεδο		
	0°	30°	90°
Ανατολικά - Δυτικά	90%	85%	50%
Νοτιοανατολικά- Νοτιοδυτικά	90%	95%	60%
Νότια	90%	100%	60%
Βορειοανατολικά- Βορειοδυτικά	90%	67%	30%
Βόρεια	90%	60%	20%

Πίνακας 1: Απόδοση φωτοβολταϊκού σε διάφορες κλίσεις και προσανατολισμούς

Ιδιαίτερα χρήσιμο μέγεθος για την εκτίμηση της ακτινοβολίας σε ένα τόπο και κατ' επέκταση σε μία επιφάνεια, είναι οι ώρες ηλιοφάνειας, δηλαδή το χρονικό διάστημα από την ανατολή μέχρι την δύση του ηλίου. Για τον υπολογισμό όλων των απαιτούμενων μεγεθών, είναι απαραίτητη η γνώση στοιχείων της ηλιακής γεωμετρίας. Η Εικόνα 8 υποδεικνύει ορισμένες γωνίες που σχετίζονται τόσο με τη θέση του ηλίου, όσο και με την επιφάνεια.



Εικόνα 8: Γωνία ζενίθ, κλίση, γωνία αζιμουθίου επιφάνειας και ηλιακή γωνία αζιμουθίου για κεκλιμένη επιφάνεια

Συγκεκριμένα:

- β : Η κλίση του επιπέδου-επιφάνειας
- γ : Η αζιμουθιακή γωνία της επιφάνειας του ηλιακού συλλέκτη. Είναι η γωνία που σχηματίζεται στο οριζόντιο επίπεδο μεταξύ της προβολής της κορυφής του συλλέκτη και του τοπικού μεσημβρινού βορρά-νότου. Παίρνει τιμές από -180° έως $+180^\circ$. Ισούται με μηδέν στο Νότο και παίρνει αρνητικές τιμές όταν διαγράφεται στα ανατολικά και θετικές τιμές στα δυτικά).
- θ_z : Γωνία ζενίθ
- α_s : Είναι συμπληρωματική της θ_z και ουσιαστικά δίνει τη γωνία που αντιστοιχεί στο ύψος του ήλιου σε σχέση με το οριζόντιο επίπεδο.
- γ_s : Ηλιακή αζιμουθιακή γωνία. Καθορίζει τη γωνιακή απόκλιση του νότου από την οριζόντια προβολή της προσπίπτουσας ακτινοβολίας στην επιφάνεια

2.3 Μέθοδοι πρόβλεψης παραγωγής φωτοβολταϊκού

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) έχουν δυναμικό χαρακτήρα και εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από γεωγραφικές τοποθεσίες και καιρικές συνθήκες. Ως εκ τούτου, η ενσωμάτωση των ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας στα υπάρχοντα ενεργειακά συστήματα αποτελεί σημαντική πρόκληση. Η ηλιακή ενέργεια, μεταξύ άλλων ΑΠΕ είναι μια αρκετά βιώσιμη πηγή. Η ενσωμάτωση ηλιακών φωτοβολταϊκών μονάδων στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας έχει λάβει μεγάλη προσοχή λόγω της ικανότητάς τους να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια με φθινό συνολικό κόστος. Ωστόσο, η εφαρμογή ηλιακών φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων μεγάλης κλίμακας, συνδεδεμένων στο δίκτυο, δημιουργεί σημαντικά προβλήματα στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, που αφορούν τη σταθερότητα του συστήματος, την αξιοπιστία, το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας, την αντιστάθμιση άεργου ισχύος και την απόκριση συχνότητας, λόγω της διακοπτόμενης λειτουργίας των πηγών ηλιακής ενέργειας. Επιπλέον, τα μικρότερα Φ/Β συστήματα που εγκαθίστανται σε κτίρια, συνδέονται στο δίκτυο διανομής σε σημεία που είχαν αρχικά σχεδιαστεί ως σημεία σύνδεσης κατανάλωσης, επιφέροντας επιπτώσεις στη λειτουργία υλικών του δικτύου εκτός προδιαγραφών. Η πρόβλεψη ηλιακής φωτοβολταϊκής παραγωγής έχει αναδειχθεί ως ένας εξαιρετικός τρόπος που συμβάλλει και διευκολύνει την αντιμετώπιση αυτών των ζητημάτων.

Όπως προαναφέρθηκε, για να επιτευχθεί η μέγιστη δυνατή ιδιοκατανάλωση ενέργειας, είναι απαραίτητο να προγραμματιστούν οι φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις στο στάδιο του σχεδιασμού ώστε να συγχρονιστεί η παραγωγή με το προβλεπόμενο προφίλ φορτίου. Οι αξιόπιστες προβλέψεις για τις ηλιακές πηγές πληροφορούν τους prosumers σχετικά με περιπτώσεις έλλειψης ή αφθονίας ηλιακής ενέργειας. Μια ακριβής ηλιακή πρόβλεψη περιορίζει σημαντικά την αβεβαιότητα της παραγωγής των ηλιακών φωτοβολταϊκών, βελτιώνει τη σταθερότητα του συστήματος, αυξάνει το επίπεδο διείσδυσης του Φ/Β συστήματος και μειώνει το κόστος συντήρησης των βοηθητικών συσκευών. Προκειμένου να ικανοποιηθούν οι απαιτήσεις της διαδικασίας λήψης αποφάσεων της μοντελοποίησης, τα μοντέλα πρόβλεψης βασίζονται σε μεγάλο βαθμό στις χωρικές και χρονικές αναλύσεις, τη μετεωρολογική μεταβλητότητα, την επιλογή των παραμέτρων εισόδου και τους αλγόριθμους εκπαίδευσης.

Οι τεχνικές πρόβλεψης ταξινομούνται σε τρεις κύριες κατηγορίες μοντέλων: τις στατιστικές μεθόδους χρονοσειράς, τις φυσικές μεθόδους και τις συνδυαστικές μεθόδους. Η **στατιστική προσέγγιση** [7] εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα ιστορικά δεδομένα, την ευκολία εφαρμογής και την ικανότητα εξαγωγής των παρελθοντικών δεδομένων για την πρόβλεψη χρονοσειρών, χωρίς να βασίζεται στην κατανόηση του τρόπου λειτουργίας του συστήματος. Αποτελείται από πέντε υπομοντέλα:

- Τεχνητό Νευρωνικό Δίκτυο (Artificial Neural Network “ANN”)
- Μηχανές Διανυσμάτων Υποστήριξης (Support Vector Machine “SVM”)
- Μαρκοβιανή αλυσίδα (Markov Chain)
- Αυτοπαλινδρομικό (Autoregressive)
- Μοντέλα παλινδρόμησης (Regression models)

Οι **φυσικές μέθοδοι** εξαρτώνται από την αλληλεπίδραση μεταξύ της φυσικής κατάστασης και της δυναμικής κίνησης της ηλιακής ακτινοβολίας που λαμβάνει χώρα στην ατμόσφαιρα, βασίζονται δηλαδή στην κατανόηση και μοντελοποίηση της λειτουργίας του συστήματος. Αποτελούνται από τρία υπομοντέλα:

- a. Αριθμητική Πρόγνωση Καιρού (Numerical Weather Prediction “NWP”)
- b. Sky Imagery
- c. Μοντέλα δορυφορικής απεικόνισης (Satellite-Imaging models)

Η **συνδυαστική μέθοδος** αναφέρεται σε οποιονδήποτε συνδυασμό στατιστικών ή φυσικών μεθόδων. Αυτή η ιδέα αφορά την ανάμειξη διαφορετικών μοντέλων με μοναδικά χαρακτηριστικά για την αντιμετώπιση των περιορισμών ενός μεμονωμένου μοντέλου, βελτιώνοντας έτσι την απόδοση πρόβλεψης.

Για την επιλογή της κατάλληλης μεθόδου χρησιμοποιούνται τα κριτήρια αξιολόγησης των μεθόδων προβλέψεων. Τα κριτήρια αυτά βασίζονται στις τιμές των αποκλίσεων των προβλεπόμενων τιμών από τις αντίστοιχες πραγματικές τιμές της χρονοσειράς. Ορίζονται από συγκεκριμένες συναρτησιακές σχέσεις των σφαλμάτων της πρόβλεψης και μπορούν να χρησιμοποιηθούν όχι μόνο για την αξιολόγηση μιας μεθόδου πρόβλεψης αλλά και για την επιλογή της καταλληλότερης μεταξύ δύο ή περισσότερων εναλλακτικών μεθόδων πρόβλεψης. Μερικά από τα κριτήρια αυτά, τα οποία αναφέρονται και παρακάτω είναι:

- Απόλυτο σφάλμα μέσης τιμής (Mean absolute error “MAE” or MAPE) (βλ. υποκεφάλαιο 4.1)
- Σχετικό μέσο τετραγωνικό σφάλμα ρίζας (Relative Root Mean Square Error “rRMSE”) [8];
- Κανονικοποιημένη ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (Normalized RMSE) (βλ. υποκεφάλαιο 4.1);
- Σχετικό μέσο σφάλμα προκατάληψης (Relative Mean Bias Error “rMBE”) [9];
- Κανονικοποιημένο μέσο σφάλμα προκατάληψης (Normalized MBE) [10];
- Μέσο ποσοστιαίο σφάλμα (Mean Percentage Error “MPE”) [11];

Στις παραγράφους που ακολουθούν, παρουσιάζονται τρεις διαφορετικές τεχνικές πρόβλεψης παραγωγής φωτοβολταϊκής ενέργειας, καθεμία από τις οποίες βασίζεται σε διαφορετικό υπομοντέλο στατιστικής προσέγγισης, και συγκεκριμένα, σε μοντέλο τεχνητών νευρωνικών δικτύων, μαρκοβιανής αλυσίδας και σε αυτοπαλινδρομικό μοντέλο αντίστοιχα.

Ένα παράδειγμα προσέγγισης ANN παρουσιάζεται από τους De Giorgi et al. 2014 [12], που πρόβλεψαν ισχύ από μια μονάδα GCPV ισχύος 960 kWp εγκατεστημένη στην Ιταλία, χρησιμοποιώντας στατιστικές μεθόδους που βασίζονται σε ανάλυση πολλαπλής παλινδρόμησης, αλλά και Elman ANN για 1-24 ώρες μπροστά. Ως είσοδο εφαρμόστηκαν πολλά δεδομένα χρονοσειρών, π.χ. Φ/Β ισχύς, θερμοκρασία μονάδας, θερμοκρασία περιβάλλοντος και ηλιακή ακτινοβολία για γωνίες κλίσης 3° και 15°, αντίστοιχα. Τρία διαφορετικά διανύσματα εισόδου αναπτύχθηκαν για το Elman ANN ως είσοδο για το σύνολο δεδομένων εκπαίδευσης. Ως αποτέλεσμα, η πιθανότητα σφάλματος πρόβλεψης (Ei) στην περιοχή από -10% έως 10%, μειώθηκε δραστικά καθώς αυξανόταν ο χρονικός ορίζοντας. Λαμβάνοντας υπόψη όλες τις καιρικές παραμέτρους ως διανύσματα εισόδου, παρέχει την καλύτερη πρόβλεψη για την παραγωγή ισχύος του ΦΒ.

Οι Sanjari et al. το 2017 [13] ανέπτυξαν μοντέλο 15-λεπτων προβλέψεων για να εκτιμήσουν τη Συνάρτηση Κατανομής Πιθανοτήτων για την παραγόμενη ισχύ φωτοβολταϊκών συστημάτων, βασιζόμενοι στο μοντέλο της Μαρκοβιανής αλυσίδας ανώτερης τάξης. Η ηλιακή ακτινοβολία και η θερμοκρασία περιβάλλοντος χρησιμοποιήθηκαν ως κύριες παράμετροι για την ταξινόμηση των διαφόρων συνθηκών λειτουργίας στο Φ/Β σύστημα λόγω της ισχυρής επίδρασής τους στην έξοδο του ΦΒ συστήματος. Η απόδοση του μοντέλου αξιολογήθηκε με τον προσδιορισμό του απόλυτου

σφάλματος μέσης τιμής (Mean absolute error “MAE”). Αυτό το μοντέλο ξεπερνά με επιτυχία άλλες προσεγγίσεις, π.χ. SVM και Χρονολογική πιθανότητα με μέση τιμή MAE 2,18%.

Οι Yang et al. το 2015 [14] πρότειναν ένα Αυτοπαλινδρομικό Στατιστικό μοντέλο με Εξωγενή είσοδο (ARX-ST) για να βελτιώσει την ακρίβεια της πρόβλεψης παραγωγής του Φ/Β. Τα μοντέλα που αναπτύχθηκαν λαμβάνουν υπόψη τόσο τις τοπικές όσο και τις γεωγραφικά συσχετισμένες πληροφορίες της παραγωγής ηλιακών φωτοβολταϊκών από άλλες τοποθεσίες. Η προτεινόμενη απόδοση του μοντέλου αξιολογήθηκε και συγκρίθηκε με το μοντέλο πρόβλεψης Persistence (PSS) [15] για πολλαπλούς ορίζοντες πρόβλεψης. Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, οι προτεινόμενες χρονικές κλίμακες για την πρόβλεψη ST είναι 1 ώρα και 2 ώρες μπροστά χρησιμοποιώντας τα πραγματικά ηλιακά δεδομένα. Για 1 ώρα μπροστά, το σφάλμα MAE του μοντέλου ST είναι 50,79% χαμηλότερο σε σχέση με το μοντέλο PSS, ενώ για 2 ώρες μπροστά, το MAE του μοντέλου ST είναι 60,2%, χαμηλότερο από το PSS.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται αποσπάσματα από έρευνες που βασίστηκαν σε στατιστικές, φυσικές, αλλά και υβριδικές μεθόδους, προκειμένου να πραγματοποιήσουν ημερήσιες ή/και ενδοημερήσιες προβλέψεις καιρικών δεδομένων, και κυρίως της ηλιακής ακτινοβολίας.

Οι J. L. Chen et. al 2013 [16] ανέπτυξαν το μοντέλο SVM για την πρόβλεψη της ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας. Επτά μοντέλα SVM (SVM1-SVM7) με διάφορες παραμέτρους εισόδου και πέντε εμπειρικά μοντέλα βασισμένα στην ηλιοφάνεια (γραμμικό, εκθετικό, γραμμικό εκθετικό, τετραγωνικό και κυβικό) αξιολογήθηκαν χρησιμοποιώντας μετεωρολογικά δεδομένα που συλλέχθηκαν από 3 σταθμούς στην Κίνα. Κατά την αξιολόγηση των επιδόσεων των μοντέλων, διεξήχθη αξιολόγηση με χρήση του σφάλματος RMSE, Relative Root Mean Square Error (RRMSE). Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης δείχνουν ότι τα μοντέλα SVM παράγουν μέσες τιμές RMSE 2,094 MJ m⁻², δηλαδή 10% χαμηλότερες από 2,323 MJ⁻² που παράγονται από εμπειρικά μοντέλα. Επομένως, το SVM παρουσιάζει καλύτερες επιδόσεις από τα εμπειρικά μοντέλα. Λόγω αυτής της αξιοσημείωτης βελτίωσης, η μέθοδος SVM έχει αποκτήσει υπεροχή έναντι άλλων εμπειρικών και συμβατικών μεθοδολογιών για την καθημερινή πρόβλεψη της ηλιακής ακτινοβολίας χρησιμοποιώντας τη διάρκεια της ηλιοφάνειας.

Οι Trapero et al. 2015 [17] πρότειναν πρόβλεψη ηλιακής ακτινοβολίας για 1–24 ώρες μπροστά, εφαρμόζοντας το μοντέλο Δυναμικής Αρμονικής Παλινδρόμησης (Dynamic Harmonic Regression “DHR”). Η ωριαία άμεση ακτινοβολία (DNI) και η παγκόσμια οριζόντια ακτινοβολία (GHI) επιλέχθηκαν για την αξιολόγηση του προτεινόμενου μοντέλου. Οι μετρήσεις σφάλματος του σχετικού μέσου σφάλματος προκατάληψης (rMBE) και του σχετικού μέσου τετραγωνικού σφάλματος ρίζας (rRMSE) αξιολογήθηκαν για τη μέτρηση των επιδόσεων του προτεινόμενου μοντέλου και συγκρίθηκαν με το μοντέλο εκθετικής εξομάλυνσης τάσης (ETS), και το αυτοπαλινδρομικό μοντέλο κινητού μέσου όρου (ARIMA). Από την ανάλυση των αποτελεσμάτων, το μοντέλο DHR δίνει ακριβείς και συνεπείς τιμές rRMSE 29,66% και 46,79% τόσο για το GHI όσο και για το DNI, αντίστοιχα. Λόγω της ανομοιομορφίας τόσο του rMBE όσο και του rRMSE, που προέρχεται από το DNI και το GHI, υπάρχει δυσκολία στην πρόβλεψη για το DNI ακόμη και για τη βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη. Ως εκ τούτου, η προτεινόμενη DHR μπορεί να θεωρηθεί ως ανταγωνιστική μέθοδος πρόβλεψης καθώς υπερέχει άλλων μοντέλων.

Οι Monteiro et al. [18] ανέπτυξαν το NWP για την κατασκευή μιας βάσης δεδομένων με παραμέτρους καιρού. Ένα μοντέλο μετάβασης αναπτύχθηκε χρησιμοποιώντας προηγούμενα δεδομένα παραγωγής ενέργειας. Ένας παρόμοιος μηχανισμός εξόρυξης εφαρμόστηκε για τον προσδιορισμό περιπτώσεων ανόμοιου βάρους με βάση την ομοιότητά τους με την τρέχουσα περίπτωση. Μόλις καθορίστηκαν οι πίνακες πιθανοτήτων, προσδιορίστηκαν οι μεταβάσεις ισχύος, δημιουργώντας πιθανότητες για κάθε μελλοντικό διάστημα πρόβλεψης. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης δείχνουν ότι η ικανότητα πρόβλεψης, η Κανονικοποιημένη ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (NRMSE) και η μέση βελτίωση ήταν 36,3%, 10,14% και 0,8% αντίστοιχα, στο δεύτερο μοντέλο αναφοράς με MLP για πρόβλεψη 1 έως 24 ώρες μπροστά.

Οι Chow et al. 2011 [19] ανέπτυξαν μια μέθοδο υποχιλιομέτρησης της σκιάς των σύννεφων χρησιμοποιώντας μια επίγεια συσκευή απεικόνισης ουρανού για αρκετές επιλεγμένες ημέρες στο Πανεπιστήμιο της Καλιφόρνια. Η συσκευή απεικόνισης ουρανού χρησιμοποιήθηκε για την αξιολόγηση της ηλιακής πηγής στην εφαρμογή ηλιακής ενέργειας για τη βελτίωση τόσο των χωρικών όσο και των χρονικών αναλύσεων μέσω δορυφορικών και αριθμητικών μεθόδων πρόβλεψης. Το σφάλμα αντιστοίχισης μεταξύ δύο χαρτών νέφους και το σφάλμα προσέλκυσης νέφους έναντι επιμονής αξιολογήθηκαν για την πρόβλεψη της κάλυψης του νέφους. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι το σφάλμα ανώτατου ορίου είναι μια καθολική μέτρηση σε σύγκριση με την απόδοση πρόβλεψης. Στην πρόβλεψη διάρκειας 30 δευτερολέπτων, το σφάλμα πρόβλεψης μειώθηκε στο 50–60% σε σύγκριση με το μοντέλο επιμονής. Τα σφάλματα πρόβλεψης αυξάνονται βάσει δύο παραγόντων; την ταχύτητα του νέφους και τον ορίζοντα πρόβλεψης.

Οι Aguiar et al. 2016 [20] ανέπτυξαν ένα μοντέλο επίγειων δεδομένων προερχόμενων από δορυφόρο, συμπεριλαμβανομένης της πρόγνωσης ηλιακής ακτινοβολίας και της συνολικής νεφοκάλυψης που λαμβάνεται από το Ευρωπαϊκό Κέντρο Μεσοπρόθεσμων Προγνώσεων Καιρού (ECMWF), για τη βελτίωση της ενδοημερήσιας ηλιακής πρόβλεψης. Ο δείκτης καθαρού ουρανού χρησιμοποιήθηκε ως παράμετρος ηλιακής ακτινοβολίας με στατιστικά μοντέλα σε αυτή την εργασία. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από το ανεπτυγμένο ANN, που ενσωμάτωσε εξωγενή δεδομένα και δεδομένα εδάφους, χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδοι. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης δείχνουν ότι ο συνδυασμός του μοντέλου νευρωνικού δικτύου, με το ECMWF και το μοντέλο που προέκυψε από το δορυφόρο, προτάθηκε για τα Κανάρια νησιά. Αυτό το μοντέλο βελτιώνει το μοντέλο NN (μόνο με δεδομένα εδάφους) με αυξημένο ποσοστό σε RMSE με χρονικές κλίμακες πρόβλεψης από 15,47% σε 22,17% για το σταθμό Co-Pozo Izquierdo και 25,15–34,09% για το μοντέλο σταθμού C1-Las Palmas.

Τέλος, οι Bouzardoum et al. 2013 [21] ανέπτυξαν μια νέα υβριδική μέθοδο Εποχιακού Αυτοπαλινδρομικού Ολοκληρωμένου Κινητού Μέσου Μέσου (SARIMA) και SVM για την πρόβλεψη της ηλιακής ενέργειας που παράγεται από μια Φ/Β μονάδα μικρής κλίμακας (208 kWp) στην Τεργέστη της Ιταλίας. Το μοντέλο SARIMA αναπτύχθηκε για να εκτιμήσει και να αναλύσει τη γραμμική συνιστώσα της παραγόμενης ισχύος. Το μοντέλο SVM αναπτύχθηκε για τον προσδιορισμό μη γραμμικών μοτίβων σε υπολειπόμενες σειρές που προέρχονται από το μοντέλο SARIMA. Τα στατιστικά σφάλματα των NRMSE, NMBE και MPE αξιοποιήθηκαν για την αξιολόγηση της απόδοσης του μοντέλου που αναπτύχθηκε, και συγκρίθηκαν με μεμονωμένα μοντέλα SARIMA και SVM. Ως αποτέλεσμα, το υβριδικό SARIMA-SVM παρουσιάζει το χαμηλότερο σφάλμα σε σύγκριση με τα μοντέλα SARIMA και SVM.

Βάσει των παραπάνω, συμπεραίνουμε πως οι μέθοδοι SVM και ANN χρησιμοποιούνται ευρέως λόγω της ικανότητάς τους να επιλύουν πολύπλοκα και μη γραμμικά μοντέλα πρόβλεψης. Παράλληλα, η συνδυαστική μέθοδος δίνει τη δυνατότητα συγχώνευσης γραμμικών και μη γραμμικών τεχνικών, βελτιώνοντας έτσι την απόδοση των μοντέλων, κάτι που γίνεται φανερό και από τις τιμές των σφαλμάτων μέτρησης, οι οποίες είναι σημαντικά μικρότερες σε σχέση με τα μεμονωμένα μοντέλα. Στο επόμενο κεφάλαιο παρουσιάζονται αναλυτικά οι μέθοδοι που επιλέχθηκαν για την πρόβλεψη της παραγωγής του φωτοβολταϊκού στα πλαίσια της παρούσας εργασίας.

3 Προτεινόμενη μεθοδολογία

Ο κύριος σκοπός του project στο οποίο συμβάλλει η παρούσα εργασία είναι η σχεδίαση και υλοποίηση ενός συστήματος βέλτιστης διαχείρισης των διαθέσιμων ενεργειακών πόρων (πχ μονάδες AC, ηλεκτρικοί θερμοσίφωνες, αντλίες θερμότητας κλπ) αλλά και της τοπικής φωτοβολταϊκής παραγωγής ενός κτιρίου, με στόχο τη μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και την ενίσχυση της ιδιοκατανάλωσης. Το σύστημα αυτό αποτελείται από τρεις κύριες ενότητες. Η πρώτη εξ' αυτών αφορά την πρόβλεψη ενεργειακής ευελιξίας των κτιρίων. Για να το επιτύχει αυτό, το σύστημα επικοινωνεί με διάφορες πηγές δεδομένων προκειμένου να λαμβάνει τις απαραίτητες πληροφορίες σχετικά με τον καιρό, το προφίλ του κτιρίου, τις μετρήσεις του IoT εξοπλισμού, και την τιμολόγηση ενέργειας, και βάσει αυτών, να παράγει και να αποστέλλει τα κατάλληλα αιτήματα βελτιστοποίησης. Αναλυτικότερα, τα πιλοτικά κτίρια και τα στοιχεία αυτών χρησιμοποιούνται ως εικονική μπαταρία για την αποθήκευση ηλεκτρικής ισχύος, με τη μορφή θερμικής ενέργειας. Αυτό επιτυγχάνεται με την εκμετάλλευση της εγγενούς θερμικής αδράνειας των περιβλημάτων κτιρίων και της δυνατότητας ελέγχου των διαθέσιμων ενεργειακών στοιχείων σε αυτά τα κτίρια, για την εφαρμογή στρατηγικών προθέρμανσης ή προψύξης. Δεδομένου όμως ότι είναι πολύ σημαντικό να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις θερμικής άνεσης, χρησιμοποιούνται εκπαιδευμένα μοντέλα μηχανικής μάθησης για την πρόβλεψη της συμπεριφοράς κατανάλωσης, του προφίλ άνεσης, της παρουσίας των κατοίκων στο χώρο, καθώς και της θερμικής συμπεριφοράς των ίδιων των κτιρίων.

Η δεύτερη ενότητα αφορά την πρόβλεψη ιδιοκατανάλωσης και είναι υπεύθυνη για τον προγραμματισμό της χρήσης των διαθέσιμων ενεργειακών πόρων, λαμβάνοντας υπόψιν την παραγόμενη ενέργεια από φωτοβολταϊκά (P_{pv}), προκειμένου να μεγιστοποιηθεί η κατανάλωση της αυτο-παραγόμενης ενέργειας και, ως εκ τούτου, να ελαχιστοποιηθεί η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο κατά τη διάρκεια της ημέρας. Για το σκοπό αυτό, και υποθέτοντας ότι στο κτίριο είναι εγκατεστημένα: N_{der1} αντλίες θερμότητας αέρα-αέρα; N_{der2} μονάδες AC με μετατροπέα και N_{der3} ηλεκτρικοί θερμοσίφωνες, διατυπώνεται το ακόλουθο προς επίλυση πρόβλημα βελτιστοποίησης:

$$\min_{\left\{ \begin{array}{l} r_{der1,i}(j,t), r_{der3,i}(j,t), \\ P_{der2,i}(j) \end{array} \right\}} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{N_{der1}} \sum_{j=1}^{L_{der1,i}} r_{der1,i}(j,t) \cdot Q_{der1,i}(j) + \sum_{i=1}^{N_{der2}} Q_{der2,i}(t) \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^{N_{der3}} \sum_{j=1}^{L_{der3,i}} r_{der3,i}(j,t) \cdot P_{der3,i}(j) - P_{pv}(t) \right)$$

Όπου:

$P_{pv}(t)$, η παραγόμενη από το Φ/Β ηλεκτρική ενέργεια σε χρόνο t ,

$L_{der1,i}$ και $L_{der3,i}$, ο αριθμός των διαφορετικών επιπέδων ισχύος λειτουργίας της i -οστής αντλίας θερμότητας αέρα-αέρα και της i -οστού ηλεκτρικού θερμοσίφωνα αντίστοιχα.

$Q_{der1,i}(j), Q_{der2,i}(t), P_{der3,i}(j)$ η ισχύς την αντλίας θερμότητας αέρα-αέρα, της AC μονάδας με μετατροπέα και του ηλεκτρικού θερμοσίφωνα αντίστοιχα.

$r_{der1,i}(j,t)$ και $r_{der3,i}(j,t)$, οι δυαδικές μεταβλητές,

$P_{der2,i,max}$, η ονομαστική ισχύς της i -οστής AC μονάδας με μετατροπέα, και

$x_{s,1}(t), x_{s,2}(t)$, η θερμοκρασία του χώρου s και η θερμοκρασία τοίχου αντίστοιχα.

Τέτοια ώστε:

$$x_{s,min,b} \leq x_{s,1}(t) \leq x_{s,max,b}, \quad \forall \text{ \u03c7\u03cc\u03c1\u03bf } s \text{ \u03c4\u03bf\u03c5 \u03ba\u03c4\u03b9\u03c1\u03b9\u03cc\u03c5} \quad (2.a)$$

$$\begin{bmatrix} x_{s,1}(t) \\ x_{s,2}(t) \end{bmatrix} = e^{A_s t} \begin{bmatrix} x_{s,1}(t-1) \\ x_{s,2}(t-1) \end{bmatrix} + A_s^{-1} [e^{A_s t} - I] B_s u(t), \quad \forall \text{ \u03c7\u03cc\u03c1\u03bf } s \text{ \u03c4\u03bf\u03c5 \u03ba\u03c4\u03b9\u03c1\u03b9\u03cc\u03c5} \quad (2.\beta)$$

$$\sum_{j=1}^{L_{der1,i}} r_{der1,i}(j, t) = 1, \quad \forall i \text{ \u03b1\u03bd\u03c4\u03bb\u03b9\u03ac \u03b8\u03b5\u03c1\u03bc\u03cc\u03c4\u03b7\u03c4\u03b1\u03c2 \u03c3\u03c4\u03b1\u03b8\u03b5\u03c1\u03cc\u03c5 \u03cc\u03b3\u03ba\u03bf\u03c5 \u03b1\u03b5\u03c1\u03b1-\u03b1\u03b5\u03c1\u03b1} \quad (2.\gamma)$$

$$\sum_{j=1}^{L_{der3,i}} r_{der3,i}(j, t) = 1, \quad \forall i \text{ \u03b7\u03bb\u03b5\u03ba\u03c4\u03c1\u03b9\u03ba\u03cc \u03b8\u03b5\u03c1\u03bc\u03cc\u03c3\u03b9\u03c6\u03c9\u03bd\u03b1} \quad (2.\delta)$$

$$0 \leq Q_{der2,i}(t) \leq Q_{der2,i,max}, \quad \forall i \text{ \u03bc\u03cc\u03bd\u03ac\u03b4\u03b1 AC \u03bc\u03b5 \u03bc\u03b5\u03c4\u03b1\u03c4\u03c1\u03cc\u03c0\u03b5\u03ac} \quad (2.\epsilon)$$

Ο περιορισμός (2.α) εγγυ\u03ac\u03c4\u03b1\u03b9 \u03cc\u03c4\u03b9 \u03b7 \u03b8\u03b5\u03c1\u03bc\u03cc\u03ba\u03c1\u03b1\u03c3\u03b9\u03ac \u03c4\u03bf\u03c5 \u03b1\u03b5\u03c1\u03b1 \u03c3\u03c4\u03bf \u03c7\u03cc\u03c1\u03bf \u03b4\u03b5\u03bd \u03b8\u03b1 \u03c5\u03c0\u03b5\u03c1\u03b2\u03b1\u03b9\u03bd\u03b5\u03b9 \u03c4\u03b1 \u03cc\u03c1\u03b9\u03b1 \u03b8\u03b5\u03c1\u03bc\u03cc\u03ba\u03b9\u03ba\u03c5 \u03b1\u03bd\u03b5\u03c3\u03b7\u03c2 \u03c4\u03c9\u03bd \u03ba\u03c4\u03bf\u03b9\u03ba\u03c9\u03bd. \u0393\u03b9\u03b1 \u03ba\u03ac\u03b8\u03b5 \u03c7\u03cc\u03c1\u03bf \u03c4\u03bf\u03c5 \u03ba\u03c4\u03b9\u03c1\u03b9\u03cc\u03c5, \u03c4\u03bf \u03ba\u03ac\u03c4\u03c9 \u03ba\u03b1\u03b9 \u03c4\u03bf \u03b1\u03bd\u03c9 \u03cc\u03c1\u03b9\u03bf \u03c4\u03b7\u03c2 \u03b8\u03b5\u03c1\u03bc\u03cc\u03ba\u03c1\u03b1\u03c3\u03b9\u03ac\u03c2 \u03c4\u03bf\u03c5 \u03b1\u03b5\u03c1\u03b1 \u03c4\u03bf\u03c5 \u03c7\u03cc\u03c1\u03bf\u03c5 \u03c4\u03bf\u03c5 \u03c5\u03c0\u03cc\u03b4\u03b5\u03b9\u03ba\u03bd\u03cc\u03c5\u03bd \u03c4\u03b1 \u03b5\u03c0\u03b9\u03c0\u03b5\u03b4\u03b1 \u03b1\u03bd\u03b5\u03c3\u03b7\u03c2 \u03c4\u03c9\u03bd \u03ba\u03c4\u03bf\u03b9\u03ba\u03c9\u03bd \u03b3\u03b9\u03b1 \u03c4\u03b1 \u03c7\u03c1\u03cc\u03bd\u03b9\u03ba\u03ac \u03b4\u03b9\u03b1\u03c3\u03c4\u03b7\u03bc\u03b1\u03c4\u03b1 \u03c4\u03bf\u03c5 \u03b2\u03c1\u03b9\u03c3\u03ba\u03cc\u03bd\u03c4\u03b1\u03b9 \u03c3\u03b5 \u03b1\u03c5\u03c4\u03cc\u03bd, \u03b5\u03ba\u03c4\u03b9\u03bc\u03cc\u03bd\u03c4\u03b1\u03b9 \u03c9\u03c2 \u03b5\u03be\u03b9\u03c2:

$[x_{s,min,b}, x_{s,max,b}] = [\mu_{s,0,1} - \sigma_{s,0,1}, \mu_{s,0,1} + \sigma_{s,0,1}]$, \u03cc\u03c0\u03bf\u03c5 \u03bc \u03b7 \u03bc\u03b5\u03c3\u03b7 \u03c4\u03b9\u03bc\u03b7 \u03ba\u03b1\u03b9 \u03c3 \u03b7 \u03c4\u03c5\u03c0\u03b9\u03ba\u03b7 \u03b1\u03c0\u03cc\u03ba\u03bb\u03b9\u03c3\u03b7 \u03c4\u03c9\u03bd \u03bc\u03b5\u03c4\u03b1\u03b2\u03bb\u03b7\u03c4\u03c9\u03bd \u03b1\u03c0\u03cc \u03c4\u03b7 \u03bc\u03b5\u03c3\u03b7 \u03c4\u03b9\u03bc\u03b7.

Ο περιορισμός (2.β) υπολογ\u03b9\u03b6\u03b5\u03b9 \u03c4\u03b7\u03bd \u03b5\u03c0\u03b9\u03b4\u03c1\u03b1\u03c3\u03b7 \u03c4\u03b7\u03c2 \u03c0\u03c1\u03cc\u03c4\u03b5\u03b9\u03bd\u03cc\u03bc\u03b5\u03bd\u03b7\u03c2 \u03bb\u03cc\u03c3\u03b7\u03c2 \u03c3\u03c4\u03b7 \u03b8\u03b5\u03c1\u03bc\u03cc\u03ba\u03c1\u03b1\u03c3\u03b9\u03ac \u03c4\u03c9\u03bd \u03c7\u03cc\u03c1\u03c9\u03bd \u03ba\u03b9 \u03c4\u03c9\u03bd \u03c4\u03cc\u03b9\u03c7\u03c9\u03bd \u03c4\u03bf\u03c5 \u03ba\u03c4\u03b9\u03c1\u03b9\u03cc\u03c5.

Ο\u03b9 \u03c0\u03b5\u03c1\u03b9\u03cc\u03c1\u03b9\u03c3\u03bc\u03cc\u03b9 (2.γ) \u03ba\u03b9 (2.δ) \u03b4\u03b9\u03b1\u03c3\u03c6\u03b1\u03bb\u03b9\u03b6\u03cc\u03c5\u03bd \u03cc\u03c4\u03b9 \u03b7 \u03bb\u03cc\u03c3\u03b7 \u03c4\u03bf\u03c5 \u03c0\u03c1\u03cc\u03b2\u03bb\u03b7\u03bc\u03b1\u03c4\u03cc\u03c2 \u03b2\u03b5\u03bb\u03c4\u03b9\u03c3\u03c4\u03cc\u03c0\u03b9\u03cc\u03b7\u03c3\u03b7\u03c2 \u03b5\u03c0\u03b9\u03c4\u03c1\u03b5\u03c0\u03b5\u03b9 \u03c4\u03b7\u03bd \u03c0\u03c1\u03b1\u03b3\u03bc\u03b1\u03c4\u03cc\u03c0\u03b9\u03cc\u03c4\u03b7\u03c3\u03b7 \u03bc\u03cc\u03bd\u03cc \u03b5\u03bd\u03cc\u03c2 \u03b1\u03c0\u03cc \u03c4\u03b1 \u03b4\u03cd\u03bf \u03b5\u03c0\u03b9\u03c0\u03b5\u03b4\u03b1 \u03ba\u03b1\u03c4\u03b1\u03bd\u03ac\u03bb\u03c9\u03c3\u03b7\u03c2 \u03b9\u03c3\u03c7\u03cc\u03c5 \u03c4\u03b7\u03c2 \u03c3\u03c5\u03c3\u03ba\u03b5\u03c5\u03b7\u03c2, \u03b3\u03b9\u03b1 \u03ba\u03ac\u03b8\u03b5 \u03b1\u03bd\u03c4\u03bb\u03b9\u03ac \u03b8\u03b5\u03c1\u03bc\u03cc\u03c4\u03b7\u03c4\u03b1\u03c2 \u03c3\u03c4\u03b1\u03b8\u03b5\u03c1\u03cc\u03c5 \u03cc\u03b3\u03ba\u03bf\u03c5 \u03b1\u03b5\u03c1\u03b1-\u03b1\u03b5\u03c1\u03b1 \u03ba\u03b1\u03b9 \u03b7\u03bb\u03b5\u03ba\u03c4\u03c1\u03b9\u03ba\u03cc \u03b8\u03b5\u03c1\u03bc\u03cc\u03c3\u03b9\u03c6\u03c9\u03bd\u03b1.

\u039c\u03b5\u03bb\u03cc\u03c2, \u03cc (2.ε) \u03c0\u03c1\u03cc\u03c3\u03c4\u03b9\u03b8\u03b5\u03c4\u03b1\u03b9 \u03c0\u03c1\u03cc\u03ba\u03b5\u03b9\u03bc\u03b5\u03bd\u03cc\u03c5 \u03bd\u03b1 \u03c0\u03b5\u03c1\u03b9\u03cc\u03c1\u03b9\u03c3\u03c4\u03cc\u03c5\u03bd \u03cc\u03b9 \u03c4\u03b9\u03bc\u03b5\u03c2 \u03c4\u03c9\u03bd \u03b2\u03b5\u03bb\u03c4\u03b9\u03c3\u03c4\u03cc\u03c0\u03b9\u03cc\u03b7\u03bc\u03b5\u03bd\u03c9\u03bd \u03c3\u03c5\u03bd\u03b5\u03c7\u03c9\u03bd \u03bc\u03b5\u03c4\u03b1\u03b2\u03bb\u03b7\u03c4\u03c9\u03bd \u03b9\u03c3\u03c7\u03cc\u03c5 $P_{der2,i}(t)$ \u03b5\u03bd\u03cc\u03c2 \u03c4\u03c9\u03bd \u03c4\u03b5\u03c7\u03bd\u03b9\u03ba\u03c9\u03bd \u03c0\u03c1\u03cc\u03b4\u03b9\u03b1\u03b3\u03c1\u03b1\u03c6\u03cc\u03bd \u03ba\u03ac\u03b8\u03b5 \u03bc\u03cc\u03bd\u03ac\u03b4\u03b1\u03c2 AC \u03bc\u03b5 \u03bc\u03b5\u03c4\u03b1\u03c4\u03c1\u03cc\u03c0\u03b5\u03ac.

\u0397 \u03c4\u03c1\u03b9\u03c4\u03b7 \u03b5\u03bd\u03cc\u03c4\u03b7\u03c4\u03b1 \u03b5\u03b9\u03bd\u03b1\u03b9 \u03c5\u03c0\u03b5\u03c5\u03b8\u03b9\u03bd\u03b7 \u03b3\u03b9\u03b1 \u03c4\u03b7 \u03bb\u03b7\u03c8\u03b7 \u03ba\u03b9 \u03b1\u03bd\u03ac\u03bb\u03c5\u03c3\u03b7 \u03c4\u03c9\u03bd \u03b1\u03b9\u03c4\u03b7\u03bc\u03ac\u03c4\u03c9\u03bd \u03b2\u03b5\u03bb\u03c4\u03b9\u03c3\u03c4\u03cc\u03c0\u03b9\u03cc\u03b7\u03c3\u03b7\u03c2 \u03c4\u03c9\u03bd \u03b1\u03bd\u03b1\u03c6\u03b5\u03c1\u03b8\u03b7\u03ba\u03bd \u03ba\u03b9 \u03c4\u03b7\u03bd \u03c0\u03b1\u03c1\u03cc\u03c7\u03b7 \u03ba\u03ac\u03c4\u03ac\u03bb\u03bb\u03b7\u03bb\u03c9\u03bd \u03b1\u03c0\u03cc\u03bc\u03b1\u03ba\u03c1\u03c5\u03c3\u03bc\u03b5\u03bd\u03c9\u03bd \u03b5\u03bd\u03c4\u03cc\u03bb\u03cc\u03bd \u03b5\u03bb\u03b5\u03b3\u03c7\u03cc\u03c5 \u03bb\u03b5\u03b9\u03c4\u03c9\u03c1\u03b3\u03b9\u03b1\u03c2 \u03c4\u03c9\u03bd \u03b4\u03b9\u03b1\u03c6\u03cc\u03c1\u03c9\u03bd \u03b5\u03bd\u03b5\u03c1\u03b3\u03b5\u03b9\u03b1\u03ba\u03cc\u03bd \u03c3\u03c4\u03cc\u03b9\u03c7\u03b5\u03b9\u03c9\u03bd.

3.1 \u039d\u03c1\u03cc\u03b2\u03bb\u03b5\u03c8\u03b7 \u03c0\u03b1\u03c1\u03b1\u03b3\u03c9\u03b3\u03b7\u03c2 \u03c6\u03c9\u03c4\u03cc\u03b2\u03cc\u03bb\u03c4\u03b1\u03b9\u03ba\u03cc\u03c5

\u038c\u03c0\u03c9\u03c2 \u03b1\u03bd\u03b1\u03c6\u03b5\u03c1\u03b8\u03b7\u03ba\u03bd \u03ba\u03b9 \u03c0\u03b1\u03c1\u03b1\u03c0\u03b1\u03bd\u03c9, \u03b7 \u03c0\u03b1\u03c1\u03cc\u03c5\u03c3\u03b1 \u03b5\u03c1\u03b3\u03b1\u03c3\u03b9\u03b1 \u03b5\u03c7\u03b5\u03b9 \u03c9\u03c2 \u03c3\u03c4\u03cc\u03c7\u03cc \u03bd\u03b1 \u03c3\u03c5\u03bc\u03b2\u03ac\u03bb\u03bb\u03b5\u03b9 \u03c3\u03c4\u03b7\u03bd \u03b5\u03bd\u03b9\u03c3\u03c7\u03c5\u03c3\u03b7 \u03c4\u03b7\u03c2 \u03b9\u03b4\u03b9\u03ba\u03b1\u03c4\u03b1\u03bd\u03ac\u03bb\u03c9\u03c3\u03b7\u03c2 \u03b3\u03b9\u03b1 \u03cc\u03b9\u03ba\u03b9\u03b1\u03ba\u03cc\u03c5 \u03c0\u03b1\u03c1\u03b1\u03b3\u03c9\u03b3\u03cc\u03c5\u03c2-\u03ba\u03b1\u03c4\u03b1\u03bd\u03ac\u03bb\u03c9\u03c4\u03b5\u03c2, \u03c3\u03c5\u03bc\u03bc\u03b5\u03c4\u03b5\u03c7\u03cc\u03bd\u03c4\u03b1\u03c2 \u03c3\u03c4\u03b7\u03bd \u03b5\u03c0\u03b9\u03bb\u03c5\u03c3\u03b7 \u03b5\u03bd\u03cc\u03c2 \u03c0\u03c1\u03cc\u03b2\u03bb\u03b7\u03bc\u03b1\u03c4\u03cc\u03c2 \u03b2\u03b5\u03bb\u03c4\u03b9\u03c3\u03c4\u03cc\u03c0\u03b9\u03cc\u03b7\u03c3\u03b7\u03c2 \u03b9\u03b4\u03b9\u03ba\u03b1\u03c4\u03b1\u03bd\u03ac\u03bb\u03c9\u03c3\u03b7\u03c2, \u03bc\u03b5\u03c3\u03c9 \u03c4\u03b7\u03c2 \u03c0\u03c1\u03cc\u03b2\u03bb\u03b5\u03c8\u03b7\u03c2 \u03c0\u03b1\u03c1\u03b1\u03b3\u03c9\u03b3\u03b7\u03c2 \u03c4\u03bf\u03c5 \u03cc\u03b9\u03ba\u03b9\u03b1\u03ba\u03cc\u03c5 \u03c6\u03c9\u03c4\u03cc\u03b2\u03cc\u03bb\u03c4\u03b1\u03b9\u03ba\u03cc\u03c5. \u039c\u03b5\u03bb\u03b5\u03c4\u03cc\u03bd\u03c4\u03b1\u03c2 \u03c4\u03b7 \u03c3\u03c7\u03b5\u03c4\u03b9\u03ba\u03b7 \u03b2\u03b9\u03b2\u03bb\u03b9\u03cc\u03b3\u03c1\u03b1\u03c6\u03b9\u03b1 \u03ba\u03b9 \u03c3\u03c5\u03b3\u03ba\u03c1\u03b9\u03bd\u03cc\u03bd\u03c4\u03b1\u03c2 \u03c4\u03b1 \u03b1\u03c0\u03cc\u03c4\u03b5\u03bb\u03b5\u03c3\u03bc\u03b1\u03c4\u03b1 \u03c4\u03c9\u03c5 \u03c0\u03c1\u03cc\u03b5\u03ba\u03c5\u03c0\u03c4\u03b1\u03bd \u03b1\u03c0\u03cc \u03b4\u03b9\u03b1\u03c6\u03cc\u03c1\u03b5\u03c4\u03b9\u03ba\u03ac \u03bc\u03cc\u03bd\u03c4\u03b5\u03bb\u03b1 \u03c0\u03c1\u03cc\u03b2\u03bb\u03b5\u03c8\u03b7\u03c2, \u03c0\u03cc\u03bb\u03bb\u03ac \u03b1\u03c0\u03cc \u03c4\u03b1 \u03cc\u03c0\u03cc\u03b9\u03b1 \u03b5\u03c7\u03cc\u03bd \u03b1\u03bd\u03b1\u03c6\u03b5\u03c1\u03b8\u03b5\u03b9 \u03c3\u03c4\u03bf 2\u03cc \u03ba\u03b5\u03c6\u03ac\u03bb\u03b1\u03b9\u03bf, \u03cc\u03b9 \u03bc\u03b5\u03b8\u03cc\u03b4\u03cc\u03b9 \u03bc\u03b5 \u03c4\u03b9\u03c2 \u03cc\u03c0\u03cc\u03b9\u03b5\u03c2 \u03c4\u03b5\u03bb\u03b9\u03ba\u03ac \u03b5\u03c0\u03b9\u03bb\u03b5\u03be\u03c3\u03b1\u03bc\u03b5 \u03bd\u03b1 \u03c0\u03c1\u03cc\u03c3\u03b5\u03b3\u03b3\u03b9\u03c3\u03c5\u03bc\u03b5 \u03c4\u03bf \u03b5\u03b3\u03c7\u03b5\u03b9\u03c1\u03b7\u03bc\u03b1 \u03c4\u03b7\u03c2 \u03c0\u03c1\u03cc\u03b2\u03bb\u03b5\u03c8\u03b7\u03c2 \u03c0\u03b1\u03c1\u03b1\u03b3\u03c9\u03b3\u03b7\u03c2 \u03c6\u03c9\u03c4\u03cc\u03b2\u03cc\u03bb\u03c4\u03b1\u03b9\u03ba\u03cc\u03c5 \u03b5\u03b9\u03bd\u03b1\u03b9 \u03b4\u03cd\u03bf:

- Προσομοίωση παραγωγής φωτοβολταϊκού με χρήση του πακέτου PVWatts του NREL (white-box method) για πραγματοποίηση 24ωρων (day ahead) προβλέψεων
- Ανάπτυξη μοντέλου ARIMAX (black-box method) για πραγματοποίηση 24ωρων αλλά και ενδοημερήσιων προβλέψεων, με προοπτική συνεχούς βελτίωσης των αποτελεσμάτων του PVWatts, και κατά συνέπεια τα control actions που πρέπει να φτάσουν στο σύστημα.

Στη συνέχεια περιγράφονται αναλυτικά τα χαρακτηριστικά και τη λειτουργία των δύο αυτών μοντέλων.

3.1.1 Μοντέλο προσομοίωσης PVWatts

Ένα μοντέλο που βασίζεται στη φυσική (physics based) είναι μια αναπαράσταση των νόμων που διέπουν τη φύση και ενσωματώνει εγγενώς τις έννοιες του χρόνου, του χώρου, της αιτιότητας και της γενίκευσης. Αυτοί οι νόμοι της φύσης ορίζουν πώς εξελίσσονται οι φυσικές, χημικές, βιολογικές και γεωλογικές διεργασίες. Τα physics based μοντέλα κωδικοποιούν συνήθως τη γνώση με τη μορφή νόμων φυσικής, που συχνά βασίζονται σε δεκαετίες, αν όχι αιώνες, θεωρητικής ανάπτυξης και πειραματικής επικύρωσης. Αυτοί οι νόμοι συχνά εκδηλώνονται ως συστήματα διαφορικών εξισώσεων που επιλύονται αριθμητικά με υπολογιστές υψηλής απόδοσης (high-performance computing «HPC»). Η μοντελοποίηση που βασίζεται στη φυσική είναι ισχυρή και αποτελεσματική επειδή μας δίνει ένα προγνωστικό παράθυρο στο μέλλον που βασίζεται στην κατανόηση. Αυτό το επιτυγχάνει επειδή οποιοδήποτε μοντέλο περιορίζει το πεδίο εφαρμογής του σε μια συγκεκριμένη κατηγορία φυσικών συστημάτων ή διεργασιών, χτίζοντας μια καθολική αναπαράσταση εντός αυτής της κατηγορίας. Η μοντελοποίηση με βάση τη φυσική είναι ένας τρόπος για την προσομοίωση «what if» σεναρίων και για την πραγματοποίηση προβλέψεων που έχουν επεξηγηματική ισχύ ή προβολών με ποσοτικοποιημένες αβεβαιότητες που υπερβαίνουν την τρέχουσα κατάσταση και τα διαθέσιμα δεδομένα. Επιτρέπουν, για παράδειγμα, καιρικές προβλέψεις για τις επόμενες πέντε έως δέκα ημέρες, ή προβλέψεις, βάσει σεναρίων, για τη μελλοντική κατάσταση του κλίματος της Γης τις επόμενες δεκαετίες.

Το πρόβλημα μάθησης από δεδομένα είναι ουσιαστικά ένα αντίστροφο πρόβλημα που συγχωνεύει τη μερική γνώση των δεδομένων με αυτή των physics based μοντέλων με συστηματικό και αυστηρό τρόπο και με τρόπο που εκμεταλλεύεται τις συμπληρωματικές και αμοιβαία ενισχυόμενες πτυχές τόσο των δεδομένων όσο και των μοντέλων. Γενικά, κάθε προσπάθεια εξαγωγής αιτίου από αποτέλεσμα, δηλαδή εξαγωγής γνώσης από δεδομένα, μπορεί να θεωρηθεί ως αντίστροφο πρόβλημα. Ο καλύτερος τρόπος για να προσεγγίσουμε ένα αντίστροφο πρόβλημα είναι με μια αναπαράσταση λευκού κουτιού (white-box representation), που χρησιμοποιεί δεδομένα όπως κανόνες και θεωρήματα, για να διατυπώσει μοντέλα σαν αυτά που αναπαριστούν φυσικά φαινόμενα. Τα white-box μοντέλα συνήθως απαιτούν ολοκληρωμένη γνώση του συστήματος-στόχου και συνήθως αντιπροσωπεύονται από παραμετρική διατύπωση [22].

Για την physics based προσέγγισή μας, επιλέξαμε να χρησιμοποιήσουμε το πακέτο PVWatts που περιλαμβάνεται στη βιβλιοθήκη pvlib [23] της γλώσσας Python, και βασίζεται στη δημοφιλή λειτουργία της διαδικτυακής εφαρμογής PVWatts, του Εθνικού Εργαστηρίου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (National Renewable Energy Laboratory «NREL»). Χρησιμοποιείται, προκειμένου να «προσομοιώσουμε» την παραγωγή ενέργειας ενός οικιακού φωτοβολταϊκού συστήματος συνδεδεμένου στο δίκτυο για την επόμενη μέρα, χρησιμοποιώντας, μεταξύ άλλων, δεδομένα πρόβλεψης ηλιακής ακτινοβολίας σαν είσοδο (βλ. υποενότητα 0). Το PVWatts συνδυάζει έναν αριθμό υπομοντέλων για την πρόβλεψη της συνολικής απόδοσης του συστήματος και περιλαμβάνει αρκετές ενσωματωμένες παραμέτρους που είναι κρυφές από τον χρήστη. Τα προαναφερθέντα υπομοντέλα βασίζονται σε διάφορες φυσικές εξισώσεις, μερικές από τις οποίες θα παρουσιαστούν παρακάτω. Με αυτόν τον τρόπο, το PVWatts προσομοιώνει με ακρίβεια τα φωτοβολταϊκά συστήματα, κάνοντας πολλές υποθέσεις σχετικά με τον τύπο, τη διαμόρφωση και τη λειτουργία του συστήματος, με βάση μόνο μερικές απλές εισόδους.

3.1.1.1 Μαθηματικό μοντέλο PVWatts

Σύμφωνα με το [24], σε κάθε ώρα, το PVWatts υπολογίζει τη θέση του ήλιου για να καθορίσει τις γωνίες ζενίθ και του αζιμούθιου του ηλίου. Εκτελεί επίσης υπολογισμούς γωνίας πρόσπτωσης (angle of incidence = AOI), «α» για συστήματα παρακολούθησης ενός ή δύο αξόνων. Σταθερά συστήματα εφαρμόζουν τυπικούς γεωμετρικούς υπολογισμούς για τη γωνία πρόσπτωσης δεδομένης της κλίσης της επιφάνειας β , του αζιμούθιου επιφάνειας γ , του ηλιακού αζιμούθιου και του ηλιακού ζενίθ, όπως αναφέρονται στην παρακάτω εξίσωση:

$$a_{fixed} = [\sin \sin (\theta_{sun}) \cos \cos (\gamma - \gamma_{sun}) \sin \sin (\beta) + \cos \cos \theta_{sun} \cos \cos \beta]$$

Η προσπίπτουσα στη Φ/Β συστοιχία ακτινοβολία (plane-of-array «POA»), η διάχυτη, καθώς και η ανακλώμενη ακτινοβολία υπολογίζονται χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο Perez 1990 [25] χρησιμοποιώντας ως εισόδους τη γωνία πρόσπτωσης, την άμεση, τη διάχυτη και την ανακλώμενη από το έδαφος ακτινοβολία. Η συνολική ακτινοβολία POA, όπως φαίνεται στην παρακάτω εξίσωση, είναι το άθροισμα τριών στοιχείων:

$$I_{poa} = I_b + I_{d,sky} + I_{d,ground}$$

Το PVWatts υπολογίζει την ισχύ συνεχούς ρεύματος (DC) από την παρακάτω εξίσωση, η οποία αποτελείται από πέντε παραμέτρους. Μια εξ αυτών, είναι η ονομαστική απόδοση ισχύος των πάνελ, P_{dc0} . Οι υπόλοιπες αφορούν τη θερμοκρασία λειτουργίας των κυττάρων T_{cell} και την εκπεμπόμενη POA ακτινοβολία, I_{tr} . Επιπλέον, η απόδοση της διάταξης θεωρείται ότι μειώνεται με γραμμικό ρυθμό ως συνάρτηση της αύξησης της θερμοκρασίας, που εξαρτάται από τον συντελεστή θερμοκρασίας γ .

Τέλος, η θερμοκρασία αναφοράς T_{ref} είναι 25°C και η ακτινοβολία αναφοράς είναι 1000 W/m^2 . Η θερμοκρασία λειτουργίας των κυττάρων, T_{cell} , υπολογίζεται χρησιμοποιώντας ένα μοντέλο ισοζυγίου ενέργειας μεταφοράς θερμότητας που αναπτύχθηκε από τους Fuentes et al. το 1987 [26].

$$P_{dc} = \frac{I_{tr}}{1000} P_{dc0} (1 + \gamma (T_{cell} - T_{ref}))$$

Ο συντελεστής θερμοκρασίας εξαρτάται από τον επιλεγμένο τύπο φωτοβολταϊκού. Η απόδοση του μετατροπέα υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$\eta = \frac{\eta_{nom}}{\eta_{ref}} - 0.0162 * \zeta - \frac{0.0059}{\zeta} + 0.9858$$

Όπου η ονομαστική απόδοση η_{nom} , καθορίζεται από το χρήστη, η ονομαστική απόδοση του μετατροπέα η_{ref} ισούται με 0.9637 για τους πιο τυπικούς μετατροπείς, $\zeta = \frac{P_{dc}}{P_{dc0}}$ και $P_{dc0} = \frac{P_{aco}}{\eta_{nom}}$.

3.1.1.2 Επιλογή δεδομένων εισόδου

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήσαμε ως είσοδο στο συγκεκριμένο μοντέλο, προκειμένου να λάβουμε την επιθυμητή 24ωρη πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής, χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες: δεδομένα καιρού, δεδομένα τοποθεσίας και δεδομένα φωτοβολταϊκού. Δεδομένου ότι το μοντέλο PVWatts είναι μια προσομοίωση, προκειμένου να προκύψουν από αυτό δεδομένα πρόβλεψης (forecasted), τα δεδομένα καιρού, και συγκεκριμένα η ακτινοβολία και η θερμοκρασία Φ/Β κυττάρων πρέπει να είναι επίσης αποτελέσματα πρόβλεψης. Στον Πίνακα 2 παρουσιάζονται και περιγράφονται αναλυτικά τα δεδομένα εισόδου και οι πηγές από τις οποίες λαμβάνονται, αλλά και τα δεδομένα εξόδου που προκύπτουν από την εκτέλεση του μοντέλου.

	Δεδομένα εισόδου	Περιγραφή	Χρονικός ορίζοντας δεδομένων	Πηγή
Δεδομένα καιρού	Προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία (W/m ²)	Η ποσότητα ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει (υπό γωνία) σε μια δεδομένη φωτοβολταϊκή συστοιχία	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται από την ολική ηλιακή ακτινοβολία με χρήση της βιβλιοθήκης «get_total_irradiance» (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
	Θερμοκρασία Φ/Β κυττάρων (°C)	Η θερμοκρασία που προσπίπτει στη Φ/Β συστοιχία	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται μέσω εξίσωσης από τα προβλεπόμενα δεδομένα θερμοκρασίας αέρα που λαμβάνονται από το Dark Sky (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
	Θερμοκρασία Αναφοράς (= 25°C)	-	Μοναδική τιμή	Σταθερό μέγεθος του μοντέλου PVWatts
Δεδομένα τοποθεσίας	Γεωγραφικό πλάτος (μοίρες)	Το γεωγραφικό πλάτος του σημείου που είναι εγκατεστημένο το Φ/Β σύστημα	Μοναδική τιμή	Λαμβάνεται από διαδικτυακούς χάρτες βάσει τοποθεσίας κτιρίου
	Γεωγραφικό μήκος (μοίρες)	Το γεωγραφικό μήκος του σημείου που είναι εγκατεστημένο το Φ/Β σύστημα	Μοναδική τιμή	Λαμβάνεται από διαδικτυακούς χάρτες βάσει τοποθεσίας κτιρίου
	Υψόμετρο (μέτρα)	Το υψόμετρο του σημείου που είναι εγκατεστημένο το Φ/Β σύστημα	Μοναδική τιμή	Λαμβάνεται από διαδικτυακούς χάρτες βάσει τοποθεσίας κτιρίου
Δεδομένα Φ/Β	Γωνία κλίσης Φ/Β (μοίρες)	Η κλίση του επιπέδου-επιφάνειας (βλ. ενότητα 2.2.2)	Μοναδική τιμή	Βάσει εγκατάστασης Φ/Β
	Αζιμουθιακή γωνία Φ/Β (μοίρες)	Η γωνία μεταξύ της προβολής της κορυφής του συλλέκτη και του τοπικού μεσημβρινού βορρά-νότου. (βλ. ενότητα 2.2.2)	Μοναδική τιμή	Υπολογίζεται από διαδικτυακούς χάρτες με χρήση της εφαρμογής «Protractor»
	Ισχύς Pdc0 (Watts)	Ονομαστική ισχύς για ακτινοβολία 1000W/m ² και θερμοκρασία αναφοράς κυττάρων,	Μοναδική τιμή	Παρέχεται από φυλλάδιο κατασκευαστή (βλ. ενότητα 3.1.1.3)

		σε πρότυπες συνθήκες δοκιμής		
	Συντελεστής Gamma (%/°C)	Συντελεστής θερμοκρασίας	Μοναδική τιμή	Παρέχεται από φυλλάδιο κατασκευαστή (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
Δεδομένα εξόδου		Περιγραφή		Χρονικός ορίζοντας
Ημερήσια προσομοίωση παραγωγής φωτοβολταϊκού		Η προσομοίωση της Φ/Β παραγωγής που προκύπτει χρησιμοποιώντας τα παραπάνω δεδομένα σαν είσοδο.		Χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα

Πίνακας 2: Δεδομένα εισόδου και εξόδου για το μοντέλο PVWatts

3.1.1.3 Προεπεξεργασία δεδομένων

Το πρώτο βήμα για την υλοποίηση του Physics-based μοντέλου είναι η λήψη προβλεπόμενων (forecasted) δεδομένων καιρού. Τα δεδομένα αυτά ελήφθησαν από τη βάση δεδομένων των ενεργειακών εργαστηρίων Hypertech, χρησιμοποιώντας το API του Dark Sky, μιας διαδικτυακής εφαρμογής που παρέχει καιρικά δεδομένα πρόβλεψης για οποιαδήποτε ώρα και τοποθεσία επιθυμεί ο χρήστης. Τα δεδομένα που ελήφθησαν δεν περιλάμβαναν τιμές για τη συνολική ηλιακή ακτινοβολία, αλλά δεδομένα για την επικρατούσα νέφωση (cloud coverage). Έτσι, προκειμένου να προβλεφθεί το πρώτο με τη βοήθεια του δεύτερου, χρησιμοποιήθηκε ένα μοντέλο πρόβλεψης που περιγράφεται στο (Kasten & Young, 1989) και βασίζεται στην ακόλουθη μαθηματική εξίσωση:

$$\frac{Q_s}{Q_{s,clear}} = 1 - 0.75 \left(\frac{N}{8} \right)^{3.4}$$

Όπου N είναι η επικρατούσα νεφελότητα σε μια τοποθεσία και $Q_{s,clear}$ η ηλιακή ακτινοβολία σε αυτήν την τοποθεσία, σε μια χρονική στιγμή όπου δεν υπάρχουν σύννεφα. Αναζητώντας την πιο ακριβή δυνατή εκτίμηση για τα $Q_{s,clear}$, που ελαχιστοποιεί τον θόρυβο που προέρχεται από τα δεδομένα καιρού, καταλήγουμε να χρησιμοποιούμε τη βιβλιοθήκη rnlb της γλώσσας προγραμματισμού Python. Αυτή η βιβλιοθήκη παρέχει συναρτήσεις και τάξεις που σχετίζονται με την ηλιακή ενέργεια, όπως αλγόριθμους που σχετίζονται με τη θέση του ήλιου, τη μετατόπιση της ακτινοβολίας κ.λπ. Έχοντας υπολογίσει την ηλιακή ακτινοβολία μέσω της επικρατούσας νεφοκάλυψης, τόσο η εξωτερική θερμοκρασία όσο και η ηλιακή ακτινοβολία (ghi) παρέχονται σε ωριαίες προσαυξήσεις.

Επιπλέον, χρησιμοποιώντας το πακέτο «get_solarposition» της Python, το οποίο ορίζεται από μεταβλητές όπως η ημερομηνία, το γεωγραφικό μήκος και το γεωγραφικό πλάτος, υπολογίζονται οι σχετικές γωνίες που ορίζουν τη θέση του ήλιου. Από τα διάφορα δεδομένα που προκύπτουν, απομονώνουμε τις χρονοσειρές που αφορούν τη γωνία ζενίθ που θα χρησιμοποιηθεί στους υπολογισμούς που αναφέρονται παρακάτω. Με βάση τη βιβλιογραφία, η συνολική ηλιακή ακτινοβολία (ghi) είναι ίση με τη μετρούμενη ηλιακή ακτινοβολία (P_{solar}), ενώ η διάχυτη (dhi) και η άμεση (dni) ακτινοβολία υπολογίζονται από τις ακόλουθες εξισώσεις:

$$DHI = DF * GHI$$

$$DNI = (GHI - DHI) / \cos(Z)$$

όπου Z είναι η γωνία ζενίθ.

Για τον υπολογισμό των τελευταίων, χρησιμοποιήθηκε το πακέτο 'pvlib.irradiance.erbs' που υπολογίζει το Κλάσμα Διάχυσης (DF) από το ghi, το οποίο στη συνέχεια χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των απαιτούμενων τιμών, με βάση το μοντέλο που αναπτύχθηκε από τους Erbs et al., 1982 [27]. Εν συνεχεία, χρησιμοποιούμε το πακέτο «get_total_irradiance» της pvlib ώστε να υπολογίσουμε την ολική ακτινοβολία που προσπίπτει στη φωτοβολταϊκή συστοιχία υπό συγκεκριμένη γωνία πρόσπτωσης. Οι υπολογισμοί γίνονται βάσει της και ως είσοδοι χρησιμοποιούνται οι μεταβλητές: ghi, dni, dhi, ηλιακή γωνία ζενίθ, ηλιακή αζιμουθιακή γωνία, γωνία κλίσης Φ/Β και αζιμουθιακή γωνία Φ/Β. Η θερμοκρασία των κυττάρων του φωτοβολταϊκού, υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$T_{cell} = T_{air} + \frac{NOCT - 20}{800} S$$

Όπου T_{air} η προβλεπόμενη θερμοκρασία του αέρα, NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) δίνεται από τον κατασκευαστή και στην περίπτωση μας ισούται με 43°C, και S η ηλιακή ακτινοβολία που συσσωρεύεται σε κάποια συγκεκριμένη περιοχή για μια χρονική περίοδο και μετριέται σε W/m^2 . Τα δεδομένα τοποθεσίας, δηλαδή το γεωγραφικό πλάτος, το γεωγραφικό μήκος και το υψόμετρο αναφέρονται στις συντεταγμένες του πιλοτικού σταθμού, όπου είναι εγκατεστημένα τα φωτοβολταϊκά πάνελ. Τέλος, τα δεδομένα του Φ/Β και του λαμβάνονται από το φυλλάδιο του κατασκευαστή.

Στην περίπτωση μας είναι: Γωνία κλίσης Φ/Β = 15°, Pdc0 = 276.1 Watts, gamma = 0,0143 %/°C. Η τιμή Pdc0 αφορά πολύ συγκεκριμένες συνθήκες λειτουργίας, για αυτό και δεν αντιπροσωπεύει ικανοποιητικά τη λειτουργία του Φ/Β. Επειδή όμως η τιμή αυτή επηρεάζει την προσομοίωση περισσότερο από όλες τις άλλες, στην υποενότητα 4.3.1, όπου παρουσιάζονται τα αποτελέσματα προσομοίωσης που προκύπτουν από την εκτέλεση του μοντέλου PVWatts για τα συγκεκριμένα δεδομένα εισόδου, δοκιμάζονται διαφορετικές τιμές για τη μεταβλητή αυτή, ώστε να προκύψουν οι καλύτερες δυνατές προβλέψεις.

3.1.1.4 Μετεπεξεργασία δεδομένων εξόδου

Κατά τη διαδικασία προεπεξεργασίας δεδομένων εισόδου που περιεγράφηκε παραπάνω, δεν πραγματοποιήθηκε κάποιος μετασχηματισμός, επομένως δεν απαιτείται μετεπεξεργασία των δεδομένων εξόδου. Οι βιβλιοθήκες και τα πακέτα που χρησιμοποιούνται για τη δημιουργία του physics-based μοντέλου, παρουσιάζονται στον Πίνακα 3:

Βιβλιοθήκες	Πακέτα
requests	date, timedelta (datetime)
json	PVSystem, FixedMount (pvlib)
pandas	mean_squared_error (sklearn)
matplotlib.pyplot	Location (pvlib)
pvlib	ModelChain (pvlib)
numpy	DateFormatter (matplotlib)
datetime	erbs (pvlib)
time	get_solarposition (pvlib)

Πίνακας 3: Βιβλιοθήκες και πακέτα που χρησιμοποιήθηκαν για την υλοποίηση του Physics-based μοντέλου

3.1.2 Μοντέλο πρόβλεψης ARIMAX

Ένα μοντέλο ARIMAX είναι στην πραγματικότητα ένα Αυτοπαλινδρομικό Μοντέλο Κινητού Μέσου Όρου (Autoregressive Integrated Moving Average «ARIMA») με Εξωγενείς μεταβλητές (Exogenous factors), το οποίο μπορεί να θεωρηθεί ως μοντέλο πολλαπλής παλινδρόμησης με έναν ή περισσότερους αυτοπαλινδρομικούς όρους (AR) ή/και έναν ή περισσότερους όρους κινητού μέσου όρου (MA). Αυτή η εξίσωση δημιουργείται μέσω τεσσάρων χωριστών τμημάτων τα οποία μπορούν να περιγραφούν ως εξής:

- AR – Αυτοπαλινδρομικό μοντέλο: Θεωρεί γραμμικές σχέσεις ανάμεσα στην παρατήρηση της χρονοσειράς που εξετάζεται και στις προηγούμενες τιμές αυτής.
- I - Ενοποίηση ή διαφοροποίηση: Υπεύθυνο για την απαλοιφή της συνολικής «τάσης» στα δεδομένα
- MA – Μοντέλο Κινητού μέσου όρου: Θεωρεί γραμμικές σχέσεις ανάμεσα στην παρατήρηση της χρονοσειράς που εξετάζεται και στα σφάλματα που εμφάνισε το μοντέλο σε προηγούμενες περιόδους
- X - Εξωγενής παράγοντας

Αποτελεί ουσιαστικά μια black-box μέθοδο, δηλαδή μια data-driven προσέγγιση που απαιτεί πλήθος δεδομένων για να εκπαιδεύσει/βαθμονομήσει τους συντελεστές των μοντέλων, οι οποίοι στη συνέχεια θα χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή προβλέψεων. Αυτό σημαίνει ότι μια τέτοια προσέγγιση μπορεί να εφαρμοστεί μόνο εφόσον ένα φωτοβολταϊκό σύστημα έχει τεθεί σε λειτουργία και υπάρχουν αρκετά διαθέσιμα δεδομένα για την εκπαίδευση των μοντέλων.

3.1.2.1 Μαθηματικό μοντέλο ARIMAX

Αυτοπαλινδρομικό μοντέλο (AR)

Τα αυτοπαλινδρομικά μοντέλα είναι μοντέλα στα οποία η τιμή μιας μεταβλητής σε μια περίοδο, σχετίζεται με τιμές p προηγούμενων περιόδων [28]. Το AR(p) είναι ένα αυτοπαλινδρομικό μοντέλο με p περιόδους υστέρησης:

$$y_t = \mu + \sum_{i=1}^p \gamma_i y_{t-i} + \varepsilon_t$$

Όπου μ είναι μια σταθερά, γ_p ο συντελεστής για τη μεταβλητή υστέρησης σε χρόνο $t-p$, και ε_t ο όρος σφάλματος. Για παράδειγμα, το μοντέλο AR(1) εκφράζεται μαθηματικά ως εξής:

$$y_t = \mu + \gamma y_{t-1} + \varepsilon_t = \mu + \varepsilon_t$$

Μοντέλο κινητού μέσου όρου (MA)

Τα μοντέλα κινητού μέσου όρου λαμβάνουν υπόψιν τη δυνατότητα ύπαρξης συσχέτισης μεταξύ μιας μεταβλητής και των σφαλμάτων q προηγούμενων περιόδων. Το $MA(q)$ είναι ένα μοντέλο κινητού μέσου όρου με q περιόδους υστέρησης:

$$y_t = \mu + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i}$$

Όπου θ_i είναι ο συντελεστής για τη μεταβλητή υστέρησης σφάλματος σε χρόνο $t-q$. Για παράδειγμα, το μοντέλο $MA(1)$ εκφράζεται μαθηματικά ως εξής:

$$y_t = \mu + \varepsilon_t + \theta \varepsilon_{t-1}$$

Αυτοπαλινδρομικό Μοντέλο Κινητού Μέσου Όρου (ARMA)

Τα μοντέλα ARMA συνδυάζουν p αυτοπαλινδρομικούς όρους και q όρους κινητού μέσου όρου, για αυτό και εκφράζονται ως $ARMA(p,q)$. Μαθηματικά εκφράζονται ως:

$$y_t = \mu + \sum_{i=1}^p \gamma_i y_{t-i} + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i}$$

Είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για την πρόβλεψη μελλοντικών τιμών καθορισμένων χρονοσειρών, αφού είναι σε θέση να εξάγουν πολύτιμες στατιστικές ιδιότητες. Προκειμένου να μοντελοποιηθεί μια διαδικασία $ARMA(p,q)$, η χρονοσειρά ενδιαφέροντος θα πρέπει να είναι στάσιμη. Μια χρονοσειρά χαρακτηρίζεται ως στάσιμη όταν έχει μέσο όρο και διακύμανση που δεν αλλάζουν με την πάροδο του χρόνου, δεν έχει δηλαδή εποχικότητα και τάση. Όταν μια μεταβλητή y_t δεν είναι στατική, μια κοινή λύση είναι η διαφορίση (differencing) της μεταβλητής, η αφαίρεση δηλαδή από την παρούσα μεταβλητή, των τιμών των μεταβλητών n προηγούμενων περιόδων. Για παράδειγμα:

$$\Delta y_t = y_t - y_{t-1}, \text{ για διαφορίση } 1^{\text{ης}} \text{ τάξης}$$

$$\Delta y_t^2 = \Delta y_t - \Delta y_{t-1} = y_t - 2y_{t-1} + y_{t-2}, \text{ για διαφορίση } 2^{\text{ης}} \text{ τάξης, κ.ο.κ}$$

Αυτοπαλινδρομικό Μοντέλο Κινητού Μέσου Όρου (ARIMA)

Τα μοντέλα ARIMA (p,d,q) ουσιαστικά εκφράζουν μοντέλα ARMA με p αυτοπαλινδρομικούς όρους, q όρους κινητού μέσου όρου και διαφορίση τάξης d . Εκφράζονται μαθηματικά ως εξής:

$$\begin{aligned} (1 - \gamma_1 B - \dots - \gamma_p B^p)(1 - B)^d y_t &= c + (1 + \theta_1 B + \dots + \theta_q B^q) \varepsilon_t \Rightarrow \gamma(B)(1 - B)^d y_t \\ &= c + \theta(B) \varepsilon_t \quad (1) \end{aligned}$$

Όπου $(1 - B)^d = \nabla^d$ ο διαφορικός τελεστής.

Αυτό που τα διαφοροποιεί από τα μοντέλα ARMA είναι η ικανότητά τους να αντιμετωπίζουν μη στάσιμες χρονοσειρές. Για παράδειγμα, ας υποθέσουμε ότι θέλουμε να προβλέψουμε μια χρονοσειρά που έχει γραμμική τάση. Για να επιτευχθεί αυτό, αυτή η τάση πρέπει να εξαλειφθεί. Σε μια γραμμική συνάρτηση, για να φτάσουμε από το ένα σημείο στο επόμενο, πρέπει να προστεθεί κάποια σταθερή τιμή. Επομένως, αν πάρουμε τη διαφορά μεταξύ της τιμής του άξονα y σε μια χρονική στιγμή και μια προηγούμενη χρονική στιγμή, αναμένουμε ότι θα κυμαίνεται γύρω από κάποια σταθερή τιμή. Όταν εφαρμόζεται σε κάθε τιμή της χρονοσειράς, λαμβάνουμε μια νέα χρονοσειρά, με διαφορίση πρώτης τάξης ($d=1$). Αν δεν επιτευχθεί η στασιμότητα της χρονοσειράς, τότε προχωράμε σε διαφορίση μεγαλύτερης τάξης. Παρόλα αυτά, η τιμή του παράγοντα d θα πρέπει να είναι η μικρότερη δυνατή.

Το επόμενο βήμα είναι η δημιουργία ενός μοντέλου ARIMA για τη νέα, στάσιμη χρονοσειρά. Τελευταίο βήμα αποτελεί η ανάκτηση της προβλεπόμενης τιμής από το . Υποθέτουμε ότι έχουμε () με το να είναι η τελευταία καταγεγραμμένη τιμή της χρονοσειράς, τη χρονική στιγμή $t=m$. Επομένως, από την εξίσωση , έχουμε:

$$a_k = z_{k-1} + a_{k-1} = z_{k-1} + z_{k-2} + a_{k-2} = \dots \Rightarrow a_k = \sum_{i=1}^{k-m} z_{k-i} + a_m$$

Αυτοπαλινδρομικό Μοντέλο Κινητού Μέσου Όρου με εξωγενείς μεταβλητές (ARIMAX)

Το X είναι ο εξωγενής παράγοντας στο μοντέλο, η τιμή του οποίου προσδιορίζεται από τους παράγοντες μεταβλητών που βρίσκονται εκτός του μοντέλου μελέτης. Μπορεί να είναι μια χρονικά μεταβαλλόμενη μέτρηση όπως ο ρυθμός πληθωρισμού ή η τιμή ενός διαφορετικού δείκτη, μια μεταβλητή που διαχωρίζει τις διαφορετικές ημέρες της εβδομάδας ή μια Boolean μεταβλητή που λαμβάνει υπόψη τις ειδικές εορταστικές περιόδους. Μπορεί επίσης να αντιπροσωπεύει έναν συνδυασμό πολλών διαφορετικών εξωτερικών παραγόντων. Οι διάφοροι εξωτερικοί παράγοντες ενσωματώνονται στα μοντέλα πρόβλεψης προκειμένου να βελτιωθεί η απόδοσή τους. Για παράδειγμα, στη γεωργία, οι προβλέψεις της παραγωγής βασίζονται σε παράγοντες όπως η έκταση της γης, η ποιότητα των σπόρων κ.λπ. Ωστόσο, η βροχόπτωση είναι μια εξωγενής μεταβλητή της οποίας η τιμή θα καθοριστεί από άλλους παράγοντες, όπως η υγρασία, η ταχύτητα του αέρα, η κάλυψη σύννεφων κ.λπ.

Η μέθοδος ARIMAX είναι κατάλληλη για πρόβλεψη όταν τα δεδομένα είναι (μη) στάσιμα και πολυμεταβλητά, με οποιοδήποτε μοτίβο, π.χ. επίπεδο/τάση/ εποχικότητα/κυκλικότητα. Παρέχει προβλεπόμενες τιμές των μεταβλητών-στόχων για χρονικές περιόδους που καθορίζονται από τον χρήστη, ώστε να χρησιμοποιηθούν για τον προγραμματισμό, την παραγωγή, τις πωλήσεις και άλλους παράγοντες. Μια πολυμεταβλητή χρονοσειρά αποτελείται από περισσότερες από μία χρονικά εξαρτώμενες μεταβλητές και κάθε μεταβλητή εξαρτάται, όχι μόνο από τις παρελθοντικές τιμές της, αλλά έχει επίσης κάποια εξάρτηση από άλλες μεταβλητές.

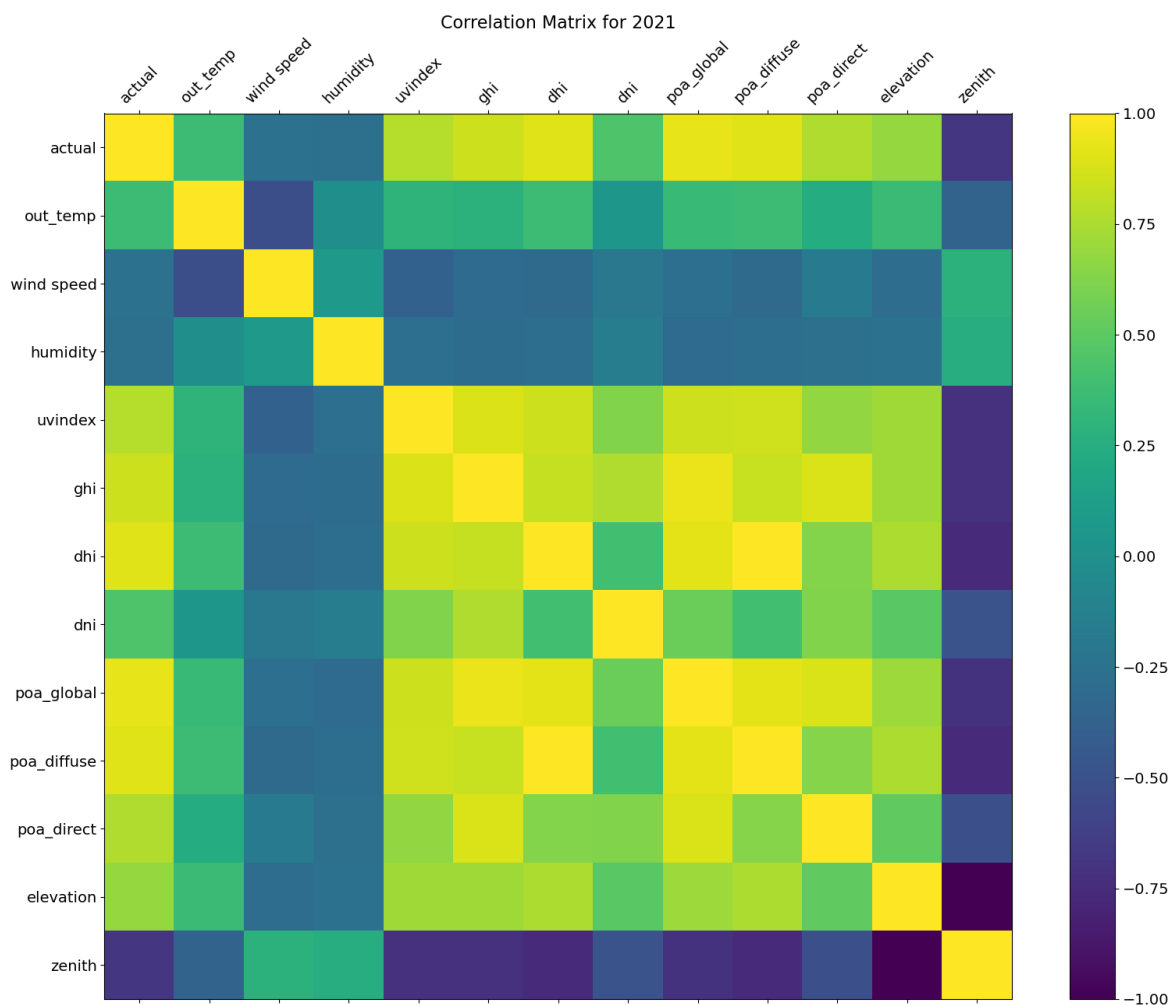
Η μαθηματική έκφραση του ARIMAX διατυπώνεται ως εξής:

$$\gamma(B)(1 - B)^d y_t = c + \theta(\beta)X_t + \theta(B)\varepsilon_t$$

3.1.2.2 Επιλογή δεδομένων εισόδου

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήσαμε σαν εισόδους στο μοντέλο μας χωρίζονται σε δύο κατηγορίες: Ενδογενείς και εξωγενείς μεταβλητές. Οι ενδογενείς μεταβλητές αφορούν παρελθοντικές χρονοσειρές μέτρησης παραγωγής του φωτοβολταϊκού και χρησιμεύουν τόσο στην εκπαίδευση του μοντέλου, όσο και στον μετέπειτα υπολογισμό των σφαλμάτων, που απαιτούνται για να γίνει η αξιολόγησή του. Οι εξωγενείς μεταβλητές αφορούν προβλεπόμενες (forecasted) χρονοσειρές διαφόρων δεδομένων, κυρίως καιρικών, τα οποία αποδεδειγμένα επηρεάζουν την παραγωγή του φωτοβολταϊκού, και χρησιμοποιούνται συμπληρωματικά σαν είσοδοι, προκειμένου να βελτιώσουν την απόδοση πρόβλεψης του μοντέλου. Τα καιρικά δεδομένα σχετικά με την ηλιακή ακτινοβολία, την εξωτερική θερμοκρασία, τη διάχυτη (dhi) και την άμεση (dni) ακτινοβολία λαμβάνονται με τον τρόπο που περιεγράφηκε στην ενότητα 3.1.1.3. Περισσότερα προβλεπόμενα δεδομένα καιρού, όπως ταχύτητα ανέμου, δείκτης υπερϊόδους ακτινοβολίας κ.λπ., λαμβάνονται επίσης από το API του Dark Sky. Η λήψη των δεδομένων γίνεται αξιοποιώντας πακέτα από τις βιβλιοθήκες «pandas» και «rnlib» της γλώσσας Python, βάσει γεωγραφικών συντεταγμένων (γεωγραφικό πλάτος και μήκος) και ημερομηνιών. Για να ελεγχθεί ποια από αυτά τα δεδομένα επηρεάζουν περισσότερο την απόδοση του μοντέλου μας, εφαρμόστηκε έλεγχος συσχέτισης μεταξύ της παραγωγής του Φ/Β και διαφόρων καιρικών δεδομένων ώστε να εντοπιστούν εκείνα με την υψηλότερη τιμή συσχέτισης. Για να γίνει

αυτό, κατασκευάστηκε ένας πίνακας συσχέτισης μέσω της μεθόδου «corr()» της βιβλιοθήκης pandas. Τα αποτελέσματα που λάβαμε φαίνονται στην Εικόνα 9:



Εικόνα 9: Πίνακας που υποδεικνύει τη συσχέτιση μεταξύ της παραγωγής του Φ/Β και των διαφόρων δεδομένων καιρού

Στην παραπάνω εικόνα φαίνεται η συσχέτιση των υποψήφιων δεδομένων εισόδου, με την παραγωγή του φωτοβολταϊκού για ένα ολόκληρο έτος (2021). Οι τιμές υψηλής συσχέτισης αντιστοιχούν σε κίτρινο (για θετικές τιμές) και μωβ χρώμα (για αρνητικές τιμές). Από την πρώτη στήλη του πίνακα συσχέτισης, λαμβάνονται τα δεδομένα που επηρεάζουν περισσότερο τη Φ/Β παραγωγή σε ετήσια βάση, και άρα αποτελούν τα δεδομένα εισόδου του μοντέλου ARIMAX. Στον Πίνακα 4 παρουσιάζονται και περιγράφονται αναλυτικά τα επιλεγέντα δεδομένα εισόδου και οι πηγές από τις οποίες λαμβάνονται, αλλά και τα δεδομένα εξόδου που προκύπτουν από την εκτέλεση του μοντέλου.

	Δεδομένα εισόδου	Περιγραφή	Χρονικός ορίζοντας δεδομένων	Πηγή
Ενδογενείς μεταβλητές	Παρελθοντική χρονοσειρά μέτρησης παραγωγής Φ/Β	Χρησιμοποιείται για την εκπαίδευση του μοντέλου.	Χρονοσειρά μιας εβδομάδας σε 60-λεπτα διαστήματα. Ο χρονικός ορίζοντας μεταβάλλεται ανάλογα με τις ανάγκες της πρόβλεψης. (βλ. ενότητα 4.3.2)	Λαμβάνεται από μετρήσεις για τη Φ/Β συστοιχία της εκάστοτε εγκατάστασης
Εξωγενείς μεταβλητές	Δείκτης υπεριώδους ακτινοβολίας (nm)	Χρησιμοποιείται για την βελτίωση της ακρίβειας του μοντέλου	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Λαμβάνονται από το API της πλατφόρμας Dark Sky με χρήση της βιβλιοθήκης «rplib»
	Ολική ηλιακή ακτινοβολία (W/m ²)	Χρησιμοποιείται για την βελτίωση της ακρίβειας του μοντέλου	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται από προβλεπόμενα δεδομένα cloud coverage που λαμβάνονται από το API της πλατφόρμας Dark Sky με χρήση της βιβλιοθήκης rplib (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
	Διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία (W/m ²)	Χρησιμοποιείται για την βελτίωση της ακρίβειας του μοντέλου	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται από την ολική ηλιακή ακτινοβολία με χρήση του πακέτου «get_solarposition» (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
	Άμεση ηλιακή ακτινοβολία (W/m ²)	Χρησιμοποιείται για την βελτίωση της ακρίβειας του μοντέλου	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται από την ολική ηλιακή ακτινοβολία με χρήση του πακέτου «get_solarposition» (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
	Προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία (W/m ²)	Η ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει υπό γωνία στο Φ/Β. Χρησιμοποιείται για την βελτίωση της ακρίβειας του μοντέλου	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται από την ολική ηλιακή ακτινοβολία με χρήση της βιβλιοθήκης «get_total_irradiance» (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
	Διάχυτη προσπίπτουσα	Χρησιμοποιείται για την βελτίωση της	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών	Υπολογίζεται από την ολική ηλιακή ακτινοβολία με χρήση

	ακτινοβολία (W/m ²)	ακρίβειας του μοντέλου	σε 60-λεπτα διαστήματα	της βιβλιοθήκης «get_total_irradiance» (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
	Άμεση προσπίπτουσα ακτινοβολία (W/m ²)	Χρησιμοποιείται για την βελτίωση της ακρίβειας του μοντέλου	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται από την ολική ηλιακή ακτινοβολία με χρήση της βιβλιοθήκης «get_total_irradiance» (βλ. ενότητα 3.1.1.3)
	Ηλιακή γωνία ζενίθ (μοίρες)	Η γωνία πρόσπτωσης στο οριζόντιο επίπεδο (90° - γωνία ανύψωσης)	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται από το πακέτο «get_solarposition» της βιβλιοθήκης «rnl1b» βάσει δεδομένων τοποθεσίας
	Ηλιακή γωνία ανύψωσης (μοίρες)	Η ανύψωση του ηλιακού διανύσματος ως προς τον παρατηρητή	Προβλεπόμενη χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα	Υπολογίζεται από το πακέτο «get_solarposition » της βιβλιοθήκης «rnl1b» βάσει δεδομένων τοποθεσίας
	Δεδομένα εξόδου	Περιγραφή		Χρονικός ορίζοντας
	Ημερήσια πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού	Η πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής που προκύπτει χρησιμοποιώντας τα παραπάνω δεδομένα σαν είσοδο.		Χρονοσειρά 24 ωρών σε 60-λεπτα διαστήματα

Πίνακας 4: Δεδομένα εισόδου και εξόδου για το μοντέλο ARIMAX

3.1.2.3 Προεπεξεργασία δεδομένων και παραμετροποίηση μοντέλου

Αφού επιλέχθηκαν τα κατάλληλα δεδομένα εισόδου, επόμενο βήμα αποτελεί ο μετασχηματισμός τους, με στόχο τον περιορισμό τυχαίων διακυμάνσεων και απαλοιφή ακραίων τιμών των χρονοσειρών, οι οποίες σε αυτήν την περίπτωση χαρακτηρίζονται από πολύ διαφορετικές μονάδες και κλίμακες δεδομένων, ώστε να μην επηρεαστεί αρνητικά η προβλεπτική του ικανότητα του μοντέλου. Αυτό πραγματοποιήθηκε μέσω μιας διαδικασίας κανονικοποίησης (normalization), κατά την οποία μεταβάλλουμε το αρχικό εύρος των δεδομένων μας, ώστε να παίρνει τιμές μεταξύ του 0 και του 1. Η κανονικοποίηση απαιτεί γνώση της ελάχιστης και της μέγιστης τιμής κάθε χρονοσειράς και βασίζεται στη σχέση:

$$y = (x - \min) / (\max - \min)$$

Όπου x είναι η εκάστοτε τιμή της χρονοσειράς που κανονικοποιείται, και min, max η ελάχιστη και μέγιστη τιμή της χρονοσειράς αντίστοιχα. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε το πακέτο MinMaxScaler της βιβλιοθήκης sklearn της Python.

Στη συνέχεια, πραγματοποιήθηκε έλεγχος στασιμότητας των παρελθοντικών χρονοσειρών Φ/Β παραγωγής, χρησιμοποιώντας τη μέθοδο ελέγχου μοναδιαίας ρίζας Augmented Dickey-Fuller (ADF).

Η στασιμότητα των χρονοσειρών είναι ιδιαίτερα σημαντική υπόθεση στην περίπτωση μοντέλων πρόβλεψης, καθώς εξασφαλίζει πιο ακριβείς και αξιόπιστες προβλέψεις των μελλοντικών τιμών. Επιπλέον, ο λόγος που ελέγχθηκαν μόνο οι χρονοσειρές Φ/Β παραγωγής είναι διότι αυτές είναι πιθανό να μην είναι στάσιμες, λόγω εποχιακών επιπτώσεων και καιρικών μοτίβων. Αντίθετα, οι εξωγενείς μεταβλητές μετρούνται σε παρόμοιες κλίμακες, επομένως είναι στάσιμες. Άλλες μέθοδοι που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον ίδιο σκοπό είναι η Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin (KPSS) και ο μη παραμετρικός έλεγχος Mann-Kendall (MK) (βλ. Παράρτημα – Κεφάλαιο 7) κ.ά. Η μέθοδος ADF επιστρέφει ουσιαστικά την πιθανότητα (*p-value*) του σεναρίου πως η χρονοσειρά δεν είναι στάσιμη. Έτσι, υψηλές πιθανότητες σηματοδοτούν την έλλειψη στασιμότητας και μικρές, την ύπαρξή της, ή καλύτερα τη μη ύπαρξη ενδείξεων για να υποστηριχθεί το αντίθετο. Συνήθως, ένα εμπειρικό κριτήριο που ακολουθείται για να υποστηρίξει κανείς την αρχική υπόθεση, είναι η πιθανότητα που υπολογίζεται να ξεπερνά το 0.05 (5%). (βλ. Παράρτημα – Κεφάλαιο 7). Στην Εικόνα 10 βλέπουμε ένα παράδειγμα εφαρμογής της μεθόδου ADF για ετήσια χρονοσειρά παραγωγής του Φ/Β:

```

1. ADF: -4.766514299201928
2. P-Value: 6.300172222897739e-05
3. Num of lags: 25
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 8734
5. Critical values:
   1% : -3.4310989378240957
   5% : -2.8618709806843423
  10% : -2.5669461760495387

```

Εικόνα 10: ADF τεστ στη χρονοσειρά παραγωγής του Φ/Β για το 2021

Όπως βλέπουμε, η τιμή της πιθανότητας ισούται με $6,3 \cdot 10^{-5} \ll 0,05$, επομένως η χρονοσειρά μας είναι στάσιμη. Επομένως συμπεραίνουμε πως δεν απαιτείται διαφόριση για την εξασφάλιση της στασιμότητας της συγκεκριμένης χρονοσειράς, δηλαδή η σειρά d του όρου I θα είναι μηδέν. (βλ. υποενότητα 3.1.2.1).

Έπειτα, σειρά έχει η παραμετροποίηση του μοντέλου, δηλαδή η επιλογή κατάλληλης σειράς (p,d,q) για το μοντέλο, καθώς και κατάλληλων συντελεστών για τις μεταβλητές υστέρησης που περιεγράφηκαν στις εξισώσεις της υποενότητας 3.1.2.1. Για την υλοποίηση του πρώτου σκέλους εξετάζονται οι συναρτήσεις αυτοσυσχέτισης (ACF) και μερικής αυτοσυσχέτισης (PACF) που χρησιμοποιούνται ως οδηγός για την εκτίμηση και επιλογή της κατάλληλης σειράς q του όρου MA και της σειράς p του όρου AR αντίστοιχα. Αυτό συμβαίνει γιατί τα μοντέλα ARIMA βασίζονται ακριβώς στην υπόθεση ύπαρξης συσχετίσεων μεταξύ διαδοχικών παρατηρήσεων. Έτσι, αν οι εν λόγω συντελεστές σηματοδοτούν την ύπαρξη κάποιας στατιστικά σημαντικής συσχέτισης, γίνεται αντιληπτό πως αυτή μπορεί να αξιοποιηθεί άμεσα για την κατασκευή ενός αντίστοιχου μοντέλου.

Ο **συντελεστής αυτοσυσχέτισης** υστέρησης k μας δείχνει κατά πόσο η τιμή της χρονοσειράς σε μία περίοδο εξαρτάται στη γενική περίπτωση από την τιμή της παρατήρησης k περιόδων πίσω. Παίρνει τιμές από +1 έως -1, οι οποίες δηλώνουν απόλυτα θετική και αρνητική γραμμική συσχέτιση αντίστοιχα. Αν ο συντελεστής ισούται με μηδέν τότε δεν υπάρχει καμία συσχέτιση μεταξύ των δύο παρατηρήσεων. Η τιμή της αυτοσυσχέτισης δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$p_k = \frac{Cov(y_t, y_{t-k})}{Var(y_t)} = \frac{\sum_{t=k+1}^n (y_t - \mu)(y_{t-k} - \mu)}{\sum_{t=1}^n (y_t - \mu)^2}$$

Εάν γραφική παράσταση ACF παρουσιάσει απότομη πτώση μετά από έναν ορισμένο αριθμό υστερήσεων, αυτή η πτώση είναι ένδειξη ότι πρέπει να χρησιμοποιηθεί η διαδικασία MA(q). Η τιμή του q είναι η τιμή υστέρησης μετά την οποία διακόπτεται η γραφική παράσταση ACF.

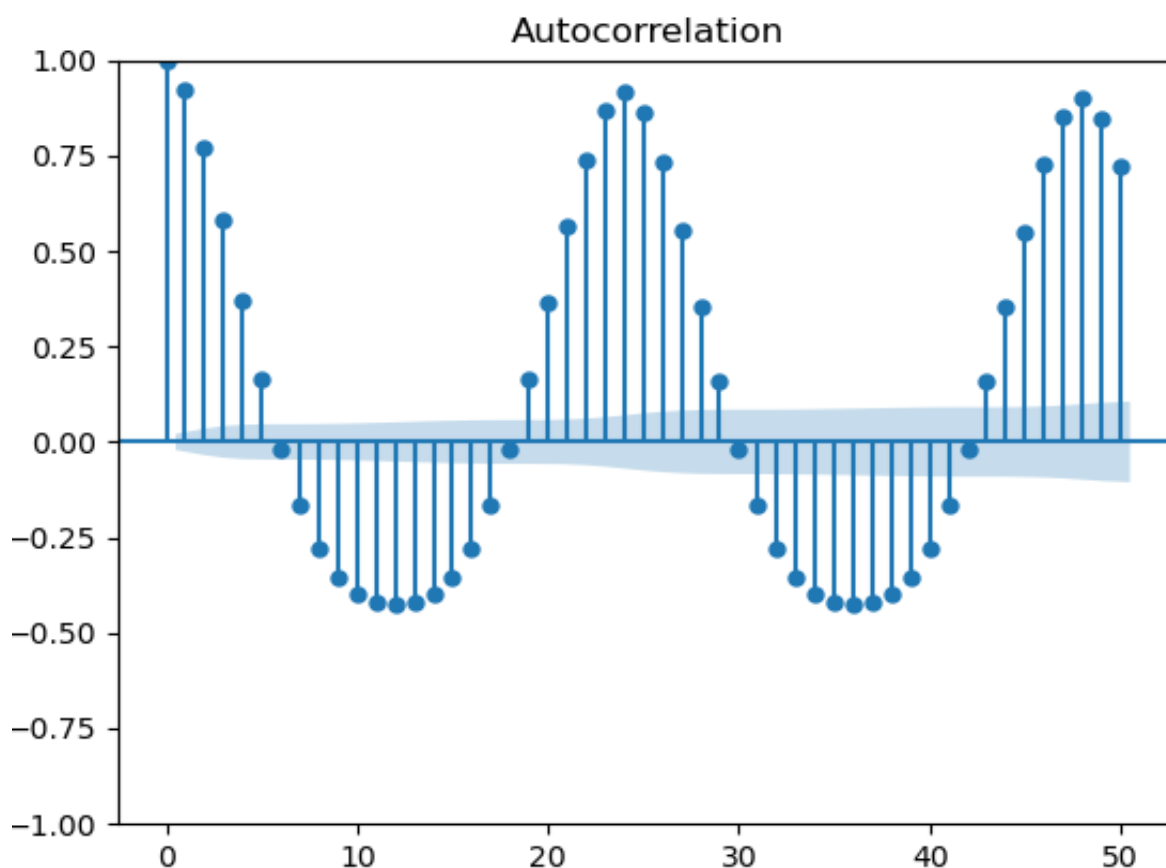
Ο συντελεστής μερικής αυτοσυσχέτισης υστέρησης k δείχνει κατά πόσο η τιμή της χρονοσειράς σε μία περίοδο εξαρτάται από την τιμή της παρατήρησης k περιόδων πίσω, μη λαμβάνοντας υπόψη την επίδραση που μπορεί ενδεχομένως να επιφέρουν οι τιμές που παρεμβάλλονται. Προφανώς, για $k=1$ ο δείκτης ACF ταυτίζεται με αυτόν του PACF. Και σε αυτήν την περίπτωση, ο συντελεστής παίρνει τιμές από +1 έως -1, οι οποίες δηλώνουν απόλυτα θετική και αρνητική γραμμική συσχέτιση αντίστοιχα. Η τιμή της μερικής αυτοσυσχέτισης δίνεται από τις ακόλουθες σχέσεις:

$$\varphi_{kk} = \frac{r_k - \sum_{j=1}^{k-1} (\varphi_{k-1,j} * r_{k-j})}{1 - \sum_{j=1}^{k-1} (\varphi_{k-1,j} * r_j)}$$

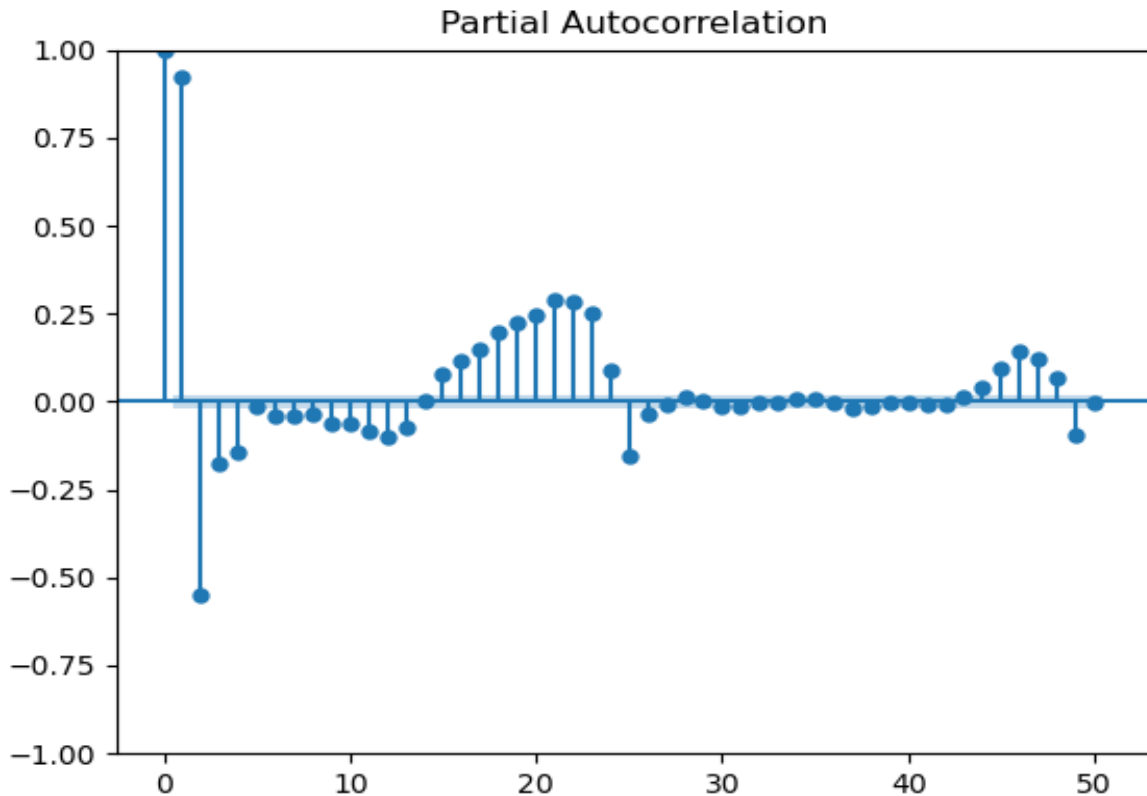
όπου,

$$\varphi_{11} = r_1, \quad \varphi_{22} = \frac{r_2 - r_1^2}{1 - r_1^2}, \quad \varphi_{kj} = \varphi_{k-1,j} - \varphi_{kk} \varphi_{k-1,k-j} \quad \text{για } k = 2, \dots \text{ και } j = 1, 2, \dots, k-1$$

Εάν γραφική παράσταση PACF παρουσιάσει απότομη πτώση μετά από έναν ορισμένο αριθμό υστέρησεων, αυτή η πτώση είναι ένδειξη ότι πρέπει να χρησιμοποιηθεί η διαδικασία AR(p). Η τιμή του p είναι η τιμή υστέρησης μετά την οποία διακόπτεται η γραφική παράσταση PACF. Στις Εικόνα 11 και Εικόνα 12 φαίνονται τα διαγράμματα συσχέτισης ACF και PACF που δημιουργήθηκαν για $k=50$ περιόδους υστέρησης, προκειμένου να αποφασιστεί ποιο μοντέλο ARIMAX θα χρησιμοποιηθεί:



Εικόνα 11: ACF διάγραμμα συσχέτισης για $k=50$ lags



Εικόνα 12: PACF διάγραμμα συσχέτισης για k=50 lags

Όπως φαίνεται στο διάγραμμα PACF, παρατηρείται απότομη πτώση την 24η περίοδο υστέρησης, επομένως ο αυτοπαλινδρομικός μας όρος είναι πολύ πιθανό να είναι $p=24$.

Αφού επιλεγεί η σειρά του μοντέλου, χρησιμοποιούνται τα στατιστικά κριτήρια Akaike Information Criterion (AIC) και Bayesian Information Criterion (BIC) (βλ. Παράρτημα – Κεφάλαιο 7) που μας βοηθούν να ελέγξουμε την ποιότητα προσαρμογής του μοντέλου, αξιολογώντας ουσιαστικά την πιθανότητα ταύτισης των παραγόμενων προβλέψεων με τις πραγματικές, και συσχετίζοντάς την με την πολυπλοκότητα του μοντέλου [29]. Προκειμένου όμως να εξασφαλιστεί ότι το μοντέλο που τελικά επιλέγεται είναι, κατά το δυνατόν, περισσότερο αποτελεσματικό, ο αλγόριθμος αυτοματοποιήθηκε προκειμένου να εκτελείται για πολλούς διαφορετικούς συνδυασμούς των συντελεστών p, d, q του μοντέλου ARIMAX. Σε κάθε επανάληψη, υπολογίζονται οι τιμές της πολυπλοκότητας AIC και BIC για κάθε αποτέλεσμα του μοντέλου και αποθηκεύονται σε μια λίστα. Ο συνδυασμός p, d, q που τελικά επιλέγεται ως ιδανική σειρά για το μοντέλο, είναι αυτός που έδωσε την ελάχιστη τιμή AIC και BIC αντίστοιχα. Αφού επιλεγεί τελικά η σειρά (p, d, q) του μοντέλου ARIMAX, υπολογίζονται οι συντελεστές των μεταβλητών υστέρησης που περιεγράφηκαν στις εξισώσεις της υποενότητας 3.1.2.1. Για να το επιτύχει αυτό, το πακέτο «statsmodels» της γλώσσας Python χρησιμοποιεί Εκτίμηση Μέγιστης Πιθανοφάνειας (Maximum Likelihood Estimation). Αυτή η τεχνική εντοπίζει αυτόματα τις τιμές των παραμέτρων που μεγιστοποιούν την πιθανότητα απόκτησης των δεδομένων που έχουμε παρατηρήσει, και λειτουργεί παρόμοια με την τεχνική Ελάχιστων Τετραγώνων [30]. Τελευταίο βήμα αποτελεί η επανεκτέλεση του αλγόριθμου για τη βέλτιστη τάξη (p, d, q) και η λήψη των αποτελεσμάτων της πρόβλεψης, τα οποία θα παρουσιαστούν στην Ενότητα 4.3.2.

3.1.2.4 Μετεπεξεργασία δεδομένων εξόδου

Δεδομένου ότι κατά την προεπεξεργασία δεδομένων πραγματοποιήθηκε κανονικοποίηση των χρονοσειρών εισόδου, σαν τελικό βήμα, εφαρμόζεται αντίστροφος MinMaxScaler μετασχηματισμός, προκειμένου να εκφραστούν τα δεδομένα πρόβλεψης σε πραγματική κλίμακα. Τέλος, υπολογίζεται ένα διάστημα εμπιστοσύνης, δηλαδή ένα εύρος τιμών μέσα στο οποίο είναι πιθανό να βρίσκεται η πρόβλεψη, με συγκεκριμένο βαθμό εμπιστοσύνης. Για τον υπολογισμό του επιπέδου εμπιστοσύνης χρησιμοποιείται ο δείκτης «α» (άλφα), που αποτελεί το επίπεδο σημαντικότητας. Συγκεκριμένα, το επίπεδο εμπιστοσύνης ισούται με $100*(1 - \alpha)\%$, οπότε για $\alpha=0,05$, που αποτελεί και την πιο συνήθη τιμή του και είναι αυτή που επιλέχθηκε στην παρούσα εργασία, έχουμε ένα επίπεδο εμπιστοσύνης ίσο με 95%. Αυτό σημαίνει πως από τις 100 προβλέψεις που πραγματοποιούνται, οι 95 θα εμπίπτουν στο διάστημα εμπιστοσύνης.

Οι βιβλιοθήκες και τα επιμέρους πακέτα που χρησιμοποιήθηκαν για την υλοποίηση του συγκεκριμένου μοντέλου, φαίνονται στον Πίνακα 5:

Βιβλιοθήκες	Πακέτα
requests	date, timedelta (datetime)
json	PVSystem, FixedMount (pvlib)
pandas	mean_squared_error (sklearn)
matplotlib.pyplot	Location (pvlib)
pvlib	ModelChain (pvlib)
numpy	DateFormatter (matplotlib)
datetime	erbs (pvlib)
time	get_solarposition (pvlib)
sklearn	MinMaxScaler (sklearn)
itertools	boxcox (scipy)
scipy	ConvergenceWarning (statsmodels)
dill	SARIMAX (statsmodels)
warnings	adfuller (statsmodels)
	plot_acf / plot_pacf (statsmodels)

Πίνακας 5: Βιβλιοθήκες και πακέτα που χρησιμοποιήθηκαν για την υλοποίηση του μοντέλου ARIMAX

4 Αξιολόγηση

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται οι μέθοδοι που χρησιμοποιήθηκαν για τον έλεγχο της απόδοσης των μοντέλων, καθώς και η πειραματική διάταξη τα δεδομένα της οποίας αξιοποιήθηκαν για την εκπαίδευση και αξιολόγησή τους. Επιπλέον, παρατίθενται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την εκτέλεση των μοντέλων και υπολογίζονται τα σφάλματα που παρουσιάστηκαν σε σχέση με τα αρχικά δεδομένα. Τέλος, πραγματοποιείται τεχνοοικονομική ανάλυση προκειμένου να εξεταστεί εάν η προτεινόμενη λύση βελτιστοποίησης είναι οικονομικά συμφέρουσα.

4.1 Μέθοδοι Αξιολόγησης

Προκειμένου να αξιολογήσουμε την απόδοση των μοντέλων μας, χρησιμοποιήθηκαν δύο τύποι σφαλμάτων πρόβλεψης, η κανονικοποιημένη ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (Normalized Root Mean Squared Error) και το Μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα (Mean Absolute Percentage Error).

4.1.1 Κανονικοποιημένη ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (NRMSE)

Η ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (Root Mean Squared Error (RMSE)) ορίζεται από τη σχέση: $RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2}$

όπου και y είναι οι προβλεπόμενες και οι πραγματικές τιμές, αντίστοιχα. Το RMSE μετρά την απόκλιση μεταξύ των προβλεπόμενων και των παρατηρούμενων τιμών τη στιγμή i , για n αριθμό παρατηρήσεων [28]. Το NRMSE συσχετίζει το RMSE με την παρατηρούμενη μέση τιμή για την περίοδο παρατήρησης και ορίζεται ως: $NRMSE = \frac{RMSE}{\bar{y}}$. Το NRMSE χρησιμοποιείται συχνά για τη σύγκριση διαφορετικών συνόλων δεδομένων ή μοντέλων πρόβλεψης που έχουν διαφορετικές κλίμακες. Είναι επίσης ευκολότερο να ερμηνευτεί επειδή η τιμή που προκύπτει από την εφαρμογή του NRMSE είναι στην ίδια κλίμακα με τις προβαλλόμενες τιμές (projected values). Όσο μικρότερη είναι η τιμή του σφάλματος, τόσο καλύτερη είναι η απόδοση του μοντέλου.

4.1.2 Μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα (MAPE)

Το MAPE [31] είναι η αναλογία της μέσης απόλυτης διαφοράς μεταξύ προβλεπόμενων και των πραγματικών τιμών σε μια στιγμή t , διαιρούμενη με την αντίστοιχη πραγματική τιμή. Η προβλεπόμενη τιμή συμβολίζεται ως F_t και η πραγματική είναι A_t . Ο αριθμός n αναφέρεται στον συνολικό αριθμό τιμών στο υπό εξέταση σύνολο:

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right|$$

Το MAPE λειτουργεί καλύτερα με δεδομένα που δεν περιλαμβάνουν μηδενικά και ακραίες τιμές και υποτιμά τον αντίκτυπο μεγάλων αλλά σπάνιων σφαλμάτων που προκαλούνται από ακραίες τιμές. Το μοντέλο λειτουργεί καλύτερα εάν η τιμή MAPE είναι χαμηλή.

4.1.3 Τεχνοοικονομική Ανάλυση

Το τελευταίο βήμα για την αξιολόγηση των μοντέλων είναι η εκτέλεση μιας Τεχνοοικονομικής ανάλυσης προκειμένου να εξεταστούν η οικονομική και ενεργειακή αποδοτικότητα της

βελτιστοποιημένης κατανάλωσης. Για την υλοποίηση αυτού του εγχειρήματος λήφθηκαν μετρήσεις για δύο διαφορετικά σενάρια που αφορούν, τη Μετρούμενη και τη Βελτιστοποιημένη κατανάλωση ενέργειας. Η τελευταία χωρίζεται σε τρεις κατηγορίες, που αφορούν τα μετρούμενα, προσομοιωμένα και προβλεπόμενα δεδομένα Φ/Β παραγωγής που χρησιμοποιούνται σαν είσοδοι για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Σε πίνακες αντίστοιχους με τον Πίνακα 6 καταγράφηκαν τα ποσοστά ιδιοκατανάλωσης και ενεργειακής αυτάρκειας που προέκυψαν για κάθε σενάριο, τόσο σε επίπεδο συνολικής κατανάλωσης όσο και σε επίπεδο κατανάλωσης HVAC. Επιπλέον, υπολογίστηκαν η ημερήσια καταναλισκόμενη (συνολική και HVAC), η αυτο-καταναλισκόμενη, καθώς και η απορροφώμενη και εγχεόμενη στο δίκτυο ενέργεια. Τέλος, πραγματοποιήθηκε υπολογισμός των ημερήσιων ενεργειακών κοστών, από τα οποία προέκυψε τελικά το συνολικό ημερήσιο κόστος καταναλισκόμενης ενέργειας. Στη συνέχεια, βάσει των παραπάνω μετρήσεων, έγινε υπολογισμός διαφόρων ποσοστών που διευκολύνουν την αξιολόγηση της βελτιστοποιημένης λύσης μας, για τα τρία σενάρια. Τα αποτελέσματα των σχετικών μετρήσεων παρουσιάζονται στην ενότητα 4.3.4.

	Δεδομένα μέτρησης	Βελτιστοποιημένη κατανάλωση
Ιδιοκατανάλωση (σύνολο)		
Ιδιοκατανάλωση (HVAC)		
Ενεργειακή αυτάρκεια (σύνολο)		
Ενεργειακή αυτάρκεια (HVAC)		
Συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)		
Ενέργεια HVAC (kWh)		
Αυτο-καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)		
Ενέργεια απορροφώμενη από το δίκτυο (kWh)		
Ενέργεια εγχεόμενη στο δίκτυο (kWh)		
Κόστος απορροφώμενης ενέργειας (EUR)		
Κόστος εγχεόμενης ενέργειας (EUR)		
Χρεώσεις δικτύου (EUR)		
Συνολικό κόστος		
Ποσοστά εξοικονόμησης σε σχέση με αρχικά Δεδομένα μέτρησης		
Συνολική εξοικονόμηση ενέργειας (λόγω μείωσης HVAC φορτίου)		
Εξοικονόμηση ενέργειας HVAC		
Αύξηση αυτό-καταναλισκόμενης ενέργειας		
Μείωση απορροφώμενης ενέργειας από δίκτυο		
Μείωση εγχεόμενης ενέργειας στο δίκτυο		
Μείωση κόστους απορρόφησης ενέργειας		
Μείωση χρεώσεων δικτύου		
Εξοικονόμηση κόστους ηλεκτρικής ενέργειας		

Πίνακας 6: Τεχνοοικονομική ανάλυση

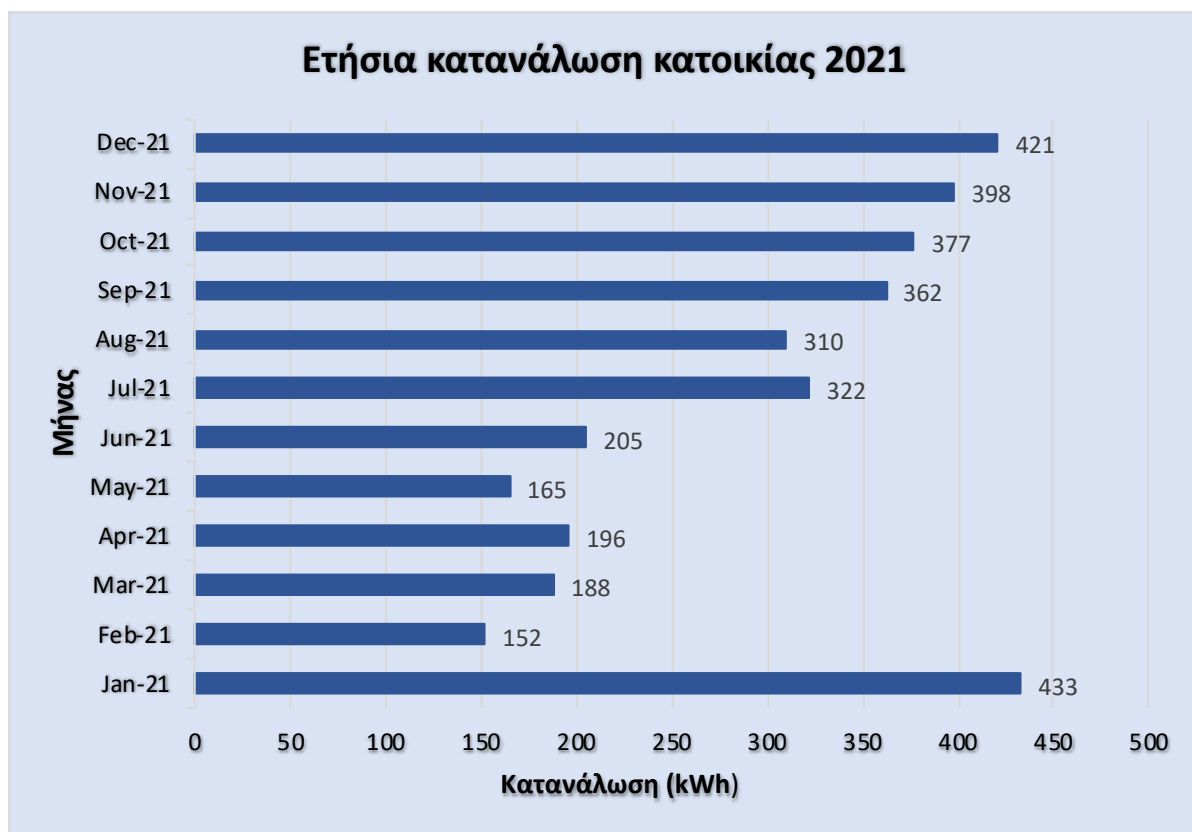
4.2 Περιγραφή κτιριακής εγκατάστασης

Για την εκπαίδευση των μοντέλων πρόβλεψης αλλά και την αξιολόγηση των μεθόδων που αναπτύχθηκαν, χρησιμοποιήθηκαν μετρήσεις κατανάλωσης και δεδομένα παραγωγής που ελήφθησαν από ιδιωτική οικία στην Αθήνα η οποία υπόκειται σε καθεστώς Ενεργειακού Συμφηφισμού (Net Metering) (Βλέπε υποενότητα 2.1.2), τα χαρακτηριστικά της οποίας παρουσιάζονται στον Πίνακα 7:

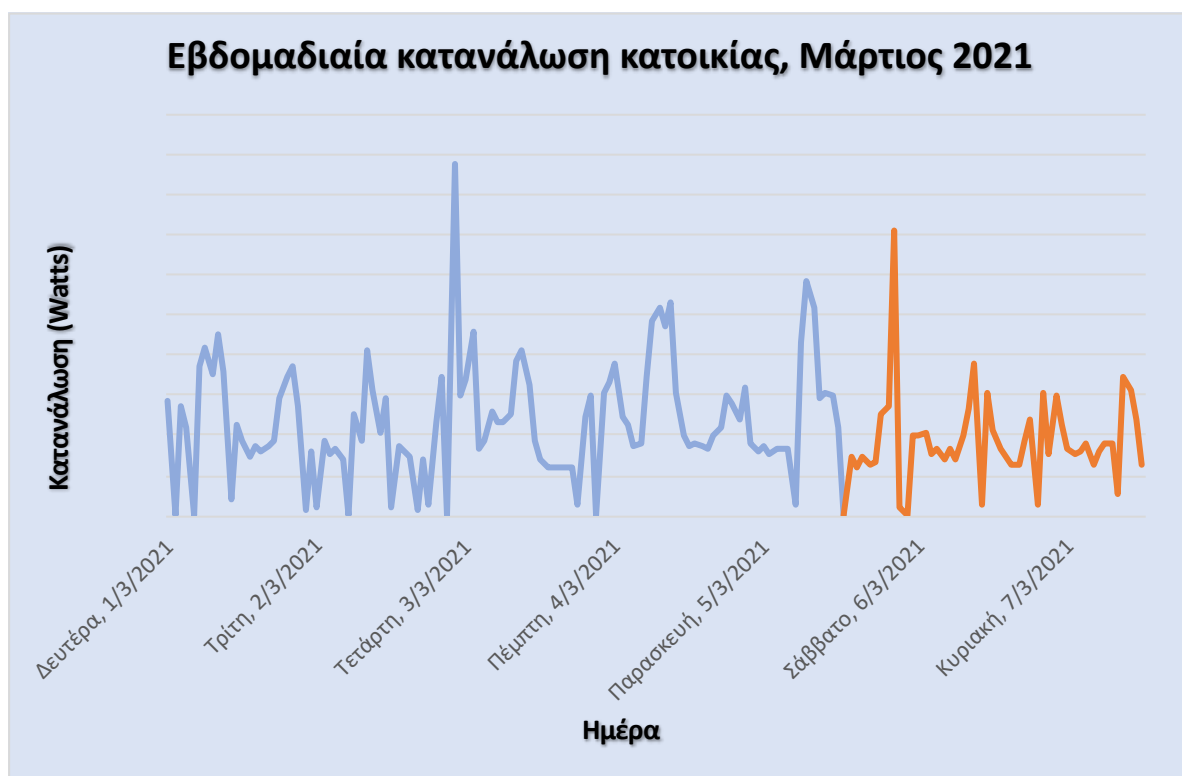
Τύπος κτιρίου	Ημιανεξάρτητη κατοικία
Ηλεκτρικές συσκευές με μετρούμενη κατανάλωση	Ηλεκτρικός θερμοσίφωνα, A/C, Πλυντήριο ρούχων, συνολική κατανάλωση σπιτιού
Προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (ετήσια κατανάλωση)	3536 kWh
Εμβαδόν	100 m ²
Τοποθεσία	38.0890655048403, 23.796580479233928
Μονάδα φωτοβολταϊκού	Q-PEAK-LG4.4_370 Wp
Μοντέλο αντιστροφέα	Symo 5.0-3-M

Πίνακας 7: Χαρακτηριστικά ιδιωτικής κατοικίας

Από τα διαθέσιμα φορτία της οικίας, για τα πειράματα που παρουσιάζονται στη συνέχεια χρησιμοποιήθηκαν μόνο δεδομένα κατανάλωσης της μονάδας A/C. Ο αριθμός των εγκατεστημένων πάνελ είναι 10, επομένως η ονομαστική παραγωγή ισχύος του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι $276.1 \cdot 10 = 2761 \text{ W}_p$. Στις παρακάτω εικόνες βλέπουμε τα προφίλ κατανάλωσης του κτιρίου κατοικίας. Συγκεκριμένα, στην Εικόνα 13 απεικονίζεται συνολική κατανάλωση της κατοικίας ανά μήνα για το 2021. Αθροίζοντας τις συγκεκριμένες τιμές, προκύπτει η συνολική ετήσια κατανάλωση, που ισούται με 3529 kWh. Στην Εικόνα 14 φαίνεται η ωριαία κατανομή της οικιακής κατανάλωσης για μια εβδομάδα του Μαρτίου 2021.



Εικόνα 13: Ετήσια κατανάλωση κατοικίας



Εικόνα 14: Εβδομαδιαία κατανάλωση κατοικίας για το μήνα Μάρτιο

Όπως φαίνεται από τις παραπάνω εικόνες, η κατανάλωση σε Watts του κτιρίου γραφείων είναι πολύ μεγαλύτερη σε σχέση με την οικιακή κατανάλωση.

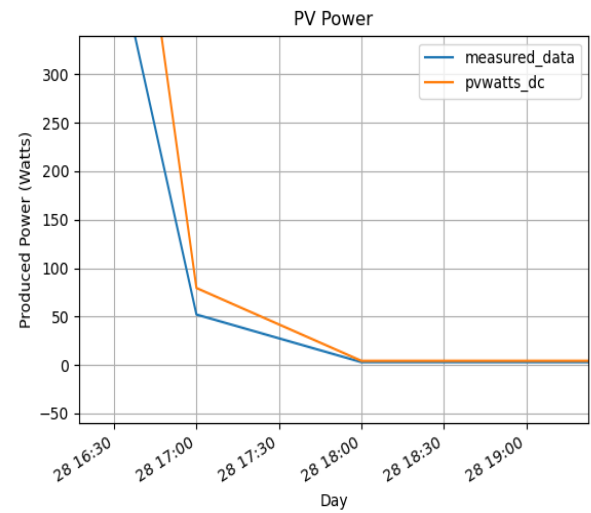
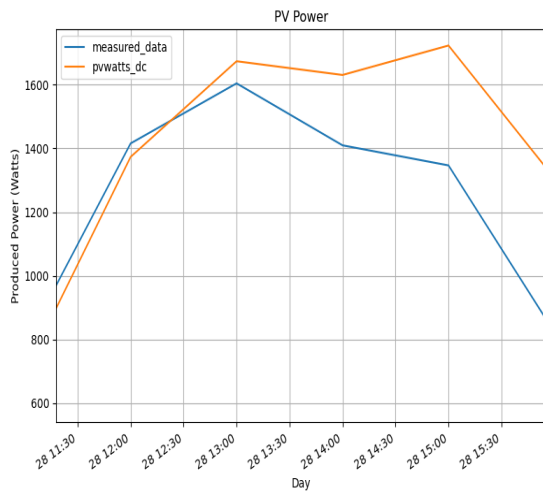
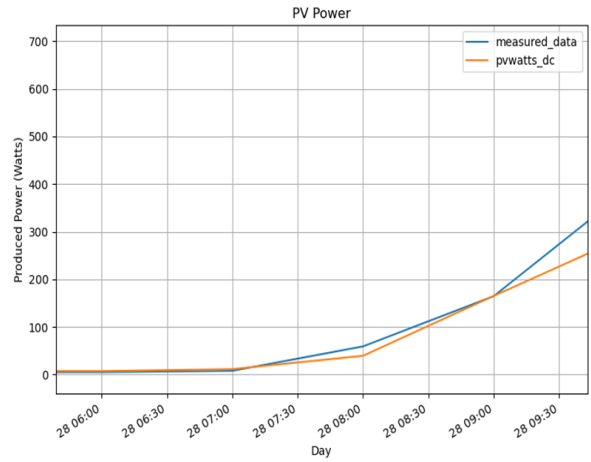
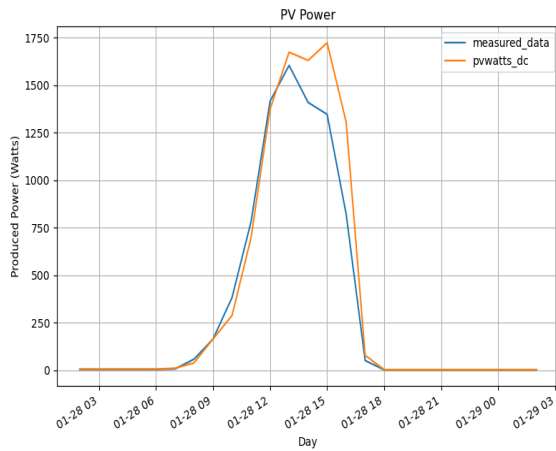
4.3 Αποτελέσματα

Προκειμένου να ελέγξουμε την απόδοση των δύο μοντέλων, πραγματοποιήθηκαν πειράματα που βασίστηκαν σε δεδομένα παραγωγής φωτοβολταϊκού που ελήφθησαν από τα πιλοτικά κτίρια που περιγράφηκαν στην ενότητα **Error! Reference source not found.** Αρχικά πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις με το μοντέλο PVWatts για μια τυχαία ημέρα κάθε μήνα, για το έτος 2021, ώστε να ληφθεί κάθε φορά μια 24ωρη πρόβλεψη για την επόμενη ημέρα, η οποία θα χρησιμοποιούνταν αργότερα για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης που περιεγράφηκε στο κεφάλαιο 3. Σκοπός της επιλογής των συγκεκριμένων χρονικών περιόδων ήταν η αξιολόγηση της συμπεριφοράς του μοντέλου σε διαφορετικές εποχές και ποικίλες καιρικές συνθήκες. Στη συνέχεια τα πειράματα αυτά επαναλήφθηκαν με μεταβολή ορισμένων παραμέτρων εισόδου, ώστε να εξεταστεί εάν υπήρξε κάποια βελτίωση στις προβλέψεις. Φυσικά σε κάθε εκτέλεση του πειράματος σημειώνονταν οι τιμές των σφαλμάτων πρόβλεψης NRMSE και MAPE (βλέπε ενότητα 4.1) του μοντέλου. Το επόμενο βήμα αποτέλεσε η πραγματοποίηση 24ωρων προβλέψεων με χρήση του μοντέλου ARIMAX, για τις οποίες ακολουθήθηκε παρόμοια διαδικασία με παραπάνω. Προκειμένου να είναι εύκολη η σύγκριση των αποτελεσμάτων αλλά και των σφαλμάτων των δύο μοντέλων, επιλέχθηκαν οι ίδιες μέρες πρόβλεψης για κάθε μήνα. Παράλληλα, για κάθε επανάληψη σημειώθηκε και η σειρά (p,d,q) του μοντέλου ARIMAX που επιλέχθηκε. Τέλος, εξετάστηκε και συγκρίθηκε η συμπεριφορά των μοντέλων για πιο βραχυπρόθεσμες προβλέψεις, σε χρονικό παράθυρο δύο και τεσσάρων ωρών. Τα σχετικά αποτελέσματα παρουσιάζονται αναλυτικά στις επόμενες υποενότητες.

4.3.1 Προσομοιώσεις - PVWatts

Τα παρακάτω αποτελέσματα προέκυψαν τρέχοντας το μοντέλο PVWatts για μια μέρα ανά μήνα. Για τους χειμερινούς μήνες η τιμή Pdc0 (βλ. υποενότητα 3.1.1.1) της ονομαστικής παραγωγής του Φ/Β επιλέχθηκε, βάσει δοκιμών, ίση με 1080 Watts, ενώ για τους θερινούς μήνες ίση με 1430 Watts.

28 Ιανουαρίου 2021

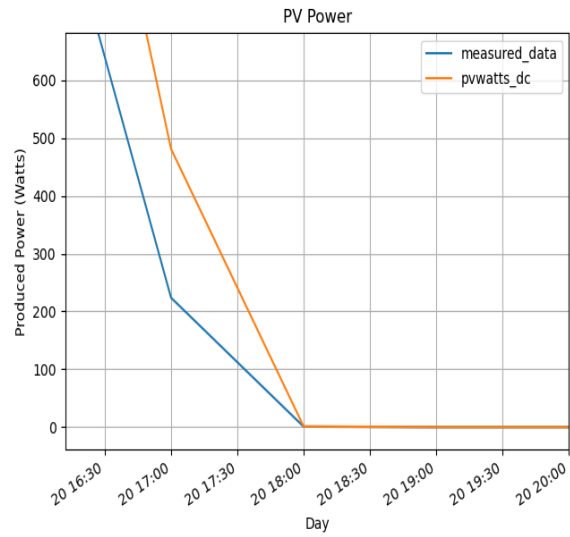
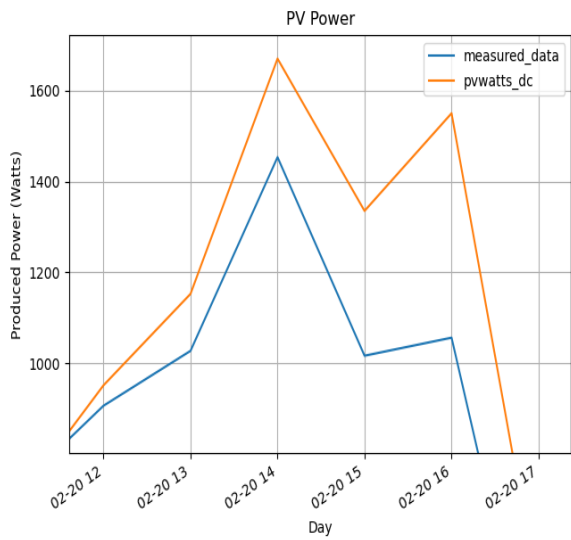
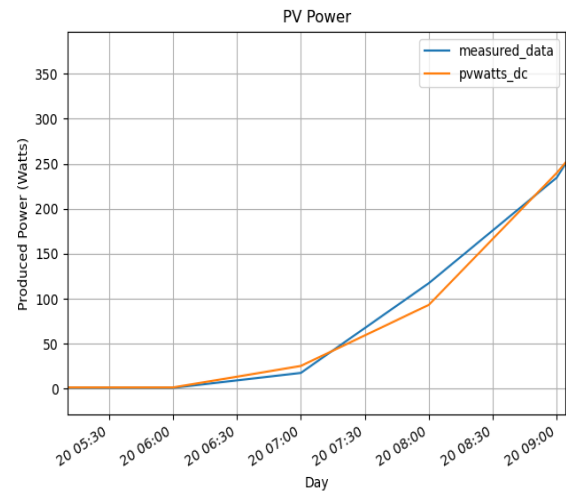
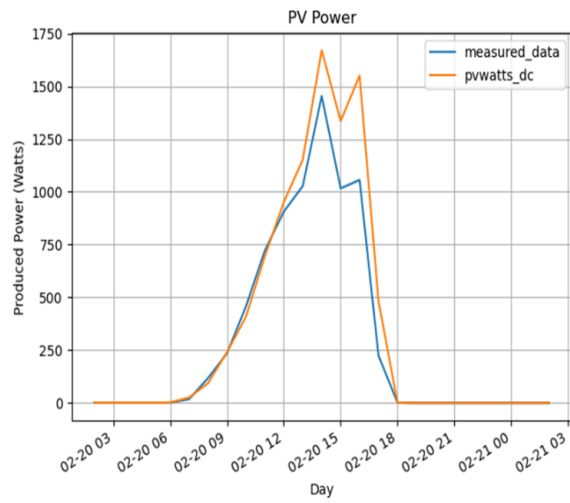


NRSME: 0.4132

MAPE: 0.3661

Εικόνα 15: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 28^η Ιανουαρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

20 Φεβρουαρίου 2021

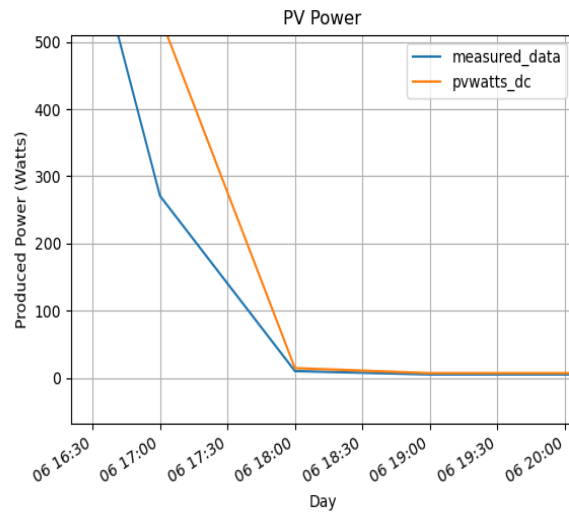
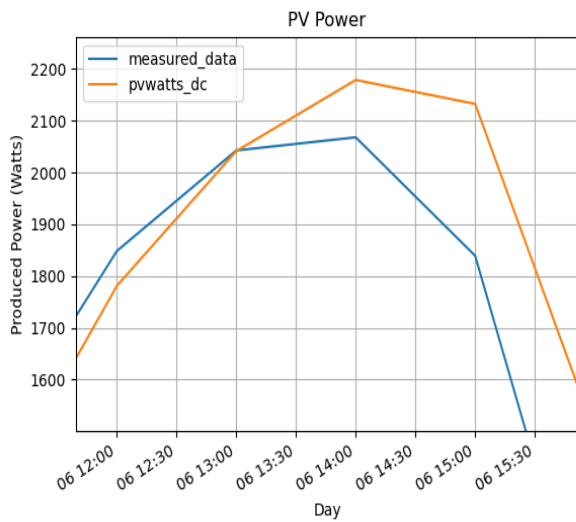
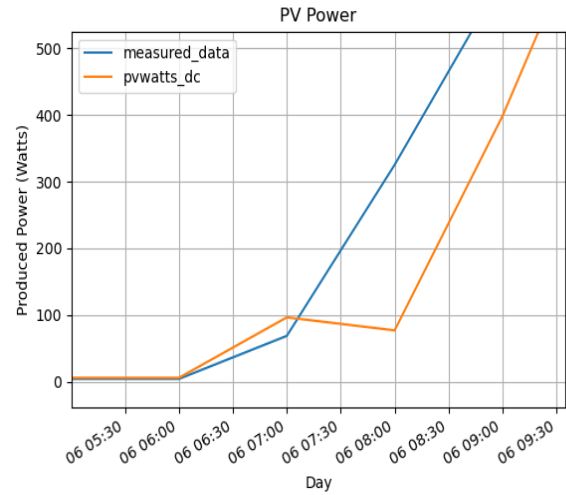
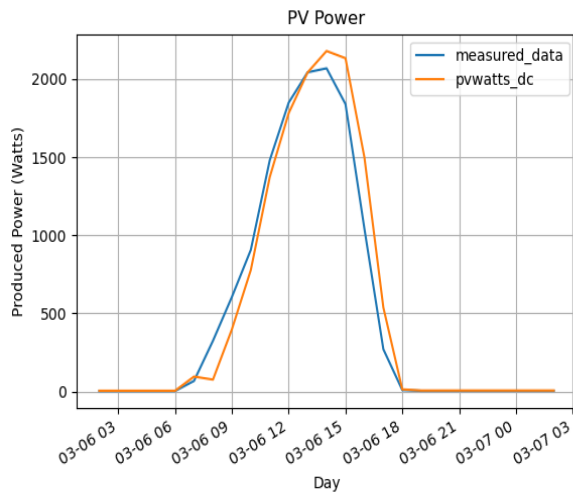


NRSME: 0.4789

MAPE: 0.2273

Εικόνα 16: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 20^η Φεβρουαρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

6 Μαρτίου 2021

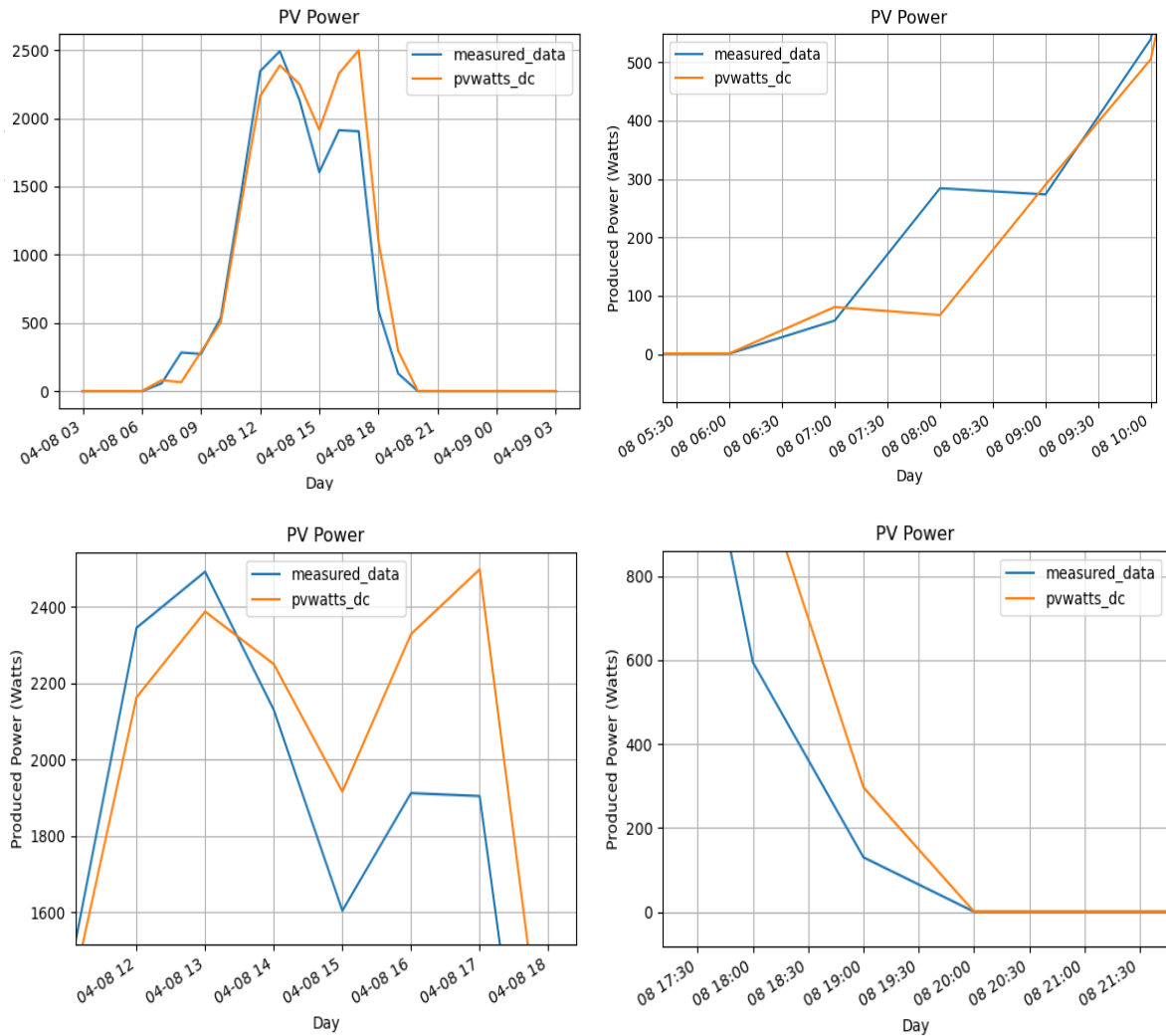


NRSME: 0.2859

MAPE: 0.3679

Εικόνα 17: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 6^η Μαρτίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

8 Απριλίου 2021

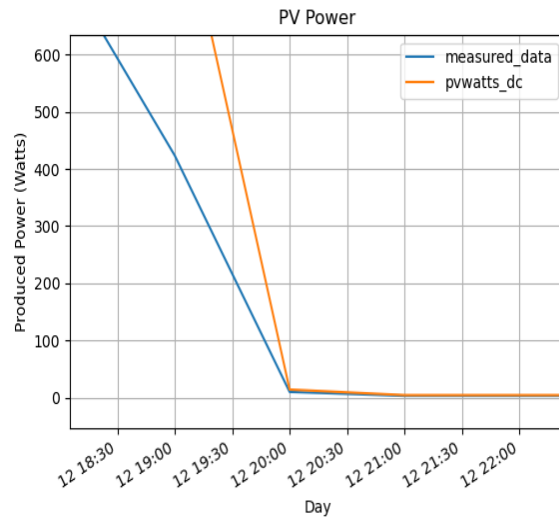
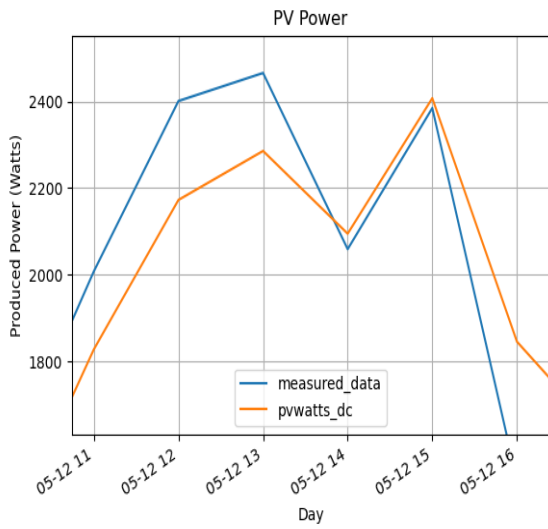
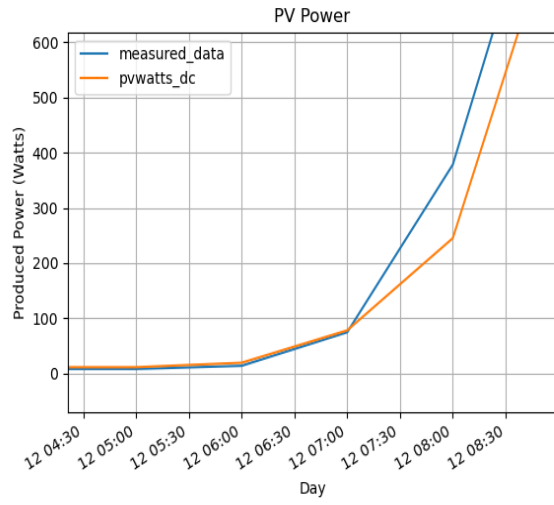
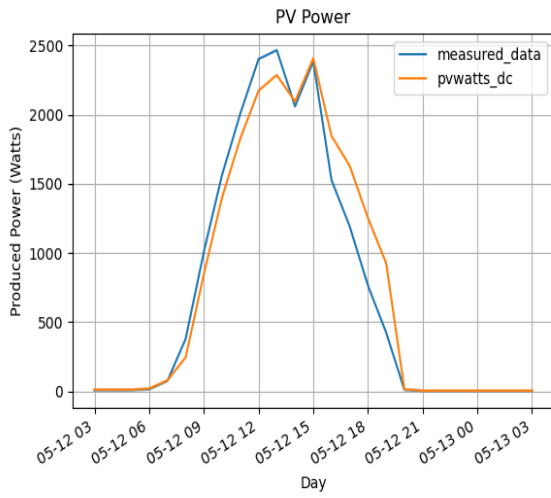


NRSME: 0.3218

MAPE: 0.3813

Εικόνα 18: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 8^η Απριλίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

12 Μαΐου 2021

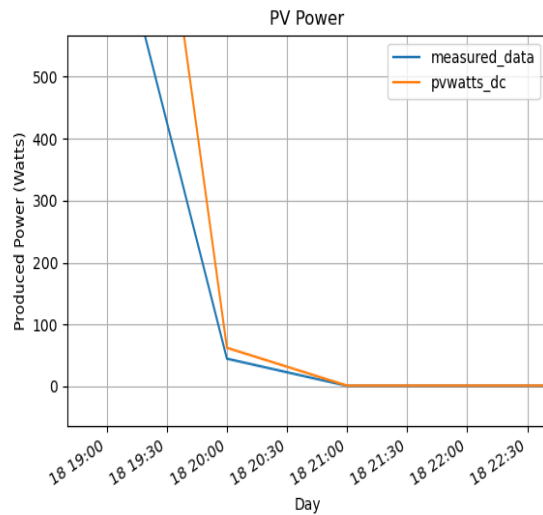
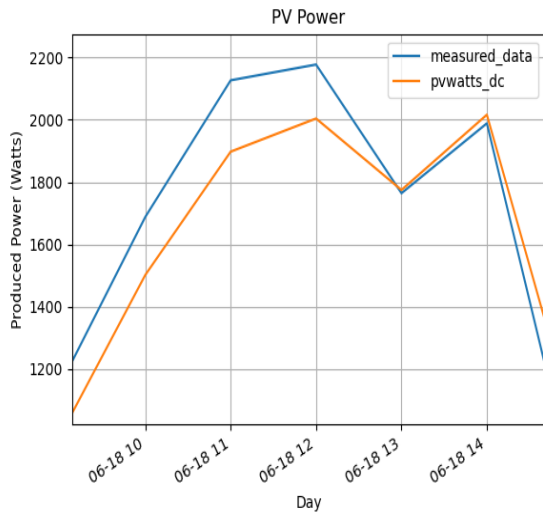
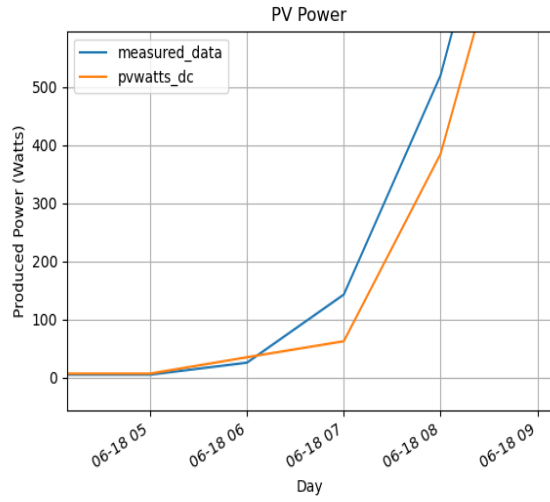
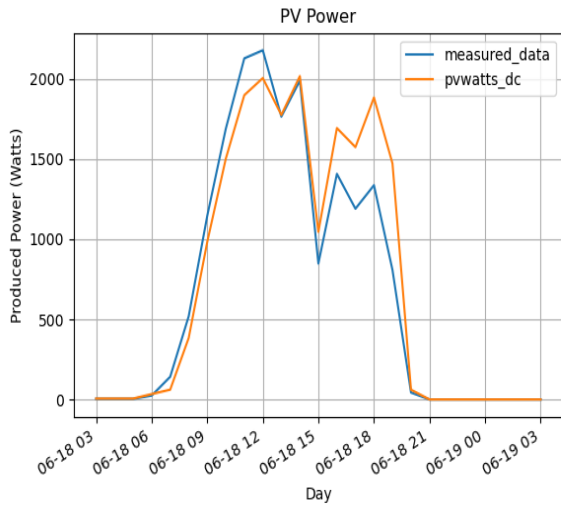


NRSME: 0.2692

MAPE: 0.3213

Εικόνα 19: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 12^η Μαΐου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

18 Ιουνίου 2021:

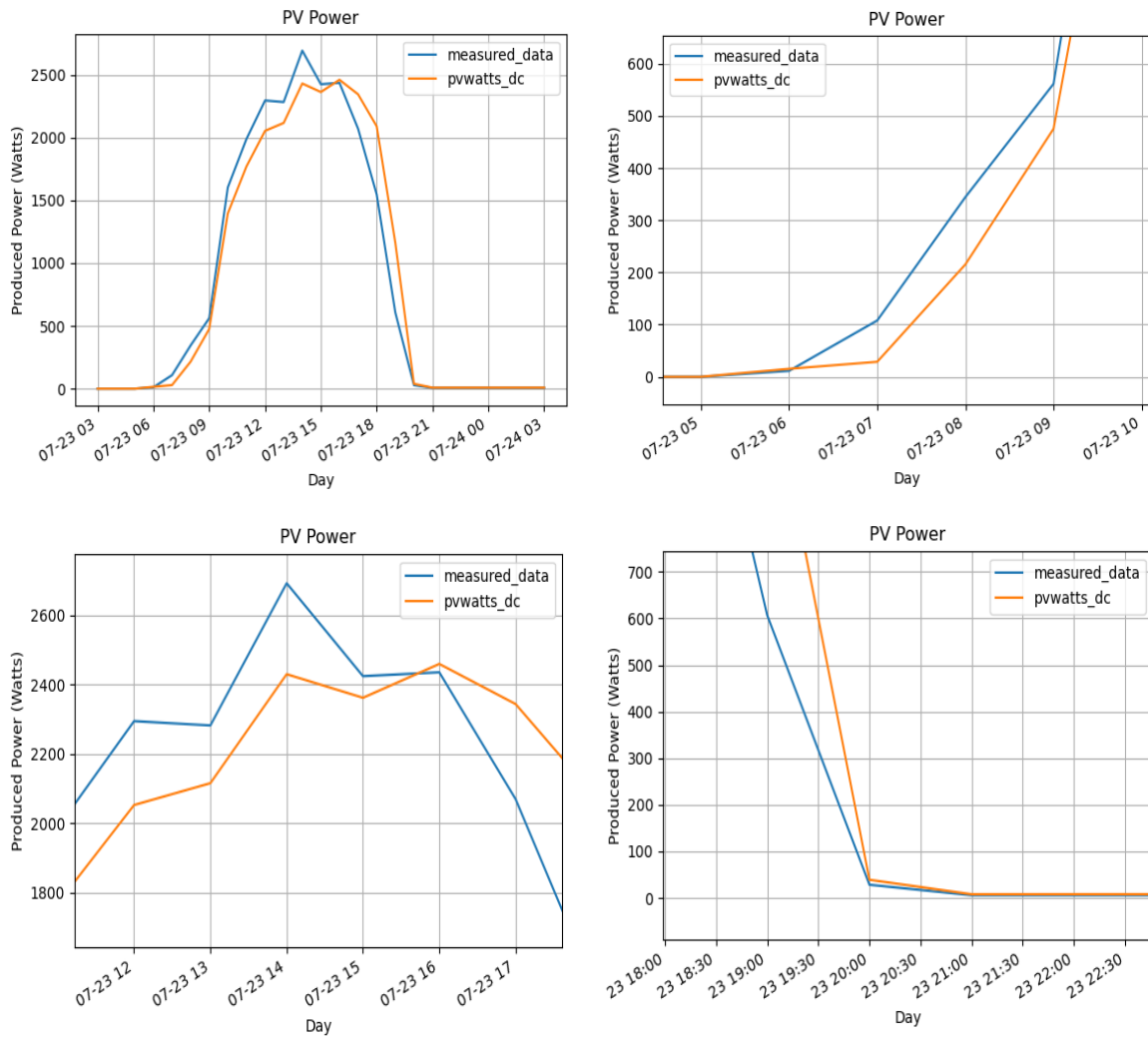


NRSME: 0.3146

MAPE: 0.3031

Εικόνα 20: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 18^η Ιουνίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

23 Ιουλίου 2021

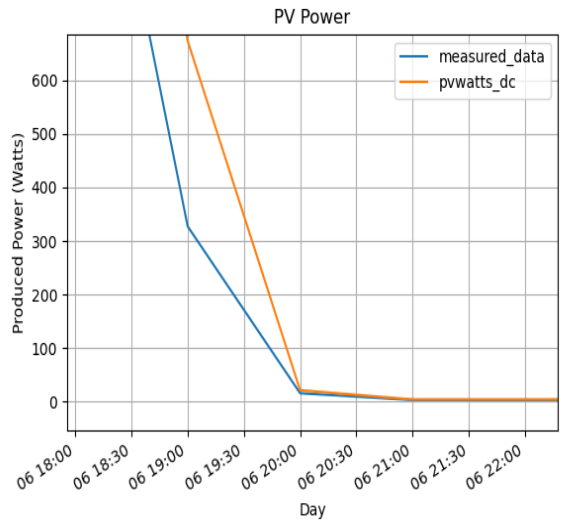
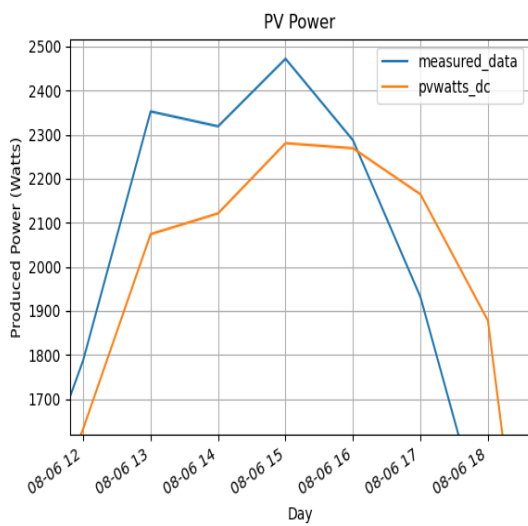
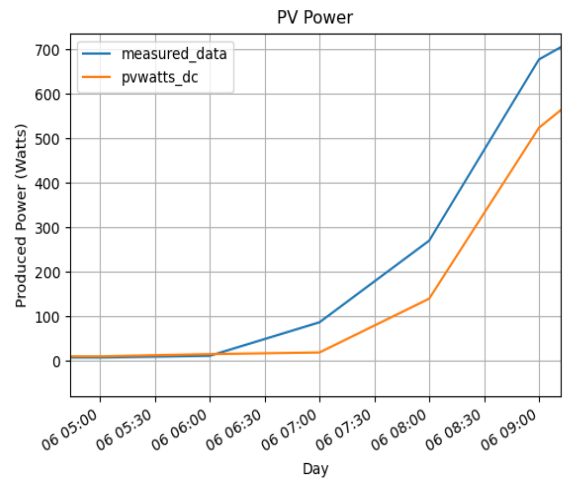
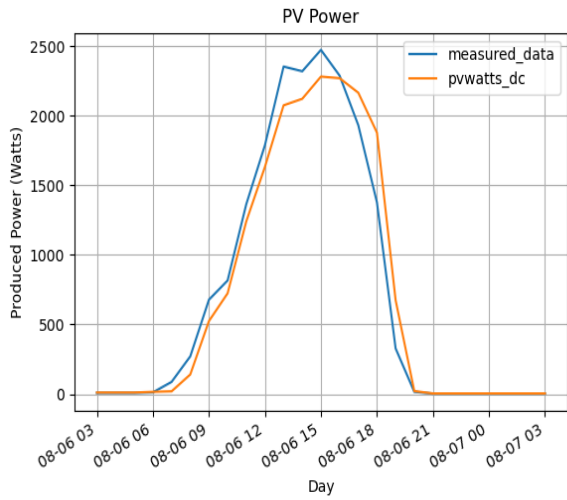


NRSME: 0.2326

MAPE: 0.2541

Εικόνα 21: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 23^η Ιουλίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

6 Αυγούστου 2021:

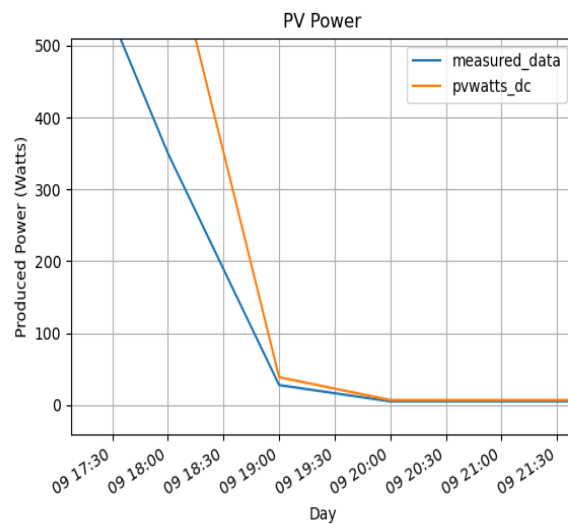
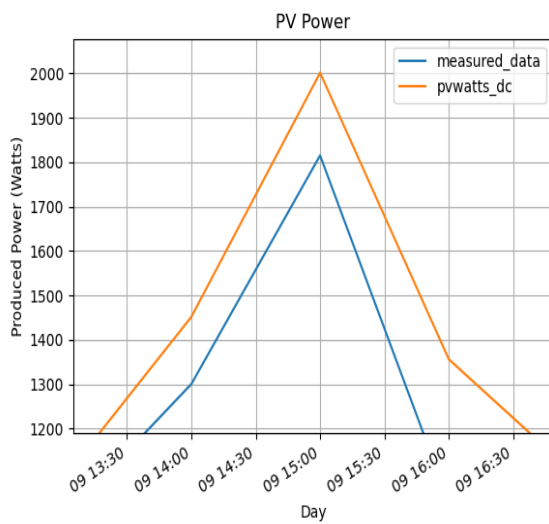
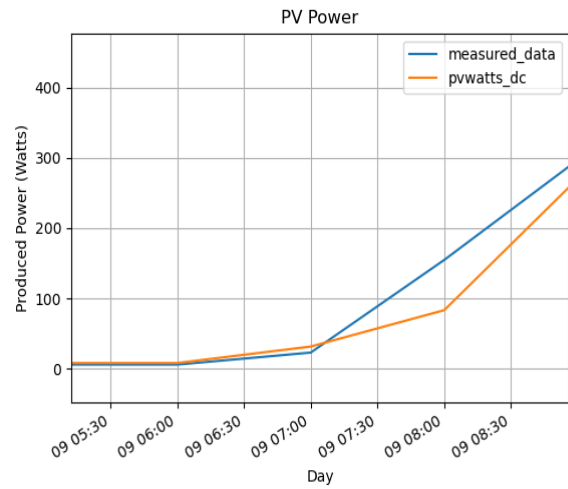
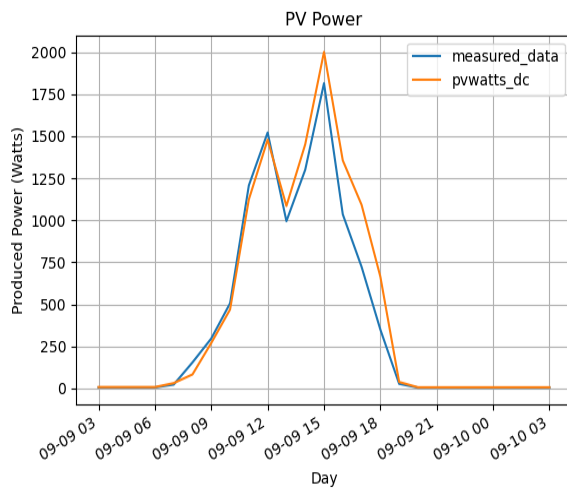


NRSME: 0.2262

MAPE: 0.3017

Εικόνα 22: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 6^η Αυγούστου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

9 Σεπτεμβρίου 2021:

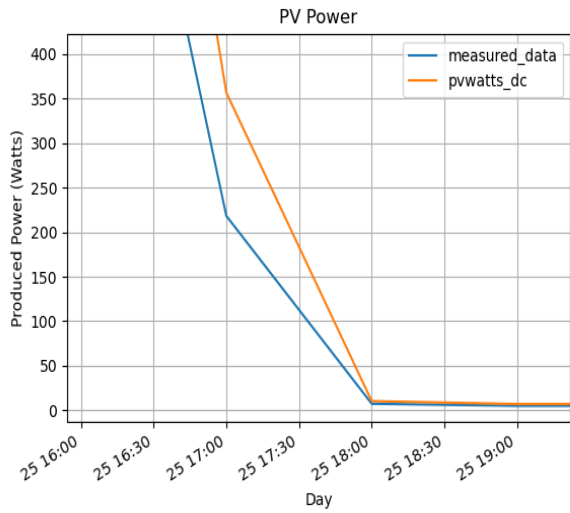
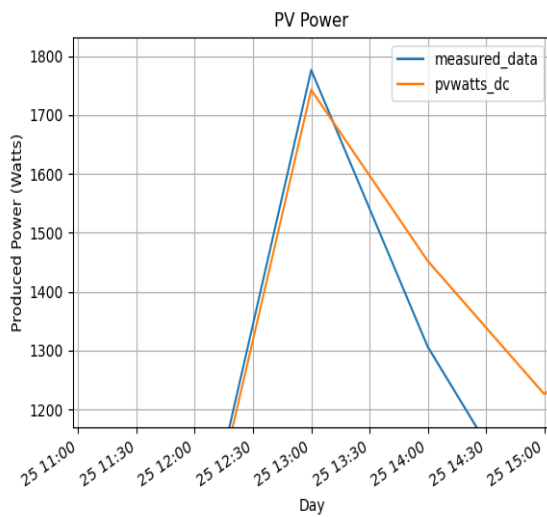
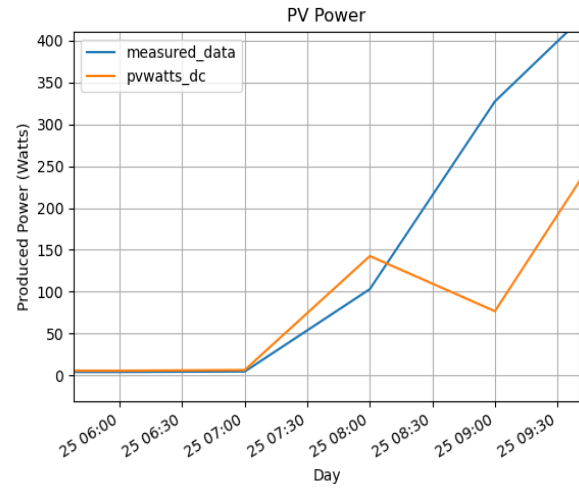
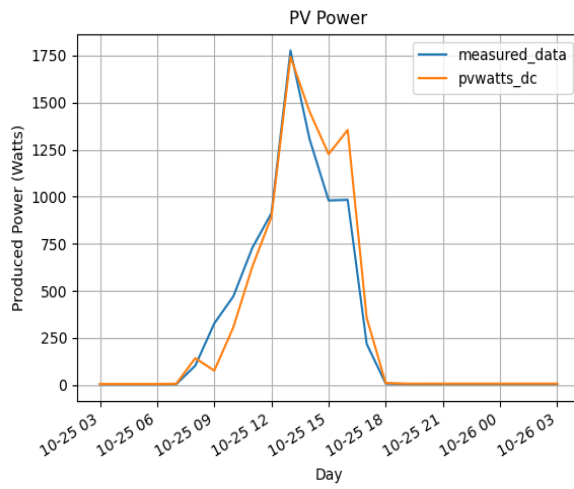


NRSME: 0.3232

MAPE: 0.3208

Εικόνα 23: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 9^η Σεπτεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

25 Οκτωβρίου 2021:

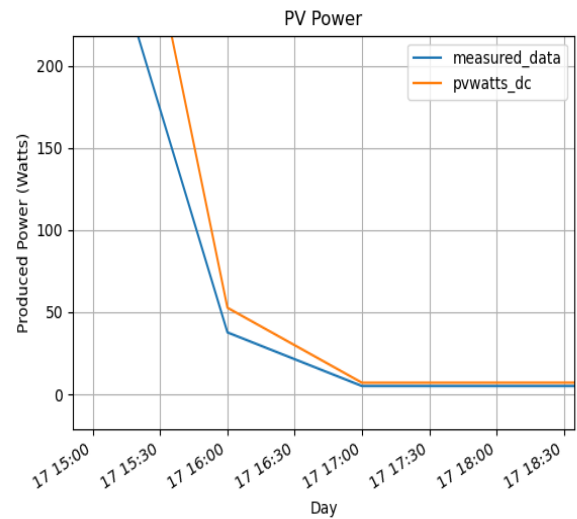
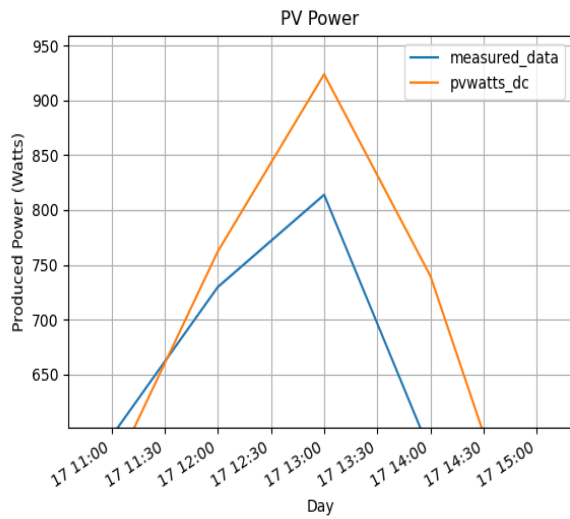
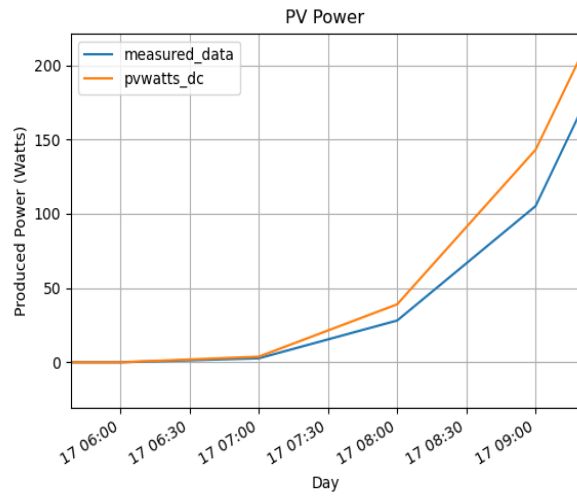
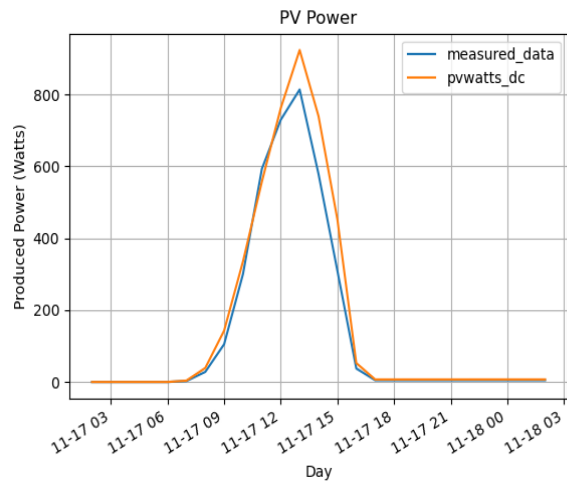


NRSME: 0.3706

MAPE: 0.3627

Εικόνα 24: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 25^η Οκτωβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

17 Νοεμβρίου 2021:

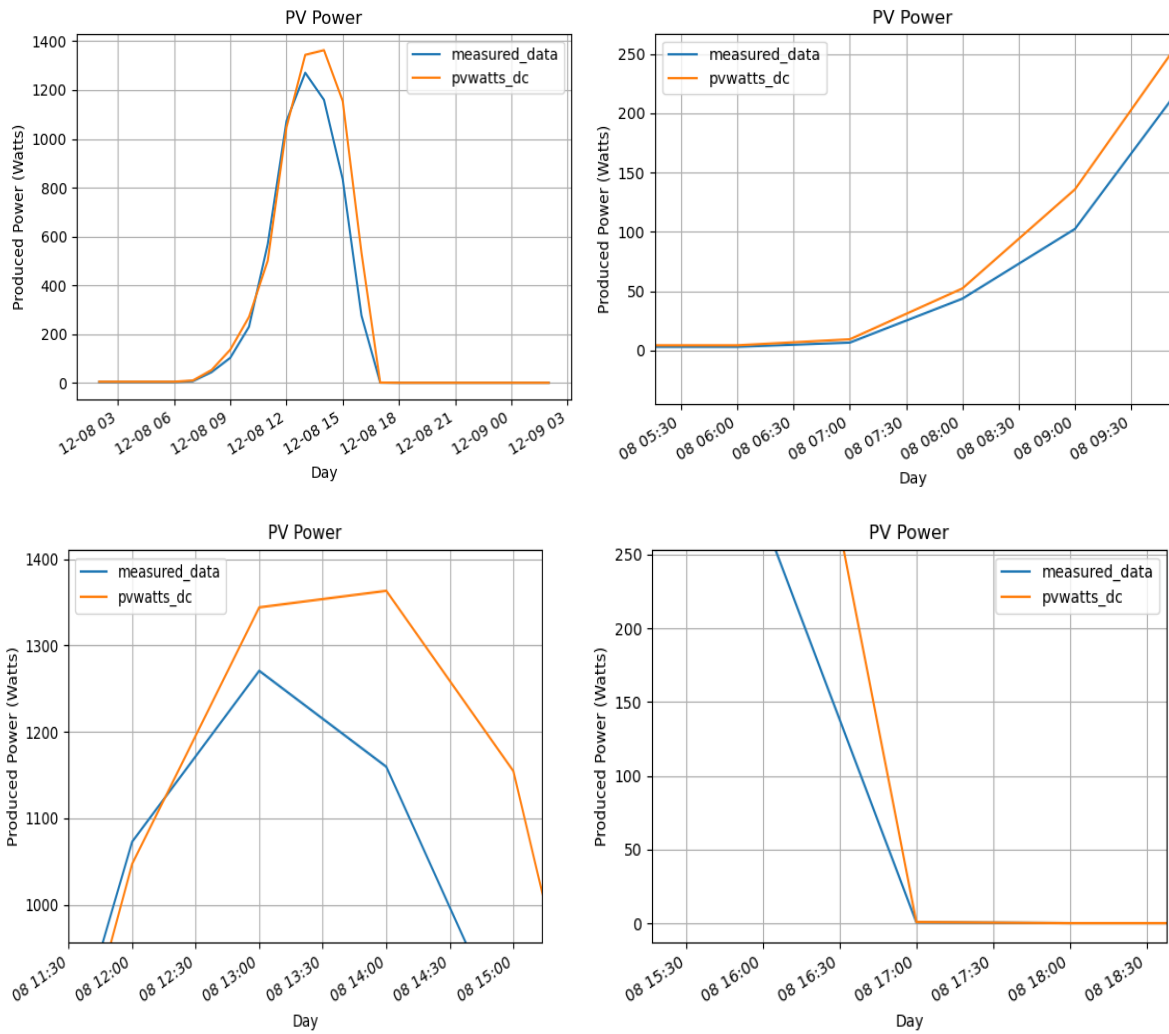


NRSME: 0.3558

MAPE: 0.2718

Εικόνα 25: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 17^η Νοεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

8 Δεκεμβρίου 2021:

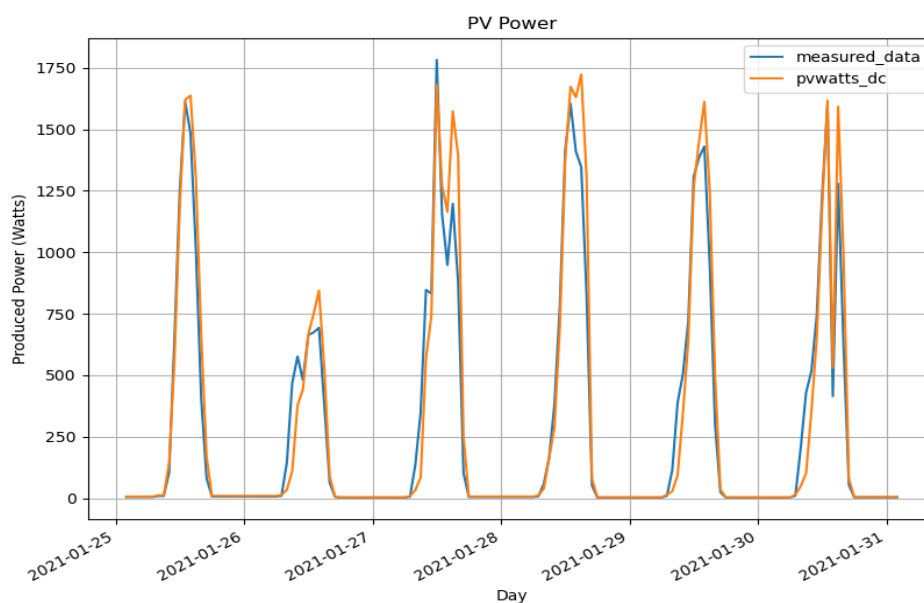


NRSME: 0.4245

MAPE: 0.2143

Εικόνα 26: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού για την 8^η Δεκεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

Εβδομαδιαία πρόβλεψη για Ιανουάριο 2021:

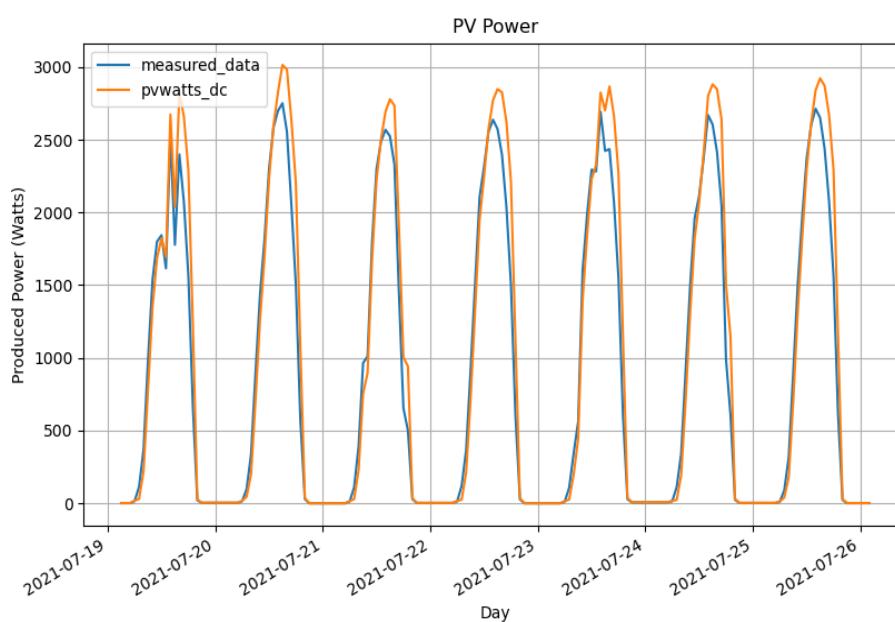


NRSME: 0.4329

MAPE: 0.3958

Εικόνα 27: Εβδομαδιαία πρόβλεψη για Ιανουάριο 2021

Εβδομαδιαία πρόβλεψη για Ιούλιο 2021:



NRSME: 0.2317

MAPE: 0.2532

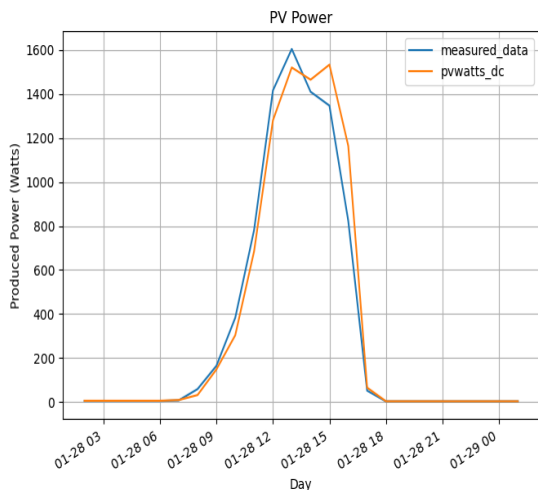
Εικόνα 28: Εβδομαδιαία πρόβλεψη για Ιούλιο 2021

Όπως βλέπουμε, οι τιμές των σφαλμάτων κατά τους χειμερινούς μήνες είναι σχετικά μεγαλύτερες σε σχέση με τους καλοκαιρινούς μήνες, χωρίς όμως να παρουσιάζουν σημαντικές διαφορές. Τέτοια αποτελέσματα ήταν αναμενόμενα, καθώς πρόκειται για προσομοίωση που βασίζεται σε εξισώσεις φυσικής και τα αποτελέσματά της εξαρτώνται μόνο από δεδομένα καιρού και φυσικές παραμέτρους (βλ. υποενότητα 3.1.1), επομένως δεν επηρεάζονται από παρελθοντικές χρονοσειρές που εισάγουν θόρυβο στο μοντέλο. Μια τέτοια περίπτωση θα μελετηθεί στην υποενότητα 4.3.2. Στη συνέχεια,

πραγματοποιήθηκαν προβλέψεις για τις ημέρες που μελετήθηκαν και παραπάνω, αυτή τη φορά μεταβάλλοντας την τιμή P_{dc0} ανάλογα με τον μήνα, σε μια προσπάθεια βελτιστοποίησης της συγκεκριμένης παραμέτρου, ώστε να διαπιστώσουμε αν προκύπτουν καλύτερες προβλέψεις. Τα αποτελέσματα φαίνονται αναλυτικά παρακάτω:

28 Ιανουαρίου 2021

Για $P_{dc0} = 1100$ Watts:

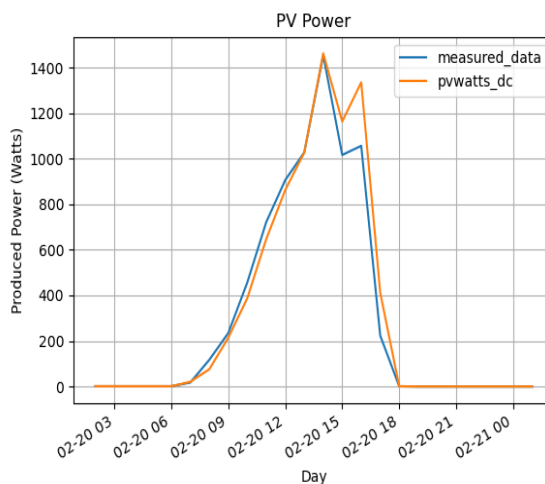


NRMSE: 0.2682

MAPE: 0.1881

20 Φεβρουαρίου 2021

Για $P_{dc0} = 1090$ Watts:



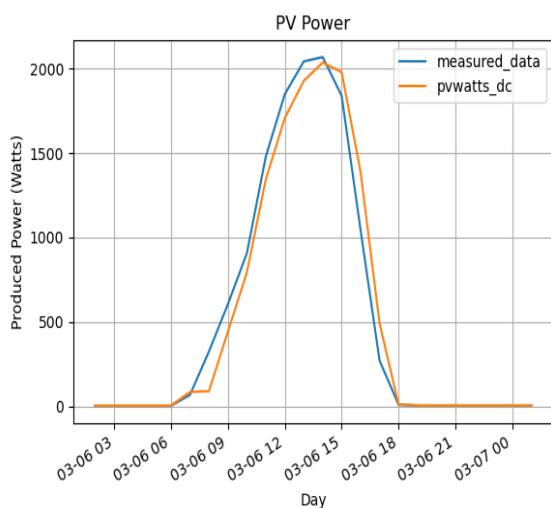
NRMSE: 0.2535

MAPE: 0.1305

Εικόνα 29: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Ιανουάριο και Φεβρουάριο 2021

6 Μαρτίου 2021

Για $P_{dc0} = 1200$ Watts:

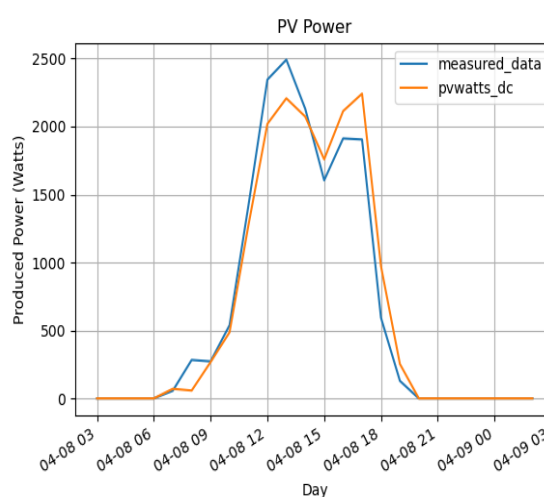


NRMSE: 0.2254

MAPE: 0.2574

8 Απριλίου 2021

Για $P_{dc0} = 1200$ Watts:



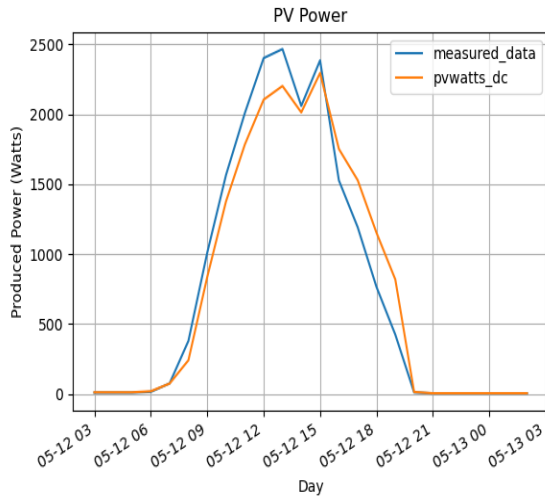
NRMSE: 0.2419

MAPE: 0.2701

Εικόνα 30: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Μάρτιο και Απρίλιο 2021

12 Μαΐου 2021

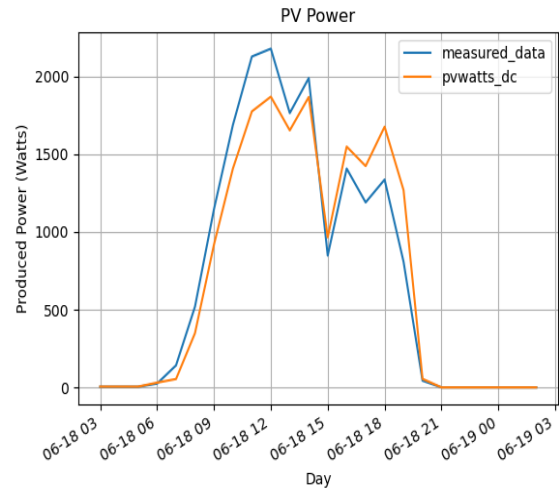
Για $P_{dc0} = 1230$ Watts:



NRMSE: 0.2353
MAPE: 0.2642

18 Ιουνίου 2021

Για $P_{dc0} = 1270$ Watts:

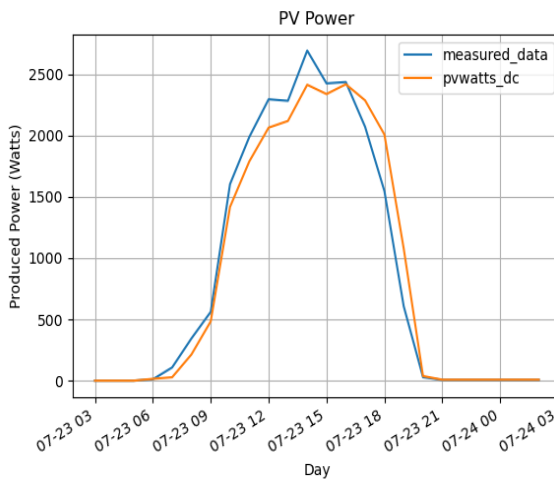


NRMSE: 0.2587
MAPE: 0.2341

Εικόνα 31: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Μάιο και Ιούνιο 2021

23 Ιουλίου 2021

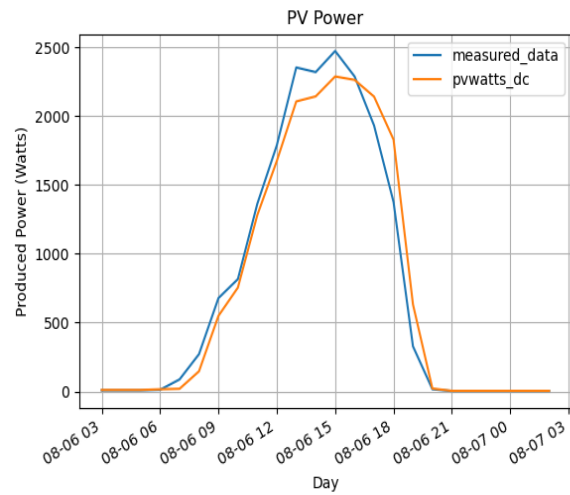
Για $P_{dc0} = 1320$ Watts:



NRMSE: 0.2018
MAPE: 0.2302

6 Αυγούστου 2021

Για $P_{dc0} = 1335$ Watts:

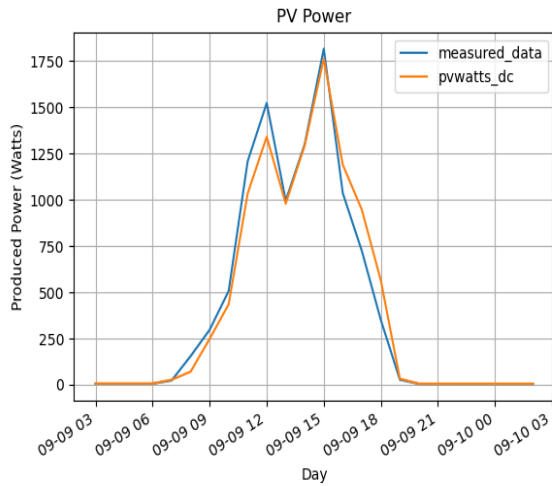


NRMSE: 0.1965
MAPE: 0.2794

Εικόνα 32: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Ιούλιο και Αύγουστο 2021

9 Σεπτεμβρίου 2021

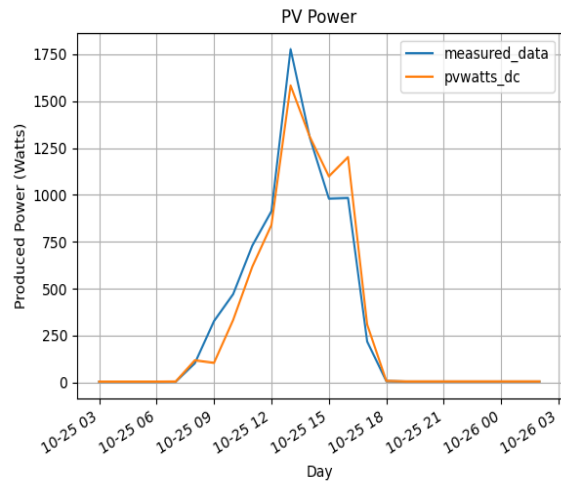
Για $P_{dc0} = 1150$ Watts:



NRMSE: 0.2186
MAPE: 0.1868

25 Οκτωβρίου 2021

Για $P_{dc0} = 1120$ Watts:

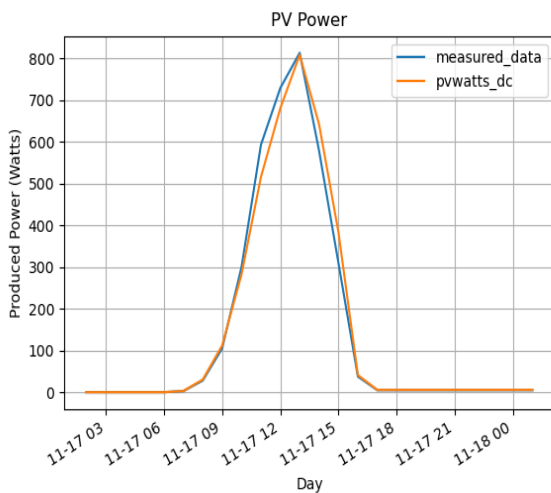


NRMSE: 0.2739
MAPE: 0.1879

Εικόνα 33: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Σεπτέμβριο και Οκτώβριο 2021

17 Νοεμβρίου 2021

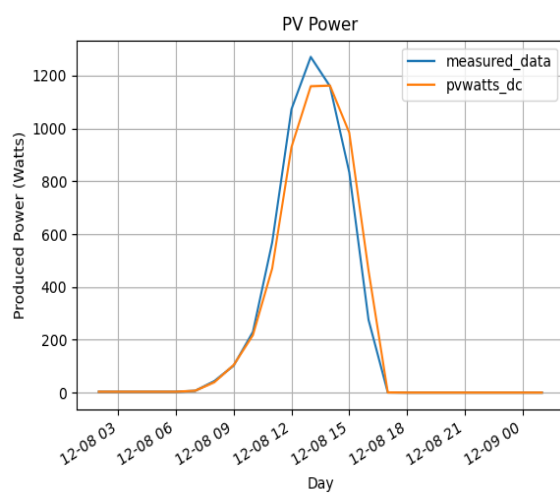
Για $P_{dc0} = 1050$ Watts:



Το σφάλμα NRMSE είναι: 0.1865
Το σφάλμα MAPE είναι: 0.0769

8 Δεκεμβρίου 2021

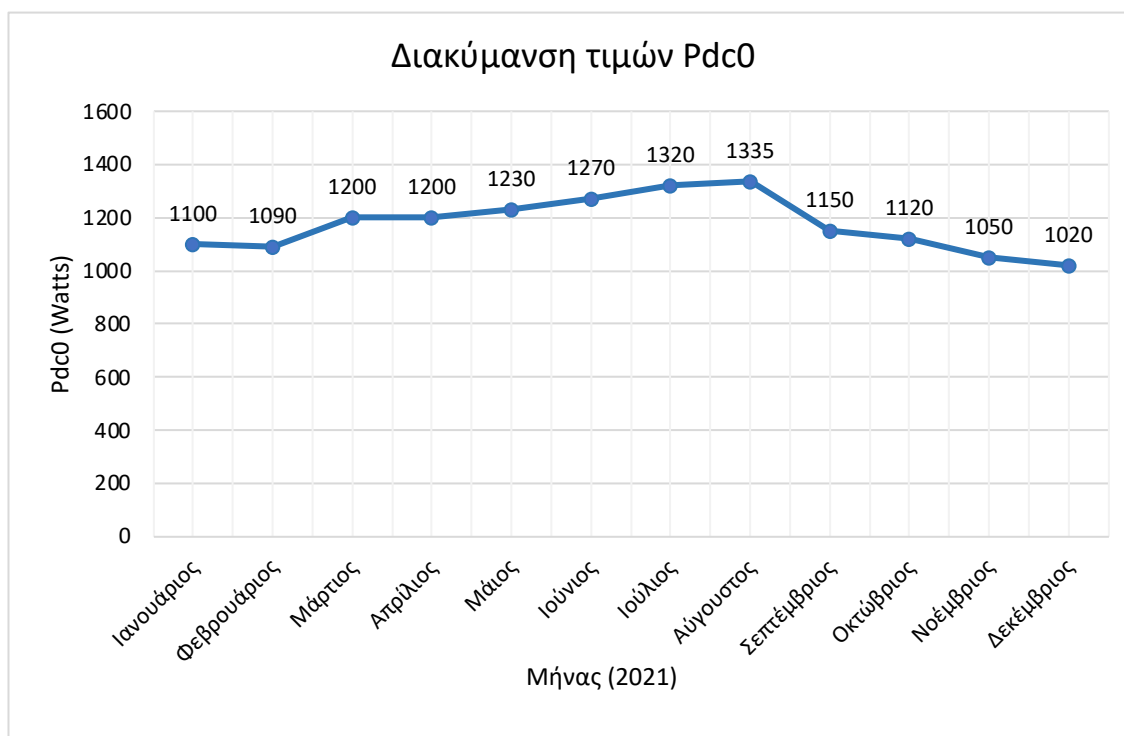
Για $P_{dc0} = 1020$ Watts:



Το σφάλμα NRMSE είναι: 0.2778
Το σφάλμα MAPE είναι: 0.0813

Εικόνα 34: Βελτιωμένη 24ωρη πρόβλεψη για Νοέμβριο και Δεκέμβριο 2021

Όπως βλέπουμε, τα αποτελέσματα είναι βελτιωμένα, με σημαντικά μικρότερες τιμές σφαλμάτων, εφόσον μεταβάλλουμε την τιμή του Pdc0 ανάλογα με το μήνα. Η τιμή αυτή κυμαίνεται από 1020 έως 1335 Watts. Όπως βλέπουμε στο παρακάτω γράφημα, η χαμηλότερη τιμή παρατηρείται το Δεκέμβριο, ενώ η υψηλότερη τον Αύγουστο, κάτι που περιμέναμε, καθώς κατά τους χειμερινούς μήνες η φωτοβολταϊκή παραγωγή είναι περιορισμένη, σε αντίθεση με τους καλοκαιρινούς μήνες, όπου μεγιστοποιείται. Στην Εικόνα 35 απεικονίζεται η διακύμανση της τιμής του Pdc0 ανά μήνα:



Εικόνα 35: Διακύμανση της τιμής του Pdc0 ανά μήνα

Για την διακύμανση αυτή, ευθύνονται και οι τιμές της αζιμούθιας γωνίας και της κλίσης του Φ/Β, οι οποίες επηρεάζουν σημαντικά την απόδοσή του και έχουν διαφορετική επίδραση για κάθε μήνα του χρόνου. Δεδομένου όμως ότι αυτά τα στοιχεία είναι πολύ δύσκολο να μεταβληθούν, αφού αφορούν ένα ήδη εγκατεστημένο σύστημα, η μεταβολή του Pdc0 μας βοηθά ώστε να βελτιώσουμε τα αποτελέσματα της προσομοίωσης. Επιπλέον, πιθανή αστοχία του μοντέλου είναι πολύ πιθανό να οφείλεται σε θόρυβο από τα καιρικά δεδομένα, καθώς και την αναξιοπιστία αυτών.

4.3.2 Πρόβλεψη - ARIMAX

Για την πραγματοποίηση προβλέψεων με χρήση του μοντέλου ARIMAX, αρχικά χρησιμοποιήθηκαν διαφορετικοί όγκοι δεδομένων για την εκπαίδευση του μοντέλου, προκειμένου να εξετάσουμε ποιος όγκος δεδομένων μας δίνει τα καλύτερα δυνατά αποτελέσματα. Συγκεκριμένα η εκπαίδευση έγινε με δεδομένα ενός έτους, έξι μηνών, ενός μήνα, δεκαπέντε ημερών και μιας εβδομάδας, και προβλέφθηκε η ημερήσια παραγωγή για την 31^η Δεκεμβρίου 2021. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την εκτέλεση του μοντέλου για τα προαναφερθέντα δεδομένα, παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω. Στα δεδομένα αυτά εφαρμόσαμε διάστημα εμπιστοσύνης 95%.

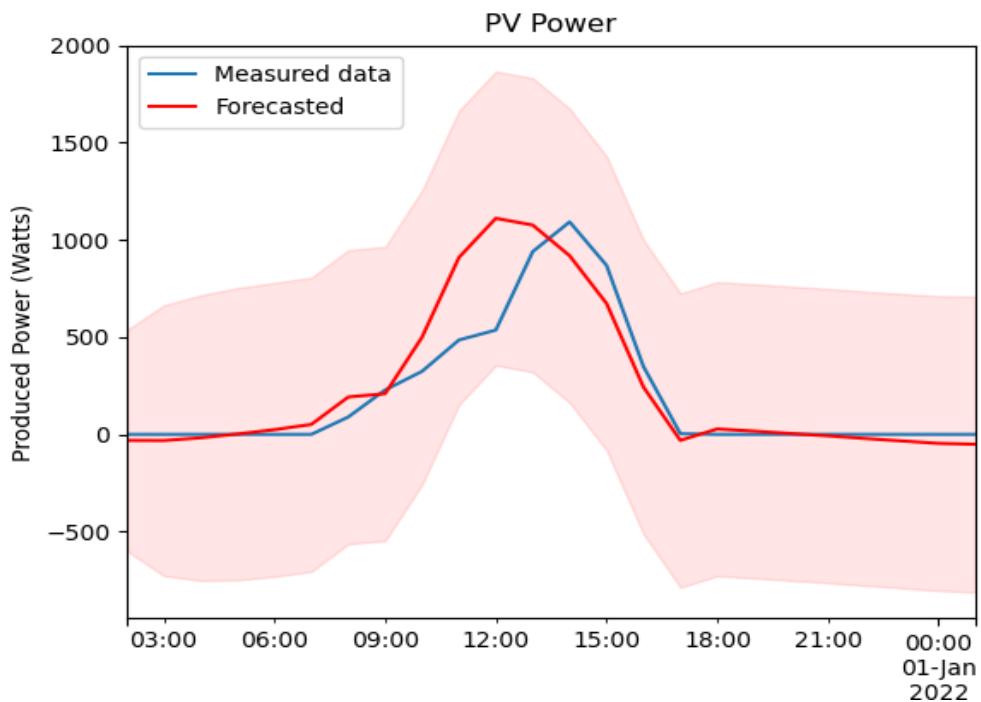
Εκπαίδευση με δεδομένα 1 έτους:

Στην Εικόνα 36 βλέπουμε πως οι χρονοσειρές που χρησιμοποιήθηκαν σαν είσοδοι στο μοντέλο μας είναι στάσιμες, αφού και στις δύο περιπτώσεις είναι $p \ll 0,05$. Επομένως δεν απαιτείται διαφορίση των χρονοσειρών.


```
Backend QtAgg is interactive backend. Turning interactive mode on.
1. ADF: -4.766514299201666
2. P-Value: 6.300172222904967e-05
3. Num of lags: 25
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 8734
5. Critical values:
   1% : -3.4310989378240957
   5% : -2.8618709806843423
  10% : -2.5669461760495387
```

```
1. ADF: -4.463429178394364
2. P-Value: 0.00022882604249573063
3. Num of lags: 32
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 8727
5. Critical values:
   1% : -3.4310995387302516
   5% : -2.861871246211382
  10% : -2.566946317391388
```

Εικόνα 36: ADF-test για ετήσια χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και ετήσια χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω)



NRSME: 0.5192

MAPE: 1.4522

(p, d, q): (24, 0, 0)

Εικόνα 37: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων ενός έτους

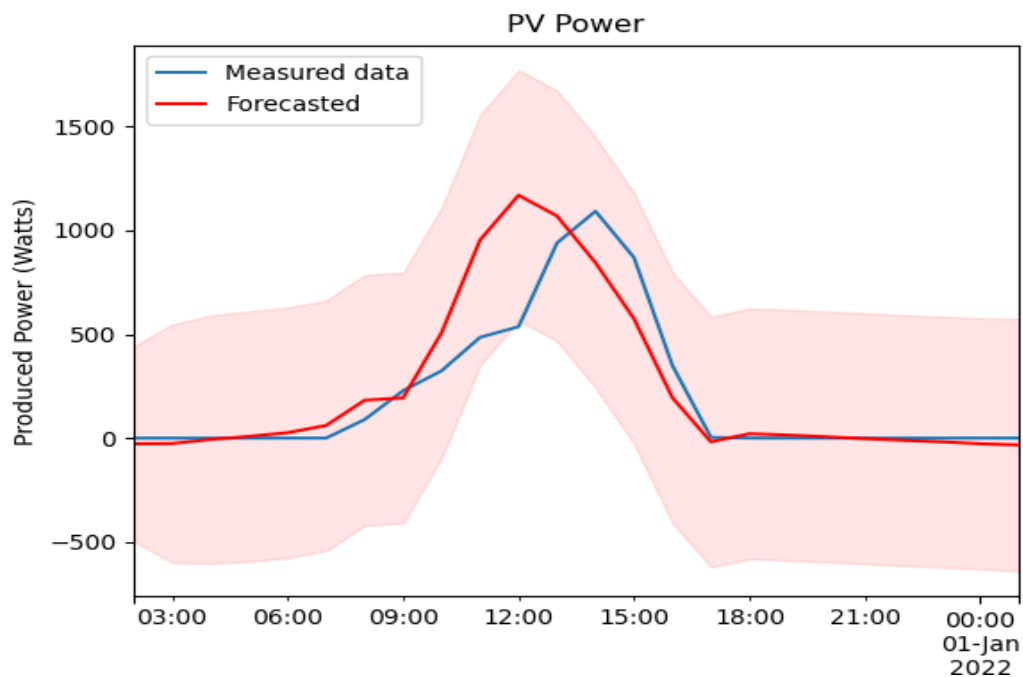
Εκπαίδευση με δεδομένα 6 μηνών:

Στην Εικόνα 38 βλέπουμε πως η χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού που χρησιμοποιήθηκε σαν είσοδος στο μοντέλο είναι στάσιμη, αφού είναι $p \ll 0,05$, ενώ η χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών όχι, αφού $p = 0.216$. Σε αυτή την περίπτωση απαιτείται διαφορίση των χρονοσειρών.

```
1. ADF: -4.766514299201666
2. P-Value: 6.300172222904967e-05
3. Num of lags: 25
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 8734
5. Critical values:
   1% : -3.4310989378240957
   5% : -2.8618709806843423
  10% : -2.5669461760495387
```

```
1. ADF: -2.173309281470283
2. P-Value: 0.21607484527054294
3. Num of lags: 31
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 4384
5. Critical values:
   1% : -3.4318425029781716
   5% : -2.862199504531929
  10% : -2.5671210585627398
```

Εικόνα 38: ADF-test για εξαμηνιαία χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και εξαμηνιαία χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω)



NRSME: 0.5941

MAPE: 1.1336

(p, d, q): (24, 0, 0)

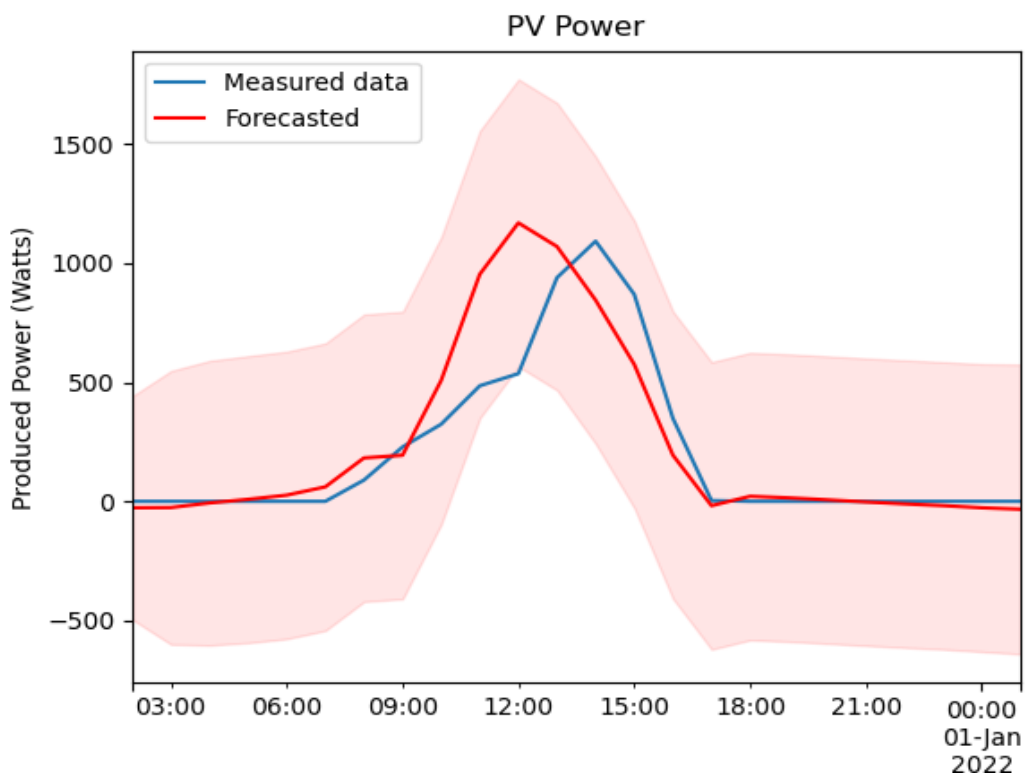
Εικόνα 39: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων 6 μηνών

Εκπαίδευση με δεδομένα 1 μήνα:

```
1. ADF: -4.766514299201666
2. P-Value: 6.300172222904967e-05
3. Num of lags: 25
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 8734
5. Critical values:
   1% : -3.4310989378240957
   5% : -2.8618709806843423
  10% : -2.5669461760495387
```

```
1. ADF: -3.755454499675006
2. P-Value: 0.0033974078914016494
3. Num of lags: 20
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 723
5. Critical values:
   1% : -3.4394269973845657
   5% : -2.8655458544300387
  10% : -2.568903174551249
```

Εικόνα 40: ADF-test για μηνιαία χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και μηνιαία χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω)



NRSME: 0.5822

MAPE: 1.0836

(p, d, q): (24, 0, 0)

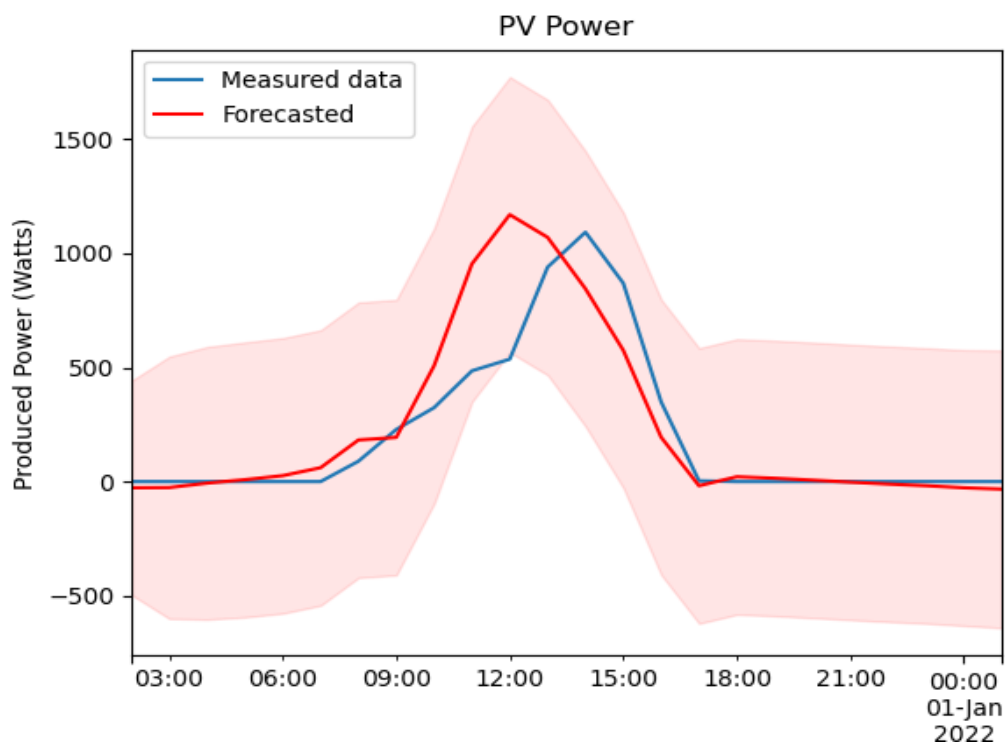
Εικόνα 41: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων ενός μήνα

Εκπαίδευση με δεδομένα 15 ημερών:

```
1. ADF: -4.766514299201666
2. P-Value: 6.300172222904967e-05
3. Num of lags: 25
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 8734
5. Critical values:
   1% : -3.4310989378240957
   5% : -2.8618709806843423
  10% : -2.5669461760495387
```

```
1. ADF: -3.736613641360108
2. P-Value: 0.0036266527549547226
3. Num of lags: 17
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 366
5. Critical values:
   1% : -3.448343869853195
   5% : -2.869469418606909
  10% : -2.570994248260623
```

Εικόνα 42: ADF-test για χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω) 15 ημερών.



NRSME: 0.5919

MAPE: 2.0348

(p, d, q): (24, 0, 0)

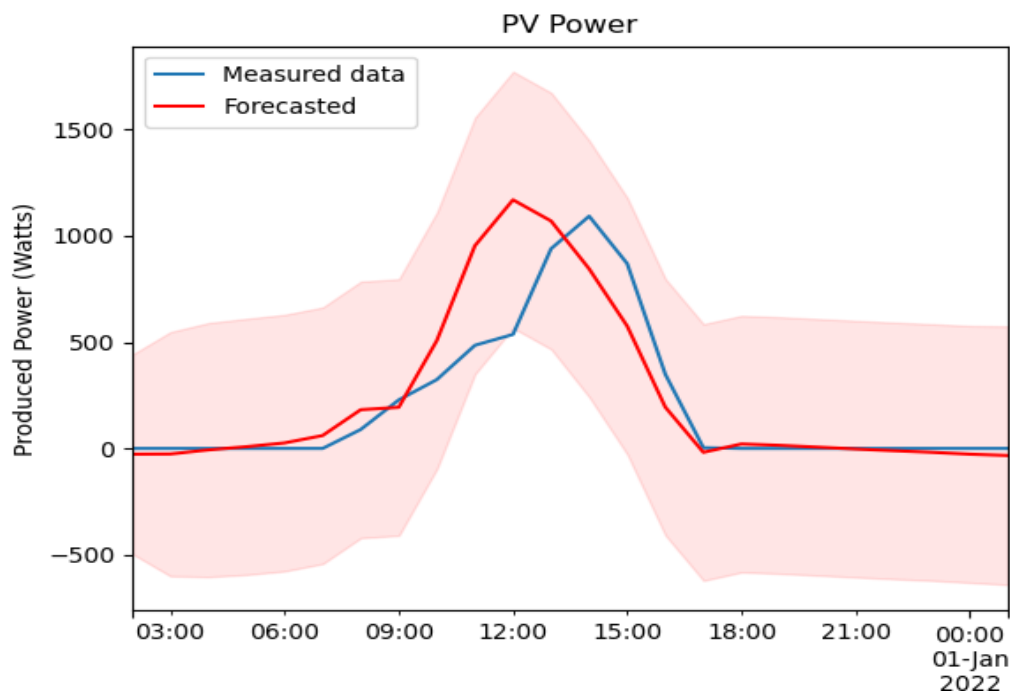
Εικόνα 43: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων 15 ημερών

Εκπαίδευση με δεδομένα μιας εβδομάδας:

```
1. ADF: -4.766514299201666
2. P-Value: 6.300172222904967e-05
3. Num of lags: 25
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 8734
5. Critical values:
   1% : -3.4310989378240957
   5% : -2.8618709806843423
  10% : -2.5669461760495387
```

```
1. ADF: -5.983059303219782
2. P-Value: 1.8191494065085497e-07
3. Num of lags: 13
4. Num of observations used for ADF regression and critical values calculation: 154
5. Critical values:
   1% : -3.473542528196209
   5% : -2.880497674144038
  10% : -2.576878053634677
```

Εικόνα 44: ADF-test για χρονοσειρά παραγωγής φωτοβολταϊκού (επάνω) και χρονοσειρά εξωγενών μεταβλητών (κάτω) μιας εβδομάδας.



NRSME: 0.5216

MAPE: 1.3993

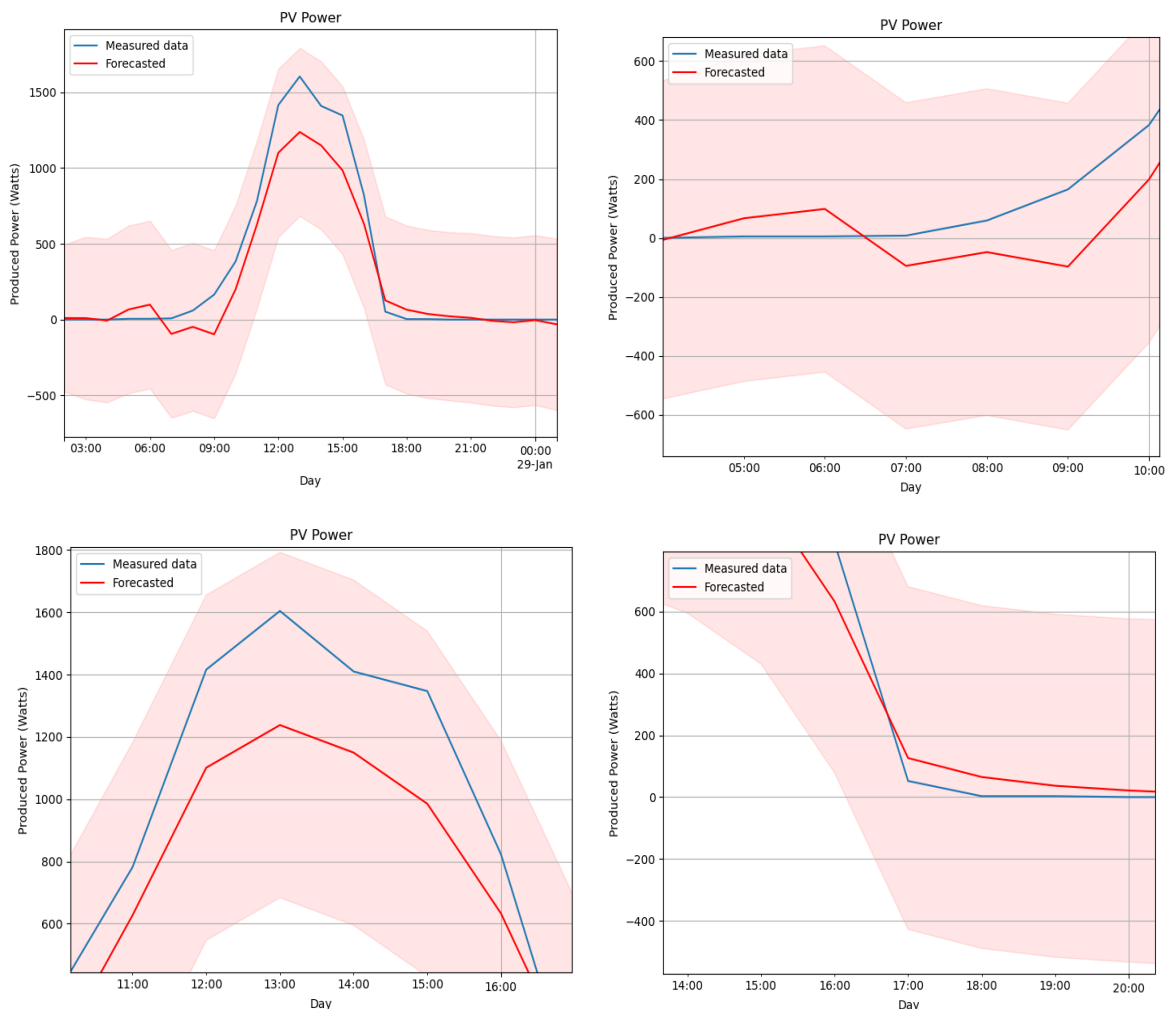
(p, d, q): (24, 1, 0)

Εικόνα 45: Ημερήσια πρόβλεψη μοντέλου ARIMAX έπειτα από εκπαίδευση με όγκο δεδομένων μιας εβδομάδας

Όπως βλέπουμε και από τα παραπάνω αποτελέσματα, οι τιμές σφαλμάτων δεν διαφέρουν σημαντικά μεταξύ τους στις πέντε αυτές περιπτώσεις. Παρόλα αυτά, σχετικά καλύτερη απόδοση βλέπουμε στο μοντέλο που εκπαιδεύτηκε με δεδομένα έξι μηνών, ενώ η δεύτερη καλύτερη αφορά το μοντέλο που εκπαιδεύτηκε με τα δεδομένα μιας εβδομάδας. Η βέλτιστη σειρά του μοντέλου προέκυψε ότι είναι

(24, 0, 0) για τις τέσσερις πρώτες περιπτώσεις, κάτι που περιμέναμε για όλα εκτός από τη δεύτερη περίπτωση, όπου έχουμε ένδειξη ότι η χρονοσειρά των εξωγενών μεταβλητών δεν είναι στάσιμη. Επιπλέον στην πέμπτη περίπτωση, παρόλο που βάσει του ADF-test οι χρονοσειρές φαίνεται να είναι στάσιμες, η ιδανική σειρά του μοντέλου προκύπτει ίση με (24, 1, 0). Ο λόγος που συμβαίνει αυτό είναι επειδή το μοντέλο που αναπτύχθηκε προγραμματίστηκε έτσι ώστε να πραγματοποιεί προβλέψεις για πολυάριθμους συνδυασμούς των p , d , q και τελικά να κρατάει εκείνον για τον οποίο λαμβάνονται οι μικρότερες τιμές των παραμέτρων AIC και BIC. Με αυτόν τον τρόπο βελτιστοποιείται η επιλογή σειράς του μοντέλου. Για λόγους ευκολίας στην ανάκτηση δεδομένων και βελτίωση της ταχύτητας εκτέλεσης του μοντέλου, επιλέγουμε να εκπαιδεύσουμε το μοντέλο μας με εβδομαδιαία δεδομένα. Παρακάτω παρουσιάζονται αποτελέσματα εκτέλεσης το μοντέλου ARIMAX για πρόβλεψη φωτοβολταϊκής παραγωγής μιας τυχαίας ημέρας κάθε μήνα, για το έτος 2021.

28 Ιανουαρίου 2021



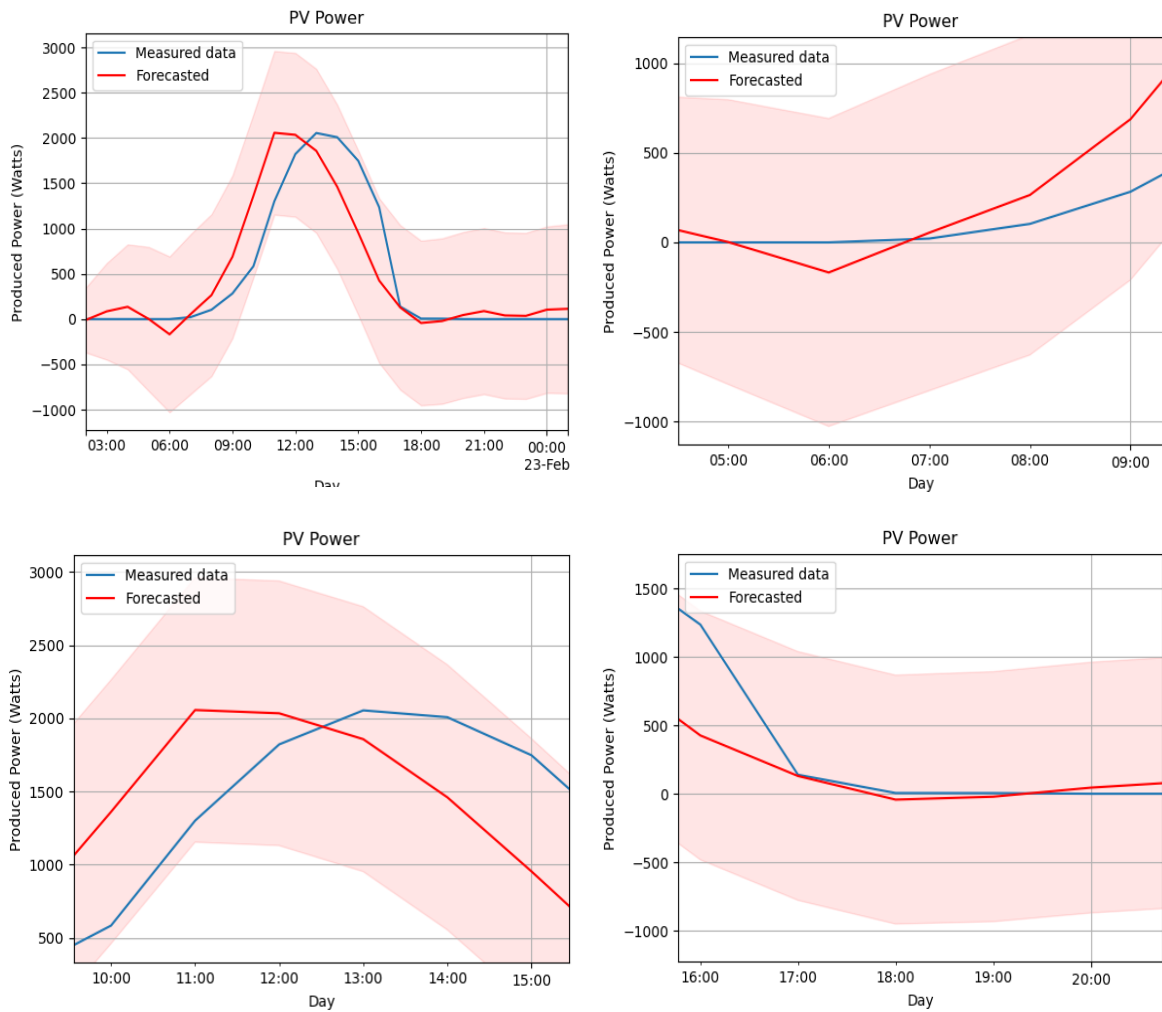
NRSME: 0.3842

MAPE: 5.5169

(p, d, q): (24, 0, 0)

Εικόνα 46: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 28^η Ιανουαρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

20 Φεβρουαρίου 2021



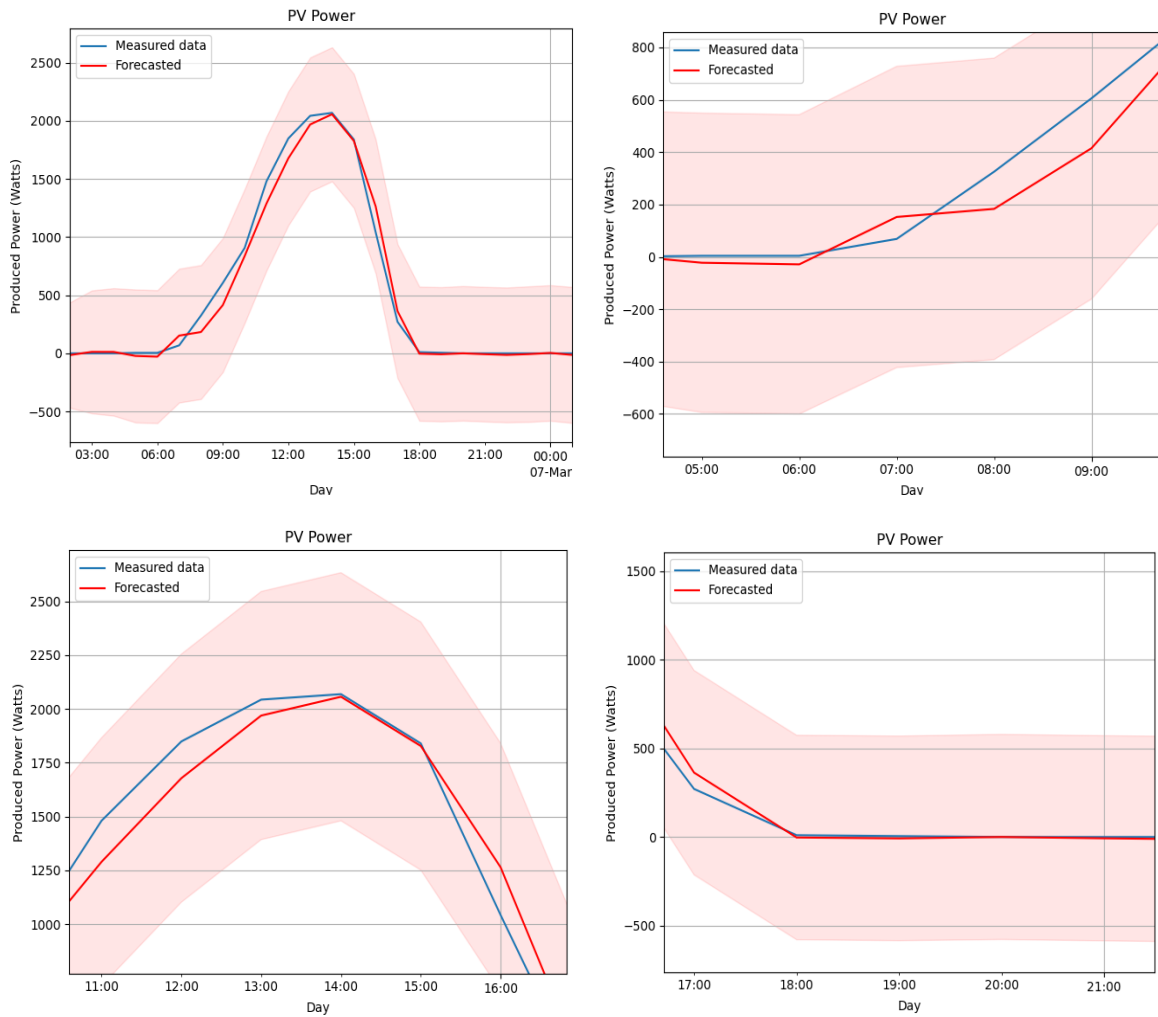
NRSME: 0.5557

MAPE: 1.7179

(p, d, q): (24, 0, 4)

Εικόνα 47: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 20^η Φεβρουαρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

6 Μαρτίου 2021



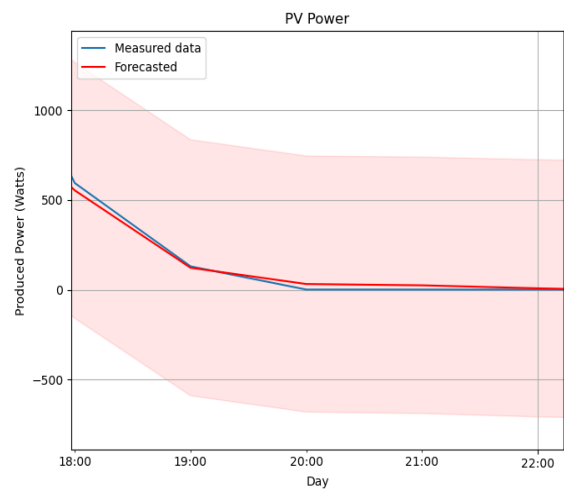
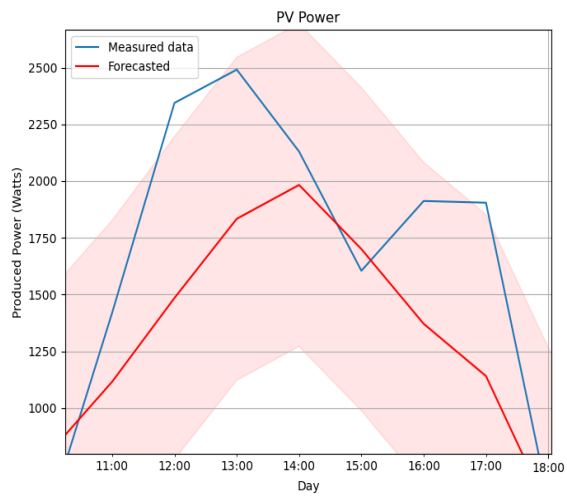
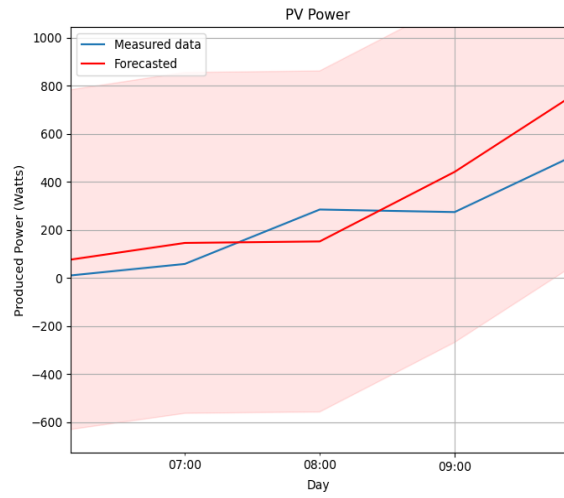
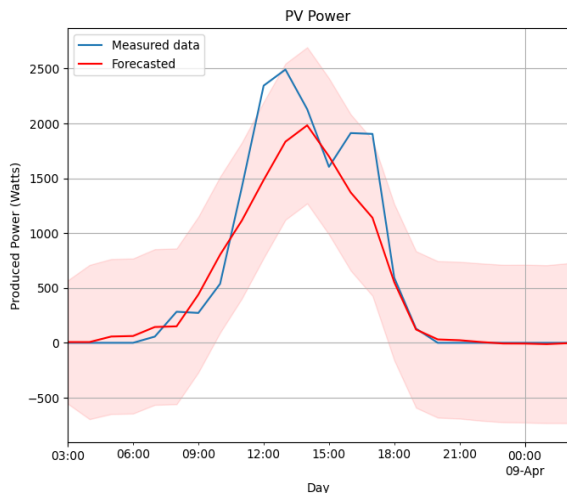
NRSME: 0.1382

MAPE: 1.4377

(p, d, q) : (24, 0, 0)

Εικόνα 48: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 6^η Μαρτίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

8 Απριλίου 2021



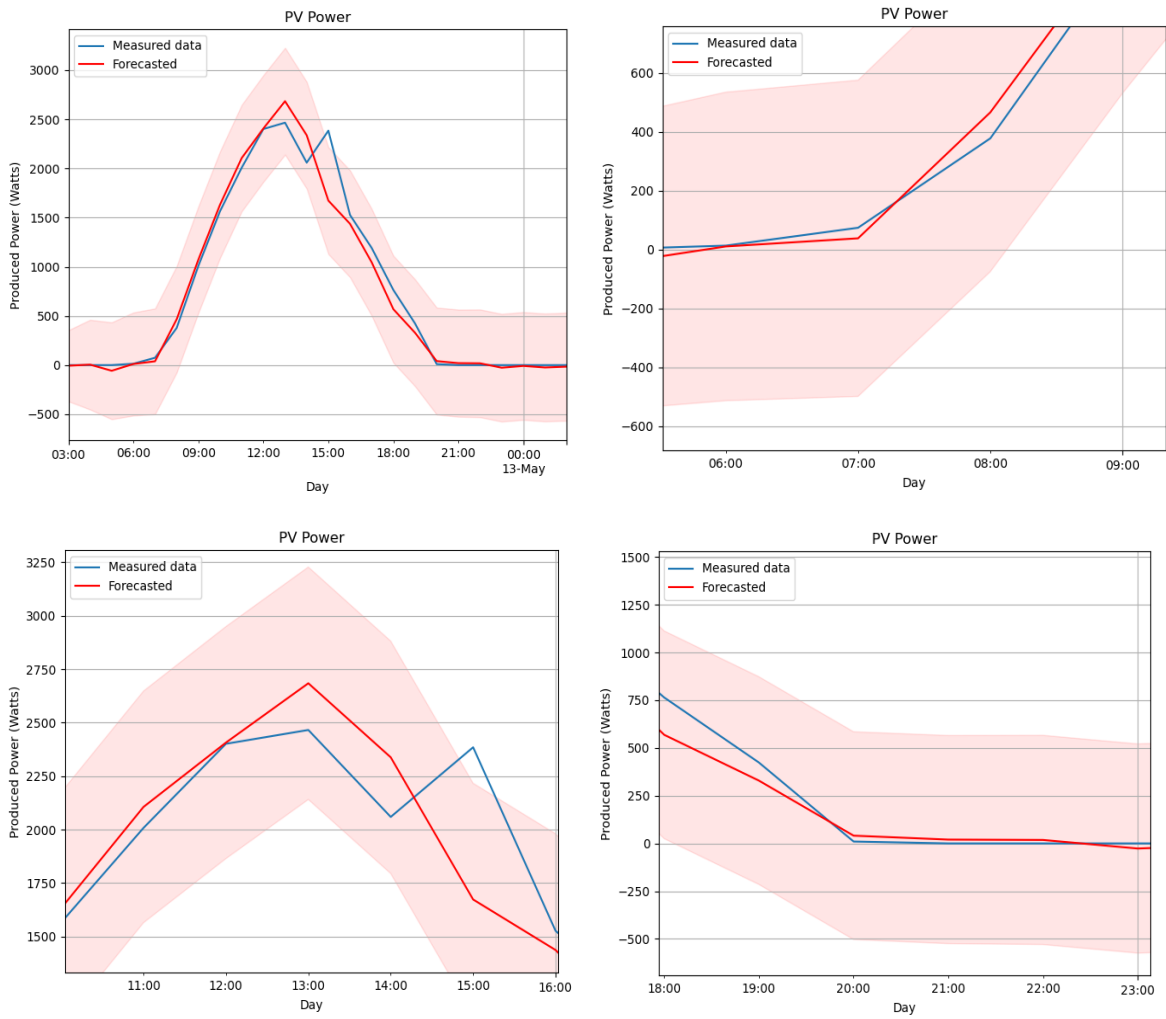
NRSME: 0.4739

MAPE: 9.5146

(p, d, q): (24, 0, 0)

Εικόνα 49: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 8^η Απριλίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

12 Μαΐου 2021



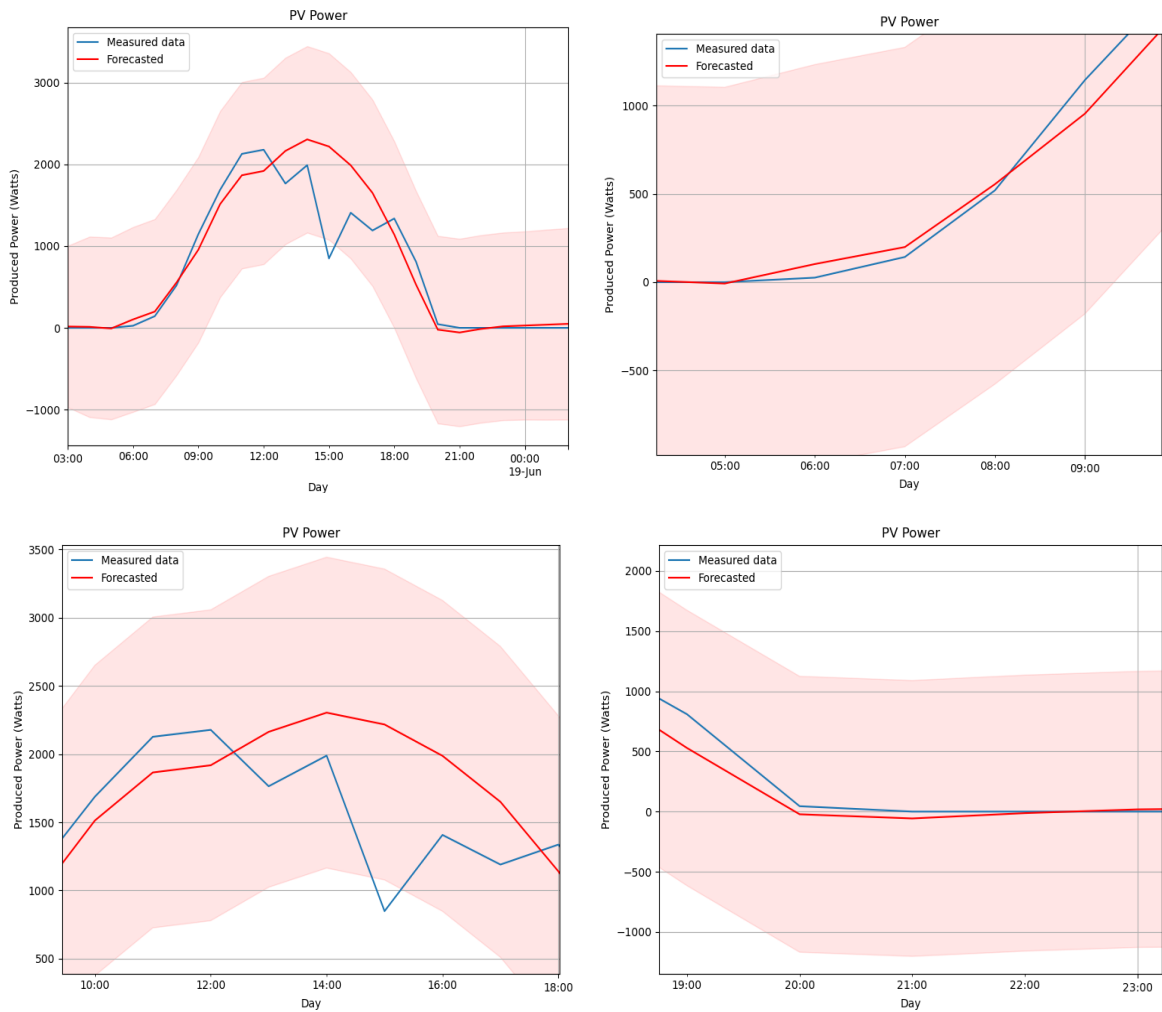
NRSME: 0.1819

MAPE: 0.3593

(p, d, q): (24, 0, 4)

Εικόνα 50: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 12^η Μαΐου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

18 Ιουνίου 2021



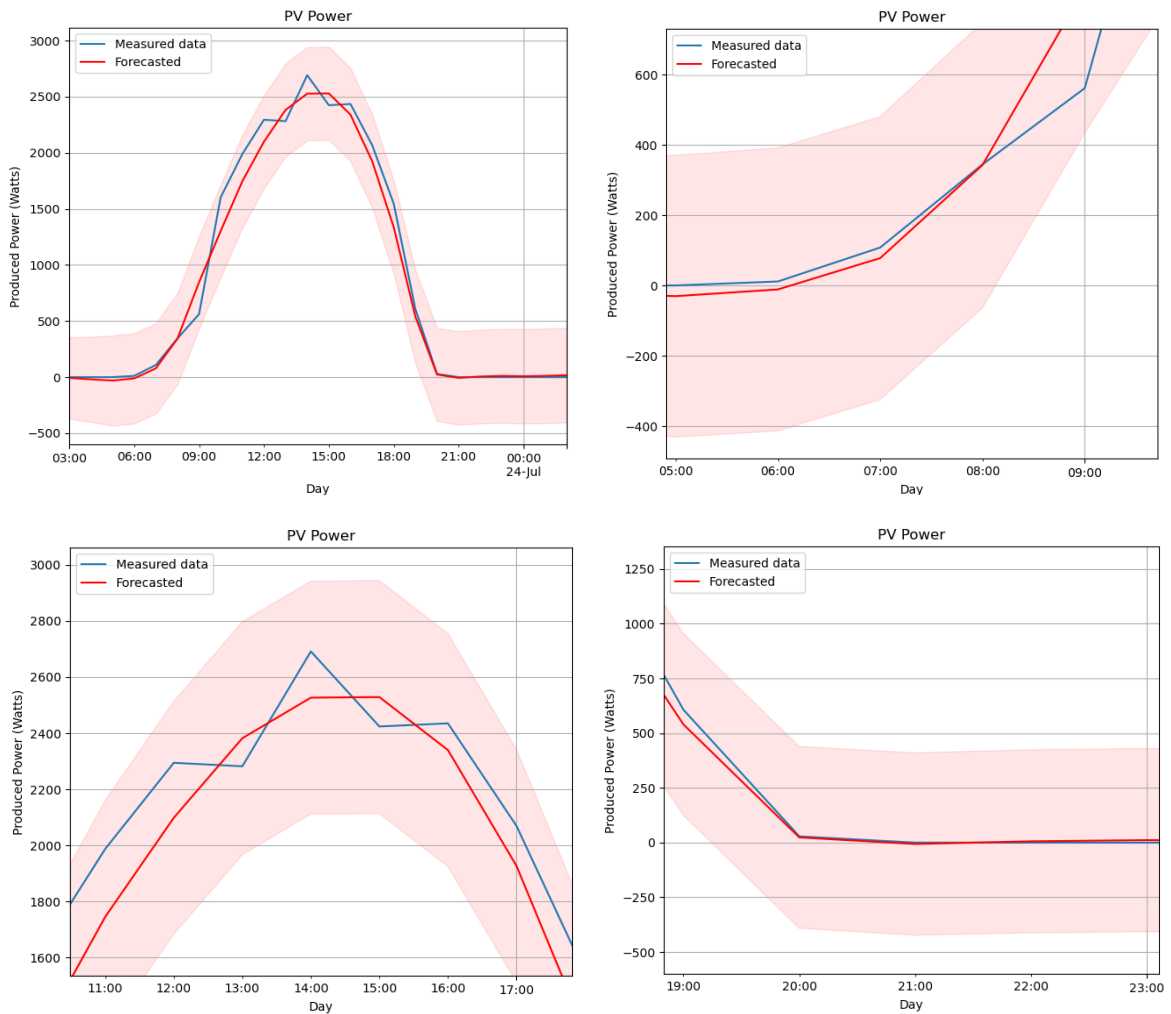
NRSME: 0.3905

MAPE: 0.5839

(p, d, q): (24, 0, 1)

Εικόνα 51: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 18^η Ιουνίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

23 Ιουλίου 2021



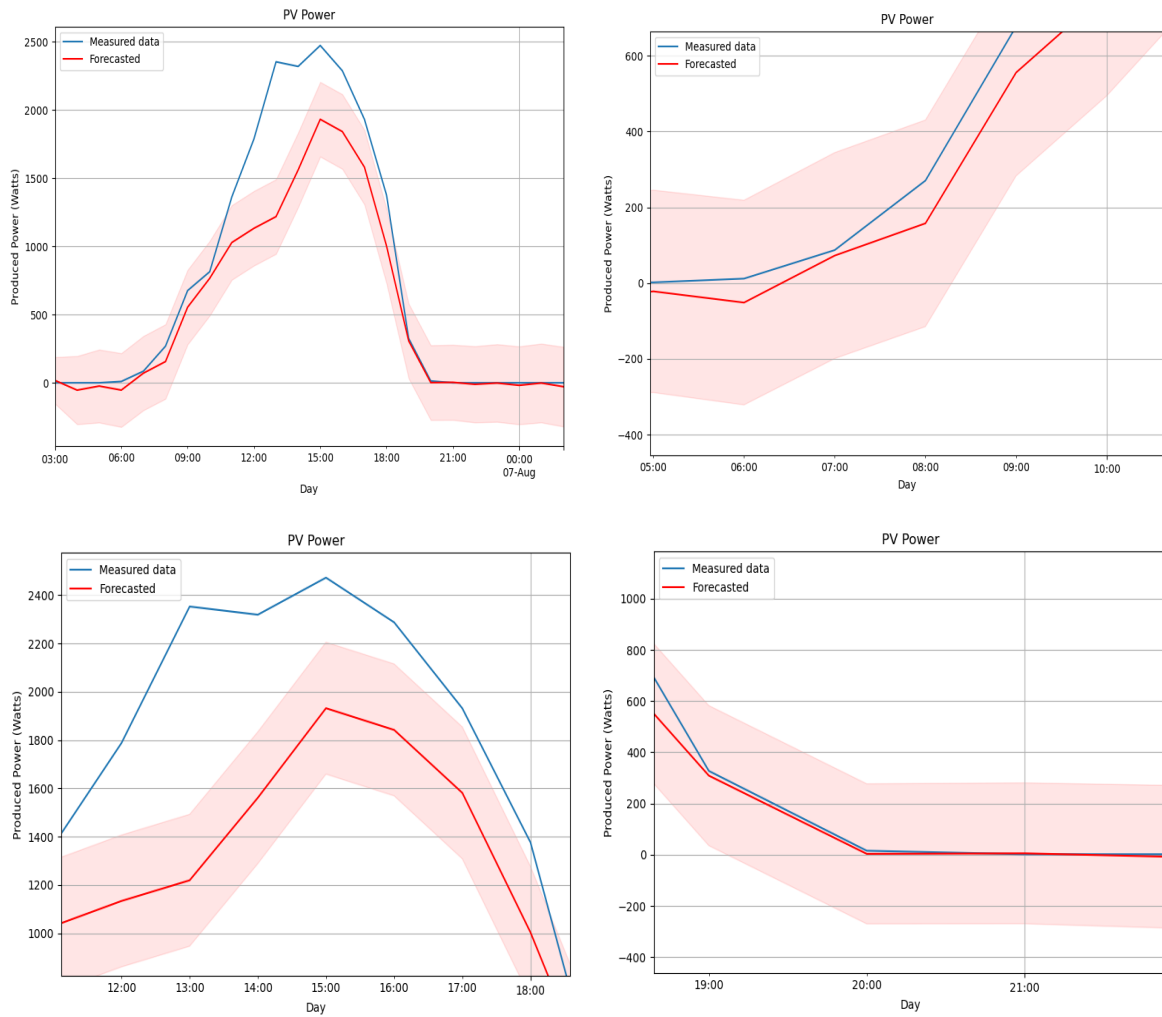
NRSME: 0.1159

MAPE: 0.2574

(p, d, q): (24, 0, 0)

Εικόνα 52: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 23^η Ιουλίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

6 Αυγούστου 2021



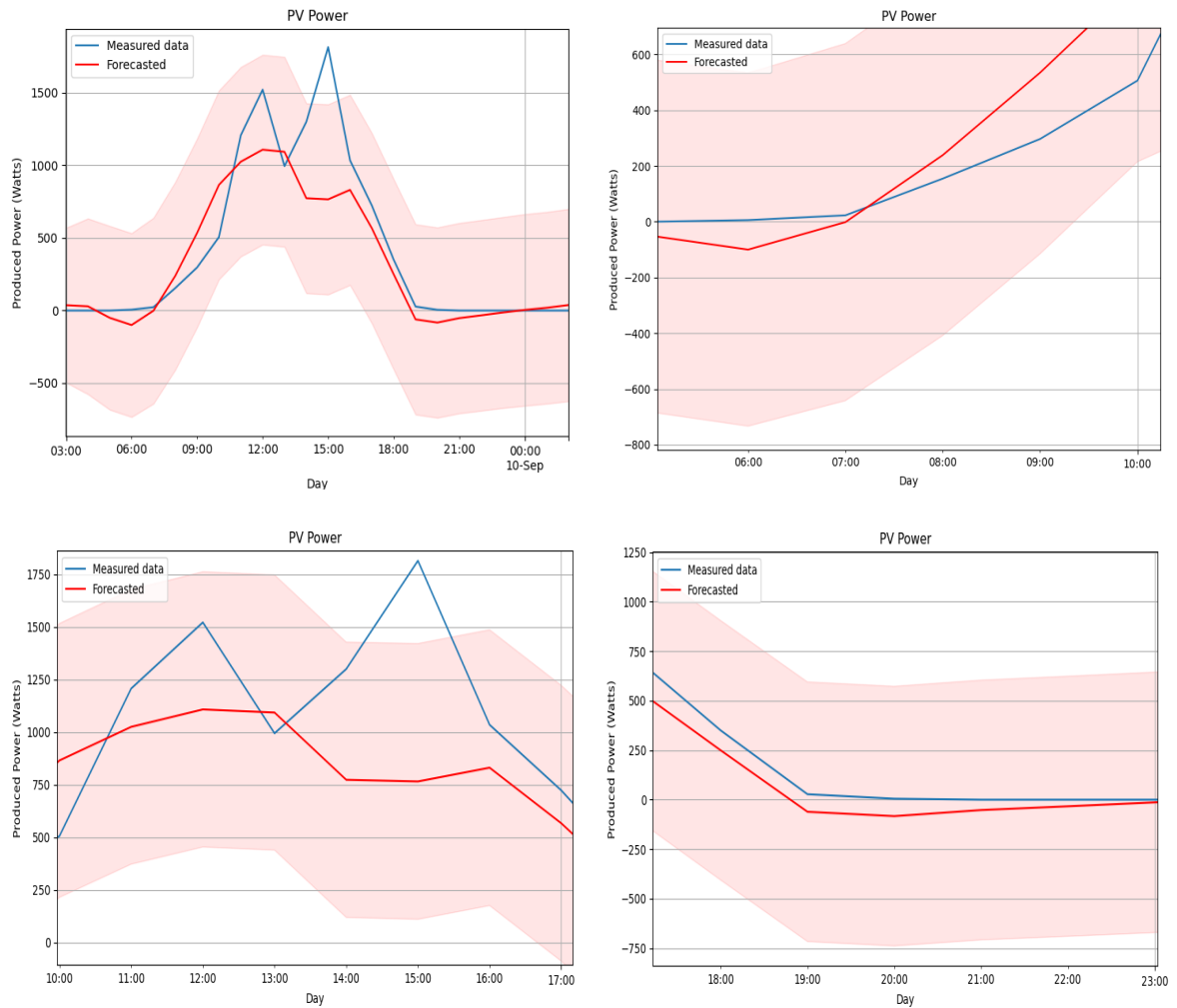
NRSME: 0.4832

MAPE: 3.7123

(p, d, q): (24, 0, 0)

Εικόνα 53: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 6^η Αυγούστου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

9 Σεπτεμβρίου 2021



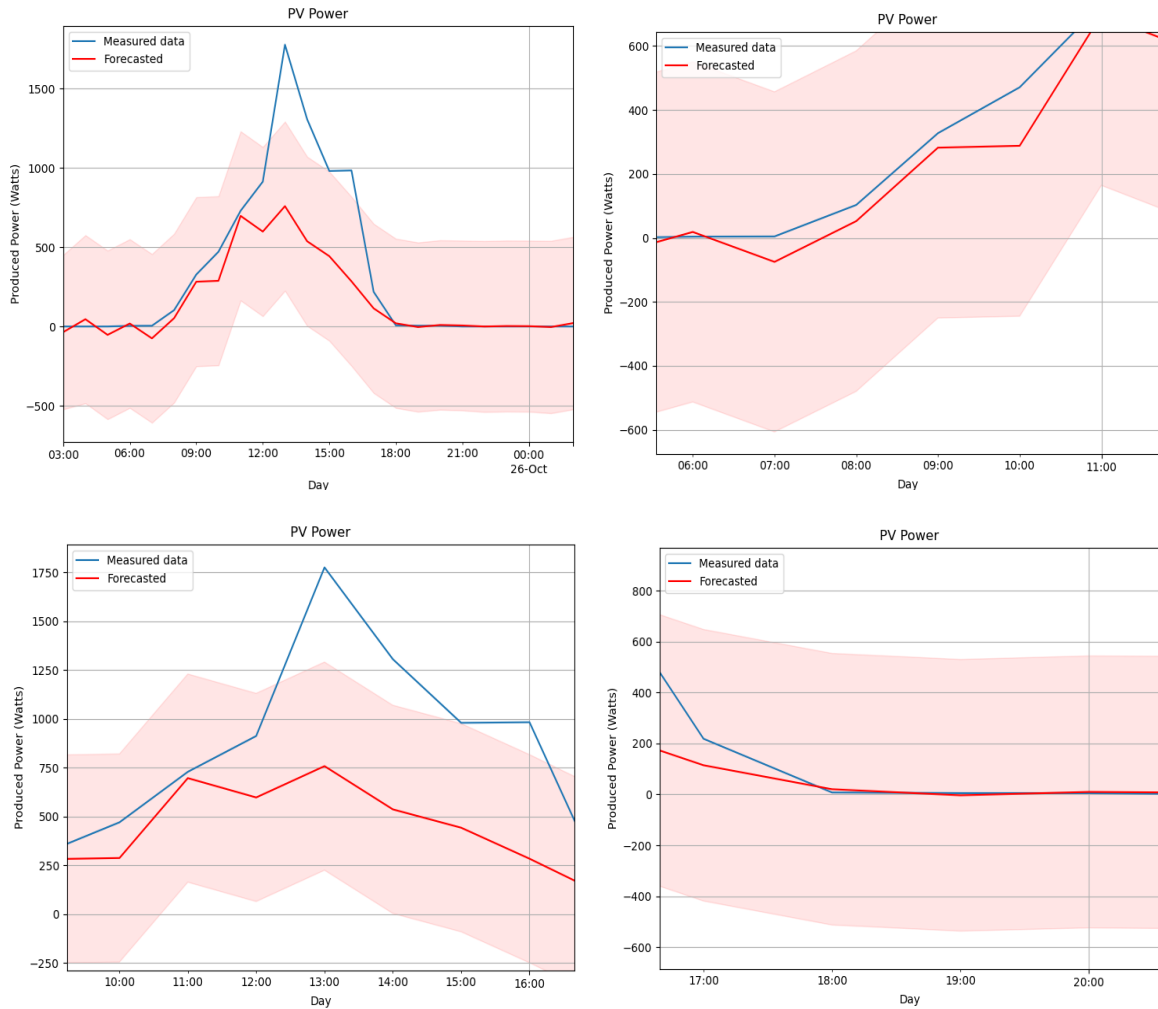
NRSME: 0.5338

MAPE: 2.9186

(p, d, q): (24, 0, 0)

Εικόνα 54: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 9^η Σεπτεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

25 Οκτωβρίου 2021



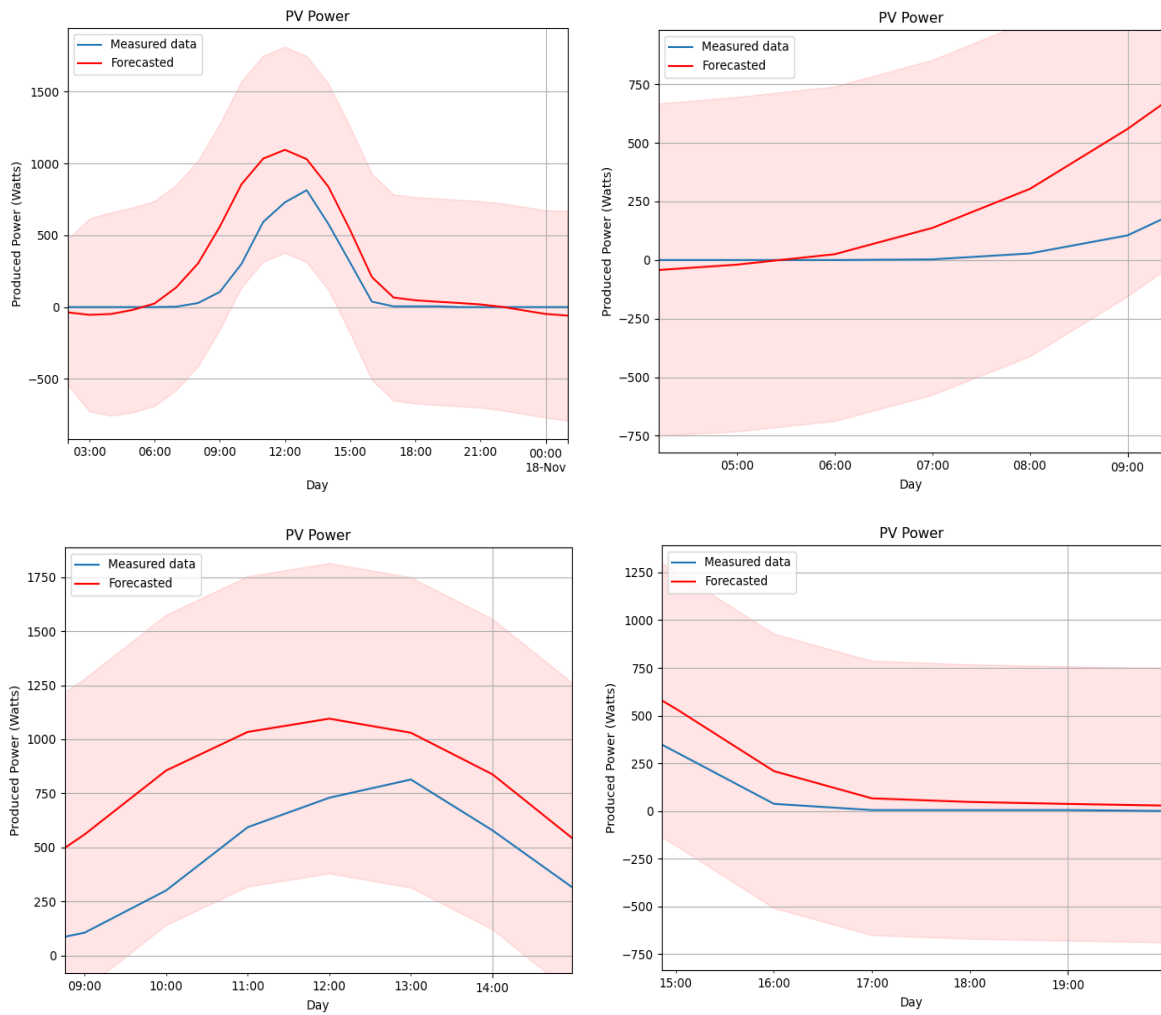
NRSME: 0.7910

MAPE: 1.9809

(p, d, q): (24, 0, 0)

Εικόνα 55: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 25^η Οκτωβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

17 Νοεμβρίου 2021



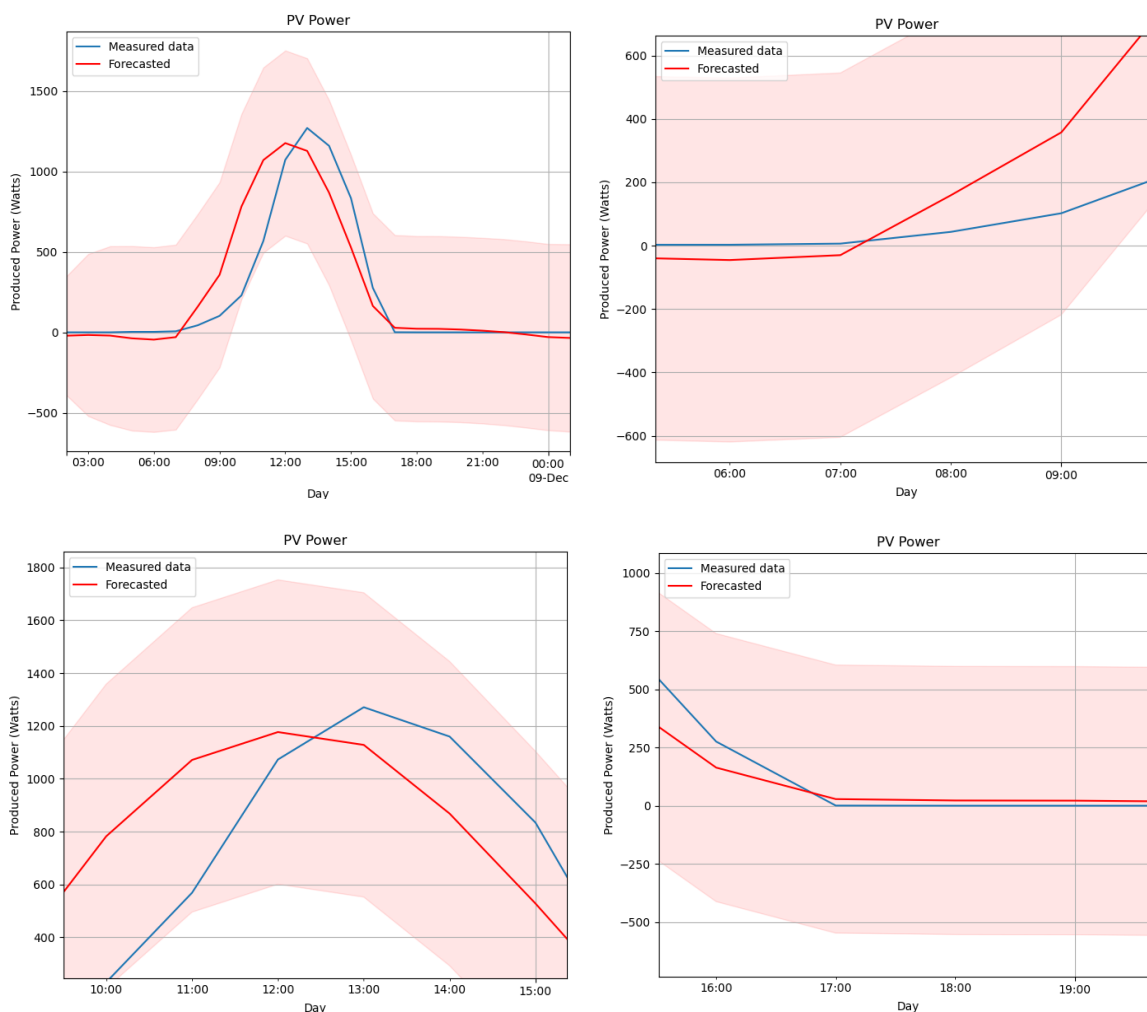
NRSME: 1.0944

MAPE: 7.7078

(p, d, q): (24, 0, 0)

Εικόνα 56: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 17^η Νοεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο peak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

8 Δεκεμβρίου 2021



NRSME: 0.6019

MAPE: 7.3265

(p, d, q): (24, 0, 0)

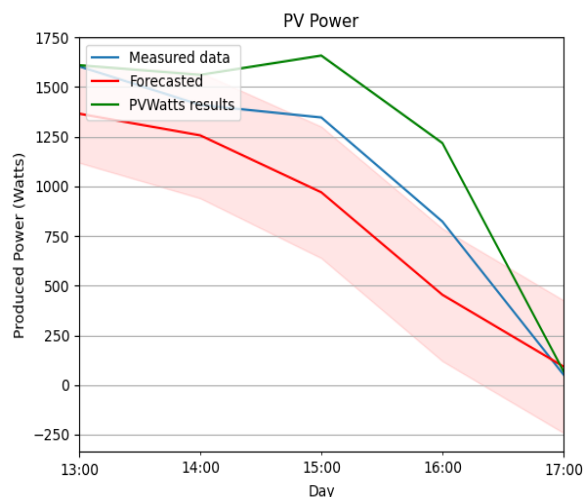
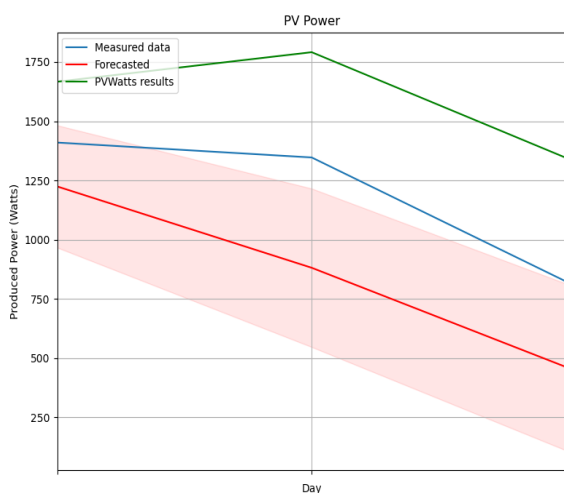
Εικόνα 57: 24ωρη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με μοντέλο ARIMAX για την 8^η Δεκεμβρίου 2021 (επάνω αριστερά), με έμφαση στην ανατολή του ηλίου (επάνω δεξιά), στο reak της παραγωγής (κάτω αριστερά) και στη δύση του ηλίου (κάτω δεξιά)

Βάσει των παραπάνω αποτελεσμάτων, εξάγεται το συμπέρασμα η συμπεριφορά του μοντέλου μας είναι ασταθής για 24ωρες προβλέψεις και καθορίζεται από πολλούς παράγοντες. Συγκεκριμένα, για κάποιες μέρες (Μαρτίου, Μαΐου και Ιουλίου) λαμβάνεται πολύ καλή πρόβλεψη, με μικρές τιμές σφαλμάτων, ενώ για τις υπόλοιπες μέρες η πρόβλεψη είναι κακή. Επιπλέον, παρατηρείται ότι η σειρά p, d, q του μοντέλου δεν είναι η ίδια για κάθε πειραματική ημέρα. Συγκεκριμένα μεταβάλλεται το q , ανάλογα με τις ανάγκες της πρόβλεψης και επιλέγεται αυτόματα αυτή που δίνει τις μικρότερες AIC και BIC τιμές. Ο σημαντικότερος παράγοντας που επηρεάζει τα αποτελέσματα πρόβλεψης είναι οι χρονοσειρές εκπαίδευσης του μοντέλου και περισσότερο η χρονοσειρά της ακριβώς προηγούμενης ημέρας, καθώς το μοντέλο μας, βάσει της δοθείσας σειράς του, βασίζει την πρόβλεψη του κυρίως σε 24 περιόδους (στην περίπτωση μας: ώρες) πίσω. Επομένως, τυχόν αστάθεια στα δεδομένα της προηγούμενης ημέρας, επηρεάζει αρνητικά την απόδοση του μοντέλου μας. Το ίδιο ισχύει και για τις εξωγενείς μεταβλητές που χρησιμοποιούνται ως εισοδοί, οι οποίες όμως δεν έχουν τόσο μεγάλη επίδραση όσο η παρελθοντική χρονοσειρά.

4.3.2.1 Ενδοημερήσιες προβλέψεις

Επειδή στη βιβλιογραφία αναφέρεται πως το μοντέλο ARIMAX αποδίδει καλύτερα για βραχυπρόθεσμες προβλέψεις, παρακάτω εξετάζεται η απόδοσή του για προβλέψεις μικρότερης διάρκειας, δύο και τεσσάρων ωρών αντίστοιχα, οι οποίες θα πραγματοποιηθούν για τις ίδιες ημέρες που εξετάστηκαν παραπάνω. Τα αποτελέσματα συγκρίθηκαν με τα αντίστοιχα αποτελέσματα του PVWatts.

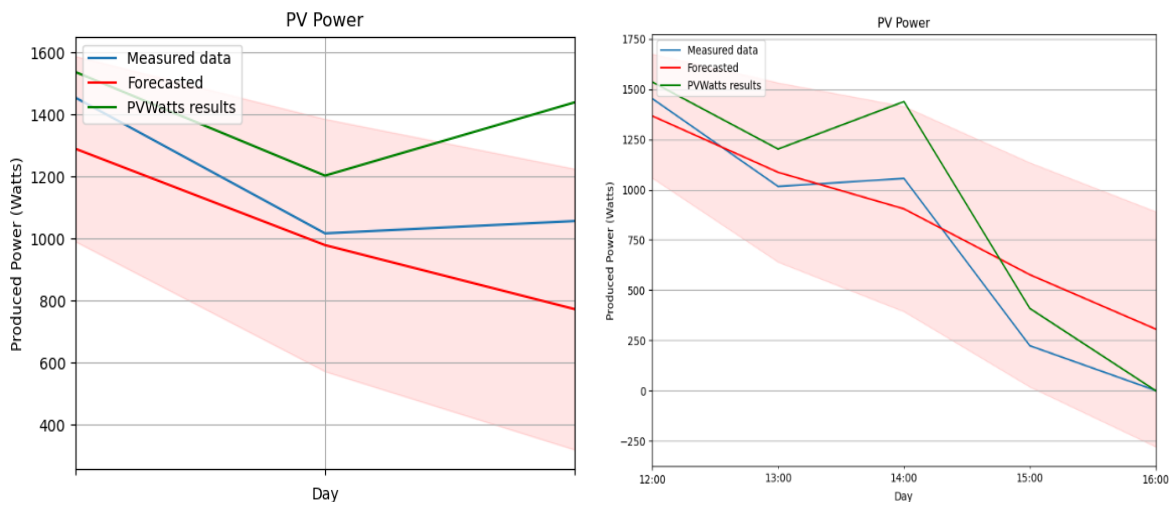
28 Ιανουαρίου 2021



NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:	NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:
0.2989	0.3543	0.2561	0.2246
MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:	MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:
0.3053	0.3823	0.3537	0.2299

Εικόνα 58: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 28^η Ιανουαρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

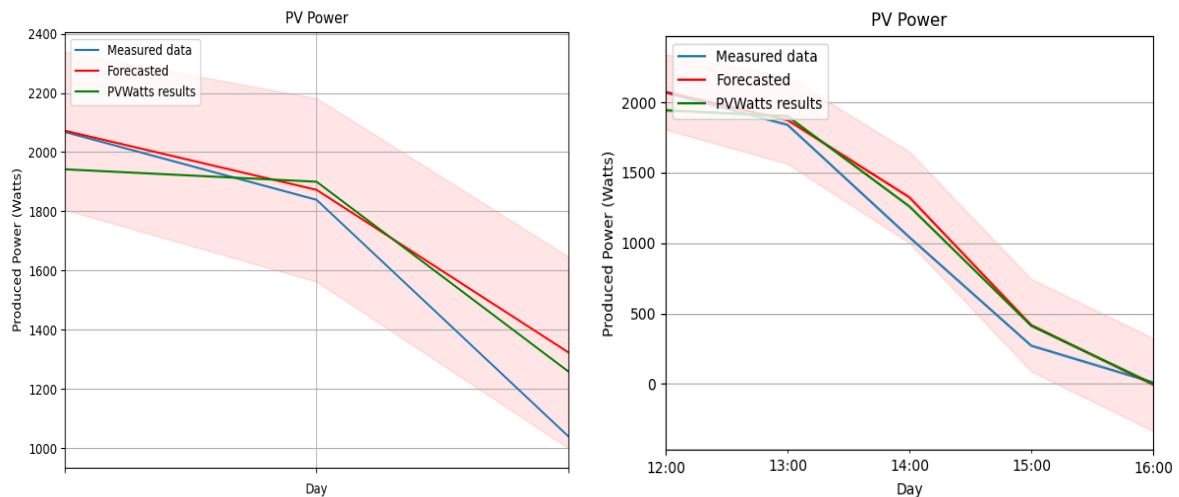
20 Φεβρουαρίου 2021



NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:	NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:
0.1622	0.2127	0.3003	0.2809
MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:	MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:
0.1397	0.2006	0.6708	0.4862

Εικόνα 59: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 20^η Φεβρουαρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

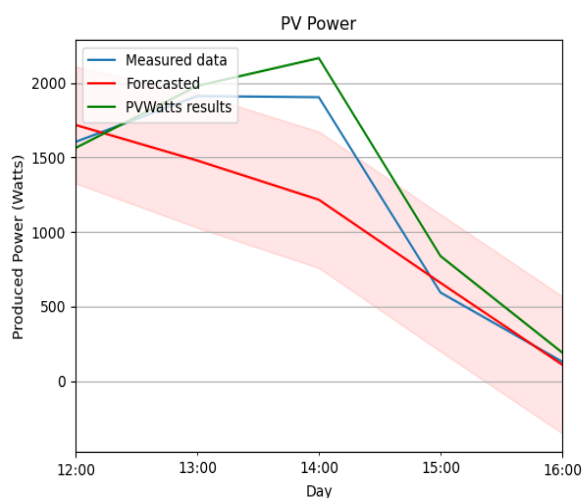
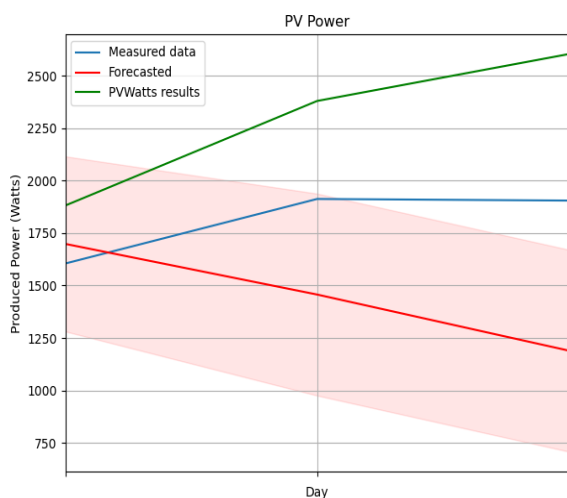
6 Μαρτίου 2021



NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:	NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:
0.0999	0.0909	0.1372	0.1265
MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:	MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:
0.0974	0.1014	0.4712	0.3652

Εικόνα 60: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 6^η Μαρτίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

8 Απριλίου 2021

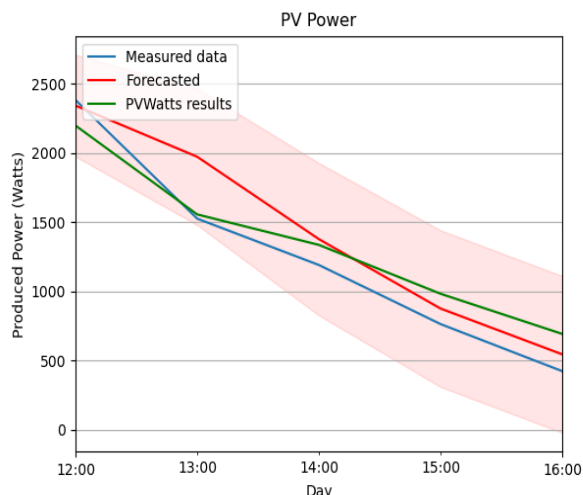
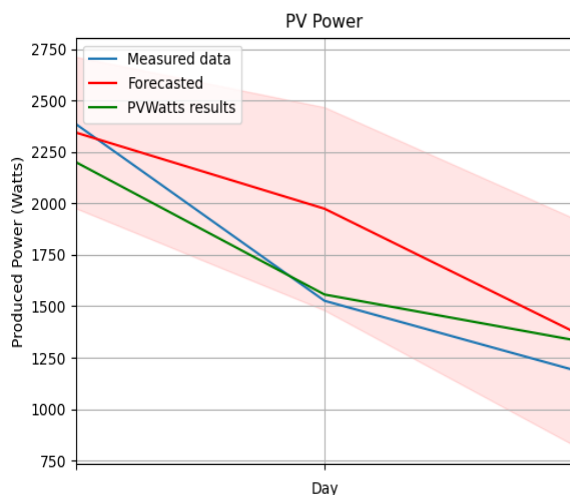


NRMSE_ARIMAX: 0.2724
 MAPE_ARIMAX: 0.2239
 NRMSE_pvwatts_dc: 0.2824
 MAPE_pvwatts_dc: 0.2609

NRMSE_ARIMAX: 0.2994
 MAPE_ARIMAX: 0.1843
 NRMSE_pvwatts_dc: 0.1356
 MAPE_pvwatts_dc: 0.2163

Εικόνα 61: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 8^η Απριλίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

12 Μαΐου 2021

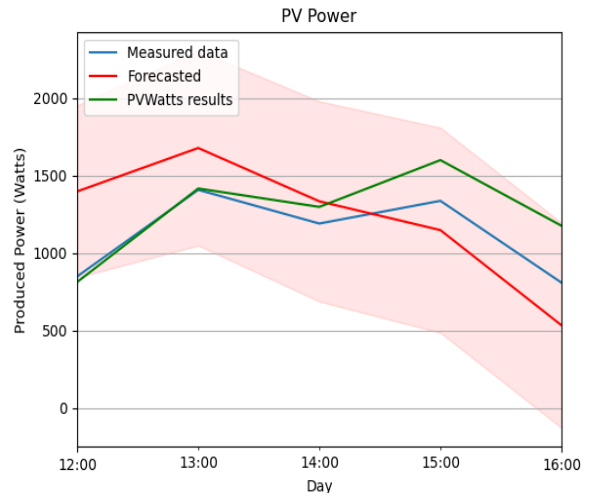
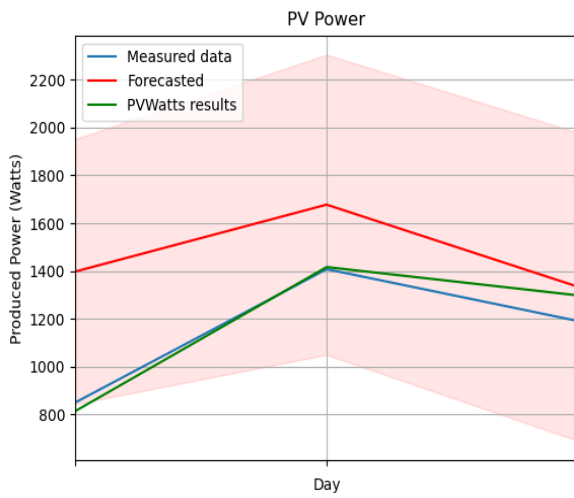


NRMSE_ARIMAX: 0.1652
 MAPE_ARIMAX: 0.1558
 NRMSE_pvwatts_dc: 0.0805
 MAPE_pvwatts_dc: 0.0732

NRMSE_ARIMAX: 0.1828
 MAPE_ARIMAX: 0.1804
 NRMSE_pvwatts_dc: 0.1494
 MAPE_pvwatts_dc: 0.2285

Εικόνα 62: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 12^η Μαΐου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

18 Ιουνίου 2021



NRMSE_ARIMAX: 0.3157
MAPE_ARIMAX: 0.3197

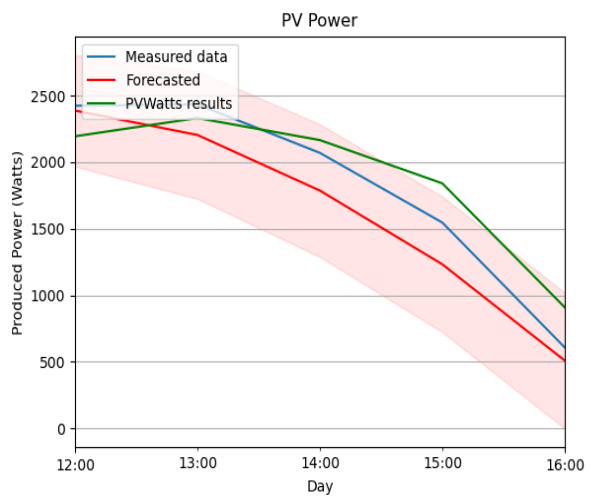
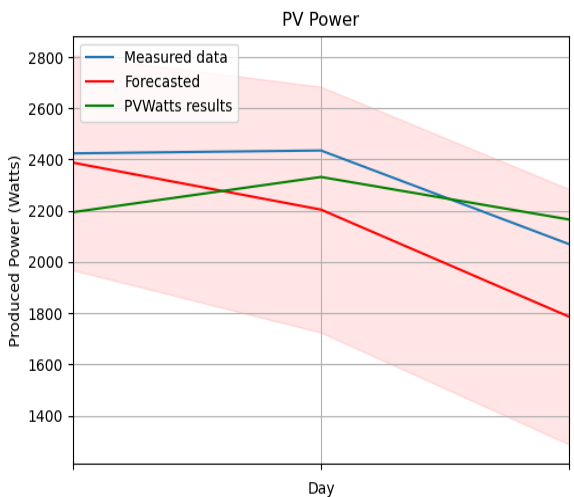
NRMSE_pvwatts_dc: 0.0571
MAPE_pvwatts_dc: 0.0463

NRMSE_ARIMAX: 0.1828
MAPE_ARIMAX: 0.1804

NRMSE_pvwatts_dc: 0.1862
MAPE_pvwatts_dc: 0.1579

Εικόνα 63: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 18^η Ιουνίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

23 Ιουλίου 2021



NRMSE_ARIMAX: 0.0918
MAPE_ARIMAX: 0.0822

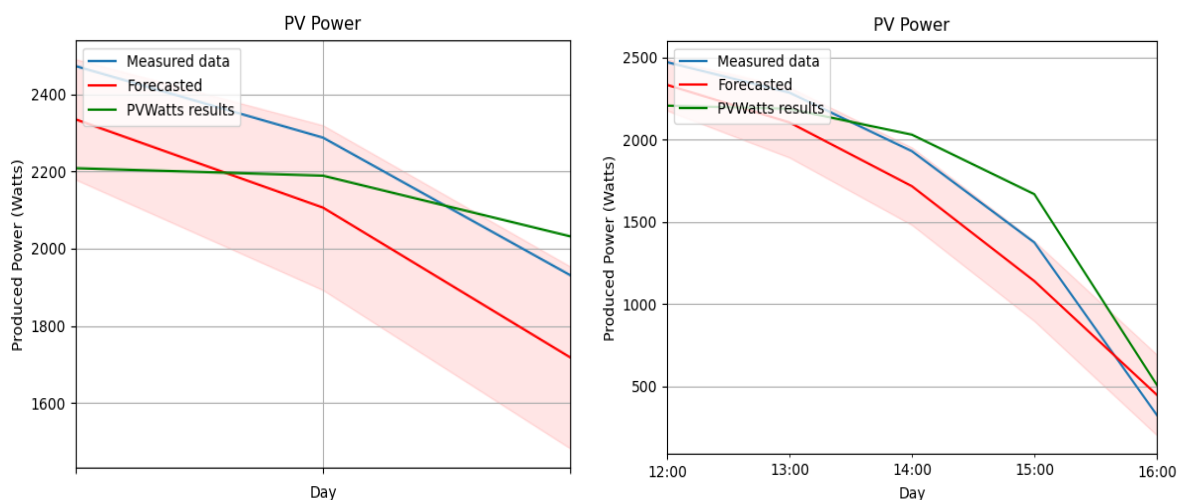
NRMSE_pvwatts_dc: 0.0674
MAPE_pvwatts_dc: 0.0612

NRMSE_ARIMAX: 0.1213
MAPE_ARIMAX: 0.1223

NRMSE_pvwatts_dc: 0.1232
MAPE_pvwatts_dc: 0.1742

Εικόνα 64: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 23^η Ιουλίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

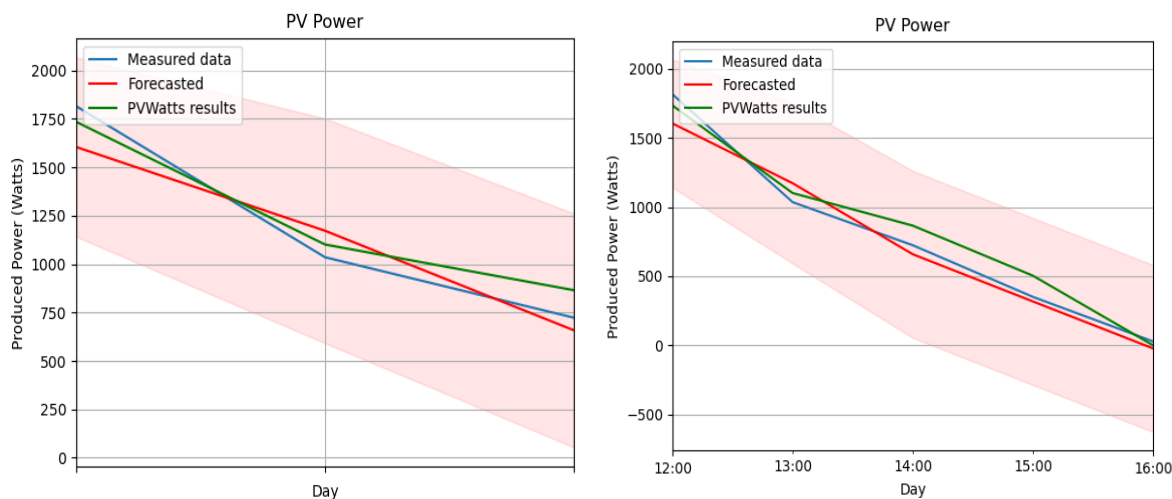
6 Αυγούστου 2021



NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:	NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:
0.0807	0.0775	0.1089	0.1219
MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:	MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:
0.0817	0.0673	0.1581	0.1952

Εικόνα 65: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 6^η Αυγούστου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

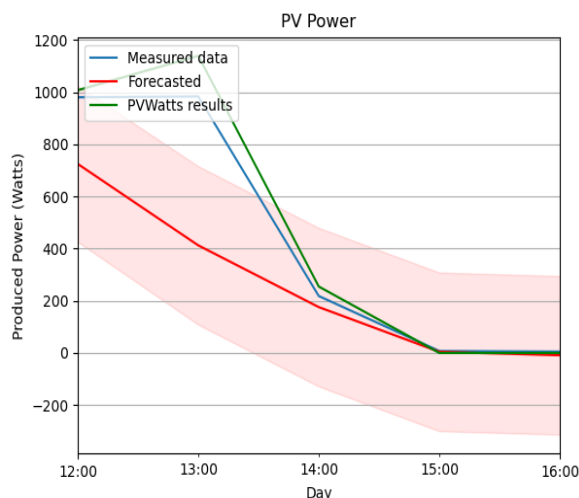
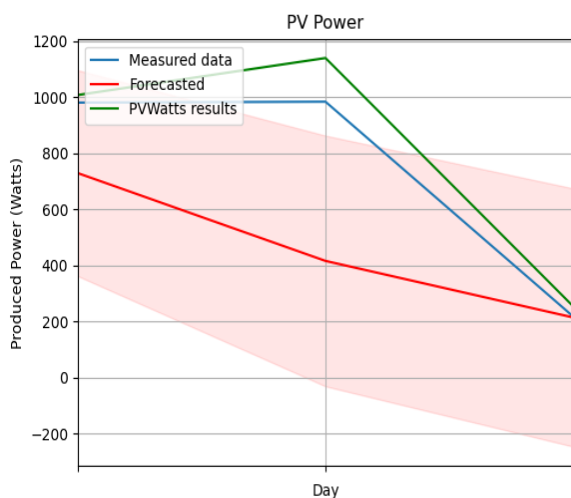
9 Σεπτεμβρίου 2021



NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:	NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:
0.1257	0.0853	0.1507	0.1329
MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:	MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:
0.1127	0.1014	0.4509	0.3483

Εικόνα 66: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 9^η Σεπτεμβρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

25 Οκτωβρίου 2021

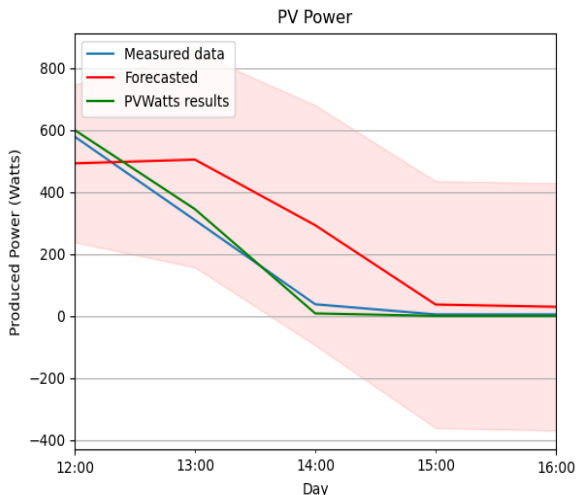
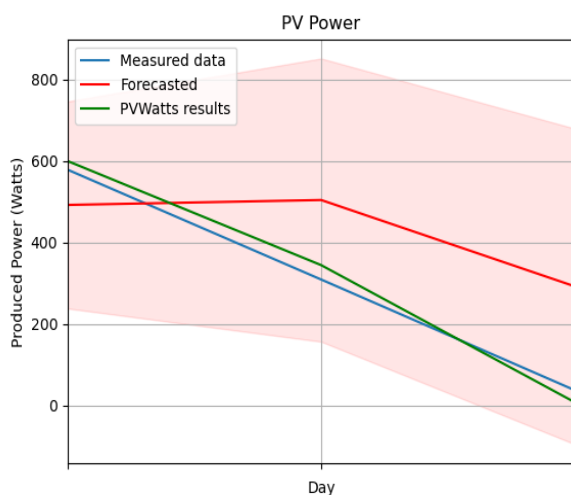


NRMSE_ARIMAX: 0.4926
 MAPE_ARIMAX: 0.2833
 NRMSE_pvwatts_dc: 0.1287
 MAPE_pvwatts_dc: 0.1175

NRMSE_ARIMAX: 0.6391
 MAPE_ARIMAX: 0.8413
 NRMSE_pvwatts_dc: 0.1655
 MAPE_pvwatts_dc: 0.4705

Εικόνα 67: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 25^η Οκτωβρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

17 Νοεμβρίου 2021

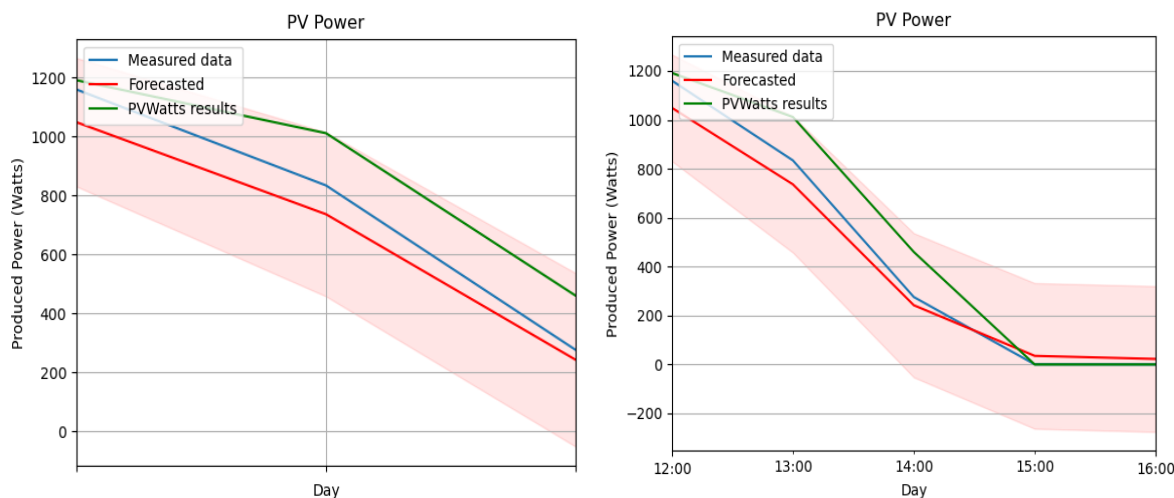


NRMSE_ARIMAX: 0.6222
 MAPE_ARIMAX: 2.5162
 NRMSE_pvwatts_dc: 0.0949
 MAPE_pvwatts_dc: 0.3116

NRMSE_ARIMAX: 0.8005
 MAPE_ARIMAX: 3.7637
 NRMSE_pvwatts_dc: 0.2121
 MAPE_pvwatts_dc: 0.0682

Εικόνα 68: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 17^η Νοεμβρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

8 Δεκεμβρίου 2021



NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:	NRMSE_ARIMAX:	NRMSE_pvwatts_dc:
0.1158	0.1966	0.1371	0.2538
MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:	MAPE_ARIMAX:	MAPE_pvwatts_dc:
0.1116	0.3027	0.1581	0.3816

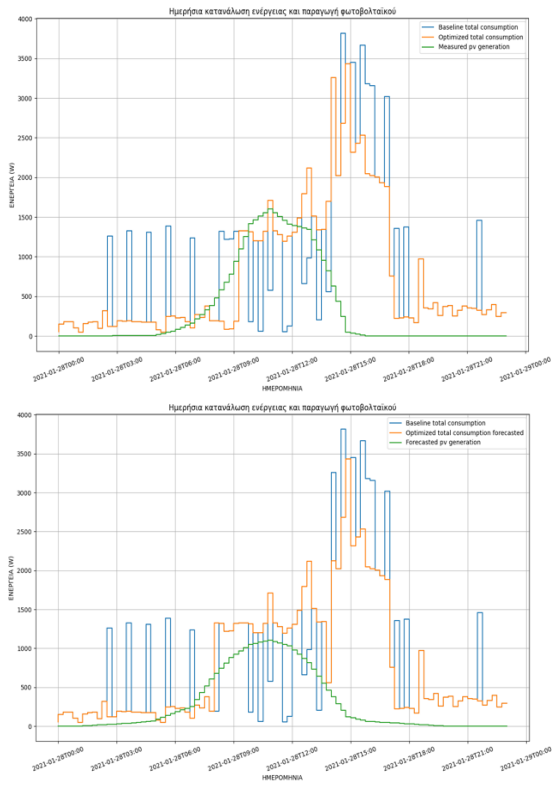
Εικόνα 69: Βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής φωτοβολταϊκού με ARIMAX και PVWatts την 8^η Δεκεμβρίου 2021 για χρονικό παράθυρο δύο ωρών (αριστερά) και τεσσάρων ωρών (δεξιά).

Βάσει των παραπάνω αποτελεσμάτων γίνεται αντιληπτό πως το ARIMAX αποδίδει πολύ καλύτερα σε πιο βραχυπρόθεσμο ορίζοντα πρόβλεψης και συγκεκριμένα δύο και τεσσάρων ωρών, σε σχέση με τις 24ωρες προβλέψεις που πραγματοποιήθηκαν παραπάνω. Επιπλέον, οι προβλέψεις των δύο ωρών είναι καλύτερες από αυτές των τεσσάρων ωρών, αφού στην πρώτη περίπτωση το σφάλμα είναι πολύ μικρότερο. Αντίστοιχη συμπεριφορά παρατηρήθηκε και για το μοντέλο PVWatts το οποίο παρουσίασε μικρότερες τιμές σφαλμάτων για πιο βραχυπρόθεσμες προβλέψεις. Συμπεραίνουμε λοιπόν πως το ARIMAX αποδίδει σχετικά καλύτερα συγκριτικά με το PVWatts σε πιο βραχυπρόθεσμες προβλέψεις, αφού στις περισσότερες περιπτώσεις φαίνεται να αποδίδει μικρότερες ή παρόμοιες τιμές σφαλμάτων τόσο για χειμερινούς, όσο και για καλοκαιρινούς μήνες. Οι μήνες κατά τους οποίους το ARIMAX αποδίδει αισθητά χειρότερα είναι ο Μάιος, ο Ιούνιος, ο Οκτώβριος και ο Νοέμβριος, οι οποίοι συχνά χαρακτηρίζονται από πιο απρόβλεπτα καιρικά φαινόμενα. Για το PVWatts, κατά τη διάρκεια αυτών των πειραμάτων, η τιμή $pdco$ ορίστηκε ίση με 1000W και δεν μεταβλήθηκε, γεγονός που δεν επηρέασε αρνητικά την απόδοση του μοντέλου.

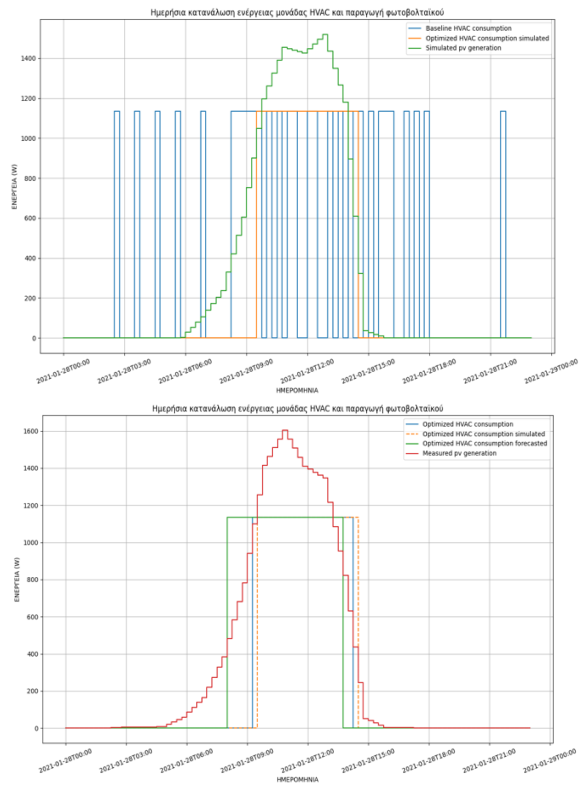
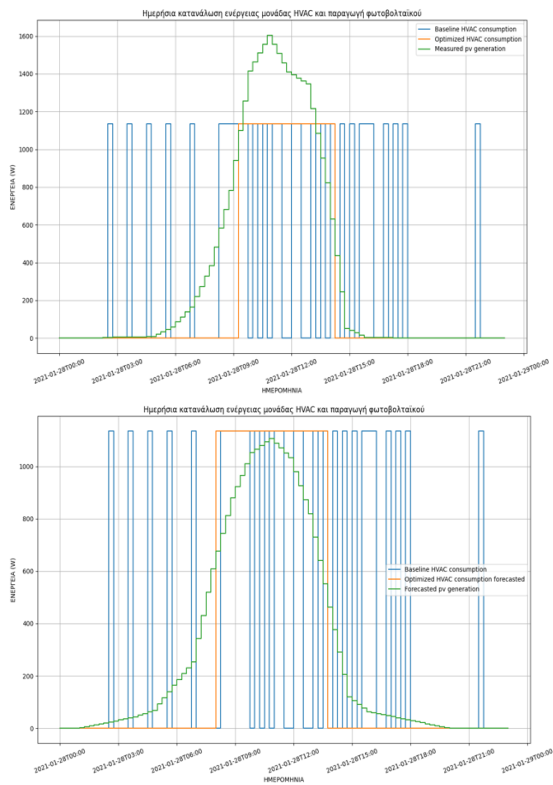
4.3.3 Αποτελέσματα προβλήματος βελτιστοποίησης

Προκειμένου να εξεταστεί η πρακτική χρησιμότητα των προβλέψεων των δύο μοντέλων, πραγματοποιήθηκε μια σειρά πειραμάτων, κατά τα οποία χρησιμοποιήθηκαν προσομοιωμένες (simulated) και προβλεπόμενες (forecasted) χρονοσειρές παραγωγής Φ/Β για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης κατανάλωσης (βλ. Κεφάλαιο 3) της κτιριακής εγκατάστασης που περιεγράφηκε στην Ενότητα 4.2. Για τη διεξαγωγή των πειραμάτων επιλέχθηκαν οι ημερήσιες προβλέψεις για μια χειμωνιάτικη (28 Ιανουαρίου) και μια καλοκαιρινή ημέρα (23 Ιουλίου), καθώς και οι ενδοημερήσιες 4-ωρες προβλέψεις για μια καλοκαιρινή ημέρα (6 Αυγούστου), ώστε να έχουμε διαφορετικές χρονοσειρές παραγωγής και να εξεταστούν διαφορετικά σενάρια. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν παρουσιάζονται και αξιολογούνται παρακάτω.

28 Ιανουαρίου 2021



Εικόνα 70: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης συνολικής κατανάλωσης για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 28^η Ιανουαρίου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).

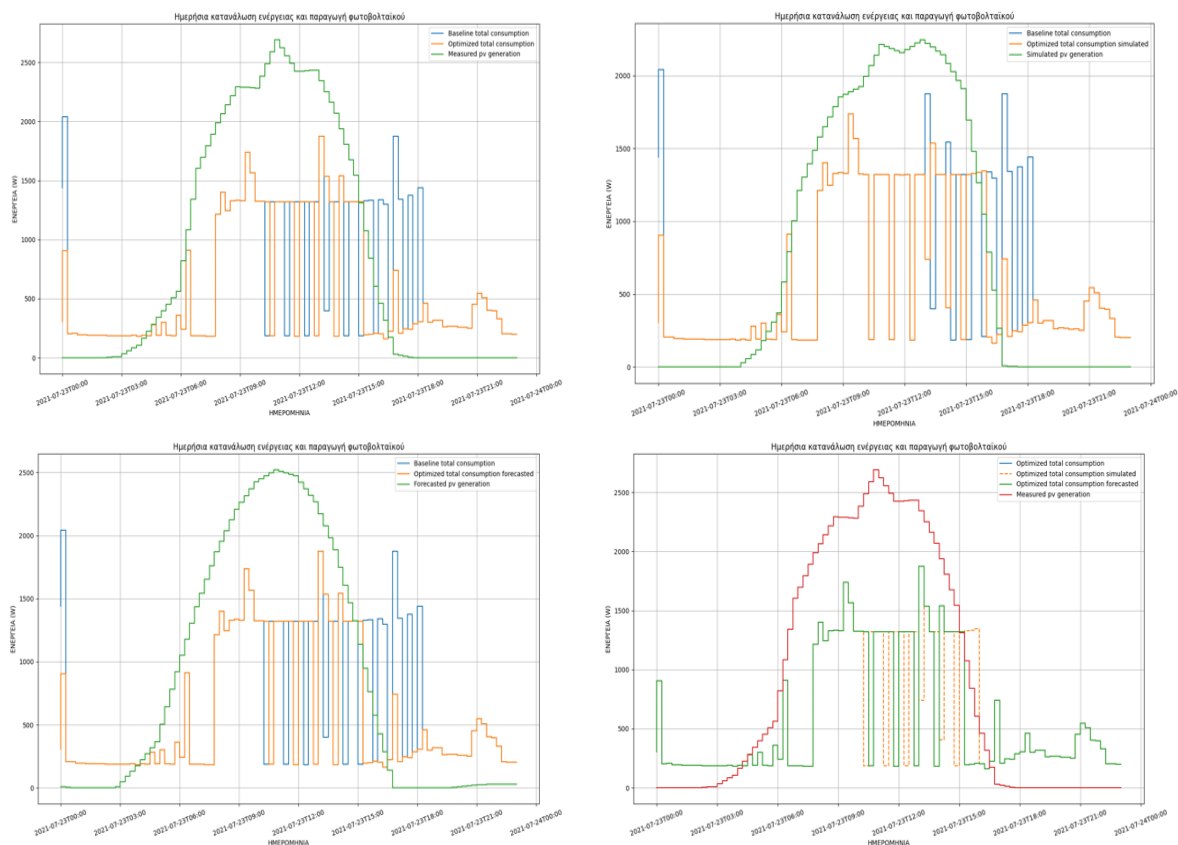


Εικόνα 71: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης κατανάλωσης μονάδας HVAC για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 28^η Ιανουαρίου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).

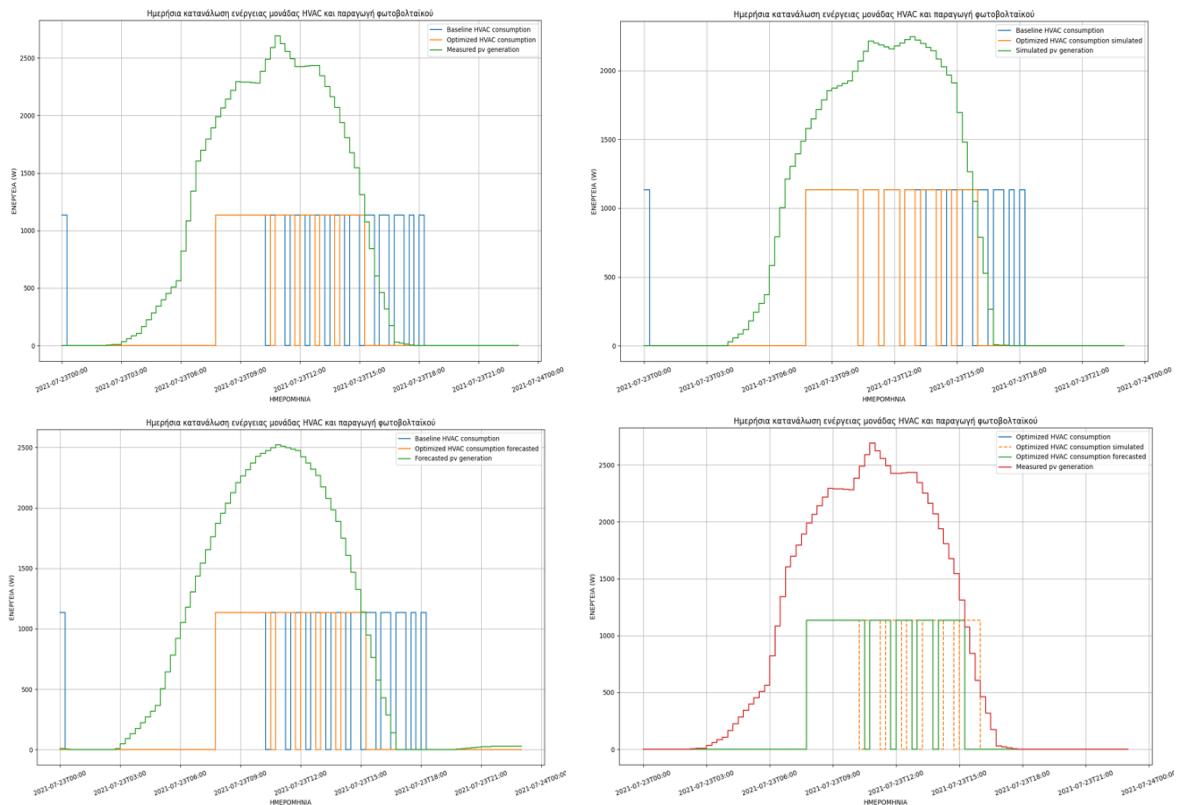
Στην Εικόνα 70 φαίνονται τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης για το συνολικό φορτίο κατανάλωσης της οικίας. Παρόλα αυτά, για λόγους αναλυτικότητας και σωστότερης αξιολόγησης των αποτελεσμάτων, στην Εικόνα 71 παρατίθενται τα αντίστοιχα αποτελέσματα βελτιστοποίησης μόνο για την κατανάλωση της εγκατεστημένης HVAC μονάδας, καθώς αυτό είναι και το φορτίο προς βελτιστοποίηση. Στις τρεις πρώτες εικόνες φαίνονται τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης που προέκυψαν για τις τρεις διαφορετικές κατηγορίες φωτοβολταϊκής παραγωγής (μετρούμενη, προσομοιωμένη και προβλεπόμενη αντίστοιχα) για την 28^η Ιανουαρίου 2021. Όπως φαίνεται στα γραφήματα, υπάρχει ένα μεγάλο φορτίο που ξεπερνά κατά πολύ την παραγωγή του Φ/Β, η διαχείριση του οποίου όμως δεν είναι δυνατή, αφού δεν πρόκειται για HVAC, αλλά για διαφορετικό είδος φορτίου. Στην πρώτη περίπτωση παρατηρούμε πως η καμπύλη της κατανάλωσης έχει μετατοπιστεί προκειμένου να «χωρέσει» καλύτερα κάτω από την καμπύλη παραγωγής του φωτοβολταϊκού. Αντίστοιχη συμπεριφορά παρατηρείται και για τις δύο επόμενες περιπτώσεις, της προσομοιωμένης και της προβλεπόμενης ενέργειας, με την πρώτη εξ' αυτών όμως να δίνει καλύτερα αποτελέσματα.

Στην κάτω δεξιά εικόνα φαίνονται συγκεντρωτικά οι τρεις διαφορετικές περιπτώσεις βελτιστοποιημένης κατανάλωσης (μετρούμενη (μπλε χρώμα), προσομοιωμένη (πορτοκαλί χρώμα) και προβλεπόμενη (πράσινο χρώμα)), προκειμένου να διευκολυνθεί η σύγκρισή τους. Παρόλο που δεν υπάρχει πολύ μεγάλη απόκλιση μεταξύ τους, γίνεται αντιληπτό πως η καλύτερη προσαρμογή της βέλτιστης κατανάλωσης στην φωτοβολταϊκή παραγωγή παρατηρείται για βελτιστοποίηση με προσομοιωμένα δεδομένα, αφού μεγαλύτερο μέρος της πορτοκαλί διακεκομμένης καμπύλης περικλείεται μέσα στην καμπύλη παραγωγής του φωτοβολταϊκού, σε σχέση με τις άλλες δύο.

23 Ιουλίου 2021



Εικόνα 72: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης συνολικής κατανάλωσης για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 23^η Ιουλίου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).



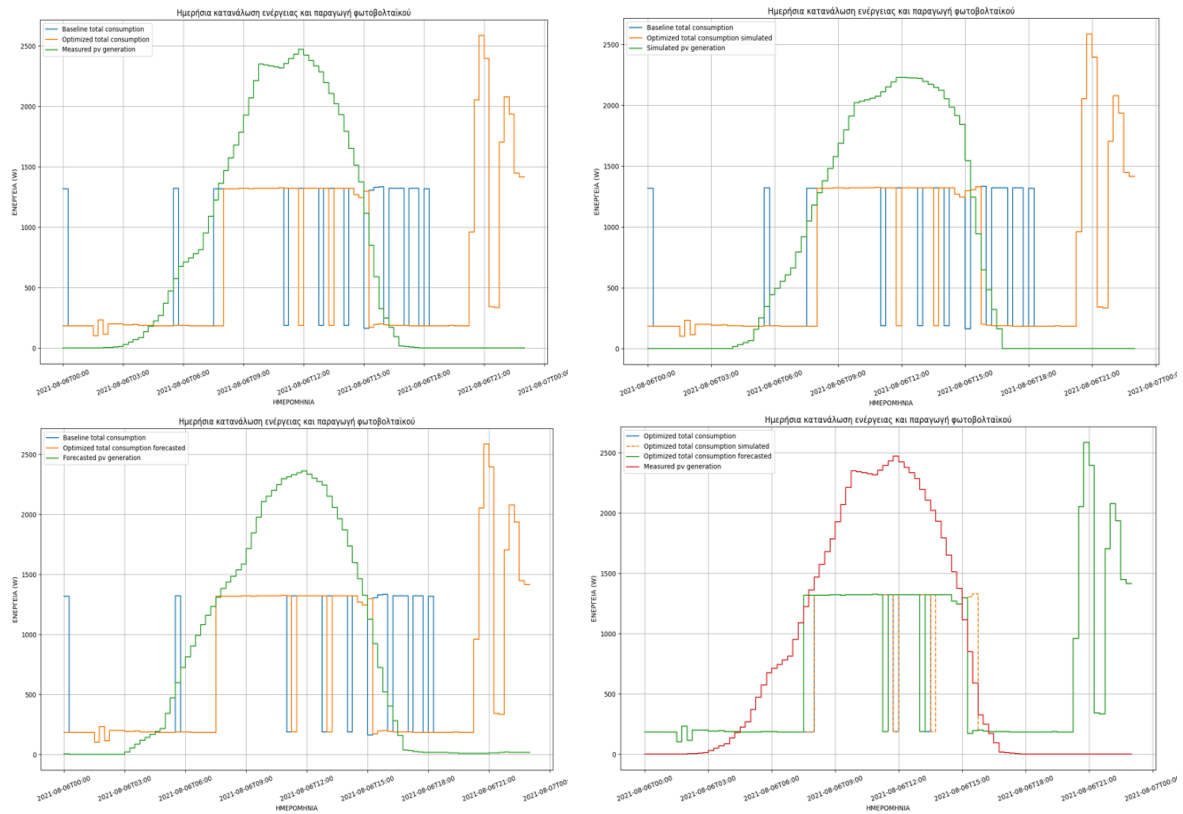
Εικόνα 73: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης κατανάλωσης μονάδας HVAC για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 23^η Ιουλίου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).

Αντίστοιχα με παραπάνω, έτσι και εδώ στην Εικόνα 72 φαίνονται τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης για τη συνολική κατανάλωση, ενώ στην Εικόνα 73 για την κατανάλωση της HVAC μονάδας. Στις τρεις πρώτες εικόνες φαίνονται τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης για τις τρεις διαφορετικές κατηγορίες φωτοβολταϊκής παραγωγής (μετρούμενη, προσομοιωμένη και προβλεπόμενη αντίστοιχα) για την 23^η Ιουλίου 2021. Και στις τρεις περιπτώσεις η βελτιστοποιημένη συνολική κατανάλωση του χρήστη (πορτοκαλί χρώμα) έχει μετακινηθεί προς τα αριστερά, δηλαδή έχει «προσαρμοστεί» σύμφωνα με την αντίστοιχη φωτοβολταϊκή παραγωγή (πράσινο χρώμα), σε σχέση με την αρχική, μετρούμενη συνολική κατανάλωση (μπλε χρώμα). Αυτό σημαίνει πως τόσο η προσομοιωμένη, όσο και η προβλεπόμενη παραγωγή του φωτοβολταϊκού δεν επιδρούν αρνητικά στη διαδικασία της βελτιστοποίησης, αλλά, αντίθετα, τα αποτελέσματα που λαμβάνονται ακολουθούν αντίστοιχο μοτίβο με αυτά της μετρούμενης παραγωγής. Συμπεραίνουμε επομένως πως και τα δύο μοντέλα πρόβλεψης αποδίδουν αρκετά ικανοποιητικά.

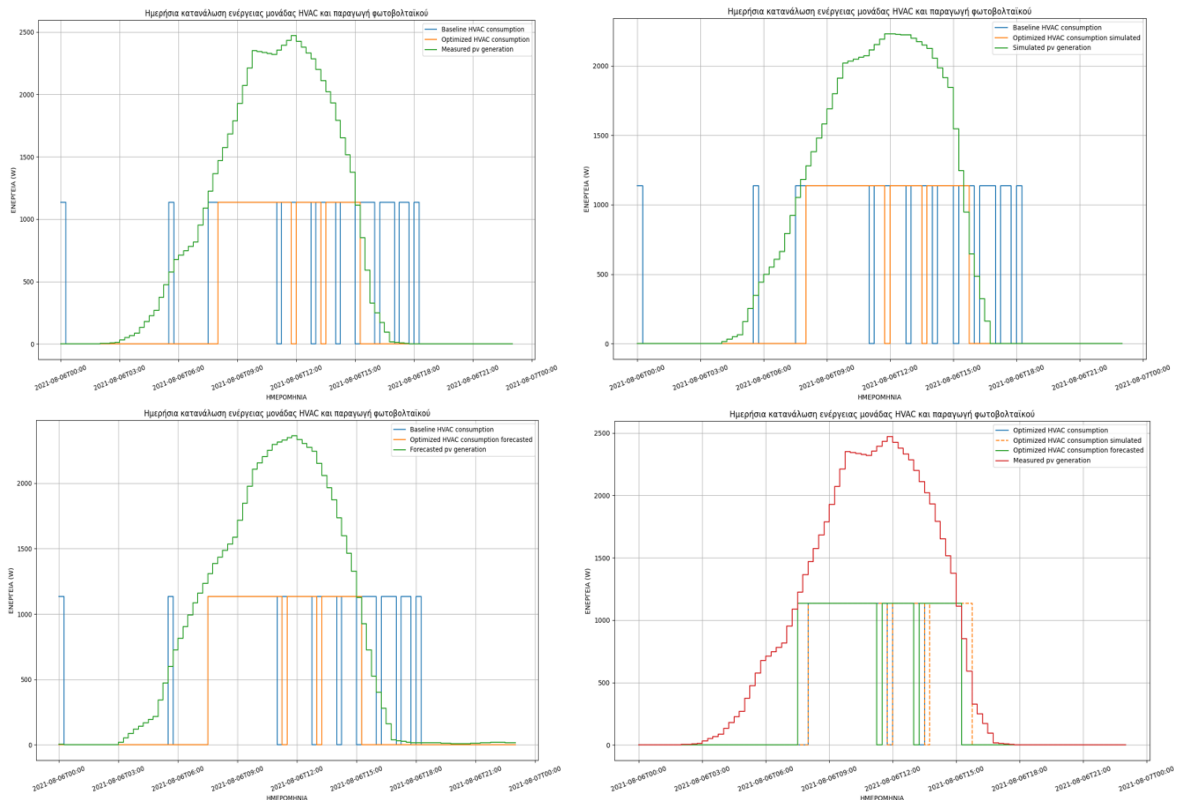
Στην κάτω δεξιά εικόνα από την άλλη, φαίνονται συγκεντρωτικά οι τρεις διαφορετικές περιπτώσεις βελτιστοποιημένης κατανάλωσης (μετρούμενη (μπλε χρώμα), προσομοιωμένη (πορτοκαλί χρώμα) και προβλεπόμενη (πράσινο χρώμα)). Συγκεκριμένα, στις δύο πρώτες περιπτώσεις τα γραφήματα ταυτίζονται, που σημαίνει πως λαμβάνουμε τα ίδια αποτελέσματα για τη μετρούμενη και την προσομοιωμένη βέλτιστη κατανάλωση. Η προβλεπόμενη βέλτιστη κατανάλωση από την άλλη βλέπουμε πως παρεκκλίνει ελάχιστα από τις άλλες δύο, όμως μεγαλύτερο μέρος αυτής περιλαμβάνεται μέσα στην καμπύλη παραγωγής του φωτοβολταϊκού, και άρα αποτελεί καλύτερη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

6 Αυγούστου 2021

Για τα παρακάτω πειράματα χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα ενδοημερήσιων 4-ωρων προβλέψεων που πραγματοποιήθηκαν για τη συγκεκριμένη ημέρα, προκειμένου να εξεταστεί εάν υπάρχει κάποια αλλαγή στην απόδοση του μοντέλου.



Εικόνα 74: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης συνολικής κατανάλωσης για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 6^η Αυγούστου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).



Εικόνα 75: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης κατανάλωσης μονάδας HVAC για μετρούμενη (επάνω αριστερά), προσομοιωμένη (επάνω δεξιά) και προβλεπόμενη (κάτω αριστερά) Φ/Β παραγωγή την 6^η Αυγούστου 2021. Σύγκριση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης σε σχέση με τη μετρούμενη Φ/Β παραγωγή (κάτω δεξιά).

Όμοια με τις άλλες δύο περιπτώσεις, στην Εικόνα 74 φαίνονται τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης για τη συνολική κατανάλωση η οποία περιλαμβάνει και ένα αρκετά μεγάλο φορτίο στο τέλος της ημέρας, το οποίο, όπως βλέπουμε έπειτα στην Εικόνα 75 που αφορά την κατανάλωση της HVAC μονάδας, δεν είναι διαχειρίσιμο και δεν επηρεάζει το πρόβλημα βελτιστοποίησης, αφού δεν πρόκειται για HVAC φορτίο. Στις τρεις πρώτες εικόνες φαίνονται τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης για τις τρεις διαφορετικές κατηγορίες φωτοβολταϊκής παραγωγής (μετρούμενη, προσομοιωμένη και προβλεπόμενη αντίστοιχα) για την 6^η Αυγούστου 2021. Όπως φαίνεται, και για τα τρία σενάρια η βελτιστοποιημένη συνολική κατανάλωση του χρήστη (πορτοκαλί χρώμα) έχει «προσαρμοστεί» σύμφωνα με την αντίστοιχη φωτοβολταϊκή παραγωγή (πράσινο χρώμα), σε σχέση με την αρχική, μετρούμενη συνολική κατανάλωση (μπλε χρώμα), επιτυγχάνεται δηλαδή η επιθυμητή βελτιστοποίηση της κατανάλωσης. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των σεναρίων αυτών στην κάτω δεξιά εικόνα, βλέπουμε πως στην περίπτωση της μετρούμενης (μπλε χρώμα) και της προβλεπόμενης (πράσινο χρώμα) παραγωγής, προκύπτουν τα καλύτερα αποτελέσματα, αφού η καμπύλη της κατανάλωσης προσαρμόζεται σχεδόν ολόκληρη κάτω από την καμπύλη της Φ/Β παραγωγής. Η προσομοιωμένη βέλτιστη κατανάλωση (πορτοκαλί χρώμα) από την άλλη βλέπουμε πως παρεκκλίνει ελάχιστα από τις άλλες δύο, αφού ένα μικρό μέρος εξέρχεται από την καμπύλη παραγωγής του φωτοβολταϊκού.

Συνοψίζοντας, από τα παραπάνω πειράματα γίνεται αντιληπτό πως η βελτιστοποίηση της κατανάλωσης ενέργειας επιτυγχάνεται και για τους τρεις τύπους δεδομένων Φ/Β παραγωγής (μετρούμενα, προσομοιωμένα, προβλεπόμενα). Στην περίπτωση των χειμερινών δεδομένων, η καλύτερη απόδοση παρατηρήθηκε για προσομοιωμένα δεδομένα Φ/Β παραγωγής από το μοντέλο PVWatts, ενώ στην περίπτωση των καλοκαιρινών μηνών καλύτερη απόδοση παρατηρήθηκε για Φ/Β δεδομένα που λήφθηκαν από το μοντέλο ARIMAX. Συμπεραίνουμε επομένως πως τα δύο μοντέλα μας (PVWatts και ARIMAX), αποδίδουν αρκετά ικανοποιητικά και όχι μόνο δεν επηρεάζουν αρνητικά τα αποτελέσματα του προβλήματος βελτιστοποίησης, αλλά αντίθετα τα βελτιώνουν κατά

περίπτωση. Συγκεκριμένα, το μοντέλο πρόβλεψης ARIMAX αποδίδει καλύτερα για πιο σταθερές χρονοσειρές που δεν παρουσιάζουν σημαντικές διακυμάνσεις, ενώ το μοντέλο προσομοίωσης PVWatts προσφέρει αρκετά καλά αποτελέσματα και για τους χειμερινούς μήνες όπου η Φ/Β παραγωγή είναι περισσότερο ασταθής.

4.3.4 Τεχνοοικονομική ανάλυση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης

28 Ιανουαρίου 2021				
	Δεδομένα μέτρησης	Βελτιστοποίηση με μετρούμενα Φ/Β δεδομένα	Βελτιστοποίηση με προσομοιωμένα Φ/Β δεδομένα	Βελτιστοποίηση με προβλεπόμενα Φ/Β δεδομένα
Ίδιοκατανάλωση (σύνολο)	68%	85%	88%	96%
Ίδιοκατανάλωση (HVAC)	47%	49%	70%	79%
Ενεργειακή αυτάρκεια (σύνολο)	27%	38%	38%	34%
Ενεργειακή αυτάρκεια (HVAC)	46%	64%	96%	81%
Συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)	20.37	17.82	17.89	18.74
Ενέργεια HVAC (kWh)	8.23	6.24	5.68	6.53
Αυτο-καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)	5.51	6.83	6.83	6.41
Ενέργεια απορροφώμενη από το δίκτυο (kWh)	14.86	10.99	11.06	12.33
Ενέργεια εγγεόμενη στο δίκτυο (kWh)	2.54	1.22	0.93	0.28
Κόστος απορροφώμενης ενέργειας (EUR)	€ 1.64	€ 1.21	€ 1.22	€ 1.36
Κόστος εγγεόμενης ενέργειας (EUR)	€ 0.21	€ 0.10	€ 0.08	€ 0.02
Χρεώσεις δικτύου (EUR)	€ 0.43	€ 0.33	€ 0.33	€ 0.37
Συνολικό κόστος	€ 1.86	€ 1.44	€ 1.47	€ 1.71
Ποσοστά εξοικονόμησης σε σχέση με αρχικά δεδομένα μέτρησης				
Συνολική εξοικονόμηση ενέργειας (λόγω μείωσης HVAC φορτίου)		13%	12%	8%
Εξοικονόμηση ενέργειας HVAC		24%	31%	21%
Αύξηση αυτό-καταναλισκόμενης ενέργειας		24%	24%	18%
Μείωση απορροφώμενης ενέργειας από δίκτυο		26%	26%	18%
Μείωση εγγεόμενης ενέργειας στο δίκτυο		52%	63%	89%
Μείωση κόστους απορρόφησης ενέργειας		26%	26%	18%
Μείωση χρεώσεων δικτύου		24%	23%	15%
Εξοικονόμηση κόστους ηλεκτρικής ενέργειας		23%	21%	9%

Πίνακας 8: Τεχνοοικονομική ανάλυση για 28^η Ιανουαρίου 2021

23 Ιουλίου 2021								
	Δεδομένα μέτρησης		Βελτιστοποίηση με μετρούμενα Φ/Β δεδομένα		Βελτιστοποίηση με προσομοιωμένα Φ/Β δεδομένα		Βελτιστοποίηση με προβλεπόμενα Φ/Β δεδομένα	
Ίδιοκατανάλωση (σύνολο)	37%		43%		47%		44%	
Ίδιοκατανάλωση (HVAC)	24%		29%		32%		29%	
Ενεργειακή αυτάρκεια (σύνολο)	60%		72%		71%		72%	
Ενεργειακή αυτάρκεια (HVAC)	76%		100%		100%		100%	
Συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)	12.89		12.32		12.32		12.32	
Ενέργεια HVAC (kWh)	6.53		5.96		5.96		5.96	
Αυτο-καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)	7.73		8.88		8.78		8.91	
Ενέργεια απορροφώμενη από το δίκτυο (kWh)	5.17		3.45		3.55		3.42	
Ενέργεια εγγεόμενη στο δίκτυο (kWh)	13.02		11.87		10.03		11.33	
Κόστος απορροφώμενης ενέργειας (EUR)	€	0.57	€	0.38	€	0.39	€	0.38
Κόστος εγγεόμενης ενέργειας (EUR)	€	1.09	€	0.99	€	0.84	€	0.95
Χρεώσεις δικτύου (EUR)	€	0.16	€	0.12	€	0.12	€	0.11
Συνολικό κόστος	-€	0.36	-€	0.50	-€	0.33	-€	0.46
Ποσοστά εξοικονόμησης σε σχέση με αρχικά Δεδομένα μέτρησης								
Συνολική εξοικονόμηση ενέργειας (λόγω μείωσης HVAC			4%		4%		4%	
Εξοικονόμηση ενέργειας HVAC			9%		9%		9%	
Αύξηση αυτό-καταναλισκόμενης ενέργειας			15%		14%		15%	
Μείωση απορροφώμενης ενέργειας από δίκτυο			33%		31%		34%	
Μείωση εγγεόμενης ενέργειας στο δίκτυο			9%		23%		13%	
Μείωση κόστους απορρόφησης ενέργειας			33%		31%		34%	
Μείωση χρεώσεων δικτύου			29%		26%		29%	
Εξοικονόμηση κόστους ηλεκτρικής ενέργειας			-39%		8%		-28%	

Πίνακας 9: Τεχνοοικονομική ανάλυση για 23^η Ιουλίου 2021

6 Αυγούστου 2021								
	Δεδομένα μέτρησης		Βελτιστοποίηση με μετρούμενα Φ/Β δεδομένα		Βελτιστοποίηση με προσομοιωμένα Φ/Β δεδομένα		Βελτιστοποίηση με προβλεπόμενα Φ/Β δεδομένα	
Ίδιοκατανάλωση (σύνολο)	57%		55%		56%		59%	
Ίδιοκατανάλωση (HVAC)	46%		43%		45%		46%	
Ενεργειακή αυτάρκεια (σύνολο)	50%		57%		57%		59%	
Ενεργειακή αυτάρκεια (HVAC)	75%		100%		97%		100%	
Συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)	20.57		17.17		17.73		17.73	
Ενέργεια HVAC (kWh)	11.07		7.66		8.23		8.23	
Αυτο-καταναλισκόμενη ενέργεια (kWh)	10.22		9.80		10.07		10.42	
Ενέργεια απορροφώμενη από το δίκτυο (kWh)	10.35		7.37		7.66		7.31	
Ενέργεια εγγεόμενη στο δίκτυο (kWh)	7.67		8.09		7.83		7.29	
Κόστος απορροφώμενης ενέργειας (EUR)	€	1.14	€	0.81	€	0.85	€	0.81
Κόστος εγγεόμενης ενέργειας (EUR)	€	0.64	€	0.68	€	0.65	€	0.61
Χρεώσεις δικτύου (EUR)	€	0.30	€	0.22	€	0.23	€	0.22
Συνολικό κόστος	€	0.80	€	0.36	€	0.42	€	0.42
Ποσοστά εξοικονόμησης σε σχέση με αρχικά Δεδομένα μέτρησης								
Συνολική εξοικονόμηση ενέργειας (λόγω μείωσης HVAC φορ			17%		14%		14%	
Εξοικονόμηση ενέργειας HVAC			31%		26%		26%	
Αύξηση αυτό-καταναλισκόμενης ενέργειας			-4%		-1%		1%	
Μείωση απορροφώμενης ενέργειας από δίκτυο			29%		26%		29%	
Μείωση εγγεόμενης ενέργειας στο δίκτυο			-5%		-2%		5%	
Μείωση κόστους απορρόφησης ενέργειας			29%		26%		29%	
Μείωση χρεώσεων δικτύου			27%		24%		27%	
Εξοικονόμηση κόστους ηλεκτρικής ενέργειας			56%		48%		48%	

Πίνακας 10: Τεχνοοικονομική ανάλυση για 6^η Αυγούστου 2021

Στους τρεις παραπάνω πίνακες, η στήλη «Δεδομένα μέτρησης» αφορά τα αποτελέσματα που προκύπτουν από δεδομένα που έχουμε λάβει απευθείας από μετρήσεις στην οικία, ενώ οι υπόλοιπες τρεις στήλες αφορούν τα τεχνοοικονομικά αποτελέσματα, που βασίζονται στα δεδομένα βελτιστοποίησης που προέκυψαν από τα πειράματα που αναφέρθηκαν στην ενότητα 4.3.3 για μετρούμενη, προσομοιωμένη και προβλεπόμενη Φ/Β παραγωγή αντίστοιχα.

Στον Πίνακα 8 φαίνεται ο πίνακας που αφορά την τεχνοοικονομική ανάλυση των αποτελεσμάτων των τριών διαφορετικών σεναρίων βελτιστοποίησης που προέκυψαν για την 28^η Ιανουαρίου 2021. Όπως βλέπουμε, και στις τρεις περιπτώσεις έχουμε αύξηση όλων των ποσοστών που αφορούν αυτό-καταναλισκόμενη ενέργεια (συνολική και HVAC) αλλά και ενεργειακή αυτάρκεια (συνολική και HVAC). Επιπλέον, παρατηρούμε πως η κατανάλωση ενέργειας (συνολική και HVAC), αλλά και η ενέργεια που απορροφάται από- και εγχέεται στο δίκτυο, μειώνονται. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τα κόστη εγγεόμενης και απορροφώμενης ενέργειας, οι χρεώσεις δικτύου, και άρα και το ημερήσιο ενεργειακό κόστος να μειώνονται επίσης. Αυτό γίνεται φανερό εξετάζοντας τα σχετικά ποσοστά στο δεύτερο σκέλος του πίνακα, βάσει των οποίων η αύξηση της αυτό-καταναλισκόμενης ενέργειας φτάνει το 24%, ενώ παράλληλα η εξοικονόμηση κόστους ηλεκτρικής ενέργειας αγγίζει το 23% με μετρούμενα, και το 21% με προσομοιωμένα δεδομένα Φ/Β παραγωγής. Φυσικά στη στήλη του πίνακα που αφορά τα προβλεπόμενα δεδομένα, τα αποτελέσματα, αν και βελτιωμένα σε σχέση με τα δεδομένα μέτρησης, δεν είναι εξίσου ενθαρρυντικά, κάτι που επιβεβαιώνει το συμπέρασμα που εξάχθηκε στην ενότητα 4.3.3, ότι δηλαδή, για χειμερινούς μήνες, το μοντέλο προσομοίωσης PVWatts αποδίδει καλύτερα, παρέχοντας πιο αξιόπιστα δεδομένα.

Στον Πίνακα 9 από την άλλη, φαίνεται ο πίνακας που αφορά την τεχνοοικονομική ανάλυση των αποτελεσμάτων των τριών διαφορετικών σεναρίων βελτιστοποίησης που προέκυψαν για την 23^η Ιουλίου 2021. Αντίστοιχα με παραπάνω, έτσι και εδώ, παρατηρείται αύξηση όλων των ποσοστών που αφορούν αυτό-καταναλισκόμενη ενέργεια (συνολική και HVAC) αλλά και ενεργειακή αυτάρκεια (συνολική και HVAC), χωρίς όμως τα ποσοστά αυτά να αγγίζουν τις αντίστοιχες τιμές που εξετάστηκαν στην προηγούμενη περίπτωση. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι κατά τους καλοκαιρινούς μήνες η παραγωγή του Φ/Β είναι εξαιρετικά αυξημένη, ξεπερνώντας κατά πολύ τις τιμές της κατανάλωσης, με αποτέλεσμα η αυτο-καταναλισκόμενη ενέργεια να αγγίζει περίπου το 50% της συνολικής παραγωγής. Επιπλέον, παρατηρούμε πως η κατανάλωση ενέργειας (συνολική και HVAC), αλλά και η ενέργεια που απορροφάται από- και εγχέεται στο δίκτυο, μειώνονται, με αποτέλεσμα τα κόστη εγγεόμενης και απορροφώμενης ενέργειας, οι χρεώσεις δικτύου, και άρα και το ημερήσιο ενεργειακό κόστος να μειώνονται επίσης. Στην τελευταία γραμμή του πρώτου σκέλους του πίνακα, όπου υπολογίζεται το συνολικό κόστος ημερήσιας κατανάλωσης ενέργειας, τα αποτελέσματα που προκύπτουν έχουν αρνητικό πρόσημο. Αυτό συμβαίνει καθώς η ποσότητα της πλεονάζουσας ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο να είναι τόσο αυξημένη, ώστε η αξία της να υπερκαλύπτει το κόστος της απορροφώμενης ενέργειας, καθώς και των χρεώσεων δικτύου. Τα συμπεράσματα αυτά επαληθεύονται εξετάζοντας τα σχετικά ποσοστά στο δεύτερο σκέλος του πίνακα, βάσει των οποίων η αύξηση της αυτό-καταναλισκόμενης ενέργειας φτάνει το 15%. ενώ παράλληλα η εξοικονόμηση κόστους ηλεκτρικής ενέργειας αγγίζει το -39% με μετρούμενα, και το -28% με προβλεπόμενα δεδομένα Φ/Β παραγωγής. Αντίστοιχα, και εδώ το αρνητικό πρόσημο επισημαίνει το πλεόνασμα κέρδους ηλεκτρικής ενέργειας. Αξίζει βέβαια να αναφερθεί πως η στήλη του πίνακα που αφορά τα προσομοιωμένα δεδομένα, μας δίνει τα λιγότερο καλά αποτελέσματα, κάτι που επιβεβαιώνει το συμπέρασμα που εξάχθηκε στην ενότητα 4.3.3, ότι δηλαδή, για καλοκαιρινούς μήνες, τα αποτελέσματα του μοντέλου πρόβλεψης ARIMAX, είναι περισσότερο αξιόπιστα.

Τέλος, στον Πίνακα 10, φαίνεται ο πίνακας που αφορά την τεχνοοικονομική ανάλυση των αποτελεσμάτων των τριών διαφορετικών σεναρίων βελτιστοποίησης που προέκυψαν για τις ενδοημερήσιες προβλέψεις Φ/Β παραγωγής της 6^{ης} Αυγούστου 2021. Και σε αυτή την περίπτωση παρατηρείται αύξηση κυρίως των ποσοστών που αφορούν την ενεργειακή αυτάρκεια (συνολική και HVAC) σε σχέση με τα αποτελέσματα των δεδομένων μέτρησης. Επιπλέον, παρατηρούμε πως η κατανάλωση ενέργειας (συνολική και HVAC), αλλά και η ενέργεια που απορροφάται από- και εγχέεται στο δίκτυο, μειώνονται, με αποτέλεσμα τα κόστη εγγεόμενης και απορροφώμενης ενέργειας,

οι χρεώσεις δικτύου, και άρα και το ημερήσιο ενεργειακό κόστος να μειώνονται αντίστοιχα. Εξετάζοντας τα σχετικά ποσοστά στο δεύτερο σκέλος του πίνακα, παρατηρούμε πως τα ποσοστά αύξησης της αυτό-καταναλισκόμενης ενέργειας αλλά και μείωσης της εγγεόμενης ενέργειας στο δίκτυο παρουσιάζουν αρνητικές τιμές στην περίπτωση των μετρούμενων και προσομοιωμένων Φ/Β δεδομένων. Αυτό σημαίνει πως ισχύει ο αντίθετος ισχυρισμός, δηλαδή έχουμε ουσιαστικά μείωση της αυτό-καταναλισκόμενης ενέργειας και αύξηση της εγγεόμενης ενέργειας στο δίκτυο, που οφείλεται στην ύπαρξη μεγάλου, μη διαχειρίσιμου φορτίου, αλλά και στην αυξημένη Φ/Β παραγωγή για την συγκεκριμένη ημέρα. Σε αυτή την περίπτωση παρατηρείται πως για τη βελτιστοποίηση με προσομοιωμένα και προβλεπόμενα Φ/Β δεδομένα, τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την τεχνοοικονομική ανάλυση δεν παρουσιάζουν σημαντικές διαφορές μεταξύ τους, επιβεβαιώνοντας έτσι το συμπέρασμα που εξάχθηκε στις υποενότητες 4.3.2.1 και 4.3.3, ότι δηλαδή, για βραχυπρόθεσμες προβλέψεις τα δύο μοντέλα αποδίδουν σχετικά παρόμοια, ενώ συγκεκριμένα για καλοκαιρινούς μήνες, τα αποτελέσματα του μοντέλου πρόβλεψης ARIMAX, είναι πιο αξιόπιστα.

Βάσει των παραπάνω, συμπεραίνουμε τελικά πως τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης της κατανάλωσης που πραγματοποιείται με τρία διαφορετικά σενάρια και παρουσιάστηκαν στην υποενότητα 4.3.3 επαληθεύονται και από την τεχνοοικονομική ανάλυση, αποδεικνύοντας πως μια τέτοια λύση είναι οικονομικά συμφέρουσα για οικιακούς καταναλωτές.

5 Σύνοψη

5.1 Σημαντικά ευρήματα

Βάσει των παραπάνω αποτελεσμάτων, καταλήγουμε στο συμπέρασμα πως η προσομοίωση PVWatts είναι μια αρκετά αξιόπιστη μέθοδος για την πραγματοποίηση 24ωρων προβλέψεων, αφού βασίζεται σε καλά ορισμένες εξισώσεις Φυσικής, τις οποίες αξιοποιεί για να πραγματοποιήσει τους υπολογισμούς για την παραγωγή του φωτοβολταϊκού, δίνοντας μόνο λίγα δεδομένα σαν είσοδο. Αδιαμφισβήτητα, η ενσωμάτωση των εξωγενών παραγόντων βελτιώνει σημαντικά τα αποτελέσματα των προβλέψεων, χωρίς όμως να φτάνει στο επίπεδο απόδοσης του PVWatts. Το μοντέλο ARIMAX από την άλλη, παρατηρούμε πως δεν έχει εξίσου καλή συμπεριφορά στην παραγωγή 24ωρων (day-ahead) προβλέψεων. Αυτό συμβαίνει αφού το μοντέλο αυτό πραγματοποιεί τις προβλέψεις του βασίζόμενο κυρίως σε στοιχεία παρελθοντικών χρονοσειρών, οι οποίες συχνά είναι ανακριβείς και ασυνεχείς, δυσκολεύοντας έτσι την εκπαίδευση του μοντέλου. Επιπλέον, για πολύ μεγάλο όγκο χρονοσειρών το μοντέλο μας γίνεται αρκετά χρονοβόρο, ενώ παράλληλα, η λανθασμένη επιλογή κατάλληλης σειράς για το μοντέλο, οδηγεί σε κακή απόδοση. Παρόλα αυτά παρατηρείται σημαντική βελτίωση στην απόδοση του μοντέλου ARIMAX, όταν οι προβλέψεις αφορούν μικρότερα χρονικά διαστήματα, κάτι που περιμέναμε εφόσον πρόκειται για ένα short-term μοντέλο πρόβλεψης, καθώς και όταν πρόκειται για καλοκαιρινούς μήνες, όπου οι χρονοσειρές δεν παρουσιάζουν σημαντικές διακυμάνσεις. Και στις δύο περιπτώσεις, εξαιρετικά ενθαρρυντικό αποτελεί το γεγονός πως τα δεδομένα πρόβλεψης Φ/Β παραγωγής δίνουν αρκετά καλά αποτελέσματα βελτιστοποίησης, αγγίζοντας σχεδόν τα αποτελέσματα που προκύπτουν από αντίστοιχα μετρούμενα δεδομένα, ανοίγοντας έτσι το δρόμο για ενσωμάτωση τέτοιων τεχνολογιών σε κτίρια.

5.2 Μελλοντικές βελτιώσεις

Από τα πειράματα που διεξήχθησαν προέκυψε το συμπέρασμα πως οι παράμετροι που επηρεάζουν σε μεγαλύτερο βαθμό τα αποτελέσματα του μοντέλου PVWatts είναι η τιμή P_{dc0} , η αξιμούθια γωνία, και η γωνία κλίσης των Φ/Β πάνελ. Αυτές είναι και οι παράμετροι που μπορούν να αποτελέσουν αντικείμενο μελλοντικής βελτιστοποίησης του μοντέλου μας. Συγκεκριμένα, προτείνεται η ενίσχυση του μοντέλου δίνοντάς του τη δυνατότητα δοκιμής πολυάριθμων τιμών για αυτές τις παραμέτρους, ώστε να επιλεγεί ο συνδυασμός αυτών που δίνει τα καλύτερα αποτελέσματα με τα μικρότερα δυνατά σφάλματα. Φυσικά οι τιμές των δύο γωνιών δεν μπορούν να μεταβληθούν σημαντικά, καθώς αποτελούν χαρακτηριστικά της εγκατάστασης του Φ/Β στη στέγη. Παρόλα αυτά είναι δυνατή η μεταβολή των τιμών τους κατά κάποιες μοίρες, ώστε να εφαρμόζουν καλύτερα στην προσομοίωση και να ενισχύουν την απόδοσή της.

Από την άλλη μεριά, στην περίπτωση του μοντέλου ARIMAX, η μελλοντική βελτίωση που προτείνεται αφορά τη βέλτιστη επιλογή σειράς του μοντέλου. Στην παρούσα εργασία έγινε προσπάθεια διαμόρφωσης ενός συστήματος που επιτρέπει την αυτόματη εύρεση της καταλληλότερης σειράς (p, d, q) του μοντέλου, η οποία δίνει τις ελάχιστες τιμές για τα AIC και BIC. Παρόλα αυτά, ειδικά για μοντέλα μεγάλης σειράς ($p > 20$), η πολυπλοκότητα του αλγορίθμου αυξάνεται, προκαλώντας σημαντική χρονική καθυστέρηση κατά την εκτέλεσή του. Προτείνεται επομένως η δοκιμή χρήσης του πακέτου «auto_arima», το οποίο βασίζεται στην ίδια φιλοσοφία με την παρούσα λύση (εύρεση ελάχιστων τιμών για τα AIC και BIC), αλλά είναι περισσότερο αυτοματοποιημένο και πιθανότατα χρονικά αποδοτικότερο.

Τέλος, παρατηρήθηκε πως, όπως ήταν αναμενόμενο τα αποτελέσματα βραχυπρόθεσμων, ενδοημερήσιων προβλέψεων του μοντέλου ARIMAX ήταν πολύ καλύτερα σε σχέση με τις αντίστοιχες 24ωρες προβλέψεις, και κατά περιπτώσεις, καλύτερα ακόμα και από τα αποτελέσματα του PVWatts. Αυτό συμβαίνει διότι το μοντέλο ARIMAX, σε αντίθεση με το μοντέλο PVWatts,

λαμβάνει υπόψιν πληθώρα εξωγενών παραγόντων, επομένως έχει την ικανότητα να εντοπίζει ενδοημερήσιες μεταβολές των καιρικών συνθηκών, όπως για παράδειγμα ξαφνική συννεφιά ή αλλαγή στην ταχύτητα του ανέμου, με αποτέλεσμα να μπορεί να διορθώνει τις προβλέψεις του αναλόγως. Για αυτό το λόγο, αντικείμενο μελλοντικής έρευνας θα αποτελέσει η χρήση του μοντέλου ARIMAX για βελτίωση των προβλέψεων του PVWatts ενδοημερήσια. Συγκεκριμένα, βάσει της 24ωρης πρόβλεψης παραγωγής φωτοβολταϊκού που θα λαμβάνονται από την προσομοίωση του PVWatts θα διαμορφώνεται ένα στοιχειώδες πλάνο για το πως θα λειτουργήσουν το σύστημα θέρμανσης/ψύξης, καθώς και οι έξυπνες ηλεκτρικές συσκευές μιας οικίας την επόμενη μέρα, και μέσω ενδοημερήσιων προβλέψεων, το ARIMAX θα κάνει μια καλύτερη short-term εκτίμηση, βάσει της οποίας μπορεί να μεταβάλλεται η λειτουργία των συσκευών αυτών.

6 Βιβλιογραφία

- [1] IEA, “No Title,” *Buildings*, 2022. <https://www.iea.org/reports/buildings>
- [2] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, *Trends in Photovoltaic Applications Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach*. 2021. [Online]. Available: www.iea-pvps.org
- [3] “No Title”, [Online]. Available: <https://www.oleng.eu/net-metering/>
- [4] V. Z. Gjorgievski, S. Cundeve, N. Markovska, and G. E. Georghiou, “Virtual net-billing: A fair energy sharing method for collective self-consumption,” *Energy*, vol. 254, no. December, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124246.
- [5] F. Lu, Z. Yu, Y. Zou, and X. Yang, “Energy flexibility assessment of a zero-energy office building with building thermal mass in short-term demand-side management,” *J. Build. Eng.*, vol. 50, p. 104214, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.JOBE.2022.104214.
- [6] European Commission, “Best practices on Renewable Energy Self-consumption,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2015.
- [7] S. Sobri, S. Koochi-Kamali, and N. A. Rahim, “Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 156, pp. 459–497, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2017.11.019.
- [8] “End-to-End Introduction to Evaluating Regression Models”, [Online]. Available: <https://www.analyticsvidhya.com/blog/2021/10/evaluation-metric-for-regression-models/>
- [9] A. Migan-dubois *et al.*, “Step-by-step evaluation of photovoltaic module performance related to outdoor parameters: evaluation of the uncertainty To cite this version: HAL Id: hal-01630076 Step-by-step evaluation of photovoltaic module performance related to outdoor parameters,” 2019.
- [10] G. R. Ruiz and C. F. Bandera, “Validation of calibrated energy models: Common errors,” *Energies*, vol. 10, no. 10, 2017, doi: 10.3390/en10101587.
- [11] “MPE (Mean Percentage Error)”, [Online]. Available: https://docs.oracle.com/en/cloud/saas/planning-budgeting-cloud/pfusu/insights_metrics_MPE.html
- [12] M. G. De Giorgi, P. M. Congedo, and M. Malvoni, “Photovoltaic power forecasting using statistical methods: Impact of weather data,” *IET Sci. Meas. Technol.*, vol. 8, no. 3, pp. 90–97, 2014, doi: 10.1049/iet-smt.2013.0135.
- [13] M. J. Sanjari and H. B. Gooi, “Probabilistic Forecast of PV Power Generation Based on Higher Order Markov Chain,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 2942–2952, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2616902.
- [14] C. Yang, A. A. Thatte, and L. Xie, “Multitime-scale data-driven spatio-temporal forecast of photovoltaic generation,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 104–112, 2015, doi:

10.1109/TSTE.2014.2359974.

- [15] C. W. Chow *et al.*, “Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar energy testbed,” *Sol. Energy*, vol. 85, no. 11, pp. 2881–2893, 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.08.025.
- [16] J. L. Chen, G. S. Li, and S. J. Wu, “Assessing the potential of support vector machine for estimating daily solar radiation using sunshine duration,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 75, pp. 311–318, Nov. 2013, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2013.06.034.
- [17] J. R. Trapero, N. Kourentzes, and A. Martin, “Short-term solar irradiation forecasting based on Dynamic Harmonic Regression,” *Energy*, vol. 84, pp. 289–295, May 2015, doi: 10.1016/J.ENERGY.2015.02.100.
- [18] C. Monteiro, T. Santos, A. Fernandez-Jimenez, I. J. Ramirez-Rosado, and M. Sonia Terreros-Olarte, “Short-Term Power Forecasting Model for Photovoltaic Plants Based on Historical Similarity,” vol. 6, pp. 2624–2643, 2013, doi: 10.3390/en6052624.
- [19] C. W. Chow *et al.*, “Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar energy testbed,” *Sol. Energy*, vol. 85, no. 11, pp. 2881–2893, Nov. 2011, doi: 10.1016/J.SOLENER.2011.08.025.
- [20] L. M. Aguiar, B. Pereira, P. Lauret, F. Díaz, and M. David, “Combining solar irradiance measurements, satellite-derived data and a numerical weather prediction model to improve intra-day solar forecasting,” *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 599–610, Nov. 2016, doi: 10.1016/J.RENENE.2016.06.018.
- [21] M. Bouzerdoum, A. Mellit, and A. Massi Pavan, “A hybrid model (SARIMA–SVM) for short-term power forecasting of a small-scale grid-connected photovoltaic plant,” *Sol. Energy*, vol. 98, no. PC, pp. 226–235, Dec. 2013, doi: 10.1016/J.SOLENER.2013.10.002.
- [22] Z. Yang *et al.*, “Investigating Grey-Box Modeling for Predictive Analytics in Smart Manufacturing,” no. August, 2017, doi: 10.1115/detc2017-67794.
- [23] W. F. Holmgren, C. W. Hansen, and M. A. Mikofski, “Pvlib Python: a Python Package for Modeling Solar Energy Systems,” *J. Open Source Softw.*, vol. 3, no. 29, p. 884, 2018, doi: 10.21105/joss.00884.
- [24] A. Dobos, “PVWatts Version 5 Manual - Technical Report NREL/TP-6A20-62641,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. September, p. 20, 2014.
- [25] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, “Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance,” *Sol. Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271–289, Jan. 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.
- [26] F. P. Arrays, “A Simplified Thermal Model,” *Sandia Rep.*, 1987.
- [27] D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie, “Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation,” *Sol. Energy*, vol. 28, no. 4, pp. 293–302, Jan. 1982, doi: 10.1016/0038-092X(82)90302-4.
- [28] A. Katchova, “Time Series ARIMA Models,” pp. 1–22, 2013, [Online]. Available: <https://drive.google.com/file/d/0BwgwTI8d6EEiaDJCRXd0dmU1ZDA/edit?pli=1>

- [29] Rob J Hyndman and A. George, "Forecasting: Principles and Practice," *Princ. Optim. Des.*, no. September, pp. 421–455, 2014, [Online]. Available: <https://otexts.com/fpp2/index.html>
- [30] Hyndman, R.J., & Athanasopoulos, G. (2018) Forecasting: principles and practice, 2nd edition, OTexts: Melbourne, Australia. OTexts.com/fpp2.
- [31] Stephanie Glen, "Mean Absolute Percentage Error (MAPE)", [Online]. Available: <https://www.statisticshowto.com/mean-absolute-percentage-error-mape/>

7 Παράρτημα

Augmented Dickey-Fuller (ADF) τεστ μοναδιαίας ρίζας

Η μέθοδος Augmented Dickey-Fuller εξετάζει αυτοπαλινδρομικές χρονοσειρές υψηλότερης τάξης συμπεριλαμβάνοντας το Δy_{t-p} στο μοντέλο. Ο αριθμός των όρων διαφοράς με καθυστέρηση συμβολίζεται ως p και προσδιορίζεται. Η μαθηματική αναπαράσταση του συγκεκριμένου μοντέλου είναι:

$$\Delta y_t = a + \beta t + \gamma y_{t-1} + \delta_1 \Delta y_{t-1} + \delta_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \delta_p \Delta y_{t-p} - p + e_t$$

Σε αυτή την περίπτωση, η μηδενική υπόθεση της παρουσίας μιας μοναδιαίας ρίζας είναι $H_0: \gamma = 0$ για μη στάσιμη χρονοσειρά, ενώ η εναλλακτική υπόθεση είναι $H_1: \gamma < 0$ για στάσιμη χρονοσειρά. Προκειμένου να απορριφθεί η μηδενική υπόθεση αυτού του τεστ, θα πρέπει η τιμή p να είναι μικρότερη από 0.05.

Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS)

Το KPSS τεστ μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να εξετάσει τρία πράγματα για μια χρονοσειρά. Πρώτον, εξετάζει εάν μια χρονοσειρά είναι στάσιμη γύρω από ένα μέσο όρο ή, δεύτερον, εάν είναι στάσιμη σχετικά με τη γραμμική τάση. Τέλος, κρίνει τη σειρά, υπό την εναλλακτική υπόθεση, ως μη στάσιμη, λόγω παρουσίας μοναδιαίας ρίζας.

Η σειρά εκφράζεται ως το άθροισμα μιας ντετερμινιστικής τάσης, ενός τυχαίου περιπάτου (random walk) και ενός στατικού σφάλματος από την εξίσωση παλινδρόμησης ως εξής:

$$y_t = a + \beta t + x_t + \varepsilon_t$$

Όπου το πρώτο μέρος $\{a + \beta t\}$ αφορά την τάση του μοντέλου, το $\{x_t, x_t = x_{t-1} + \varepsilon_t\}$ είναι η συνιστώσα του τυχαίου περιπάτου, και $\{\varepsilon_t, t = 0, 1, \dots, \infty\}$ είναι το στατικό σφάλμα που είναι σειριακά ασυσχέτιστο. Η υπόθεση $H_0: \sigma_e^2 = 0$ αφορά στάσιμη χρονοσειρά, ενώ η εναλλακτική υπόθεση $H_1: \sigma_e^2 > 0$ αφορά μη στάσιμη χρονοσειρά. Προκειμένου να απορριφθεί η μηδενική υπόθεση για αυτό το τεστ, πρέπει η τιμή p να είναι μικρότερη από 0.05.

Mann-Kendall (MK) μη-παραμετρικό τεστ τάσης

Το μη παραμετρικό MK τεστ συχνά χρησιμοποιείται για να ανιχνεύσει μονοτονική τάση σε χρονοσειρές περιβαλλοντικών, υδρολογικών, και κλιματικών δεδομένων. Ο σκοπός του τεστ MK είναι να εξετάσει την υπόθεση ότι υπάρχει μονοτονική προς τα πάνω ή προς τα κάτω τάση στη μεταβλητή. Υποθέτοντας γραμμική τάση, το MK τεστ εξετάζει εάν η κλίση της γραμμής παλινδρόμησης n είναι διαφορετική από το μηδέν. Η μηδενική υπόθεση του τεστ εκφράζεται ως εξής:

H_0 : Δεν υπάρχει μονοτονική τάση, δηλαδή, τα δεδομένα προέρχονται από έναν πληθυσμό με ανεξάρτητες πραγματοποιήσεις και κατανέμονται πανομοιότυπα, έναντι της εναλλακτικής.
 H_1 : Υπάρχει μια μονοτονική τάση. Τα βήματα για την υλοποίηση του τεστ περιγράφονται ως εξής:

1. Έστω M_1, M_2, \dots, M_N η χρονοσειρά των ετήσιων μεγίστων για το έτος 1, 2, ..., N .
2. Υπολογισμός όλων των δυνατών διαφορών $\Delta_{ji} = M_j - M_i$, για κάθε $j > i$ και θεώρηση ότι η ενδεικτική συνάρτηση $I(j, i)$ λαμβάνει τιμές -1, 0 και 1, για $\Delta_{ji} < 0$, $\Delta_{ji} = 0$ και $\Delta_{ji} > 0$, αντίστοιχα. Ο συνολικός αριθμός διαφορών είναι: $N*(N-1)/2$
3. Εκτίμηση της τιμής S και της διακύμανσης $Var(S)$ ως εξής:

$$S = \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N \Delta_{ji}$$

Και την αντίστοιχη διακύμανση ως εξής:

$$Var(S) = \frac{1}{18} \left[N(N-1)(2N-5) - \sum_{p=1}^g t_p(t_p+1)(2t_p+5) \right]$$

Όπου το g δηλώνει τον αριθμό των ισότιμων ομάδων και t_p είναι ο αριθμός των παρατηρήσεων στην p -οστή ομάδα στο δείγμα των πραγματικών παρατηρήσεων M_1, M_2, \dots, M_N .

Τέλος, εφαρμόζοντας την παρακάτω πράξη:

$$z_{MK} = \begin{cases} \frac{S-1}{\sqrt{Var(S)}}, & S > 0 \\ 0, & S = 0 \\ \frac{S+1}{\sqrt{Var(S)}}, & S < 0 \end{cases}$$

Γίνεται κανονική κατανομή της τιμής S . Η ελάχιστη αποδεκτή τιμή για το N για την εφαρμογή αυτής της μεθόδου είναι 10. Η μηδενική υπόθεση της απουσίας τάσης απορρίπτεται αν η τιμή p είναι μικρότερη από 0.05. Αντίθετα, όταν είναι μεγαλύτερη από 0.05, η μηδενική υπόθεση δεν μπορεί να απορριφθεί.

Συνάρτηση Αυτοσυσχέτισης (ACF)

Η ACF είναι η αναλογία της αυτοσυνδιακύμανσης των y_t και y_{t-k} προς τη διακύμανση μιας εξαρτημένης μεταβλητής y_t . Με άλλα λόγια, είναι μια ένδειξη εάν η τιμή της χρονοσειράς σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο εξαρτάται από την τιμή των k υστερήσεων. Η μαθηματική εξίσωση που την εκφράζει είναι:

$$p_k = \frac{Cov(y_t, y_{t-k})}{Var(y_t)} = \frac{\sum_{t=k+1}^n (y_t - \mu)(y_{t-k} - \mu)}{\sum_{t=1}^n (y_t - \mu)^2}$$

Όπου p_k είναι η εκτιμώμενη τιμή αυτοσυσχέτισης, k είναι ο αριθμός υστερήσεων, και μ η μέση τιμή των παρατηρήσεων.

Συνάρτηση μερικής αυτοσυσχέτισης (PACF)

PACF εξετάζει αν η τιμή μιας χρονοσειράς σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο εξαρτάται από την τιμή παρατηρήσεων k περιόδων πίσω, χωρίς να λαμβάνει υπόψη την επίδραση που μπορεί να έχουν οι ενδιάμεσες καθυστερήσεις. Μαθηματικά εκφράζεται ως:

$$\varphi_{kk} = \frac{p_k - \sum_{j=1}^{k-1} (\varphi_{k-1,j} * r_{k-j})}{1 - \sum_{j=1}^{k-1} (\varphi_{k-1,j} * r_j)}$$

όπου

$$\varphi_{11} = p_1, \quad \varphi_{22} = \frac{p_2 - p_1^2}{1 - p_1^2}$$

$$\varphi_{kj} = \varphi_{k-1,j} - \varphi_{kk} \varphi_{k-1,k-j} \quad \text{για } k = 2, \dots \text{ και } j = 1, 2, \dots, k-1$$

Akaike Information Criterion (AIC) και Bayesian Information Criterion (BIC)

Το AIC και το BIC είναι δύο κριτήρια που μετρούν την καλή προσαρμογή του εκάστοτε μοντέλου. Μετρούν την αντιστάθμιση μεταξύ της προσαρμογής του μοντέλου και της πολυπλοκότητας του μοντέλου.

$$AIC = -2 \ln \ln (L) + 2k$$

$$BIC = -2 \ln \ln (L) + \ln (N)k$$

Όπου N είναι ο αριθμός των παρατηρήσεων, k είναι ο αριθμός των εκτιμώμενων παραμέτρων, και L είναι η τιμή της συνάρτησης πιθανότητας που αξιολογείται στις εκτιμήσεις παραμέτρων, η οποία μπορεί να υπολογιστεί από την εξίσωση: