



**Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο**  
**Σχολή Χημικών Μηχανικών**  
Εργαστήριο Σχεδιασμού και Ανάλυσης Διεργασιών

**ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ**

**Επίδραση της Διείσδυσης των ΑΠΕ  
στην Χονδρεμπορική Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας**

**Στέλιος Λουμάκης**  
Χημικός Μηχανικός ΕΜΠ

**Νοέμβριος 2019**

#### **Τριμελής Συμβουλευτική Επιτροπή**

Z. Μαρούλης, Καθηγητής ΕΜΠ (Επιβλέπων)

Χ. Κυρανούδης, Καθηγητής ΕΜΠ

Ε. Βουτσάς, Καθηγητής ΕΜΠ

#### **Επταμελής Εξεταστική Επιτροπή**

Z. Μαρούλης, Καθηγητής ΕΜΠ

Χ. Κυρανούδης, Καθηγητής ΕΜΠ

Ε. Βουτσάς, Καθηγητής ΕΜΠ

Κ. Μαγουλάς, Καθηγητής ΕΜΠ

Α. Τσακανίκας, Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ

Γ. Αραμπατζής, Επίκουρος Καθηγητής Πολυτεχνείου Κρήτης

Κ. Καββαδίας, Ερευνητής Joint Research Centre

#### **Στυλιανός Λουμάκης**

Η έγκριση της διδακτορικής διατριβής από την Ανώτατη Σχολή Χημικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου δεν υποδηλώνει αποδοχή γνώμων του συγγραφέα (Ν.5343/1932, Άρθρο 202).

Η διδακτορική διατριβή εκπονήθηκε χωρίς λήψη χρηματοδότησης.

## Πρόλογος

Η εκπόνηση της διδακτορικής διατριβής πραγματοποιήθηκε στο Εργαστήριο Σχεδιασμού και Ανάλυσης Διεργασιών, της Σχολής Χημικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, κατά την χρονική περίοδο 2015-2019, υπό την επίβλεψη του Καθηγητή κ. Ζαχαρία Μαρούλη χωρίς λήψη χρηματοδότησης.

Η ολοκλήρωση της διατριβής αποτελεί το επιστέγασμα προσωπικής δουλειάς, 10ετούς εμπειρίας και συνεχούς ενασχόλησης μου με την χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και συμβολής ανθρώπων στους οποίους οφείλω να εκφράσω τις ευχαριστίες και την ευγνωμοσύνη μου.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Επιβλέποντα Καθηγητή μου, κ. Ζαχαρία Μαρούλη, για την ανάθεση του θέματος και την εμπιστοσύνη που μου έδειξε όλα αυτά τα χρόνια, την συνεχή καθοδήγηση και την πολύτιμη υποστήριξή του σε ερευνητικό και προσωπικό επίπεδο. Η αδιάλειπτη παρουσία του και η διάθεσή του για μετάδοση γνώσης συνετέλεσαν σημαντικά στην εκπαίδευσή μου και στη διεύρυνση του τρόπου σκέψης αλλά και των επιστημονικών εργαλείων που χρησιμοποίησα ως άνθρωπος και ως μηχανικός στον επαγγελματικό μου βίο.

Θερμές ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω στην Δρ. Ευγενία Τζαννίνη καθώς και στην υποψήφια Διδάκτορα Μηχανικό Καλλιόπη Ταταράκη για την πολύπλευρη στήριξη και συμβολή τους στη προσπάθειά μου όλα αυτά τα χρόνια.

Ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω επίσης στην Πολιτική ηγεσία του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας, την ΡΑΕ, τον Λειτουργό της Αγοράς καθώς και σε όλα τα υπηρεσιακά στελέχη που συνετέλεσαν στην υιοθέτηση, θεσμοθέτηση και λειτουργία μέσω του ν. 4414/2016 της Χρέωσης Προμηθευτή, στην οποία και εδράζεται κατά το μεγαλύτερο μέρος η παρούσα διδακτορική διατριβή. Μεγάλο ευχαριστώ οφείλω επίσης και στον Σύνδεσμο Παραγωγών Ενέργειας με Φωτοβολταϊκά (ΣΠΕΦ) που έχω την τιμή να εκπροσωπώ ως αιρετός Πρόεδρος επί οκτώ συναπτά έτη, αφού μέσα από την στιβαρή θεσμική του οντότητα οι εισηγήσεις και προτάσεις μου προς την Πολιτεία ακούγονται ευκρινέστερα.

Τέλος επιθυμώ να ευχαριστήσω αλλά και να αφιερώσω την παρούσα εργασία στην οικογένειά μου και εν προκειμένω στην σύζυγο μου Δικηγόρο Όλια Νικολοπούλου και στις κόρες μου Ιωάννα δευτεροετή φοιτήτρια στο τμήμα Πολιτικών Μηχανικών της Πολυτεχνικής Σχολής του Πανεπιστημίου Πατρών και στην Πένυ μαθήτριά Β' τάξης Λυκείου, για την ηθική στήριξη και εμπύχωση που μου παρείχαν με την στάση τους σε όλη αυτή την πολυετή προσπάθεια.

## Περιεχόμενα

|   |    |
|---|----|
| Περίληψη .....  | 6  |
| Abstract.....   | 8  |
| 1 Εισαγωγή .....  | 10 |
| 1.1 Γενική ιστορική αναδρομή της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελλάδα .....                               | 11 |
| 1.2 Γενικό πλαίσιο ΑΠΕ .....  | 12 |
| 1.3 Μηχανισμός Εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ.....   | 14 |
| 1.4 Merit Order Effect και Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ .....  | 17 |
| 1.5 Βιβλιογραφία .....  | 22 |
| 2 Βιβλιογραφική Επισκόπηση.....   | 23 |
| 2.1 Εισαγωγή.....   | 23 |
| 2.2 Το ΜΟΕ ως Αντικείμενο Έρευνας.....  | 23 |
| 3 Αντικείμενο της Διατριβής.....  | 28 |
| 4 Η Διείσδυση των ΑΠΕ στην Ελλάδα: Χαρακτηριστικά και Εποχική Διακύμανση Κάλυψης της Ζήτησης.....   | 30 |
| 4.1 Περίληψη .....  | 30 |
| 4.2 Εισαγωγή.....   | 30 |
| 4.3 Δεδομένα και μεθοδολογία .....  | 31 |
| 4.3.1 Ορισμοί.....  | 31 |
| 4.3.2 Μοντελοποίηση.....  | 33 |
| 4.3.3 Δεδομένα.....   | 35 |
| 4.4 Αποτελέσματα και Συζήτηση.....  | 35 |
| 4.4.1 Ανανεώσιμη Διείσδυση .....  | 35 |
| 4.4.2 Το Κόστος της Διείσδυσης των ΑΠΕ.....   | 38 |
| 4.4.3 Εποχική Διακύμανση των ΑΠΕ.....   | 39 |
| 4.4.4 Προσαρμογή του Μοντέλου.....  | 43 |
| 4.4.5 Πρόγνωση.....   | 47 |
| 4.5 Συμπεράσματα .....  | 48 |
| 4.6 Βιβλιογραφία .....  | 51 |
| 5 Μοντελοποίηση του Merit Order Effect: Η περίπτωση της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ..... | 53 |
| 5.1 Περίληψη .....  | 53 |
| 5.2 Εισαγωγή.....   | 53 |
| 5.3 Το ΜΟΕ και η Ελληνική Χονδρεμπορική Αγορά .....   | 55 |
| 5.4 Το Μοντέλο της Προμερήσιας Αγοράς .....   | 58 |
| 5.4.1 Ο Ορισμός του Merit Order Effect.....   | 58 |
| 5.4.2 Merit Order Curve.....  | 59 |
| 5.4.3 Η Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας.....  | 59 |
| 5.4.4 Η παραγωγή ΑΠΕ.....   | 60 |
| 5.4.5 Ανάλυση Παλινδρόμησης.....  | 62 |
| 5.5 Αποτελέσματα και Σχολιασμός .....   | 63 |

|       |                            |    |
|-------|----------------------------|----|
| 5.5.1 | Στατιστική Ανάλυση.....    | 63 |
| 5.5.2 | Ανάλυση Παλινδρόμησης..... | 68 |
| 5.5.3 | Ανάλυση Ευαισθησίας.....   | 72 |
| 5.6   | Συμπεράσματα.....          | 74 |
| 5.7   | Βιβλιογραφία .....         | 78 |
| 6     | Συμπεράσματα.....          | 80 |
| 7     | Προτάσεις .....            | 81 |

## Περίληψη

Η παρούσα διατριβή αφορά στην ποσοτική ανάλυση και μοντελοποίηση της παραγωγής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) με εποχική και ημερήσια διακύμανση, στην μοντελοποίηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας επίσης με εποχική και ημερήσια διακύμανση καθώς και στην μοντελοποίηση της προσφοράς από συμβατικές πηγές οι οποίες και διαμορφώνουν την σχετική καμπύλη αξίας (Merit Order Curve ή MOC). Περαιτέρω μελετήθηκε ποσοτικά και μοντελοποιήθηκε η απομειωτική επίδραση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην χονδρεμπορική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, φαινόμενο διεθνώς αποκαλούμενο ως Merit Order Effect (MOE) καθώς και η ελαστικότητα του ως προς την μεταβολή θεμελιωδών μεγεθών της αγοράς.

Για τους σκοπούς της παρούσας διατριβής αξιοποιήθηκαν πραγματικά πρωτογενή δεδομένα (παραγωγή ΑΠΕ, φορτίο ζήτησης, τιμές ΟΤΣ) από την λειτουργία της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας επόμενης ημέρας, όπως αυτά δημοσιεύονται σε ωριαία βάση από τον Λειτουργό της Αγοράς. Ιδίως ως προς την μοντελοποίηση της MOC που με την κλίση και την μορφή της καθορίζει εν πολλοίς την έκταση του MOE, δηλαδή της προς τα κάτω μεταβολής της χονδρεμπορικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας που συντελείται με την αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων υπό προτεραιότητα κατανομής, αξιοποιήθηκαν στοιχεία της Αγοράς Επόμενης Ημέρας (ή Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός) αλλά και της Εικονικής Αγοράς Επόμενης Ημέρας δηλαδή αυτής χωρίς καθόλου συμμετοχή ΑΠΕ. Τα στοιχεία της δεύτερης άρχισαν να καταγράφονται μετά την υιοθέτηση και εφαρμογή ενός καινοτόμου σε διεθνές επίπεδο μηχανισμού στην χώρα μας, αυτού της Χρέωσης Προμηθευτή όπως θεσπίστηκε με τον ν. 4414/2016. Η χρέωση αυτή αποσκοπούσε στην αντιστάθμιση του φαινομένου του MOE δια της χρέωσης των Προμηθευτών (εταιρειών λιανικής ρεύματος) με το όφελος που καρπώνονταν από την μείωση των χονδρεμπορικών τιμών του ρεύματος και την απόδοση του στον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ προς μείωση του ΕΤΜΕΑΡ, δηλαδή του Τέλους που καταβάλλουν οι καταναλωτές με τους λογαριασμούς τους για την στήριξη των ανανεώσιμων και κατ' επέκταση των κλιματικών στόχων της χώρας.

Τα πρωτογενή ωριαία στοιχεία που καταγράφηκαν από την λειτουργία της Εικονικής Αγοράς Επόμενης Ημέρας (δηλαδή χωρίς ΑΠΕ) στα πλαίσια του μηχανισμού της Χρέωσης Προμηθευτή, βοήθησαν στο να χαρτογραφηθούν τα ανώτερα τμήματα της MOC, δηλαδή αυτά που αφορούν συνθήκες κάλυψης από συμβατικές πηγές αναγκών υψηλού φορτίου (αφού στην Εικονική αγορά οι ΑΠΕ απουσιάζουν) άρα και τιμών, υπό τα δεδομένα, δομές, κόστη και χαρακτηριστικά βεβαίως της συμβατικής παραγωγής αλλά και της αγοράς της περιόδου εκείνης. Με δεδομένο πως τα στοιχεία των προσφορών των συμβατικών παραγωγών που εν τέλει διαμορφώνουν την MOC θεωρούνται απόρρητα και δεν δημοσιεύονται, οι αξίες που προκύπτουν από την ωριαία επίλυση της αγοράς για την χονδρεμπορική τιμή του ρεύματος ανά ώρα (Οριακή Τιμή Συστήματος ή ΟΤΣ) και το φορτίο όπως αυτά δημοσιεύονται από τον Λειτουργό της Αγοράς, έχουν κεφαλαιώδη σημασία για την αποκάλυψη της MOC. Έτσι η μοντελοποίηση της MOC ελέγχθηκε και προσαρμόστηκε στα πραγματικά πρωτογενή ωριαία στοιχεία του 2017, ούτως ώστε εν συνεχεία και σε συνδυασμό με τις μοντελοποιήσεις της παραγωγής των ΑΠΕ αλλά και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που επίσης διεξήχθησαν, ελέγχθηκαν και προσαρμόστηκαν και αυτές στα πραγματικά δεδομένα, να μπορεί με ικανοποιητική προσέγγιση να προσομοιωθεί η καθημερινή ωριαία επίλυση της αγοράς υπό τα δεδομένα και τις δομές όπως ελέγχθη της περιόδου εκείνης.

Χωρίς την ύπαρξη ωριαίου πλαφόν για το MOE όπως τέθηκε από την ΡΑΕ στα 15 ευρώ/MWh, από την προσομοίωση της διατριβής το μέσο ετήσιο MOE για το 2017 υπολογίστηκε στα 12.6 ευρώ/MWh όταν από τα πραγματικά στοιχεία της αγοράς ήταν 14.2 ευρώ/MWh. Αν η μοντελοποίηση της διατριβής αφορούσε περιοριστικά το MOE, η απόκλιση θα μπορούσε να ήταν πολύ μικρότερη. Το μοντέλο ωστόσο που αναπτύχθηκε στην παρούσα διατριβή σχεδιάστηκε για την προσομοίωση συνολικά της λειτουργίας της αγοράς και των μεγεθών της και όχι περιοριστικά του MOE που αποτελεί την διαφορά της ΟΤΣ από την Εικονική ΟΤΣ. Το υπολογιζόμενο δηλαδή MOE στην διατριβή προκύπτει ως η διαφορά από τις τιμές που υπολογίζει το μοντέλο εν προκειμένω για την ΟΤΣ και την Εικονική ΟΤΣ και που έχει προσαρμοστεί ώστε να προσεγγίζει τις πραγματικές τιμές αυτών των μεγεθών για την εξεταζόμενη περίοδο. Για τον περαιτέρω έλεγχο της προσαρμογής του μοντέλου, ελέγχθηκε η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που υπολογίζει για το διασυνδεδεμένο σύστημα και βρίσκεται στις 51.6 TWh/y ήτοι πολύ κοντά με την καταγραφείσα των 51.9 TWh/y, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά στις 3.71 TWh/y επίσης πολύ κοντά με την καταγραφείσα των 3.72 TWh/y, των λοιπών ΑΠΕ στις 5.48 TWh/y ήτοι λίγο μικρότερη από την καταγραφείσα των 5.84 TWh/y, ενώ για την συμβατική δυναμικότητα των 9.88 GWh/h όπως προκύπτει από την βέλτιστη προσαρμογή του για την ΜΟC, τούτη υπολείπεται μεν της εγκατεστημένης ισχύος τους των ~11.5 GW, ωστόσο αυτό μπορεί να ερμηνευτεί από το γεγονός ότι η συμβατική ισχύς τους δεν είναι ποτέ διαθέσιμη ολόκληρη.

Εν είδει ασκήσεων ευαισθησίας του φαινομένου του MOE, χρησιμοποιώντας το μοντέλο και μεταβάλλοντας θεμελιώδη μεγέθη της αγοράς ως προς το σημείο που ήταν το 2017, προσδιορίστηκε ποσοτικά πως μείζονα ρόλο στην περαιτέρω επίταση του παίζουν κατά σειρά η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας όπου για αύξηση της κατά 25% περίπου διπλασιάζεται το φαινόμενο, κατόπιν η περαιτέρω αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, ενώ αντιστρόφως ανάλογα επιδρά η αύξηση της εγκατεστημένης συμβατικής ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος. Η επίδραση των παραγόντων αυτών στο MOE σε περίπτωση που μεταβάλλονται συνδυαστικά, μεγιστοποιείται όταν η ζήτηση και οι ΑΠΕ ταυτόχρονα αυξάνονται, όπου με μεταβολή τους κατά 20% το MOE διπλασιάζεται, παραμένει ουδέτερη όταν όλοι οι παράγοντες αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό, ενώ μειώνεται στις υπόλοιπες περιπτώσεις.

## Abstract

The present thesis for the Greek interconnected system deals with the quantitative analysis and modeling of the Renewable Energy Sources (RES) production facing seasonal and daily variation, the modeling of electricity demand again facing seasonal and daily variation and the supply from conventional sources which form the relative curve called Merit Order Curve (MOC). Furthermore, the impact of RES penetration on diminishing the wholesale electricity price (System Marginal Price or SMP), internationally referred to as the Merit Order Effect (MOE), as well as its elasticity against market fundamental factors, were also analyzed and modeled.

For the purpose of this thesis, real raw data from the operation of the Day Ahead wholesale electricity market (DAM) were used, as published on an hourly basis by the Market Operator. As far as the modeling of the MOC is concerned, its slope and shape largely determine the extent of the MOE namely the downward change of the SMP with the increasing penetration of renewables under priority in dispatch, data from DAM and Virtual DAM have been utilized. The latter was introduced through Law 4414/2016, consisting internationally an innovative mechanism aiming to offset the negative effect of the MOE on the RES Account. In Virtual DAM renewables were absent, in order for the system to calculate a wholesale price corresponding to what the SMP would be under this condition. The aim of the mechanism was for the Suppliers (retailers) to return to RES Account their benefit from the reduced SMP due to renewables. Consequently ETMEAR, namely the special levy consumers pay on their bills for the support of renewables and therefore country's climate targets, could be then reduced.

Raw data from the operation of Virtual DAM contributed in mapping the upper section of the MOC, namely the part relating to conditions of high electricity demand if covered by conventional sources under the structure, cost conditions and profile of these sources met during 2017. Given that bidding data of conventional producers that are ultimately forming the MOC are considered confidential and not published by the Market Operator, the data that concern the hourly solution of the market such as wholesale price per hour (SMP) and load that are published by the Operator, are essential for the disclosure of the MOC. The MOC modeling was tested and adapted to the actual primary hourly data for load, SMP and VSMP of 2017, so that in combination with the RES production model and the electricity demand model that were also carried out (these were also adjusted to the real data), be able to simulate the daily hourly market operation under the structure, profiles and cost conditions of that time.

Without the hourly ceiling for the MOE as set by RAE at 15 euro/MWh, from the simulation of this dissertation the average annual MOE for 2017 was estimated at 12.6 euro/MWh when the actual average market figure was 14.2 euro/MWh. However, if the model was built just for the MOE and not for the whole market, this deviation could be much less. As told the model was designed and calibrated among others to estimate SMP and VSMP. MOE is then their difference. To further test the model, total electricity demand calculated for the interconnected system is at 51.6 TWh/y, which is very close to the recorded 51.9 TWh/y, photovoltaic production at 3.71 TWh/y also very close to the recorded 3.72 TWh/y, rest RES at 5.48 TWh/y, slightly lower than recorded at 5.84 TWh/y, while for the conventional capacity of 9.88 GWh/h it remains lower than their installed power of ~11.5 GW at that

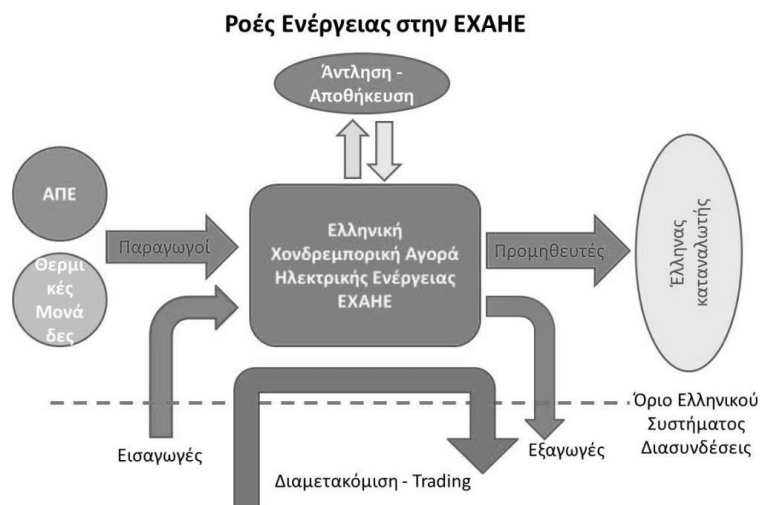
time. However, this can be attributed by the fact that utilized conventional capacity is always lower compared to nominal.

In view of sensitivity analysis for the MOE, selectively altering in the model values for fundamental factors, it was determined that the increase in electricity demand plays major role in further boosting it, as an increase of approximately 25% doubles it. Further increase in RES penetration increases it, while increase in conventional installed capacity acts inversely. The impact of these factors on the MOE when combined, is maximized when demand and RES are simultaneously increasing. An increase of these two i.e. by 20% doubles MOE. When all factors increase at the same rate MOE remains the same, while it decreases in the rest cases.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΠΡΩΤΟ

### 1 Εισαγωγή

Η Ελληνική Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΧΑΗΕ) -υπό ευρεία έννοια- αφορά τον χώρο διεξαγωγής συναλλαγών, δηλαδή της πώλησης ηλεκτρισμού από τους παραγωγούς-εισαγωγείς στους προμηθευτές (λιανεμπόρους) και εξαγωγείς του διασυνδεδεμένου συστήματος (ΔΣ) της ηπειρωτικής χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτήν νησιών. Η Ελλάδα πέραν του ΔΣ, που αποτελεί το κύριο εθνικό της σύστημα πάνω στο οποίο λειτουργεί πλήρως η ΕΧΑΗΕ, διαθέτει για την πληθώρα των μη διασυνδεδεμένων με το ηπειρωτικό σύστημα νησιών της (ΜΔΝ) αυτόνομα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο το πετρέλαιο. Τα συστήματα αυτά δεν συμμετέχουν στην ΕΧΑΗΕ οπότε η παρούσα εργασία δεν θα τα περιλαμβάνει.



**Σχήμα 1.** Ροές ενέργειας στην ΕΧΑΗΕ.

Είναι σημαντικό να επισημανθεί πως επειδή ουσιαστική δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας δεν υφίσταται στο ελληνικό σύστημα, η χονδρεμπορική αγορά έχει σε πραγματικό χρόνο κάθε στιγμή χαρακτήρα σημείου τομής και ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης όχι μόνο σε οικονομικό αλλά και σε τεχνικό επίπεδο. Η επίλυση δηλαδή της χονδρεμπορικής αγοράς, εντός κοινού τόπου μεταξύ των προφορών που κατατέθηκαν εκατέρωθεν της, αποτελεί συν-βελτιστοποίηση της οικονομικής και συνάμα της τεχνικής πτυχής της. Ας σημειωθεί ωστόσο πως η λειτουργία της σε περιπτώσεις μη ύπαρξης κοινού τόπου προς ικανοποίηση της ζήτησης διέπεται και από διατάξεις αναγκαστικού δικαίου, δηλαδή έκδοση εντολών από τον διαχειριστή σε μονάδες προς υποχρεωτική ένταξη.

Το διασυνδεδεμένο σύστημα απαρτίζεται από γραμμές μεταφοράς υπό Υψηλή Τάση (ΥΤ) και ανήκει ιδιοκτησιακά στον ΑΔΜΗΕ, που συνάμα το διαχειρίζεται. Στο σύστημα συνδέεται το διασυνδεδεμένο δίκτυο που βρίσκεται υπό Μέση (ΜΤ) και Χαμηλή Τάση (ΧΤ) και αποτελεί την διανομή που διαχειρίζεται ο ΔΕΔΔΗΕ. Το δίκτυο ωστόσο ιδιοκτησιακά ανήκει στην ΔΕΗ. Ο ΔΕΔΔΗΕ είναι 100% θυγατρική της ΔΕΗ.

### 1.1 Γενική ιστορική αναδρομή της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελλάδα

Με τον Ν. 2773/1999 ξεκίνησε σε επίπεδο εθνικού δικαίου η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, κατ' εφαρμογή της Κοινοτικής Οδηγίας 96/92/ΕΚ. Ο Ν. 2773/1999 κατήργησε ολοκληρωτικά το εγκαθιδρυθέν ήδη από την θέσπιση του Ν. 1468/1950 και εν συνεχεία με τον Ν. 2244/1994 διατηρηθέν κρατικό μονοπώλιο της ΔΕΗ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγή, μεταφορά, διανομή και προμήθεια ηλεκτρικού ρεύματος) και κατέστη πλέον θεσμικά δυνατή η ελεύθερη δραστηριοποίηση ανεξάρτητων ιδιωτών στην σχετική αγορά. Βεβαίως, παρά την απελευθέρωση, λόγω της αναμφισβήτητης κοινωνικής σπουδαιότητας της ηλεκτρικής ενέργειας και της ιδιαίτερης σημασίας της για την ομαλότητα της λειτουργίας της οικονομίας εν γένει, οι «Δραστηριότητες Ηλεκτρικής Ενέργειας» τέθηκαν υπό την εποπτεία του Κράτους, ασκούμενης από τον Υπουργό Ανάπτυξης (άρθρο 3, παρ. 1 του Ν. 2773). Παράλληλα ο ίδιος Νόμος προέβλεψε και την σύσταση δύο νέων θεσμικών οργάνων, η ύπαρξη των οποίων κρίθηκε αναγκαία για τον έλεγχο της νεοαπελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και την εξασφάλιση της ομαλής λειτουργίας της υπό τον νέο, απελευθερωμένο καθεστώς: της «Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας» (ΡΑΕ) και της ανώνυμης εταιρείας με την επωνυμία «Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ» (ΔΕΣΜΗΕ).

Η ΡΑΕ συστάθηκε ως Ανεξάρτητη Διοικητική Αρχή με διοικητική και οικονομική αυτοτέλεια υπό την γενική όμως εποπτεία του Υπουργού Ανάπτυξης ως προς τον έλεγχο νομιμότητας των πράξεών της. Στα μέλη της προσδόθηκε εκ του νόμου ιδιότητα ανώτατων κρατικών λειτουργών με προσωπική και λειτουργική ανεξαρτησία. Στόχος της ίδρυσής της υπήρξε η εξυπηρέτηση του δημοσίου συμφέροντος στο πλαίσιο της ενεργειακής αγοράς, μεταξύ δε άλλων και η διασφάλιση του ελεύθερου και υγιούς ανταγωνισμού, η υλοποίηση των στόχων ενεργειακής πολιτικής, της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της σύναψης διεθνών συνεργασιών. Η ίδρυση του ΔΕΣΜΗΕ προβλέφθηκε για να αναλάβει την διαχείριση και εκμετάλλευση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, ήτοι του συνόλου των εγκαταστάσεων που εξυπηρετούν την ομαλή, ασφαλή και αδιάλειπτη διακίνηση ηλεκτρικής ενέργειας ΥΤ. Η σύστασή του έγινε δια του ΠΔ 328/12.12.2000 με την μορφή ανώνυμης εταιρείας του Ν. 2190/1920, η οποία λειτουργεί χάριν του δημοσίου συμφέροντος. Οι αρμοδιότητές του προβλέφθηκαν με στόχο να εξασφαλιστεί το δικαίωμα απρόσκοπτης και χωρίς διακρίσεις πρόσβασης στο Σύστημα Μεταφοράς σε όλους τους μετέχοντες στην αγορά, και να εξασφαλιστεί η ασφάλεια, η αξιοπιστία και η αποδοτικότητα του συστήματος.

Στην πορεία ενόψει και αλλαγών της ενωσιακής νομοθεσίας (Οδηγίες 2009/72/ΕΚ και 2009/73/ΕΚ) ανέκυψε ανάγκη συνολικής ρύθμισης της ενεργειακής αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, που τελικά οδήγησε στην θέσπιση του Ν. 4001/2011. Και ο νεότερος αυτός νόμος διατήρησε τον θεσμικό σχεδιασμό της αγοράς από τον Ν. 2773/1999 συμπληρώνοντας και τροποποιώντας τον, όπου ήταν απαραίτητο, για να αντιμετωπιστούν εμφανισθείσες δυσλειτουργίες του και για να εναρμονιστεί με την νέα ενωσιακή νομοθεσία. Και με τον νέο Ν. 4001 η άσκηση των «Δραστηριοτήτων Ηλεκτρικής Ενέργειας» (όπως άλλωστε κάθε ενεργειακής δραστηριότητας) διατηρήθηκε υπό κρατική εποπτεία, η οποία όμως πλέον προβλέπεται να ασκείται από τον Υπουργό Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής και την ΡΑΕ κατά τις αρμοδιότητες εκάστου. Η ΡΑΕ προσδιορίστηκε πλέον ως «Ανεξάρτητη Ρυθμιστική Αρχή» όλης της αγοράς ενέργειας υποκείμενη μόνον σε κοινοβουλευτικό και δικαστικό έλεγχο, και ο ρόλος της αναβαθμίστηκε ουσιαστικά, καθώς οι αρμοδιότητές της

ενισχύθηκαν και περιγράφηκαν διεξοδικά, ενώ της χορηγήθηκαν σημαντικές αποφασιστικές και κανονιστικές αρμοδιότητες ώστε να ανταποκριθεί καλύτερα στον θεσμικό της ρόλο.

Με τον Ν. 4001/2011 ο ΔΕΣΜΗΕ διατηρήθηκε επίσης, μετονομάστηκε όμως πλέον σε «Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ» (ΛΑΓΗΕ ΑΕ), χωρίς όμως να αλλάξει η νομική του φύση, ενώ οι αρμοδιότητές του περιορίστηκαν, καθώς του αφαιρέθηκε η διαχείριση του Συστήματος. Σκοπός του υπό το νέο καθεστώς ορίστηκε η εφαρμογή των κάθε είδους κανόνων για την λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και ιδίως βάσει του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΣΗΕ). Με τον Ν. 4001/2011 προβλέφθηκε για πρώτη φορά η ίδρυση της «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ» (ΑΔΜΗΕ ΑΕ), στην οποία περιήλθε το «Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» τόσο κατά κυριότητα όσο και κατά λειτουργία και διαχείριση. Επίσης ο ίδιος νόμος προέβλεψε την ίδρυση της «Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ» (ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ), στην οποία μεταφέρθηκε η διαχείριση και η λειτουργία του Δικτύου Διανομής συμπεριλαμβανομένων και των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ.

Κομβικό πρόσφατο νομοθέτημα αποτελεί ο Ν. 4512/2018 όπου δια της απόσχισης των δραστηριοτήτων λειτουργίας και εκκαθάρισης της χονδρεμπορικής αγοράς από τον ΛΑΓΗΕ ιδρύθηκε η «Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας ΑΕ» με τον διακριτικό τίτλο «ΕΧΕ ΑΕ». Για τις εναπομένουσες δραστηριότητες σχετικά με τις ΑΠΕ που παρέμεναν στον πρώην ΛΑΓΗΕ αυτός μετονομάστηκε σε «Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης ΑΕ» και διακριτικό τίτλο «ΔΑΠΕΕΠ ΑΕ».

## **1.2 Γενικό πλαίσιο ΑΠΕ**

Εντός του ανωτέρω θεσμικού πλαισίου και χάριν της προστασίας του κλίματος επιφυλάχθηκε ιδιαίτερη θέση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο με αποτέλεσμα να διαμορφωθεί τελικά ένα ιδιαίτερο καθεστώς της παραγόμενης από ΑΠΕ ηλεκτρικής ενέργειας. Συνοπτικά, ήδη σε επίπεδο ευρωπαϊκού δικαίου από το έτος 1996 ξεκίνησε η προσπάθεια προώθησης της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ με την «Πράσινη Βίβλο». Σημαντικά βήματα έγιναν στην συνέχεια με την θέσπιση της Οδηγίας 2001/77/ΕΚ, με την οποία μεταξύ των άλλων τέθηκε ως ενδεικτικός στόχος για την Ελλάδα η συμμετοχή των ΑΠΕ στην συνολική κατανάλωση ηλεκτρισμού της χώρας με ποσοστό 20% έως το 2010, και εν συνεχεία με την Οδηγία 2009/28/ΕΚ (σχετικά με την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και την τροποποίηση και την συνακόλουθη κατάργηση των οδηγιών 2001/77/ΕΚ και 2003/30/ΕΚ), με την οποία σκοπεύεται η δημιουργία ενός κοινού πλαισίου παραγωγής και προώθησης της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές με στόχο το «20-20-20» της Ευρωπαϊκής Ένωσης ως το έτος 2020 (20% εξοικονόμηση ενέργειας – 20% συμμετοχή των ΑΠΕ – 20% μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα). Η νέα Οδηγία έθεσε υποχρεωτικούς στόχους σε κάθε κράτος μέλος.

Σε επίπεδο εθνικού δικαίου η πρώτη ρύθμιση σχετικά με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εντοπίζεται στον Ν. 2244/1994, σύμφωνα με τον οποίο επετράπη η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ άλλων και από ΑΠΕ, χωρίς πάντως να επιφυλάσσεται στην συγκεκριμένη μορφή παραγωγής διαφοροποιημένη μεταχείριση, η δε παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια μπορούσε να διατεθεί αποκλειστικά στην ΔΕΗ, η οποία αντίστοιχα είχε υποχρέωση να την αγοράζει. Ρυθμίσεις για τις ΑΠΕ περιελήφθησαν στην συνέχεια στον Ν. 2773/1999 όπου καθιερώθηκε η υποχρέωση λήψης άδειας για

την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, ενώ χάριν προώθησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ προβλέφθηκε η υποχρέωση του Διαχειριστή του Συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ τότε) να δίνει προτεραιότητα στην κατανομή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ. Προς τον σκοπό αυτό προβλέφθηκε, ότι οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ θα συνάπτουν σχετική σύμβαση με τον ΔΕΣΜΗΕ. Το αντίτιμο της απορροφηθείσας ηλεκτρικής ενέργειας προβλέφθηκε να καταβάλλεται στους παραγωγούς εξ ιδίων από τον ΔΕΣΜΗΕ και να ανακτάται μέσω του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ (ΕΛΑΠΕ), η διαχείριση του οποίου ανατέθηκε στον τότε Διαχειριστή του Συστήματος ΔΕΣΜΗΕ και οι πόροι του προσδιορίστηκαν εκ του νόμου.

Το πρώτο εξειδικευμένο εθνικό νομοθέτημα για τις ΑΠΕ υπήρξε ο Ν. 3468/2006, με τον οποίο μεταξύ άλλων μεταφέρθηκαν και ενσωματώθηκαν στην ελληνική έννομη τάξη όσα προέβλεπε η ευρωπαϊκή Οδηγία 2001/77/ΕΚ. Με τον Νόμο αυτό το θεσμικό πλαίσιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αποκόπηκε από το γενικότερο πλαίσιο για την ηλεκτρική ενέργεια και αυτονομήθηκε. Θεσπίστηκε υποχρέωση του Διαχειριστή του Συστήματος να συνάπτει σύμβαση αγοραπωλησίας με τους παραγωγούς από ΑΠΕ, ρυθμίστηκαν τα ζητήματα της τιμολόγησης της πωλούμενης ενέργειας με εισαγωγή του μοντέλου αποζημίωσης σταθερών τιμών Feed-in Tariff (FIT), ενώ διατηρήθηκε η κατά προτεραιότητα απορρόφηση του παραγόμενου από ΑΠΕ ρεύματος, προδήλως προς επίτευξη των εθνικών και ευρωπαϊκών στόχων.

Ο ΕΛΑΠΕ του άρθρου 40 του Ν. 2773/1999 διατηρήθηκε προς εξυπηρέτηση των ίδιων σκοπών για τους οποίους είχε θεσπιστεί. Με τον ίδιο νόμο η Ελλάδα (αυτό-) δεσμεύθηκε για πρώτη φορά ως προς την στοχοθέτηση της ποσόστωσης της παραγόμενης από ΑΠΕ ηλεκτρικής ενέργειας στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας, προσδιορίζοντας ως στόχο ποσοστό 20,1% έως το 2010 και 29% έως το 2020. Με τον Ν. 3734/2009 συμπληρώθηκαν και τροποποιήθηκαν οι διατάξεις του Ν. 3468/2006, προβλέφθηκαν περαιτέρω όροι τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ειδικά από ΦΒ σταθμούς και πρωτο-εισήχθη η έννοια του μοντέλου αποζημίωσης διαφορικών τιμών Feed-in Premium (FIP) για συνδέσεις φωτοβολταϊκών σταθμών μετά την 01.01.2015. Μεγάλο τμήμα του νόμου αυτού αφορούσε την εναρμόνιση της ελληνικής νομοθεσίας με την Οδηγία 2004/8/ΕΚ για την προώθηση της συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της ζήτησης για χρήσιμη θερμότητα στην εσωτερική αγορά ενέργειας. Με τον Ν. 3851/2010 υιοθετήθηκε ως «εθνικός στόχος» ο στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στην παραγόμενη ενέργεια που ορίζεται στην Οδηγία 2009/28/ΕΚ και τροποποιήθηκαν ή/και συμπληρώθηκαν διατάξεις του Ν. 3468/2006.

Με τον Ν. 4152/2013 θεσπίστηκε η έννοια του ελάχιστου εσόδου (κατώφλι) από την χονδρεμπορική αγορά για τον ΕΛΑΠΕ στην βάση του αντιστοιχούντος Μεσοσταθμικού Μεταβλητού Κόστους Θερμικών Συμβατικών Σταθμών (ΜΜΚΘΣΣ) στο ΔΣ, για τις MWh που παράχθηκαν από ΑΠΕ. Το πνεύμα εδώ ήταν, η ελάχιστη αποζημίωση προς τον ΕΛΑΠΕ για την παραγωγή των ΑΠΕ να αντιστοιχεί στο μεσοσταθμικό κόστος των θερμικών μονάδων που (θεωρητικά) υποκατέστησε. Και αναφέρεται ως θεωρητικά, διότι το ΜΜΚΘΣΣ υπολογίζεται με βάση τα μοναδιαία μεταβλητά κόστη και τις εγχύσεις των θερμικών μονάδων που διατήρησαν την λειτουργία τους στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ ή Προημερήσια αγορά ή Αγορά Επόμενης Ημέρας) παρά τις εγχύσεις των ΑΠΕ και όχι όσων αποφεύχθηκε η λειτουργία τους, που στην βάση της ανταγωνιστικής λειτουργίας των προσφορών θα είναι και οι ακριβότερες κατά σειρά (Merit Order). Εφόσον λοιπόν το έσοδο από την

εκκαθάριση ανά ώρα της αγοράς παραμένει χαμηλότερο του ΜΜΚΘΣΣ, προβλέπεται να εισρέει στον ΕΛΑΠΕ επιπλέον η διαφορά.

Σε επίπεδο άλλων χωρών της ΕΕ το πλαίσιο λειτουργίας των ΑΠΕ μέχρι σήμερα είναι παρεμφερές, δηλαδή οι ανανεώσιμες ως επί τω πλείστον λειτουργούν εκτός αγοράς με καθεστώς ρυθμιζόμενων τιμών πώλησης της παραγωγής τους και για απορρόφηση κατά προτεραιότητα του συνόλου της. Αυτό που κατά περίπτωση και ανάλογα την χρονική περίοδο ανά χώρα αλλάζει είναι το μοντέλο διοικητικά ρυθμιζόμενης αποζημίωσης τους, σχεδόν πάντοτε εκκινώντας όλοι από το σύστημα σταθερών τιμών FIT, προχωρώντας εν συνεχεία για τα νέα κάθε φορά έργα και ανάλογα την ωρίμανση των τεχνολογιών και την επίτευξη των εθνικών στόχων στο σύστημα τιμών με διαφορική προσαύξηση FIP ως προς την χονδρεμπορική τιμή της αγοράς ή ακόμη και σε συνδυασμό με το σύστημα δημοπρατήσεων ανανεώσιμης ισχύος υπό ανταγωνιστική μεταξύ τους διαδικασία καθορισμού τιμής όχι όμως σε απευθείας ένταξη στην Προημερήσια αγορά.

Ενισχυτικά του εισοδήματος των παραγωγών σε κάποιες χώρες, ώστε να συγκρατείται η ονομαστική τιμή πώλησης της παραγωγής των ΑΠΕ, λειτουργούν τα Πιστοποιητικά Εγγυήσεων Προέλευσης ή αλλιώς Πράσινα Πιστοποιητικά. Οι ΑΠΕ δηλαδή για κάθε MWh ηλεκτρικής ενέργειας που παράγουν δικαιούνται και από ένα τέτοιο Πράσινο Πιστοποιητικό το οποίο τους κατακυρώνεται από τον Διαχειριστή. Για να υπάρχει ωστόσο αγορά μεταπώλησης των πιστοποιητικών αυτών οι εταιρείες Προμήθειας δια νόμου υποχρεούνται για συγκεκριμένη ποσόστωση του ρεύματος που πωλούν στους καταναλωτές πελάτες τους να διαθέτουν τέτοιες εγγυήσεις προέλευσης. Έτσι λειτουργεί αγορά για τα πιστοποιητικά αυτά στην οποία αγοραστές είναι οι εταιρείες Προμήθειας, στις οποίες δια μέσου των επιβαλλόμενων ποσοστώσεων για εξασφάλιση των πιστοποιητικών αυτών εν τοις πράγμασι «περνάει» η επίτευξη και τήρηση των εθνικών στόχων για τις ΑΠΕ.

### **1.3 Μηχανισμός Εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ**

Κεντρικό ρόλο και κοινό τόπο για όλους τους συμμετέχοντες στην ΕΧΑΗΕ αποτελεί ο ΗΕΠ ή Προημερήσια Αγορά ή Αγορά Επόμενης Ημέρας όπως ονομάζεται. Συμπληρωματικά, υφίσταται και η Εκκαθάριση των Αποκλίσεων η οποία όμως, όπως άλλωστε φανερώνει και η ονομασία της, έχει καθαρά εξισορροπητικό ρόλο στον πραγματικό χρόνο και σε ποσότητα ενέργειας συνήθως δεν υπερβαίνει το 5% -10% του συνόλου. Στην παρούσα διατριβή θα περιοριστούμε στην ανάλυση της Προημερήσιας αγοράς, αφού η μελέτη του προβλήματος του Merit Order Effect (MOE) και κατ' επέκταση της οικονομικής αρχιτεκτονικής και ευστάθειας του ΕΛΑΠΕ εξαιτίας του, τροφοδοτείται σχεδόν αποκλειστικά από αυτήν.

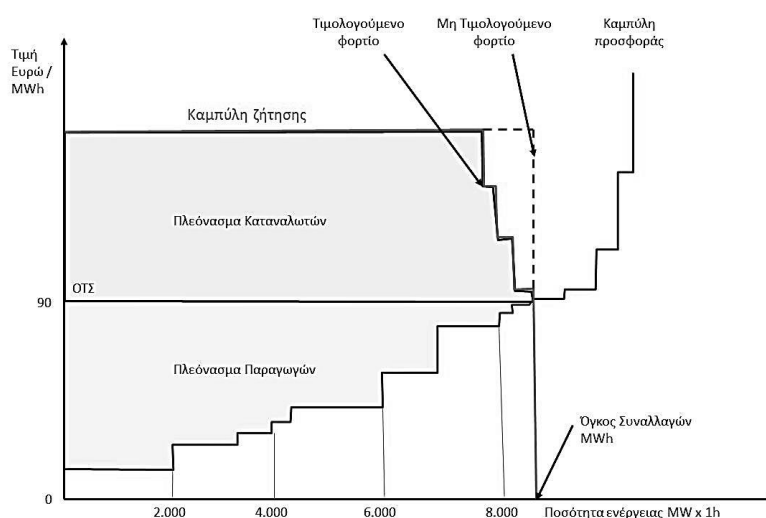
Για την λειτουργία της Προημερήσιας λοιπόν αγοράς την προηγούμενη ημέρα (d-1) εκάστης ημέρας κατανομής d όλοι οι προσφέροντες ενέργεια υποβάλλουν σε αυτήν τις ωριαίες προσφορές τους για την ημέρα d. Για κάθε ώρα κατανομής οι κατανεμόμενοι παραγωγοί ή οι εισαγωγείς που διαθέτουν (δηλαδή έχουν δεσμεύσει μέσω ειδικών διαγωνισμών) δυνατότητα μεταφοράς στις διασυνδέσεις της χώρας, υποβάλλουν κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ενέργειας σε έως 10 σκαλοπάτια όπου οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες πρέπει να είναι μονοτόνως μη φθίνουσες. Η μέγιστη τιμή που μπορούν να υποβάλλουν προσφορά είναι διοικητικά ορισμένη. Αρχικά ήταν στα 150 ευρώ/MWh και αργότερα το άνω αυτό όριο αναπροσαρμόστηκε στα 300 ευρώ/MWh.

Οι εισαγωγείς σε σημαντικό ποσοστό υποβάλλουν προσφορές εγχύσεων σε μηδενική τιμή (επιτρέπεται από τον Κώδικα) ούτως ώστε να εξασφαλίσουν ένταξη, με αποζημίωση όμως στην όποια χονδρεμπορική τιμή αποκαλούμενη Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) καθοριστεί από τους υπόλοιπους συμμετέχοντες. Το ρίσκο αυτό φυσιολογικά είναι υπολογισμένο για τις ποσότητες που δύνανται ανά ώρα να προσφέρουν και βασίζεται στην εκ προοιμίου μεγάλη προς τα πάνω διαφορά της εκτιμώμενης ΟΤΣ.

Οι παραγωγοί δεν επιτρέπεται να υποβάλλουν προσφορές κάτω του Ελάχιστου Μεταβλητού τους Κόστους (ΕΜΚ). Η έννοια του ΕΜΚ στηρίζεται σε υπόθεση λειτουργίας της μονάδας στον μέγιστο βαθμό απόδοσης (δηλαδή σε περίπου πλήρες φορτίο) και με καύσιμο Ανωτέρας Θερμογόνου Δύναμης (ΑΘΔ). Οι συνθήκες αυτές δεν απαντώνται στην καθημερινή λειτουργία της αγοράς, οπότε το ΕΜΚ διαφέρει προς τα κάτω σημαντικά από το Πραγματικό Μεταβλητό Κόστος των μονάδων δηλαδή στις συνθήκες πραγματικής λειτουργίας τους.

Αντίστοιχα οι Προμηθευτές υποβάλλουν ανά ώρα πρόβλεψη φορτίου (δηλαδή της ζήτησης) των πελατών τους σε ανοικτές εντολές αγοράς (δηλαδή χωρίς προϋποθέσεις τιμής). Με απόφαση του Λειτουργού της Αγοράς η οποία τελεί υπό την έγκριση της ΡΑΕ είναι δυνατόν η δήλωση φορτίου που αφορά σε απορρόφηση πελάτη εντός της Ελληνικής επικράτειας να λαμβάνει την μορφή κλιμακωτής συνάρτησης τιμής και ποσότητας, οπότε και περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες μονοτόνως μη αύξουσες. Κλιμακωτές προσφορές για ποσότητα-τιμή φορτίου μπορούν να υποβάλουν και οι εξαγωγείς οι οποίοι ωστόσο πρέπει να έχουν δεσμεύσει ανάλογη ικανότητα μεταφοράς στις διασυνδέσεις. Κλιμακωτές προσφορές φορτίου ποσότητας-τιμής υποβάλλουν και οι αντλητικές μονάδες.

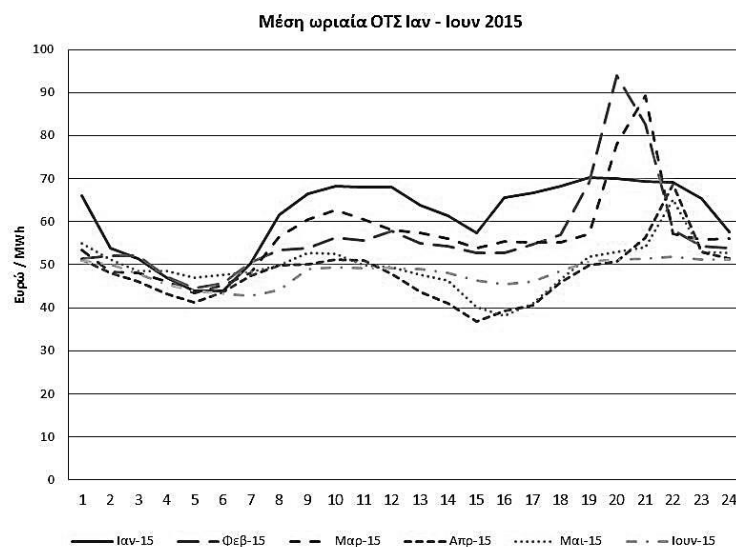
Εν συνεχεία ταξινομούνται ανά ώρα οι προσφορές εγχύσης κατά αύξουσα σειρά ώστε να προκύψει η καμπύλη προσφοράς (Merit Order Curve) και αντίστοιχα οι δηλώσεις φορτίου κατά φθίνουσα σειρά ώστε να προκύψει η καμπύλη ζήτησης. Η τομή των δύο καμπυλών προσδιορίζει την ΟΤΣ για την δεδομένη ώρα κατανομής.



Σχήμα 2. Προσφορά – Ζήτηση και ΟΤΣ.

Έτσι ο Λειτουργός επιλύει την ημέρα d-1 ανά ώρα της Προημερήσια αγορά για όλη την ημέρα κατανομής d με γνώμονα την εξυπηρέτηση του φορτίου (δηλαδή της ζήτησης) με κριτήριο το ελάχιστο ανά ώρα κόστος σύμφωνα με τις υποβληθείσες προσφορές των παραγωγών. Με τον τρόπο αυτό προκύπτει το πρόγραμμα των μονάδων που εγκρίνεται να κατανεμηθούν και η ΟΤΣ για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας d που, θεωρητικά και αν δεν υπήρχαν άλλες αμοιβές πέραν αυτής για τους συμμετέχοντες, αντανακλά την αμοιβή της οριακά εντασσόμενης (δηλαδή ακριβότερης) ανά ώρα κατανεμόμενης μονάδας.

Η ΟΤΣ για κάθε ώρα κατανομής ορίζεται από την τιμή της ακριβότερης μονάδας που απαιτείται να ενταχθεί σε λειτουργία (κατανομή) προς ικανοποίηση της ζήτησης και αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία όσοι εντάχθηκαν στην Προημερήσια αγορά τιμολογούν ή τιμολογούνται αναλόγως αν προσφέρουν ή απορροφούν ενέργεια. Ας σημειωθεί ωστόσο πως η επίλυση της προημερήσιας αγοράς δεν είναι μια αμιγώς οικονομική διεργασία, αφού στον αλγόριθμο υπεισέρχονται και όλοι οι τεχνικοί περιορισμοί ένταξης-λειτουργίας των κατανεμόμενων μονάδων όπως ο χρόνος έναυσης - συγχρονισμού και σβέσης τους, ο διαθέσιμος ρυθμός ανόδου και καθόδου της ισχύος τους κ.α. Επίσης η επίλυση της προημερήσιας αγοράς που ονομάζεται ΗΕΠ αποτελεί συν-βελτιστοποίηση και του προγράμματος εφεδρειών που οι ίδιες μονάδες παρέχουν. Ακολουθούν στο Σχήμα 3 ενδεικτικά μέσες ωριαίες καμπύλες ΟΤΣ για μήνες του έτους 2015.



**Σχήμα 3.** Μέση ωριαία ΟΤΣ ανά μήνα το 2015.

Έτσι ένας παραγωγός που εντάχθηκε στον ΗΕΠ την ημέρα d-1 για να εγχύσει σε μία ώρα κατανομής της ημέρας d ποσότητα ενέργειας  $Q_1$  σε τιμή ΟΤΣ, θα έχει έσοδα από αυτόν  $Q_1 \cdot \text{ΟΤΣ}$ . Αν εν τέλει σε πραγματικό χρόνο ενέχυσε διαφορετική ποσότητα ενέργειας  $Q_0$ , τότε στην εκκαθάριση αποκλίσεων της αγοράς θα ισχύει:

Αν  $Q_0 < Q_1$  ο παραγωγός πρέπει να αγοράσει την υπολειπόμενη ενέργεια ( $Q_1 - Q_0$ ) σε πραγματικό χρόνο με άλλη τιμή  $P_0$  που ονομάζεται Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ΟΤΑ).

Αν  $Q_0 > Q_1$  ο παραγωγός πρέπει να πουλήσει την πλεονάζουσα ενέργεια ( $Q_0 - Q_1$ ) σε πραγματικό χρόνο με άλλη τιμή  $P_0$ , δηλαδή στην ΟΤΑ.

Τα βασικά έσοδα ωστόσο της Μονάδας προέρχονται από τον ΗΕΠ στην βάση της ΟΤΣ, αφού η εκκαθάριση αποκλίσεων δεν έχει αναθεωρητικό χαρακτήρα για την αξία τους που τιμολογήθηκε ανά ώρα στην εκάστοτε ΟΤΣ αλλά μόνο διορθωτικό για την τιμολόγηση των αποκλίσεων στις ποσότητες που έγχυσε και μόνο. Τα συνολικά λοιπόν έσοδα μιας μονάδας θα είναι:

$$\text{Συνολικά Έσοδα Μονάδας} = Q_1 * \text{ΟΤΣ} - (Q_1 - Q_0) * P_0$$

Όσον αφορά τις ΑΠΕ και την ενέργεια που εγχέουν στο ΔΣ, αυτές εκπροσωπούνται στον ΗΕΠ από τον ΛΑΓΗΕ με μη τιμολογούμενη (μηδενική) προσφορά τιμής, ούτως ώστε να εντάσσονται σε κάθε περίπτωση πρώτες (ρήτρα προτεραιότητας βάσει του Ν. 3468/2006, άρθρο 9, παρ. 1). Τα χρήματα συνεπώς που εισπράττονται από τους Προμηθευτές στα πλαίσια του ΗΕΠ για την παραγωγή των ΑΠΕ, διαμορφώνονται από την εκάστοτε ισχύουσα ΟΤΣ, όπως την διαμορφώνουν οι υπόλοιποι εναπομείναντες (αφού οι ΑΠΕ εκτοπίζουν συμβατικούς παραγωγούς) συμμετέχοντες, επί τις MWh που εκεί προβλέφθηκαν.

Πέραν των ανωτέρω πιστώσεων/χρεώσεων, στην αγορά των Αποκλίσεων και αναλόγως των μεγεθών και της υπαιτιότητας τους εφαρμόζεται σύστημα ποινών στους συμμετέχοντες συμβατικούς παραγωγούς και προμηθευτές, ούτως ώστε να υπάρχει κίνητρο να κάνουν ακριβείς ως προς τις δυνατότητες τους προσφορές και προβλέψεις στον ΗΕΠ και επιπλέον να καταβάλουν κάθε δυνατή προσπάθεια να συμμορφώνονται με τις εντολές κατανομής του διαχειριστή. Οι ποινές χρεώνονται από ένα όριο ανοχής και πάνω, ενώ επιτείνονται σε περίπτωση επαναλαμβανόμενης τακτικής εμφάνισης τους [1]. Στην αγορά των Αποκλίσεων για τις ΑΠΕ δεν εφαρμόζεται σύστημα ποινών, αφού αφενός υπάρχει στοχαστικότητα ως προς τον καιρό (συνεπώς εξ' ορισμού διαφορά μεταξύ προβλέψεων στον ΗΕΠ και στην πραγματική κατανομή) αλλά και επειδή δεν υπάρχουν εντολές κατανομής τους ώστε επιπλέον να υπάρχουν αποκλίσεις ως προς αυτές.

#### 1.4 Merit Order Effect και Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ

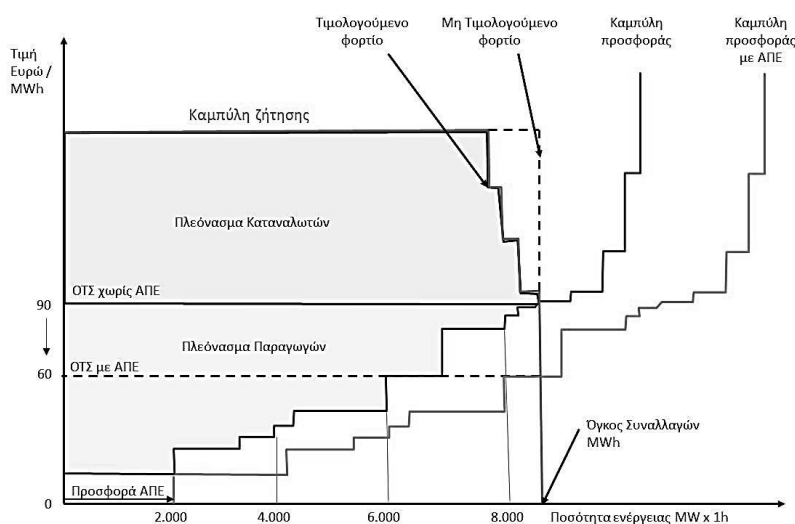
Με τον Ν. 2773/1999, άρθρο 40, θεσπίστηκε ο ΕΛΑΠΕ και από τον οποίο αποπληρώνεται η παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ και Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) που λειτουργούν και εγχέουν ηλεκτρική ενέργεια στο σύστημα. Τα έσοδα του ΕΛΑΠΕ συνίστανται σε δύο βασικές κατηγορίες:

α) Στα έσοδα αγοράς, δηλαδή από την λειτουργία και εκκαθάριση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η οποία και απορροφά κατ' αποκλειστικότητα και προτεραιότητα την παραγόμενη από τις ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ ενέργεια. Τα έσοδα αυτά προέρχονται κυρίως από την εκκαθάριση του ΗΕΠ στην ΟΤΣ και ένα μικρό μέρος (5-10%) όπως προαναφέρθηκε από τις αποκλίσεις στην ΟΤΑ. Το τμήμα των εσόδων από την αγορά συμπληρώνει και το ΜΜΚΘΣΣ (~10% επί του συνόλου της) δηλαδή η τυχόν αρνητική διαφορά που προκύπτει ανά MWh συγκριτικά με το μεταβλητό κόστος των συμβατικών θερμικών σταθμών που έγχυσαν ενέργεια στην ίδια ώρα κατανομής.

β) Στα έσοδα από άλλους ρυθμιζόμενους ή μη πόρους. Κύριοι τέτοιοι πόροι είναι το Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ) που πληρώνουν απευθείας οι καταναλωτές στους λογαριασμούς ρεύματος τους και τα έσοδα από μέρος των δημοπρασιών δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (CO<sub>2</sub>) που διοχετεύονται στον ΕΛΑΠΕ για την στήριξη των ΑΠΕ.

Με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ ωστόσο η οικονομική λειτουργία του ΕΛΑΠΕ, σύμφωνα με την δομή που θεσπίστηκε με τον Ν. 2773/1999, άρχισε να εμφανίζει στρεβλώσεις. Η λογική πως στην χονδρεμπορική αγορά η παραγωγή των ΑΠΕ οφείλει οικονομικά να αποζημιώνεται στο κόστος της συμβατικής παραγωγής που απομένει από την λειτουργία τους κατέστη σταδιακά προβληματική. Τούτο διότι το μοναδιαίο κόστος της συμβατικής παραγωγής που απομένει να λειτουργεί κατόπιν της διείσδυσης των ΑΠΕ και που μόνον αυτό λαμβανόταν διαχρονικά υπόψη, δεν αντανακλά αλλά υπολείπεται σημαντικά του μοναδιαίου κόστους των ακριβότερων κατά σειρά συμβατικών μονάδων που αποφεύχθηκε (εκτοπίστηκε) η λειτουργία τους λόγω των ΑΠΕ. Μάλιστα όσο οι ΑΠΕ αυξάνουν περαιτέρω την διείσδυση τους, τόσο η απόκλιση μεταξύ του μοναδιαίου κόστους των θερμικών μονάδων που παραμένουν σε λειτουργία σε σχέση με αυτών που εκτοπίστηκαν διευρύνεται.

Οι ΑΠΕ δηλαδή προσμετρούμενες στον ΗΕΠ με μηδενική τιμή προσφοράς χάριν της προτεραιότητας στην ένταξη που οφείλουν για περιβαλλοντικούς λόγους να λαμβάνουν, ωθούν εν τοις πράγμασι την καμπύλη προσφοράς του Σχήμα 4 προς τα δεξιά. Το Σχήμα 4 αναπαριστά εκάστη ωριαία επίλυση του ΗΕΠ. Έτσι αυτοτροφοδοτούμενα οι ΑΠΕ ενώ μειώνουν ολοένα και περισσότερο το μοναδιαίο κόστος της συμβατικής ενέργειας που εγχέεται στο σύστημα (εκτοπίζοντας τις ακριβότερες εξ' αυτών), δεν πιστώνονται το αποφευγόμενο αυτό κόστος. Αντίθετα καταλήγουν μέσω της μετατόπισης της καμπύλης προσφοράς στην επίλυση του ΗΕΠ δεξιότερα (φαινόμενο αναφερόμενο στην διεθνή βιβλιογραφία ως Merit Order Effect, [2] [3] [4] [5] [6] [7] [8]) να κανιβαλίζουν την οικονομική βάση του ΕΛΑΠΕ πάνω στην οποία εδράζονται, αφού μειώνεται έτσι η ΟΤΣ που σε κάθε περίπτωση αποτελεί το σημείο τομής των καμπυλών προσφοράς και ζήτησης.



Σχήμα 4. ΜΟΕ και μείωση της ΟΤΣ λόγω της διείσδυσης των ΑΠΕ

Με τον τρόπο αυτό υπερτιμάται στρεβλά το ΕΤΜΕΑΡ που κυρίως καλείται να καλύψει την διαφορά από την ΟΤΣ μέχρι την σταθερή τιμή FIT αποζημίωσης των ΑΠΕ. Η ένταση μάλιστα του φαινομένου του ΜΟΕ η οποία για το έτος 2006 υπολογίστηκε στην Γερμανία [2] κατά μέσο όρο στα 7.83 ευρώ/MWh, σύμφωνα με την ίδια μελέτη παρουσιάζεται γραμμικά ανάλογη της διείσδυσης των ΑΠΕ. Συγκεκριμένα αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ κατά 20% οδηγεί σε αύξηση του ΜΟΕ κατά 18% και αύξηση των ΑΠΕ κατά 40% οδηγεί σε αύξηση του ΜΟΕ κατά 31% [2].

Στην ίδια κατεύθυνση στοιχειοθέτησης του ΜΟΕ, με διαφορές ωστόσο στα επιμέρους ποσοτικά αποτελέσματα, κινούνται βιβλιογραφικά και άλλες μελέτες και για άλλα ηλεκτρικά συστήματα χωρών. Στην Δανία σύμφωνα με μελέτη [3] προσομοιώνοντας διείσδυση ΑΠΕ από 20% έως 80% της συνολικής ζήτησης αναλόγως των συνθηκών του ανέμου, η μείωση των τιμών χονδρικής κυμαίνεται από 25-30 ευρώ/MWh στα 33-35 ευρώ/MWh αντίστοιχα. Σύμφωνα με άλλη μελέτη [4] επίσης για την Δανία (η οποία απολαμβάνει υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ και κυρίως αιολικών), για το διάστημα 2004 – 2006 οι τιμές ηλεκτρικού των καταναλωτών θα ήταν χωρίς τα αιολικά υψηλότερες κατά 0.1 – 0.4 λεπτά/KWh. Στην Ιταλία μελέτη [6] έδειξε για την περίοδο 2005 – 2013 πως η αύξηση των εγχύσεων από φωτοβολταϊκά και αιολικά κατά 1 GWh κατά μέσο όρο σε κάθε ώρα της ημερήσιας αγοράς έχει επιφέρει μείωση κατά μέσο όρο 2.3 ευρώ/MWh και 4.2 ευρώ/MWh αντίστοιχα στις χονδρεμπορικές τιμές ρεύματος. Σε άλλη έγκριτη μελέτη όσον αφορά την ποσοτικοποίηση του ΜΟΕ στην Ιταλία που προκλήθηκε από τα φωτοβολταϊκά κατά την περίοδο της ραγδαίας ανάπτυξης τους 2006 – 2012, προσδιορίστηκε πως από την μείωση των χονδρεμπορικών τιμών του ηλεκτρικού ρεύματος ένεκα του φαινομένου προκύπτει τέτοιο ετήσιο οικονομικό όφελος (λ.χ. 2 δις ευρώ για το 2012 και 3.6 δις ευρώ σωρευτικά για την εξεταζόμενη 7ετία) που αν αναχθεί στην παραγωγή των φωτοβολταϊκών μπορεί να δικαιολογήσει μια προσαύξηση της αποζημίωσης τους πάνω από τις χονδρεμπορικές τιμές κατά μέσο όρο της τάξης των 115 ευρώ/MWh [7]. Επέκταση της ανωτέρω μελέτης για πέντε ευρωπαϊκές χώρες (Γερμανία, Ελβετία, Αυστρία, Γαλλία, Ιταλία) για την περίοδο 2007 – 2013 έδειξε ότι το οφειλόμενο στα φωτοβολταϊκά ΜΟΕ αναγόμενο στην εγχεόμενη από αυτά ενέργεια δικαιολογεί κατά τουλάχιστον 100 ευρώ/MWh τιμή υψηλότερη της χονδρικής [8].

Σειρά έγκριτων μελετών είδαν το φως της δημοσιότητας και στην Ελλάδα για το φαινόμενο της απομείωσης της ΟΤΣ από τις ΑΠΕ. Περαιτέρω οι μελέτες αποτύπωσαν και την εγγενή αδυναμία του συστήματος, μέσω του μηχανισμού του ΕΤΜΕΑΡ δηλαδή, να αποτυπώσει ορθά την μείωση του χονδρεμπορικού κόστους (ΟΤΣ) του ρεύματος λόγω ακριβώς της συνεισφοράς των ΑΠΕ (αποφευγόμενο κόστος λόγω ΑΠΕ).

Συγκεκριμένα σε μελέτη του ΕΜΠ [9] αναδεικνύεται πως η ΟΤΣ υπολείπεται του πραγματικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής με αποτέλεσμα την τεχνητή αύξηση του ΕΤΜΕΑΡ και πως οι επιπλέον πληρωμές για την Διασφάλιση Επαρκούς Ισχύος δεν συνυπολογίζονται, ως εάν οι ΑΠΕ να μην συνεισφέρουν καθόλου στην ισχύ. Για τα έσοδα του μηχανισμού αποκλίσεων λαμβάνεται υπόψη η ΟΤΣ αφού έχει αφαιρεθεί η ενέργεια από ΑΠΕ, ενώ χωρίς αυτές η ΟΤΣ θα ήταν σαφώς υψηλότερη (σε αυτό το κόστος οι ΑΠΕ υποκαθιστούν θερμική ηλεκτροπαραγωγή). Για τους τρεις αυτούς λόγους υπερτιμάται το ΕΤΜΕΑΡ περίπου κατά 36 έως 47%. Κατά συνέπεια οι Προμηθευτές ωφελούνται από την πώση της ΟΤΣ και την πλασματική υπερτίμηση του ΕΤΜΕΑΡ ενώ οι καταναλωτές ζημιώνονται. Το ΕΤΜΕΑΡ σχεδιάστηκε για την εποχή της μικρής παραγωγής από ΑΠΕ και προσδιορίζεται ως μέτρο του κόστους ΑΠΕ επιπλέον της θερμικής ηλεκτροπαραγωγής αφαιρουμένου του κόστους καυσίμου που

υποκαθίσταται από τις ΑΠΕ. Η μέτρηση όμως αυτή δεν είναι δυνατή μέσω της ΟΤΣ όταν η παραγωγή ΑΠΕ αποτελεί σημαντικό ποσοστό της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής, οπότε και χρειάζεται νέα μέθοδος.

Μελέτη του IOBE [10] αφετέρου καταλήγει στο συμπέρασμα πως η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ δεν οδηγεί σε περαιτέρω αύξηση της εύλογης μέσης χρέωσης του καταναλωτή για ηλεκτρικό ρεύμα μετά την κατάργηση της δωρεάν διάθεσης δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> το 2013. Έτσι η στήριξη των ΑΠΕ, παρά την αυξανόμενη διείσδυση τους θα εξακολουθεί να αποτελεί σχετικά μικρό μέρος της συνολικής χρέωσης, 3.3% κατά μέσο όρο τη δεκαετία 2001-2020. Οι ΑΠΕ μειώνουν το κόστος για δικαιώματα εκπομπών CO<sub>2</sub> και παράλληλα μειώνουν την ΟΤΣ ενώ συνεισφέρουν και ισχύ στο σύστημα. Έτσι η συνδρομή της ενίσχυσης των ΑΠΕ αποτελεί μέρος μόνο του ΕΤΜΕΑΡ, όπως υπολογίζεται σήμερα, 41% κατά μέσον όρο την δεκαετία 2011-2020.

Τέλος Μελέτη του ΑΠΘ [11] για το έτος 2012 (η μελέτη εκπονήθηκε τον Ιούλιο 2012 με 903 MW ΦΒ τότε εν λειτουργία και προσομοίωση αυτά να φθάσουν τα 1.205 MW μέχρι το τέλος του 2012) κατέληξε πως η μη ύπαρξη καθόλου φωτοβολταϊκών στο ΔΣ θα συνεπαγόταν αύξηση της μέσης ΟΤΣ κατά 4 ευρώ/MWh.

Όσον αφορά τους καταναλωτές, αυτοί μάλλον δεν βλέπουν μείωση στο συμβατικό κόστος των λογαριασμών τους (καρπώνεται την διαφορά η Προμήθεια) αλλά μόνο την αύξηση στο ΕΤΜΕΑΡ που καλείται στρεβλά να καλύψει την προς τα κάτω απόκλιση του παραμένοντος μοναδιαίου συμβατικού κόστους από αυτό που αποφεύχθηκε. Για να γίνει πιο γλαφυρά αντιληπτό το πρόβλημα, σε μια κατάσταση συμμετοχής των ΑΠΕ στο 100% της ζήτησης θα προκύπταν νομοτελειακά μηδενικές χονδρεμπορικές τιμές και επομένως θα προέκυπτε εκ νέου ανάγκη για υψηλό στρεβλό ΕΤΜΕΑΡ ασχέτως των τιμών αποζημίωσης τους. Ταυτόχρονα στους λογαριασμούς ρεύματος των καταναλωτών θα μπορούσε να συνεχίζει να χρεώνεται κανονικά το ανταγωνιστικό σκέλος ρεύματος που υποτίθεται αντανακλά την συμβατική παραγωγή αφού δεν υπάρχει μηχανισμός σύνδεσης ή απομείωσης του λόγω ΟΤΣ και μάλιστα χωρίς προϊόντικό αντίκρισμα (ρεύμα από συμβατικές πηγές). Το επιπλέον παράδοξο στις ανωτέρω συνθήκες θα ήταν η συνέχιση του χαρακτηρισμού του πραγματικού κόστους του ρεύματος ως Τέλους (ΕΤΜΕΑΡ). Με άλλα λόγια ενώ δια των ΑΠΕ θα καταργούνταν οι συμβατικές πηγές, χωρίς να μειώνεται το ανταγωνιστικό σκέλος των λογαριασμών που υποτίθεται τις εκπροσωπεί, θα αυξανόταν ρυθμιζόμενα συνεχώς το ΕΤΜΕΑΡ, το οποίο και θα επωμιζόταν όλο το οικονομικό βάρος της χονδρεμπορικής αγοράς. Δηλαδή όλη η χονδρεμπορική αγορά θα κατέληγε σε Τέλος, κάτι καταφανώς παράδοξο.

## Ακρωνύμια

|                    |  |
|--------------------|--|
| FIP                | Feed in Premium - Μοντέλο Διαφορικών Τιμών                               |
| FIT                | Feed in Tariff - Μοντέλο Σταθερών Τιμών                                  |
| ΑΔΙ                | Αποδεδειγμένα Διαθεσιμότητας Ισχύος                                      |
| ΑΔΜΗΕ              | Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας                  |
| ΑΘΔ                | Ανωτέρα Θερμογόνος Δύναμη  |
| ΑΠΕ                | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας  |
| ΔΕΔΔΗΕ             | Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας             |
| ΔΕΗ                | Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού   |
| ΔΕΣΜΗΕ             | Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας         |
| ΔΣ                 | Διασυνδεδεμένο Σύστημα   |
| ΕΣΑΗ               | Ελληνικός Σύνδεσμος Ανεξάρτητων Ηλεκτροπαραγωγών                         |
| ΕΛΑΠΕ              | Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ  |
| ΕΜΚ                | Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος  |
| ΕΤΜΕΑΡ             | Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων                               |
| ΕΧΑΗΕ              | Ελληνική Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας                        |
| ΗΕΠ                | Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός                                    |
| ΚΔΣ                | Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος   |
| ΚΣΗΕ               | Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας                                  |
| ΛΑΓΕ               | Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας                                   |
| ΜΑΜΚ               | Μηχανισμός Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους                                  |
| ΜΔΝ                | Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά  |
| ΜΜΚ                | Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος  |
| ΜΜΚ <sub>μδν</sub> | Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος στο ΜΔΝ                                    |
| ΜΜΚ <sub>λιν</sub> | Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη               |
| ΜΜΚ <sub>φα</sub>  | Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος ηλεκτροπαραγωγής από ΦΑ                    |
| ΜΜΚ <sub>πσ</sub>  | Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος ηλεκτροπαραγωγής από Πετρελαϊκούς Σταθμούς |
| ΜΜΚΣΘΜ             | Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος Συμβατικών Θερμικών Σταθμών                |
| ΜΤ                 | Μέση Τάση  |
| ΟΤΑ                | Οριακή Τιμή Αποκλίσεων   |
| ΟΤΣ                | Οριακή Τιμή Συστήματος   |
| ΠΜΚ                | Πραγματικό Μεταβλητό Κόστος  |
| ΡΑΕ                | Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας  |
| ΣΗΘΥΑ              | Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης                       |
| ΣΠΕΦ               | Σύνδεσμος Παραγωγών Ενέργειας από Φωτοβολταϊκά                           |
| ΥΑ                 | Υπουργική Απόφαση  |
| ΥΗΣ                | Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί   |
| ΥΤ                 | Υψηλή Τάση   |
| ΦΒ                 | Φωτοβολταϊκά   |
| ΧΤ                 | Χαμηλή Τάση  |

## 1.5 Βιβλιογραφία

1. ΑΔΜΗΕ ΑΕ, Μάρτιος 2015, «Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος, Έκδοση 2.5».
2. Frank Sensfuss, Mario Ragwitz, Fraunhofer, Massimo Genoese, 2008, «The Merit Order Effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot markets prices in Germany».
3. Jonsson, Tryggvi, Pinson, Pierre and Madsen, Henrik, Energy Economics, 2009, «Day-Ahead Electricity Prices in Denmark: The Impact of Wind Power Forecasts, and On the Market Impact of Wind Energy Forecasts».
4. Munksgaard, Jesper and Morthorst, Poul Erik, Energy Policy, 2008, «Wind Power in the Danish Liberalised Power Market – Policy Measures, Price Impact and Investor Incentives».
5. Poyry, European Wind Energy Association, 2010, «Exploring the Merit Order Effect».
6. Stefano Clo, Alessandra Cataldi, Pietro Zoppoli, Department of the Treasury (DT) of the Italian Ministry of Economy and Finance (MEF), 2014, «The Merit Order Effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices».
7. Malo Carton, Mines ParisTech, Nicolas Gourvitch, Henri Gouzerh, Green Geiraffe Energy Bankers, Gaetan Masson, European Photovoltaic Industry Association, 2013, «Quantitative Analysis of the Merit Order Effect for Photovoltaic Production in Italy».
8. Henri Gouzerh, Nicolas Gourvitch, Green Giraffe Energy Bankers, Sinead Orlandi, Gaetan Masson, Becquerel Institute, 2013, «Quantitative Analysis of the Merit Order Effect from Photovoltaics Production in Key European Countries».
9. Π. Κάπρος, ΕΜΠ, Μάρτιος 2011 «Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ Ανάλυση και Προβλέψεις».
10. Μονάδα Παρακολούθησης και Ανάλυσης του Τομέα Ηλεκτρικής Ενέργειας ΙΟΒΕ, Ιούλιος 2011, «Επιδράσεις και αναγκαίες προσαρμογές για τη μεγάλης κλίμακας διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή».
11. Π. Μπίσκακας, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, ΑΠΘ, Ιούλιος 2012, «Μελέτη υπολογισμού του αποφευγόμενου κόστους από την λειτουργία των ΦΒ σταθμών».

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΔΕΥΤΕΡΟ

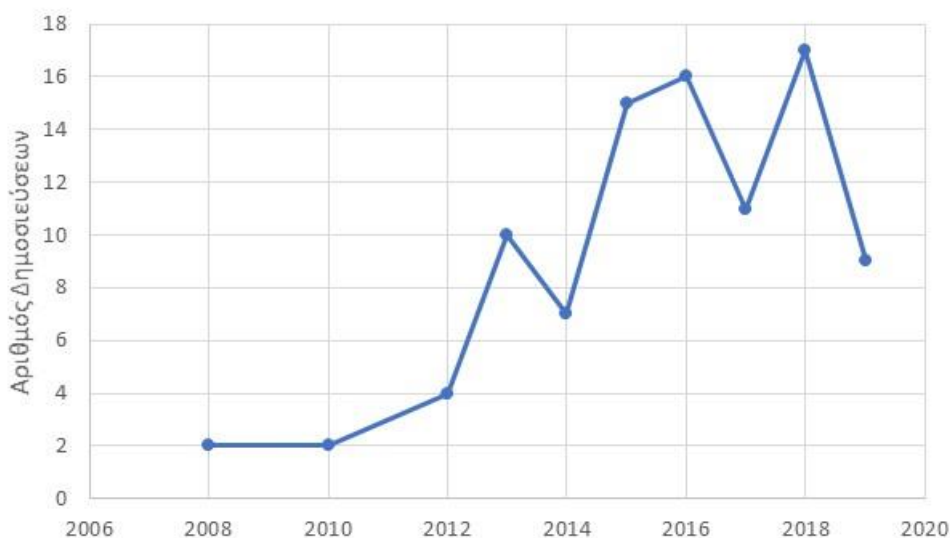
### 2 Βιβλιογραφική Επισκόπηση

#### 2.1 Εισαγωγή

Με τη βιβλιογραφική βάση δεδομένων “Scopus” να αποτελεί το κύριο εργαλείο ανασκόπησης της έρευνας στο πλαίσιο της διατριβής και την δυνατότητα που παρέχεται για ανάλυση των αποτελεσμάτων αναζήτησης, στο Κεφάλαιο αυτό περιγράφεται η τάση που παρουσιάζει ερευνητικά το ΜΟΕ ως αντικείμενο τα τελευταία δώδεκα έτη. Συγκεκριμένα, γίνεται αναφορά στα περιοδικά και τους συγγραφείς που ασχολούνται με συναφές αντικείμενο, σκιαγραφείται το ερευνητικό ενδιαφέρον ανά έτος και ανά χώρα, ενώ δίνονται και τα κέντρα τα οποία αποτελούν τις πιο συχνές πηγές χρηματοδότησης για σχετική έρευνα.

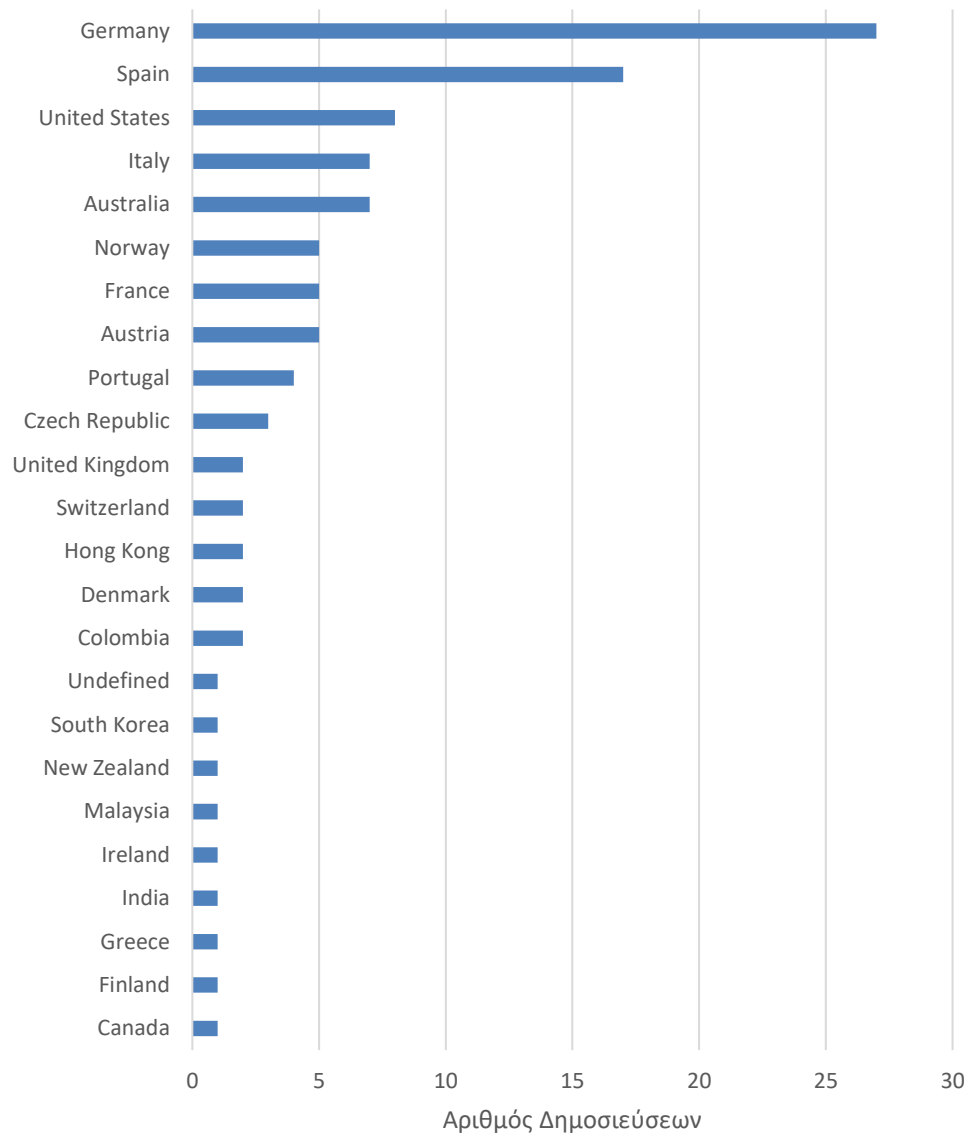
#### 2.2 Το ΜΟΕ ως Αντικείμενο Έρευνας

Επιλέγοντας τις κατάλληλες λέξεις-κλειδιά και περιορίζοντας την αναζήτηση στο χρονικό διάστημα της τελευταίας δεκαετίας, η συνολική εικόνα που προέκυψε από τα αποτελέσματα του Scopus απεικονίζεται στα Σχήματα 1-4. Είναι εμφανές ότι το ερευνητικό ενδιαφέρον έχει αυξηθεί σημαντικά από το 2010, με τις δημοσιεύσεις το 2018 να φθάνουν τις 17.

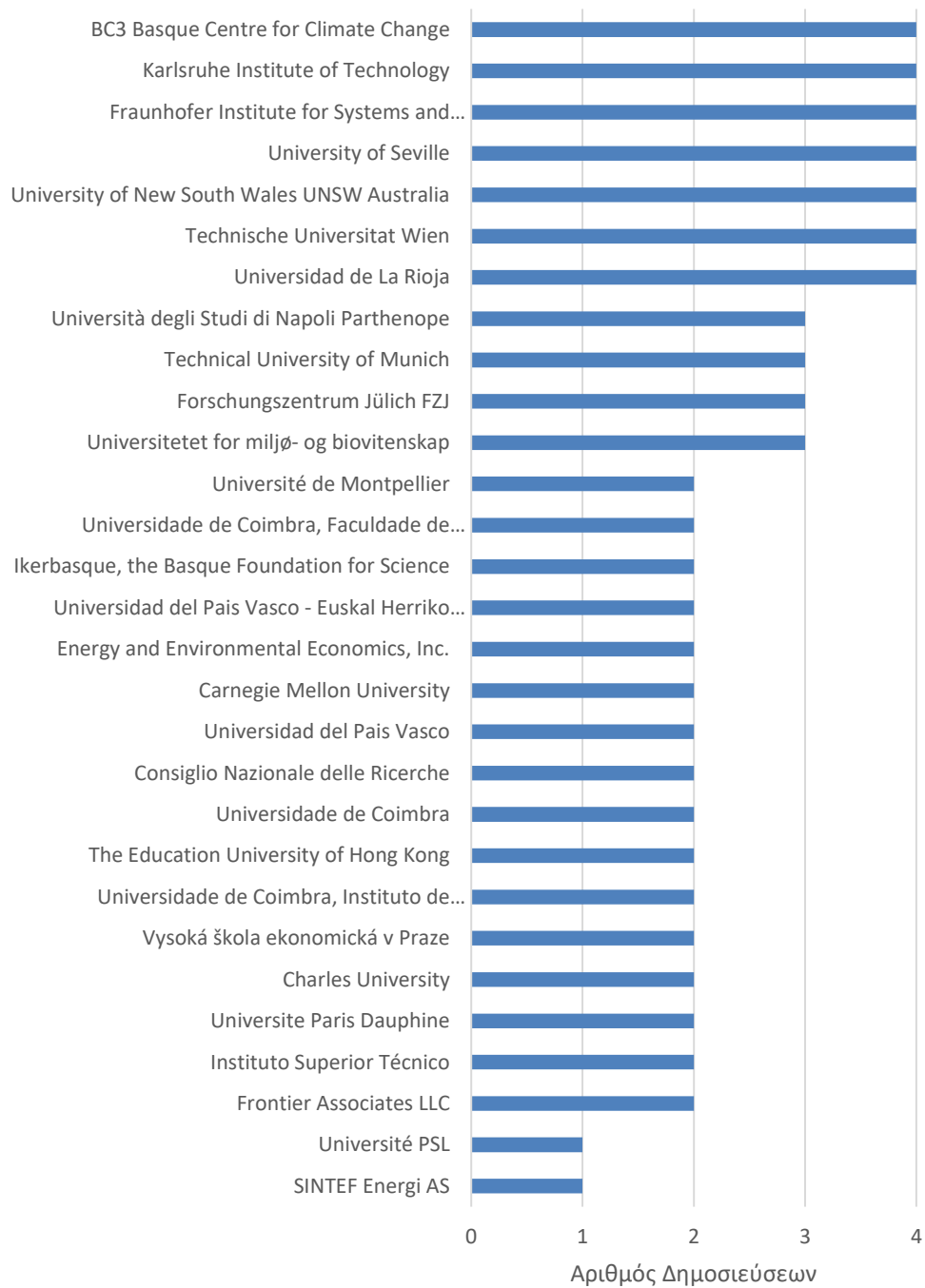


**Σχήμα 1.** Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με το ΜΟΕ ανά έτος σε παγκόσμιο επίπεδο. Το 2019 με αναγωγή για το σύνολο του.

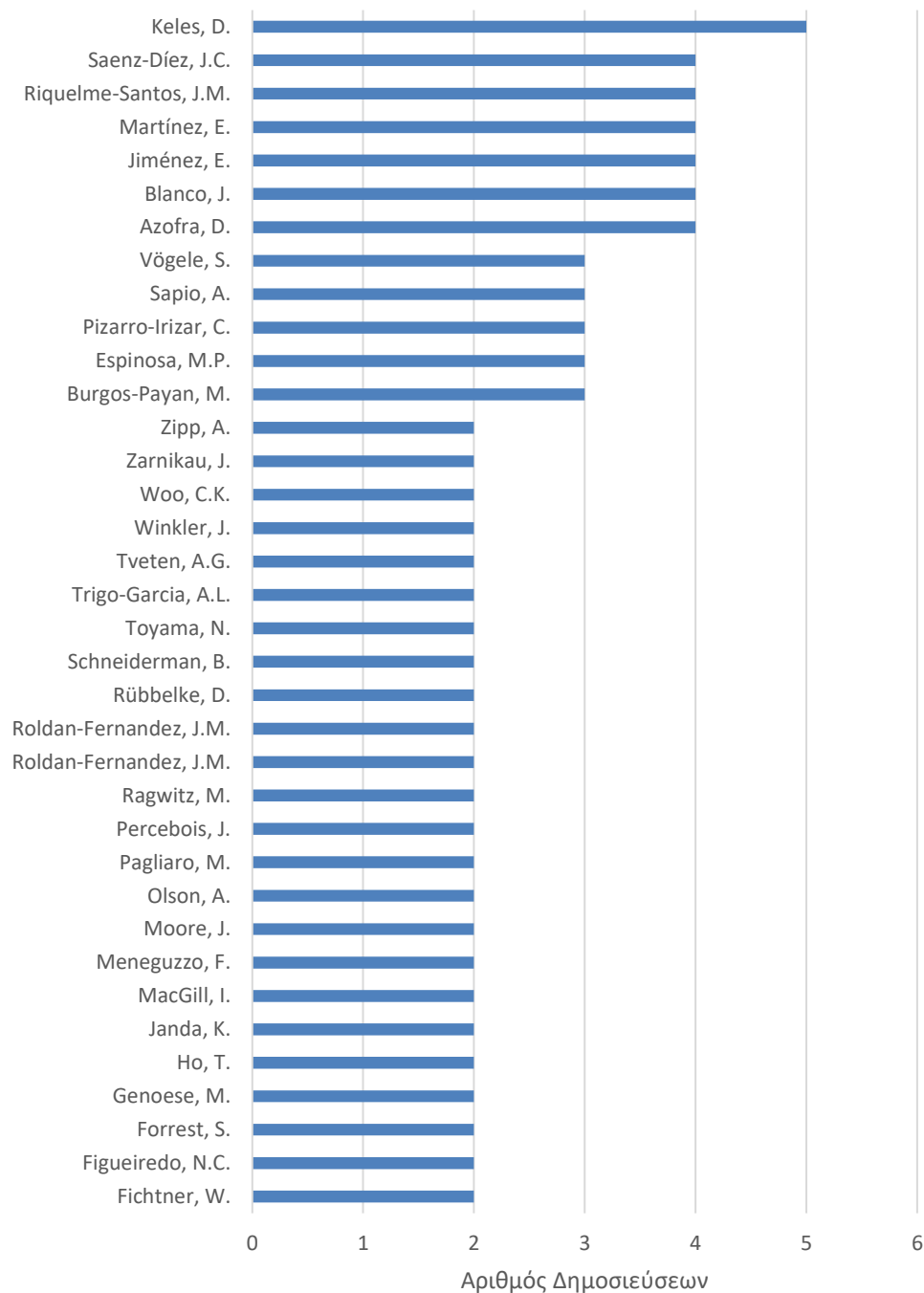
Από την σχετική ερευνητική δραστηριότητα σε παγκόσμιο επίπεδο (Σχήμα 2) φαίνεται ότι η Γερμανία και η Ισπανία κατέχουν σημαντικά μεγαλύτερο μερίδιο δημοσιεύσεων σε σχέση με τις υπόλοιπες χώρες. Η Ελλάδα εμφανίζεται με μία δημοσίευση στις τελευταίες θέσεις μαζί και με άλλες χώρες.



**Σχήμα 2.** Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με το MOE ανά χώρα (2008-2019).

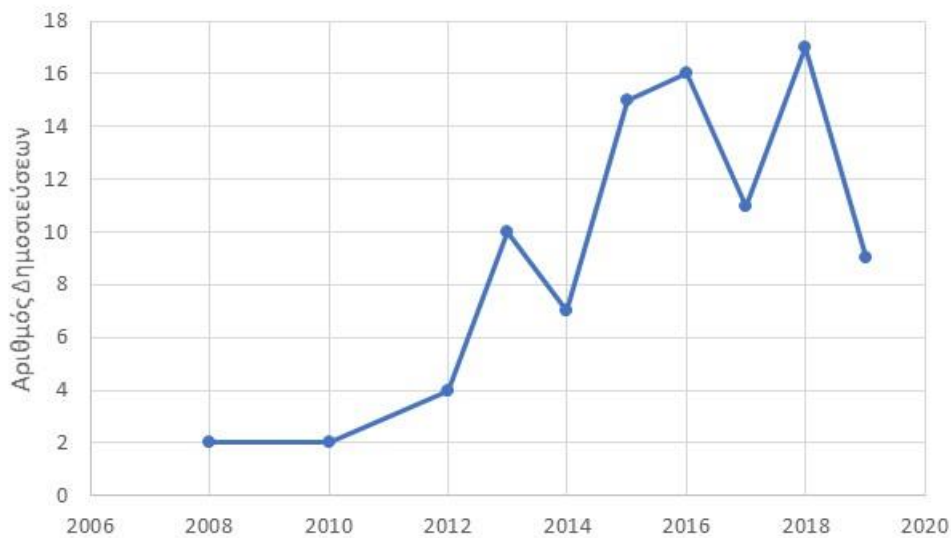


**Σχήμα 3.** Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με το MOE ανά Ίδρυμα (2008-2019).



**Σχήμα 4.** Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με το MOE ανά συγγραφέα (2008-2019).

Η παρουσίαση της στατιστικής ανάλυσης του Scopus δείχνει ότι το ερευνητικό ενδιαφέρον για το MOE αναπτύχθηκε μετά το 2010, δηλαδή ταυτόχρονα με την επιτάχυνση της αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως και ιδίως των φωτοβολταϊκών. Αντίστοιχη μάλιστα πορεία ακολούθησαν και οι διεθνείς δημοσιεύσεις για τις ΑΠΕ συνολικότερα παγκοσμίως όπως φαίνεται στο Σχήμα 5 από τα στοιχεία του Scopus. Επειδή μάλιστα την περίοδο του 2010 το κόστος εγκατάστασης τους ήταν ακόμα ιδιαίτερα υψηλό, υπήρχε από τις Κυβερνήσεις των Κρατών που εφάρμοζαν πολιτικές ενίσχυσης τους γενικευμένη ανησυχία αναφορικά με τις αυξήσεις στο τελικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που θα κληθούν να επωμιστούν οι καταναλωτές.



**Σχήμα 5.** Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τις ΑΠΕ ανά έτος σε παγκόσμιο επίπεδο. Το 2019 με αναγωγή για το σύνολο του.

Ωστόσο, όπως αναλύθηκε στο πρώτο κεφάλαιο της παρούσας διατριβής η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας στις χονδρεμπορικές αγορές είναι αρκετά περίπλοκη ιδίως λόγω της τιμολόγησης με μηδενική τιμή που απολαμβάνουν οι ΑΠΕ στην αγορά ένεκα της προτεραιότητας ένταξης τους στο σύστημα. Έτσι το τελικό πρόσθετο κόστος συνολικά για ρεύμα που καλείται να πληρώσει ο καταναλωτής εξαιτίας των ΑΠΕ δεν ταυτίζεται με το ΕΤΜΕΑΡ που εμφανίζεται ως ρυθμιζόμενη χρέωση στους λογαριασμούς, αλλά τυγχάνει σημαντικά μικρότερο αφού πρέπει σε κάθε αγορά χωριστά και αναλόγως των δεδομένων κόστους της συμβατικής παραγωγής να αφαιρεθεί από το Τέλος αυτό η μείωση των χονδρεμπορικών τιμών ρεύματος, που οι ΑΠΕ προκαλούν μέσω ακριβώς του ΜΟΕ.

Σε κάθε περίπτωση τόσο οι Κυβερνήσεις όσο και οι καταναλωτές έπρεπε και συνεχίζει και σήμερα να υπάρχει η ανάγκη να «εκπαιδευτούν» στις αλλαγές των παραδοσιακών οικονομικών δομών της αγοράς που επιφέρει η μετάβαση στις ΑΠΕ και προς τον σκοπό αυτό οι ιδιαιτερότητες στην λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας κάθε Κράτους δεν θα μπορούσαν να μελετηθούν καλύτερα παρά μέσα από εξειδικευμένες μελέτες οργανισμών εγνωσμένου κύρους και με απώτερο στόχο την χάραξη μιας ορθής και ισορροπημένης στρατηγικής προώθησης των ανανεώσιμων.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΤΡΙΤΟ

### 3 Αντικείμενο της Διατριβής

Η ΕΕ όσο και η Ελλάδα έχουν μέσω της νομοθεσίας τους αυτοδεσμευθεί στην επίτευξη συγκεκριμένων φιλόδοξων ποσοτικών στόχων διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό τους μίγμα έως το 2020, ενώ ρητή δέσμευση για ακόμη υψηλότερη συμμετοχή τους 32% σε συνολικό ευρωπαϊκό επίπεδο υπάρχει πλέον και για το 2030. Περαιτέρω με τα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) οι χώρες μέλη οφείλουν να καταρτίζουν και να αναθεωρούν σε τακτή βάση σαφή οδικό χάρτη που να οδηγεί στην επίτευξη των στόχων αυτών, οι οποίοι υπό την μορφή μιας συνεχούς διαδικασίας οφείλουν επίσης περαιτέρω να αυξάνουν.

Η πορεία επίτευξης των στόχων διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με την μέχρι σήμερα εμπειρία υπήρξε ωστόσο ακανθώδεις, όχι απαραίτητα λόγω έλλειψης πολιτικής βούλησης για την ανάπτυξη των ανανεώσιμων όσο λόγω της δομής της λειτουργίας και της εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ, η οποία όπως αναλύθηκε νωρίτερα στηρίζεται σε παραδοσιακές δομές και μηχανισμούς που δημιουργήθηκαν για την ανάπτυξη και λειτουργία της τότε συμβατικής από ορυκτά καύσιμα ηλεκτροπαραγωγής.

Χωρίς να «ποινικοποιεί» κανείς την ανάπτυξη των παραδοσιακών αυτών δομών τις προηγούμενες δεκαετίες, αφού τότε δεν υπήρχαν ΑΠΕ ή ακόμη και αν υπήρχαν αποτελούσαν απειροελάχιστο τμήμα της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής που ως εκ τούτου ήταν αδύνατο να την επηρεάσουν, φάνηκε με έντονο τρόπο τα τελευταία χρόνια της ραγδαίας ανάπτυξης των ανανεώσιμων, πως απαιτούνται δομικές αλλαγές στην αρχιτεκτονική της λειτουργίας και εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ και του ΕΛΑΠΕ ώστε να αποκατασταθεί η οικονομική ευστάθεια του συστήματος. Στην χώρα μας λ.χ. ο ΕΛΑΠΕ διήλθε περίοδο μεγάλων ελλειμμάτων εξαιτίας των χρόνιων στρεβλώσεων του ΜΟΕ στην ΟΤΣ, τα οποία για να εξαλειφθούν οδήγησαν ακόμη και σε αναδρομικές και ασύμβατες προς τις συμβάσεις παρεμβάσεις στα οικονομικά των παραγωγών ΑΠΕ.

Για τον σχεδιασμό της παρούσας διατριβής το αντικείμενο που ετέθη ήταν η μελέτη και μοντελοποίηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε ωριαία βάση για την ελληνική Προμηθεσια αγορά στο διασυνδεδεμένο σύστημα, η μελέτη και μοντελοποίηση της περιοδικής (εποχικότητα) διακύμανσης της ανανεώσιμης παραγωγής επίσης στο ΔΣ, καθώς και οι ωριαίες χονδρεμπορικές τιμές του ρεύματος όπως αποτυπώνονται στην ΟΤΣ σε συνάρτηση με την ζήτηση. Ως στόχος της μελέτης ετέθη και η διερεύνηση πιθανών μηχανισμών για την in-vivo κατά το δυνατόν άμβλυνση ή αντιστάθμιση του ΜΟΕ, ούτως ώστε από το ΕΤΜΕΑΡ να αφαιρείται το στρεβλό λόγω του φαινομένου αυτού τμήμα του, το οποίο και θα πρέπει να καλύπτεται από τους προμηθευτές που επωφελούνται των μειωμένων χονδρεμπορικών τιμών.

Μέσα από την διαδικασία αυτή και σχετική εισήγηση προς το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας τον Μάρτιο του 2016 για την δημιουργία παράλληλης εικονικής Προμηθεσιας αγοράς χωρίς την συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου με γνώμονα τον υπολογισμό μιας επίσης εικονικής ΟΤΣ της οποίας η διαφορά από την τακτική θα αποτυπώνει το αποτέλεσμα του ΜΟΕ στην χονδρεμπορική τιμή, εν τέλει η Πολιτεία με τον ν. 4414/2016 προέβη στην θεσμοθέτηση ενός καινοτόμου μηχανισμού in-vivo χρέωσης των Προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας (Χρέωση Προμηθευτή ή ΠΧΕΦΕΛ) όπου ο

Λειτουργός της Αγοράς υπολόγιζε το αποτέλεσμα της διείσδυσης των ΑΠΕ ως την διαφορά της εικονικής από την τακτική ΟΤΣ, ούτως ώστε οι Προμηθευτές να αποδίδουν στον ΕΛΑΠΕ το συνολικό οικονομικό τους όφελος εξαιτίας του ΜΟΕ δηλαδή το γινόμενο της διαφοράς στην ΟΤΣ επί το σύνολο της ενέργειας που αντλούν από την Προημερήσια αγορά για τις ανάγκες των καταναλωτών-πελατών τους πλην των εξαγωγών. Ο μηχανισμός αυτός θεσπίστηκε τον Αύγουστο του 2016 και ίσχυσε συνεχόμενα από τον Οκτώβριο του ιδίου έτους έως τον Δεκέμβριο του 2018.

Έτσι η ακρίβεια του προτεινόμενου μαθηματικού μοντέλου της παρούσας διατριβής αυξήθηκε με την προσαρμογή στα ιστορικά πραγματικά δεδομένα της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2017 μέσω και της εφαρμογής της ΠΧΕΦΕΛ. Με το προτεινόμενο μοντέλο και τα δεδομένα που καταγράφονται στην αγορά, αποκαλύπτεται ποσοτικά η επίδραση της ανανεώσιμης διείσδυσης στις χονδρεμπορικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας και παρέχεται η δυνατότητα πρόβλεψης της μελλοντικής συμπεριφοράς της αγοράς όταν είναι γνωστοί ή εκτιμημένοι οι βασικοί παράγοντες όπως η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η συμβατική ισχύς και τα κόστη της και η διείσδυση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Συγκεντρωτικά ο σκοπός της παρούσας διατριβής είναι α) να παρουσιάσει την εξέλιξη του νομοθετικού πλαισίου β) να αναλύσει και να παρουσιάσει τα χαρακτηριστικά της διείσδυσης των ΑΠΕ, γ) να ποσοτικοποιήσει το κόστος των κινήτρων και την επίδραση τους στην ηλεκτρική αγορά, δ) να προτείνει τα κατάλληλα μαθηματικά μοντέλα για την περιγραφή της εποχικής απόδοσης των ανανεώσιμων, με στόχο την πρόβλεψη σε συνθήκες μεγαλύτερης διείσδυσης τους στο μέλλον. Ως προς αυτό εξετάζονται πέντε διαφορετικές ανανεώσιμες τεχνολογίες και συγκεκριμένα, τα φωτοβολταϊκά, τα αιολικά, τα μικρά υδροηλεκτρικά (ΜΥΗΕ) ήτοι εγκαταστάσεις χωρίς ταμειυτήρα, η βιομάζα και η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού-θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).

Η διατριβή επίσης σκοπό έχει να αναλυθεί ποσοτικά η επίδραση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην προημερήσια αγορά (φαινόμενο Merit Order Effect) και να προταθεί κατάλληλο μαθηματικό μοντέλο που αφού προσαρμοστεί και επιβεβαιωθεί στην βάση των καταγεγραμμένων πραγματικών στοιχείων της αγοράς από την εφαρμογή και του μέτρου της ΠΧΕΦΕΛ, να δύναται να χρησιμοποιηθεί για την ποσοτική πρόβλεψη περαιτέρω του φαινομένου όταν μεταβάλλονται καίριοι παράγοντες της αγοράς όπως η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η διείσδυση των ΑΠΕ, η συμβατική εγκατεστημένη ισχύς αλλά και συνδυασμός τους.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΤΕΤΑΡΤΟ

### 4 Η Διείσδυση των ΑΠΕ στην Ελλάδα: Χαρακτηριστικά και Εποχική Διακύμανση Κάλυψης της Ζήτησης

#### 4.1 Περίληψη

Η σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στο ελληνικό σύστημα ηλεκτρισμού κατά τα τελευταία 12 έτη βασίστηκε σε συστήματα λειτουργικής ενίσχυσης σταθερών τιμών (Feed-in Tariff ή FIT) σε συμμόρφωση προς την ευρωπαϊκή νομοθεσία. Στην παρούσα διατριβή τα χαρακτηριστικά αυτής της διείσδυσης παρουσιάζονται και αναλύονται με βάση τα πραγματικά δεδομένα. Εξετάζονται φωτοβολταϊκά, αιολικά πάρκα, υδροηλεκτρικά, βιομάζα και συμπαραγωγή καθώς και το κόστος των κινήτρων FIT. Απλά αλλά αποτελεσματικά μαθηματικά μοντέλα προτείνονται για να περιγράψουν την εποχική μεταβολή των ανανεώσιμων πηγών, όπως:

- α) Ένα απλό συνημιτονοειδές μοντέλο που περιγράφει επαρκώς τις εποχικές επιδόσεις των διαφόρων ανανεώσιμων τεχνολογιών σε όρους του συντελεστή φόρτισης τους (capacity factor).
- β) Ένα εποχικό μοντέλο που βασίζεται στον διαχωρισμό της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ χειμώνα και καλοκαιριού (και οι δύο ακολουθούν κανονικές διανομές) και που περιγράφει επαρκώς το προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι προβλεπόμενες από το μοντέλο τιμές διείσδυσης σε όρους μεριδίου των ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας επίσης συγκρίνονται και αξιολογούνται με βάση τα ιστορικά πραγματικά δεδομένα. Έτσι, τα εφαρμοζόμενα μοντέλα μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την πρόβλεψη των μεριδίων ΑΠΕ υπό διαφορετικά σενάρια διείσδυσης [26].

#### 4.2 Εισαγωγή

Τα τελευταία 15 χρόνια ένα σχέδιο μαζικής επέκτασης των ΑΠΕ έλαβε χώρα σε ευρωπαϊκό επίπεδο μέσω των δεσμευτικών στόχων των Οδηγιών του 20-20-20. Το 2017 το μερίδιο των ΑΠΕ στην ηλεκτρική ενέργεια στην Ευρώπη έφθασε το 30.8%, όταν το 2004 βρισκόταν στο 14.3%. Χώρες όπως η Δανία, Λετονία, Αυστρία, Πορτογαλία και Σουηδία παράγουν πάνω από το 50% της ηλεκτρικής τους ενέργειας από ΑΠΕ, ενώ τα αντίστοιχα μερίδια στην Γερμανία, την Ισπανία και την Ιταλία είναι υψηλότερα του 30% [1].

Στην Ελλάδα το μερίδιο των ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (ΑΤΚΕ) βρισκόταν στο 6.9% το 2004 φθάνοντας το 16.3% το 2017 και με στόχο το 18% τουλάχιστον το 2020, που αποτελεί τον ευρωπαϊκό στόχο της χώρας μας. Κατά την διάρκεια της περιόδου αυτής οι επενδύσεις σε ΑΠΕ ενθαρρύνθηκαν από πολιτικές οικονομικών κινήτρων. Εν προκειμένω το μοντέλο FIT όπως εισήχθη με σειρά νόμων, κινητοποίησε την γρήγορη ανάπτυξη των ανανεώσιμων στην χώρα [2-5].

Από περιβαλλοντική σκοπιά, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ μειώνει τους αέριους ρύπους περιλαμβανομένων των αερίων του φαινομένου του θερμοκηπίου που προκαλούν την κλιματική αλλαγή. Ωστόσο, παράλληλα με τα ωφέληματα αυτά η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ έθεσε ποικίλες προκλήσεις στην ενεργειακή αγορά [6]. Λαμβάνοντας υπόψη την στοχαστική φύση των ΑΠΕ, η αποτελεσματική διαχείριση των ηλεκτρικών συστημάτων σε επίπεδο λειτουργίας και

προγραμματισμού έχει αποτελέσει αντικείμενο αρκετών δημοσιεύσεων [7-12]. Επιπρόσθετα έχει αναπτύξει και την οπτική της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας [13] ιδίως στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά [14].

Σε οικονομικό επίπεδο, το κόστος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ο αντίκτυπός τους στις τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος αποτελεί θέμα συζήτησης σε πολλές χώρες που έχουν βιώσει ανάπτυξη ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας. Αντιπροσωπευτικά παραδείγματα είναι η Γερμανία και η Ιταλία, οι οποίες υιοθέτησαν ιδιαίτερα ελκυστικά καθεστώτα στήριξης (FIT στη Γερμανία, καθεστώτα πράσινων πιστοποιητικών και πριμοδοτήσεις με την μορφή FIP στην Ιταλία) που αύξησαν σημαντικά το μερίδιο των ΑΠΕ στην ηλεκτρική ενέργεια. Οι Sensfuß et al. Και Clo et al. ανέλυσαν την επίδραση της τιμής των ΑΠΕ στην αγορά των δύο αυτών χωρών στο [15] και [16], αντίστοιχα. Μια επισκόπηση των μελετών που επιχειρούν να ποσοτικοποιήσουν την επίδραση της τιμής των ΑΠΕ μπορεί να βρεθεί στο [17].

Στην Ελλάδα, μια σειρά ερευνητών ανέπτυξαν αναλυτικά μοντέλα προσομοίωσης ώστε να εξετάσουν τις επιπτώσεις της ενσωμάτωσης της ανανεώσιμης παραγωγής στην αγορά και την επίδραση της α) στην ΟΤΣ, β) στις πληρωμές των καταναλωτών, γ) στο Τέλος ΕΤΜΕΑΡ για την πληρωμή των FIT, δ) στις εκπομπές CO<sub>2</sub> και ε) στα κόστη παραγωγής [9,18,19]. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, η ενσωμάτωση των ΑΠΕ στην Ελλάδα οδηγεί σε χαμηλότερες χονδρεμπορικές τιμές ΟΤΣ και εκπομπές CO<sub>2</sub>, καθώς και σε εν γένει υψηλότερο κόστος για τους καταναλωτές.

Ο σκοπός της μελέτης είναι: α) να παρουσιάσει την εξέλιξη του νομοθετικού πλαισίου β) να αναλύσει και να παρουσιάσει τα χαρακτηριστικά της διείσδυσης των ΑΠΕ, γ) να ποσοτικοποιήσει το κόστος των κινήτρων και την επίδραση τους στην ηλεκτρική αγορά. Εξετάζονται πέντε διαφορετικές ανανεώσιμες τεχνολογίες και συγκεκριμένα, τα φωτοβολταϊκά, τα αιολικά, τα μικρά υδροηλεκτρικά (ΜΥΗΕ) ήτοι εγκαταστάσεις χωρίς ταμιευτήρα, η βιομάζα και η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού-θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).

Τέλος η διατριβή σκοπό έχει να προτείνει τα κατάλληλα μαθηματικά μοντέλα για την περιγραφή της εποχικής απόδοσης των ανανεώσιμων, με στόχο την πρόβλεψη των επιπτώσεων σε συνθήκες μεγαλύτερης διείσδυσης τους στο μέλλον.

### **4.3 Δεδομένα και μεθοδολογία**

#### **4.3.1 Ορισμοί**

Η διείσδυση των ΑΠΕ εκφράζεται κυρίως από δύο μεγέθη: α) την εγκατεστημένη ισχύ κάθε ανανεώσιμης πηγής (τεχνολογίας) και β) την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται και εγχέεται στο δίκτυο:

|     |                                       |
|-----|---------------------------------------|
| $P$ | η εγκατεστημένη ισχύς (MW)            |
| $E$ | η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (MWh) |

Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ως προς τον χρόνο, γενικά, είναι μια μονοτόνως αύξουσα συνάρτηση, εκτός των περιπτώσεων αποσύνδεσης εγκαταστάσεων. Η ανανεώσιμη ενέργεια είναι η

ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την εγκατεστημένη τους ισχύ για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, λ.χ. ενός μήνα ή έτους. Η εξέλιξη της είναι ανάλογη της εγκατεστημένης ισχύος και ακολουθεί μια εποχική διακύμανση εξαρτώμενη από τα χαρακτηριστικά κάθε τεχνολογίας και τις καιρικές συνθήκες. Τα μηνιαία δεδομένα αποκαλύπτουν την εποχική διακύμανση ενώ οι 12μηνιοι κυλιόμενοι μέσοι όροι αποκαλύπτουν την μακροπρόθεσμη εξέλιξη.

Τα χαρακτηριστικά διείσδυσης συνήθως επίσης εκφράζονται από δύο κρίσιμα μεγέθη: α) τον συντελεστή φόρτισης και β) το μερίδιο των ΑΠΕ στην ηλεκτρική κατανάλωση:

$c$  ο συντελεστής χρησιμοποίησης (-)  
 $s$  το μερίδιο ΑΠΕ στην ηλεκτρική κατανάλωση (-)

Και τα δύο αυτά μεγέθη αναφέρονται σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα και τεχνολογία ΑΠΕ. Το μερίδιο ωστόσο μπορεί να αναφέρεται και στο σύνολο των ΑΠΕ. Ο συντελεστής φόρτισης μιας μονάδας είναι ο λόγος της πραγματικής παραγωγής της σε μία χρονική περίοδο προς την δυνητική παραγωγή της αν ήταν δυνατόν να λειτουργεί πλήρως στην ονομαστική της ισχύ συνεχώς καθ' όλη την διάρκεια της ίδιας χρονικής περιόδου.

$$c = \frac{E}{P t} \quad (1)$$

όπου  $t$  είναι η αντίστοιχη χρονική περίοδος. Το μερίδιο ΑΠΕ καθορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$s = \frac{E}{D} \quad (2)$$

όπου  $D$  (MWh) είναι η ηλεκτρική κατανάλωση.

Η ηλεκτρική κατανάλωση εμφανίζεται ως: α) μακροπρόθεσμη εξέλιξη εξαρτώμενη από την οικονομική ανάπτυξη και β) εποχική διακύμανση εξαρτώμενη από το προφίλ των δραστηριοτήτων της χώρας.

Ο συντελεστής φόρτισης εμφανίζει εποχική διακύμανση. Εκφράζει τα χαρακτηριστικά κάθε ανανεώσιμης τεχνολογίας και τις καιρικές συνθήκες. Ο συντελεστής φόρτισης δεν επηρεάζεται από την εγκατεστημένη ισχύ, αφού πρόκειται για ανηγμένο μέγεθος. Αυτό εύκολα αποδεικνύεται παρατηρώντας τον 12μηνιο κινούμενο μέσο όρο.

Αντίθετα, το μερίδιο των ΑΠΕ εμφανίζει: α) εποχική διακύμανση και β) μακροπρόθεσμη εξέλιξη. Η εποχική διακύμανση ακολουθεί την διακύμανση του συντελεστή φόρτισης ενώ η μακροπρόθεσμη εξέλιξη ακολουθεί την εγκατεστημένη ισχύ. Και εδώ ο 12μηνιος κινούμενος μέσος όρος απομονώνει την εποχική διακύμανση και αποκαλύπτει την μακροπρόθεσμη εξέλιξη.

Το μερίδιο ΑΠΕ εκφράζει το βαθμό της ανανεώσιμης διείσδυσης. Οι στόχοι διείσδυσης συνήθως εδράζονται στο ανανεώσιμο μερίδιο. Επιπλέον, το ανανεώσιμο μερίδιο είναι ένα κρίσιμο χαρακτηριστικό της ανανεώσιμης διείσδυσης αφού η εποχική και ωριαία διακύμανση του επηρεάζει την κατανομή στην καμπύλη προσφοράς και ως εκ τούτου επηρεάζει την ΟΤΣ (ή SMP). Το μερίδιο ΑΠΕ

εξαρτάται από την εγκατεστημένη τους ισχύ, το συντελεστή φόρτισης τους και την ηλεκτρική κατανάλωση.

Τυπικά, το κόστος των κινήτρων των σταθερών τιμών πώλησης της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας (FIT) για την υποστήριξη της διείσδυσης τους είναι το αποτέλεσμα της διαφοράς μεταξύ α) των FIT αυτών στις οποίες ο ΔΑΠΕΕΠ αγοράζει την ενέργεια από τους ανανεώσιμους παραγωγούς και β) της ΟΤΣ στην οποία ο ΔΑΠΕΕΠ πουλάει την ενέργεια μέσω της χονδρεμπορικής αγοράς στους Προμηθευτές. Το συνολικό κόστος αυτό διαιρείται με την τελική εγχώρια κατανάλωση, αφού οι απώλειες και οι εξαγωγές δεν συνδράμουν στην οικονομική ενίσχυση των ΑΠΕ, ούτως ώστε να προκύψει η προσαύξηση υπέρ ΑΠΕ (RSC) στην ηλεκτρική ενέργεια εξαιτίας των μηχανισμών ενίσχυσης τους.

$$RSC = \frac{(FIT - SMP) \cdot E}{D} = (FIT - SMP) \cdot s \quad (3)$$

όπου  $RSC$  (€/MWh) είναι η προσαύξηση λόγω ΑΠΕ,  $FIT$  (€/MWh) είναι η σταθερή τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας τους,  $SMP$  (€/MWh) είναι η Οριακή Τιμή Συστήματος,  $E$  (MWh/year) είναι η παραγόμενη ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια, and  $D$  (MWh/year) είναι η συνολική εγχώρια ηλεκτρική κατανάλωση. Η προσαύξηση μπορεί να αναφέρεται σε κάθε τεχνολογία χωριστά ή συνολικά στις ΑΠΕ.

Οφείλει να παρατηρηθεί ότι η  $RSC$  αποτελεί δείκτη του κόστους διείσδυσης των ΑΠΕ αλλά είναι διαφορετική ποσοτικά από το ETMEAP που αποτελεί ρυθμιζόμενη χρέωση στους λογαριασμούς των καταναλωτών και που καθορίζεται από την ΡΑΕ.

#### 4.3.2 Μοντελοποίηση

Ένα μοντέλο διείσδυσης πρέπει να είναι ικανό να προβλέπει την μακροπρόθεσμη εξέλιξη και την εποχική διακύμανση της διείσδυσης. Η μακροπρόθεσμη εξέλιξη εξαρτάται από το νομικό πλαίσιο και τις συνθήκες διευκόλυνσης ή ανάσχεσης των επενδύσεων που κατά περιόδους αυτό δημιουργεί, κάτι που ωστόσο είναι εξαιρετικά δύσκολο να προβλεφθεί αφού οι νόμοι αλλάζουν με τον χρόνο. Έτσι ποικίλα υποθετικά σενάρια χρειάζεται να ληφθούν προς τον σκοπό της μακροπρόθεσμης πρόβλεψης. Αντίθετα, η εποχική διακύμανση μπορεί να εξαχθεί και μοντελοποιηθεί από ιστορικά δεδομένα.

Αναφορικά με τον συντελεστή φόρτισης, μια συνημιτονοειδής εξίσωση είναι η απλούστερη μορφή συνάρτησης για να περιγράψει την εποχική διακύμανση:

$$c = c_{av} - \Delta c \cdot \cos\left(2\pi \frac{t - t_o}{12}\right) \quad (4)$$

όπου:  $c$  (-) είναι ο συντελεστής φόρτισης,  $t$  (μήνες) είναι ο χρόνος,  $c_{av}$  (-) είναι ο μέσος ετήσιος συντελεστής φόρτισης,  $\Delta c$  (-) είναι η εποχική διακύμανση (μισό εύρος της ετήσιας διακύμανσης του συντελεστή φόρτισης), και  $t_o$  (μήνες) είναι ο χρόνος στο σημείο του ελάχιστου συντελεστή φόρτισης.

Η εποχική διακύμανση  $\Delta c$  και η αντιστοιχούσα σχετική εποχική διακύμανση  $\Delta c/c_{av}$  είναι ένα κρίσιμο χαρακτηριστικό κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ χωριστά. Η εποχική διακύμανση είναι διαφορετική από την τυχαία διακύμανση (στοχαστικότητα) των ΑΠΕ. Η εποχική διακύμανση είναι προβλέψιμη ενώ η τυχαία διακύμανση είναι στατιστική.

Η τυχαία τυπική διακύμανση  $\sigma$  για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ υπολογίζεται από τις ακόλουθες εξισώσεις:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_j^{12} \sigma_j^2}{12}} \quad (5)$$

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{\sum_i^n (c_{ij} - \mu_j)^2}{n}} \quad (6)$$

$$\mu_j = \frac{\sum_i^n c_{ij}}{n} \quad (7)$$

όπου:  $\sigma$  (-) είναι η τυχαία τυπική διακύμανση,  $c_{ij}$  (-) είναι ο συντελεστής φόρτισης του ημερολογιακού μήνα  $j$  ( $j = 1, 2, \dots, 12$ ) του έτους  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ),  $\sigma_j$  (-) είναι η τυπική διακύμανση του ημερολογιακού μήνα  $j$ , και  $\mu_j$  η μέση τιμή του ημερολογιακού μήνα  $j$ .

Αναφορικά με το μερίδιο ΑΠΕ, η ακόλουθη εξίσωση μπορεί να χρησιμοποιηθεί:

$$s = \frac{E}{D} = \frac{P \cdot c \cdot t}{D} \quad (8)$$

Οφείλει εδώ να υπογραμμιστεί ότι η εγκατεστημένη ισχύς  $P$  εμφανίζει μόνο μακροπρόθεσμη εξέλιξη, το  $c$  εμφανίζει μόνο εποχική διακύμανση, ενώ αμφότερα τα  $s$  και  $D$  εμφανίζουν ταυτόχρονα μακροπρόθεσμη και εποχική διακύμανση.

Η εποχική διακύμανση της ηλεκτρικής κατανάλωσης δεν μπορεί να περιγραφεί από μια συνημιτονοειδή συνάρτηση αφού εμφανίζει δύο κορυφές, μία κατά την διάρκεια του χειμώνα και μία το καλοκαίρι. Έτσι προτείνεται να χρησιμοποιηθούν τρία είδη συστατικών κατανάλωσης με διαφορετική διακύμανση έκαστο: α) μια σταθερή κατανάλωση ανεξαρτήτως εποχής, β) μια κατανάλωση χειμερινών δραστηριοτήτων, και γ) μια κατανάλωση θερινών δραστηριοτήτων. Προτείνεται μια κανονική κατανομή για να περιγράψει αμφότερες τις χειμερινές και θερινές καταναλώσεις με διαφορετικά χαρακτηριστικά. Έτσι, το προτεινόμενο μοντέλο μπορεί να περιγραφεί από την ακόλουθη εξίσωση:

$$D = \frac{D_T(1 - d_w - d_s)}{12} + d_w D_T \cdot N(t_{wo}, \Delta t_w, t) + d_s D_T \cdot N(t_{so}, \Delta t_s, t) \quad (9)$$

όπου:  $t$  (μήνες) είναι ο χρόνος,  $D$  (TWh/month) είναι η ηλεκτρική κατανάλωση στον χρόνο  $t$  (μήνες),  $D_T$  (TWh/year) είναι η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά την διάρκεια του έτους,  $d_w$  (-) είναι η αναλογία επί της συνολικής κατανάλωσης για τις χειμερινές δραστηριότητες,  $d_s$  (-) είναι η αναλογία επί της συνολικής κατανάλωσης για τις θερινές δραστηριότητες,  $t_{wo}$  (μήνες) είναι ο χρόνος της αιχμής των χειμερινών δραστηριοτήτων,  $\Delta t_w$  (μήνες) είναι η τυπική διάρκεια των χειμερινών δραστηριοτήτων,  $t_{so}$  (μήνες) είναι ο χρόνος αιχμής των θερινών δραστηριοτήτων και  $\Delta t_s$  (μήνες) είναι η τυπική διάρκεια των θερινών δραστηριοτήτων.

Η κανονική κατανομή περιγράφεται από τη εξίσωση:

$$N(\mu, \sigma, t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left(-\frac{(t - \mu)^2}{2\sigma^2}\right). \quad (10)$$

#### 4.3.3 Δεδομένα

Τα ακόλουθα μηνιαία δεδομένα για τα 12 έτη, 2007-2018, αντλήθηκαν από τον Λειτουργό της αγοράς [22,23]. Τα δεδομένα αφορούν φωτοβολταϊκά, αιολικά, μικρά υδροηλεκτρικά, βιομάζα και ΣΗΘΥΑ.

- Εγκατεστημένη ισχύς (P)
- Εγχυθείσα ηλεκτρική ενέργεια (E)
- Μέση σταθερή τιμή αποζημίωσης για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ (FIT)
- Οριακή Τιμή Συστήματος (SMP)
- Συνολική ηλεκτρική κατανάλωση (D)

#### 4.4 Αποτελέσματα και Συζήτηση

##### 4.4.1 Ανανεώσιμη Διείσδυση

Το Σχήμα 1 παρουσιάζει την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ για τα τελευταία 12 χρόνια μέχρι το 2018 μαζί με κρίσιμους νόμους που υποστήριζαν την διείσδυση τους. Το Σχήμα 1 α παρουσιάζει όλες τις ανανεώσιμες, φωτοβολταϊκά, αιολικά, μικρά υδροηλεκτρικά, βιομάζα και ΣΗΘΥΑ, ενώ το Σχήμα 1 β εστιάζει στα χαμηλής διείσδυσης μικρά υδροηλεκτρικά, την βιομάζα και την ΣΗΘΥΑ. Τα αιολικά παρουσιάζουν μια σχεδόν γραμμική ανάπτυξη ανεξαρτήτως του νομικού πλαισίου. Αντίθετα τα φωτοβολταϊκά εμφανίζουν μια απότομη αύξηση κατά την διάρκεια των ετών 2012 και 2013, παραμένοντας στάσιμα κατόπιν. Τα μικρά υδροηλεκτρικά ακολουθούν γραμμική ανάπτυξη με διαφορετικό όμως ρυθμό πριν και μετά το 2010. Οι βιομάζα και ΣΗΘΥΑ εμφανίζουν αμελητέα διείσδυση.

Το Σχήμα 2 παρουσιάζει την εξέλιξη της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Ακολουθεί την μακροπρόθεσμη εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος με μια επιπρόσθετη εποχική διακύμανση εξαρτώμενη από τον τύπο κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ.

Για σύγκριση, η συνολική ηλεκτρική κατανάλωση παρουσιάζεται στο Σχήμα 3, μαζί με τον 12μηνιο κινούμενο μέσο όρο ώστε να απαλειφθεί η εποχική διακύμανση. Συνάγεται έτσι λοιπόν, πως η μακροπρόθεσμη ηλεκτρική κατανάλωση στην Ελλάδα κατά την διάρκεια της κρίσης χρέους παρέμεινε μάλλον σταθερή.

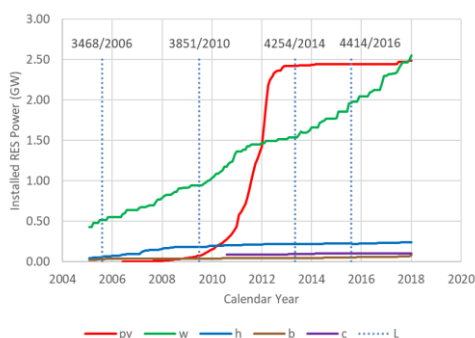
Επί τη βάση των Σχημάτων 2 και 3, στο Σχήμα 4 περαιτέρω παρουσιάζονται τα μερίδια διείσδυσης των ΑΠΕ. Το κύριο συμπέρασμα είναι ότι κάθε τεχνολογία ΑΠΕ έχει το δικό της μοτίβο ανάπτυξης το οποίο προφανώς εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Σε μια προσπάθεια να περιγραφθούν και να σχολιαστούν αυτοί οι παράγοντες, σίγουρα δεν πρόκειται μόνο για την κερδοφορία τους. Η ασφάλεια (προβλεψιμότητα) της παροχής πρώτης ύλης ενέργειας, η γενική στάση των τοπικών κοινωνιών έναντι κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ, η ευκολία του πλαισίου και των διαδικασιών αδειοδότησης, η ανάγκη χρήσης δημόσιας γης για την επένδυση αντί ιδιωτικής, η εγγύτητα του τόπου εγκατάστασης, η ευκολία και το

σχετικό κόστος πρόσβασης στο δίκτυο και τέλος το τυπικό μέγεθος κάθε επένδυσης σε ΑΠΕ, παίζουν όλα μαζί σημαντικό ρόλο για το αναπτυξιακό τους προφίλ.

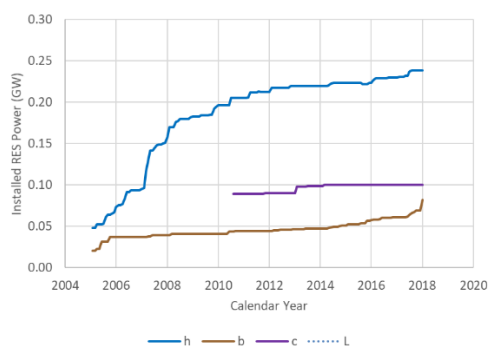
Αναμφισβήτητα, ο ήλιος κι ο αέρας στην Ελλάδα παρέχουν τις καλύτερες προοπτικές αφθονίας ως πρώτη ύλη ανανεώσιμης ενέργειας. Ο ήλιος ωστόσο είναι πιο προβλέψιμος και αυτό αντανακλάται στον φωτοβολταϊκό ηλεκτρισμό όπως θα αποδειχθεί παρακάτω. Αυτή η αίσθηση της ευκολότερης προβλεψιμότητας του ήλιου σε συνδυασμό με το μικρότερο τυπικό μέγεθος των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων αλλά και το ραγδαία αποκλιμακούμενο κόστος τους ως τεχνολογία, έφεραν τα φωτοβολταϊκά στην κορυφή των προτιμήσεων ενός ευρύτερου επενδυτικού κοινού. Υπό την προϋπόθεση λοιπόν ότι οι εθνικοί στόχοι και οι ανάγκες του συστήματος το επιτρέπουν κάθε φορά, τούτο αντικατοπτρίζεται κατά καιρούς στην μαζική αύξηση της διείσδυσης τους.

Από την άλλη πλευρά, οι υδάτινοι πόροι για τα μικρά υδροηλεκτρικά, δηλαδή τα ποτάμια που είναι εν δυνάμει κατάλληλα για ηλεκτροπαραγωγή, είναι περιορισμένοι στην χώρα. Περαιτέρω, τα μικρά υδροηλεκτρικά παραδοσιακά αντιμετωπίζονται με σκεπτικισμό από τις τοπικές κοινωνίες που αισθάνονται ως να χάνουν έναν φυσικό τους πόρο για το μήκος χιλιομέτρων του αγωγού που οδηγεί το νερό του ποταμού στο εργοστάσιο ηλεκτροπαραγωγής. Οι αδειοδοτικές διαδικασίες είναι μακρές και εκτενείς για τέτοιου είδους επενδύσεις και η δημόσια διαβούλευση με τις τοπικές κοινωνίες κρίσιμη.

Τέλος, οι επενδύσεις σε βιομάζα και βιοαέριο εξαρτώνται στην διαθεσιμότητα πρώτης ύλης η οποία επιπλέον πρέπει να είναι διαθέσιμη πλησίον των μονάδων ώστε να μειώνονται τα κόστη μεταφοράς και να διατηρείται η κερδοφορία της επένδυσης. Ανάμεσα στις δύο αυτές τεχνολογίες αισθανόμαστε ότι το βιοαέριο προσφέρει μάλλον περισσότερες προοπτικές ανάπτυξης ένεκα των αυξανόμενων αναγκών για αποκομιδή και διάθεση των οργανικών αποβλήτων από κτηνοτροφικές δραστηριότητες.

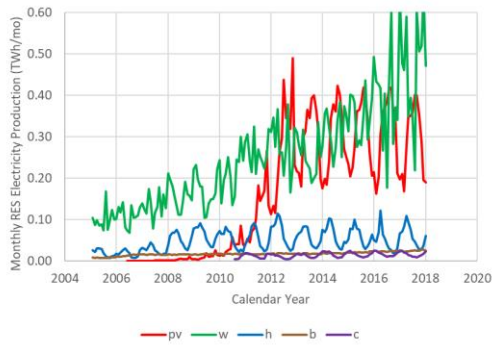


(α)

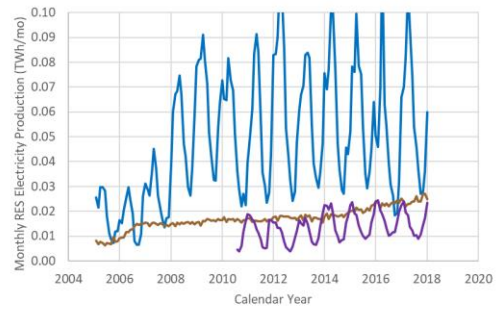


(β)

**Σχήμα 1.** Διείσδυση ΑΠΕ: εγκατεστημένη ισχύς διασυνδεδεμένου συστήματος ανά έτος. pv = φωτοβολταϊκά, w = αιολικά, h = μικρά υδροηλεκτρικά, b = βιομάζα, c = ΣΗΘΥΑ, L = αριθμός Νόμου/ημερομηνία ψήφισης. Στοιχεία ΛΑΓΗΕ (νυν ΔΑΠΕΕΠ) [22,23].

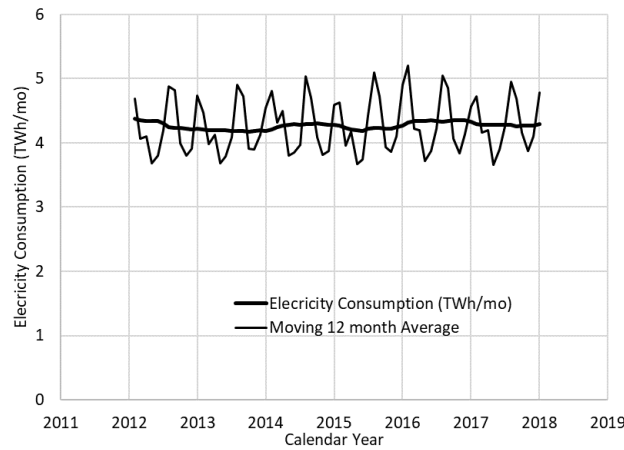


(α)

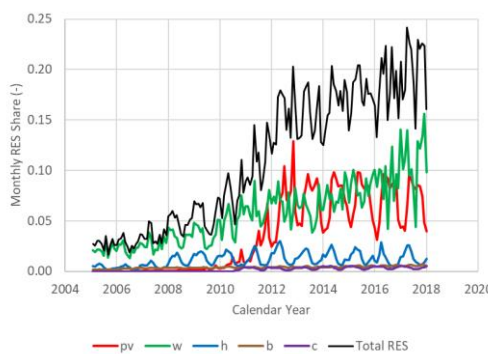


(β)

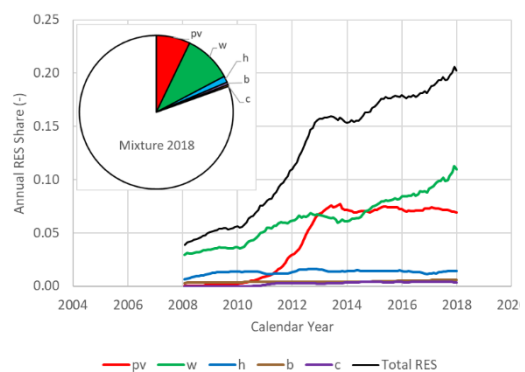
**Σχήμα 2.** Διείσδυση ΑΠΕ: παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια ανά έτος.  $pv$  = φωτοβολταϊκά,  $w$  = αιολικά,  $h$  = μικρά υδροηλεκτρικά,  $b$  = βιομάζα,  $c$  = ΣΗΘΥΑ,  $L$  = αριθμός Νόμου/ημερομηνία ψήφισης. Στοιχεία ΛΑΓΗΕ (συν ΔΑΠΕΕΠ) [22,23].



**Σχήμα 3.** Ηλεκτρική κατανάλωση: Μακροπρόθεσμη και εποχική διακύμανση. Στοιχεία ΑΔΜΗΕ [24].



(α)



(β)

**Σχήμα 4.** Εξέλιξη μεριδίου ΑΠΕ: (α) Μηνιαία στοιχεία, (β) 12μηνιοι κινούμενοι μέσοι όροι

#### 4.4.2 Το Κόστος της Διείσδυσης των ΑΠΕ

Όπως συζητήθηκε ανωτέρω, το σχήμα FIT επιλέχθηκε από την Πολιτεία ως βασικό εργαλείο υποστήριξης και αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ από το 2006. Τα FIT για τα νέα κάθε φορά έργα μεταβάλλονται με τον χρόνο σύμφωνα με τους νόμους που εφαρμόζονται. Από την στιγμή που τα FIT είναι μεγαλύτερα από την ΟΤΣ, τυπικά υφίσταται ένα πρόσθετο κόστος συνολικά στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Με σκοπό να ποσοτικοποιηθεί και να συγκριθεί αυτή η επιβάρυνση, το πρόσθετο κόστος για τις ΑΠΕ διαιρείται με την συνολική ηλεκτρική κατανάλωση (Εξίσωση 3). Αυτή η προσαύξηση εκφράζεται σε ευρώ/MWh, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 5 και επίσης συγκρίνεται με την ΟΤΣ. Το συνολικό κόστος για ηλεκτρισμό που αποτελείται από την ΟΤΣ πλέον την προσαύξηση κόστους λόγω των ΑΠΕ, επίσης παρουσιάζεται.

Οφείλει να σημειωθεί, ωστόσο, ότι η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ μειώνει την ΟΤΣ όπως φαίνεται στο Σχήμα 6. Έτσι, η διαφορά μεταξύ FIT και ΟΤΣ δεν συνιστά το αληθινό πρόσθετο κόστος της διείσδυσης των ΑΠΕ, αφού αν οι ανανεώσιμες δεν ήταν παρούσες στην χονδρεμπορική αγορά, η ΟΤΣ θα ήταν υψηλότερη. Αυτός είναι και ο λόγος που η διαφορά μεταξύ FIT και ΟΤΣ αποκαλείται «τυπικό» πρόσθετο κόστος λόγω των ΑΠΕ.

Όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 6α όταν η προσαύξηση λόγω των ΑΠΕ αυξάνεται, η ΟΤΣ μειώνεται. Αυτό το φαινόμενο είναι η συνέπεια του MOE στην προημερήσια αγορά, από την οποία υπολογίζεται η ΟΤΣ. Έτσι το Σχήμα 6α αποκαλύπτει την σχέση μεταξύ προσαύξησης ΑΠΕ και ΟΤΣ και ισοδύναμα το Σχήμα 6β την σχέση μεταξύ μεριδίου διείσδυσης ΑΠΕ και ΟΤΣ. Ο πληθυσμός των σημείων στα Σχήματα 6α, β είναι διαφορετικός εξαιτίας του γεγονότος πως ο Λειτουργός της Αγοράς ξεκίνησε να δημοσιεύει το μεσοσταθμικό FIT των ΑΠΕ ανά μήνα μόνο μετά τον Ιανουάριο 2013. Αντίθετα, η παραγωγή των ΑΠΕ σε μηνιαία βάση δημοσιεύεται στις αναφορές του Λειτουργού από την αρχή.

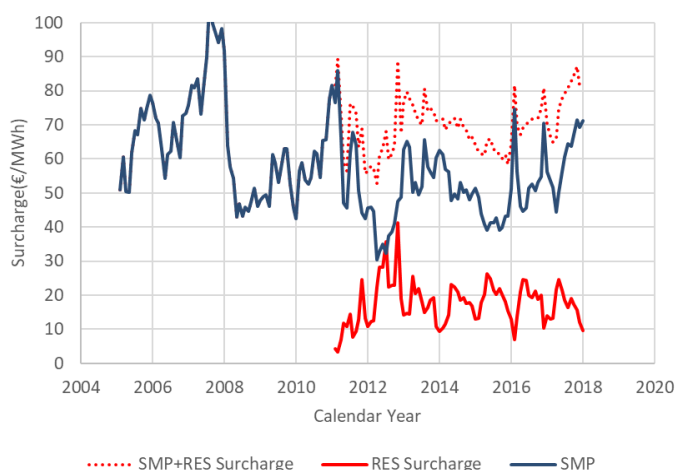
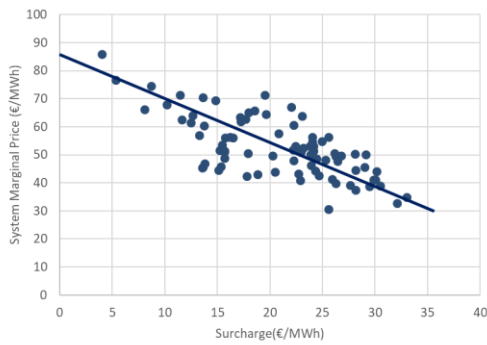
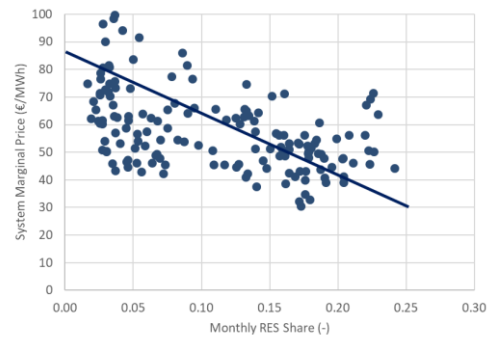


Figure 5. Προσαύξηση κόστους λόγω ΑΠΕ και σύγκριση με την ΟΤΣ. Στοιχεία ΛΑΓΗΕ [22].



(α)



(β)

**Figure 6.** Επίδραση της διεύθυνσης των ΑΠΕ στην ΟΤΣ: (α) Προσαύξηση κόστους ΑΠΕ, (β) Μερίδιο ΑΠΕ. Στοιχεία ΛΑΓΗΕ [22].

#### 4.4.3 Εποχική Διακύμανση των ΑΠΕ

Το Σχήμα 7 παρουσιάζει τον συντελεστή φόρτισης ανά μήνα για τα τελευταία έως 12 έτη (όπου υπάρχουν στοιχεία) χωριστά για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα (δεν περιλαμβάνονται τα μη διασυνδεδεμένα νησιά). Εν προκειμένω:

Ο συντελεστής φόρτισης των φωτοβολταϊκών ακολουθεί την εποχική διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας από το ελάχιστο του περίπου 10% τον Δεκέμβριο-Ιανουάριο μέχρι το μέγιστο στο 25% τον Ιούνιο-Αύγουστο. Η αιολική ενέργεια επίσης εμφανίζει ισχυρή εποχικότητα από το 15% τον Αύγουστο στο 30% τον Ιανουάριο. Τα μικρά υδροηλεκτρικά ακολουθούν σημαντική εποχική διακύμανση από το ελάχιστο του 20% τον Σεπτέμβριο στο μέγιστο του 60% τον Μάρτιο που έπεται των βροχοπτώσεων και του λιωσίματος των χιονιών του χειμώνα. Η ΣΗΘΥΑ επίσης εμφανίζει σημαντική εποχική διακύμανση από 10% τον Ιούλιο στο 30% τον Ιανουάριο. Η ΣΗΘΥΑ δεν επηρεάζεται απευθείας από τις καιρικές συνθήκες αλλά από την ζήτηση για θερμικά φορτία (ζεστό νερό/θέρμανση χώρου). Αντίθετα η βιομάζα λειτουργεί με τον μεγαλύτερο συντελεστή φόρτισης άνω του 50% με αμελητέα εποχική διακύμανση.

Υπογραμμίζεται επίσης πως δεν υφίσταται κάποια μακροπρόθεσμη διακύμανση καθόσον η εξέλιξη της διεύθυνσης δεν επηρεάζει τους συντελεστές φόρτισης. Η διακύμανση που εμφανίζεται στο Σχήμα 7 είναι στατιστική ένεκα της διαφοροποίησης των καιρικών συνθηκών στην διάρκεια των ετών.

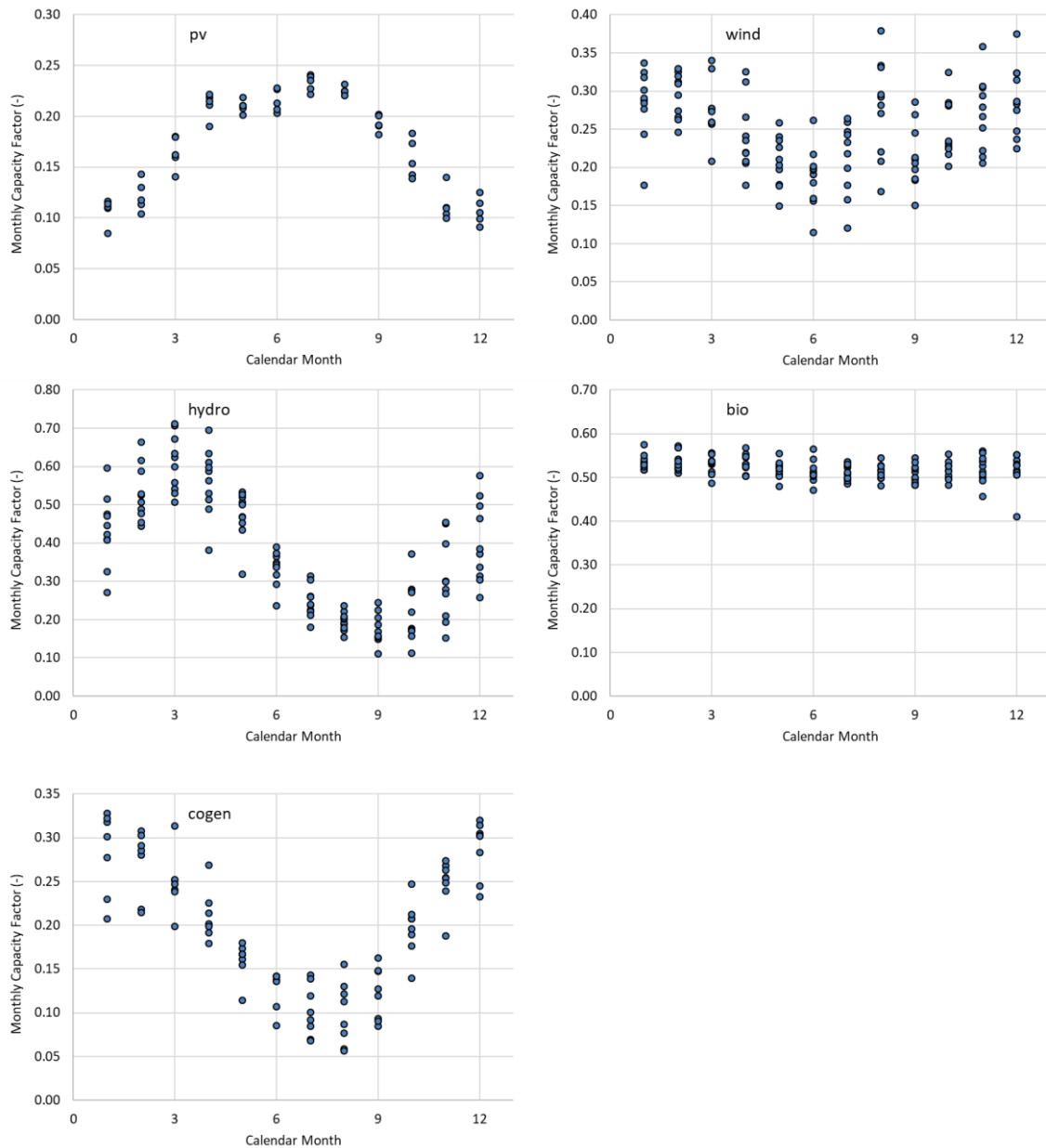
Το Σχήμα 8 παρουσιάζει την εποχική διακύμανση της ηλεκτρικής κατανάλωσης. Και εδώ δεν παρουσιάζεται μακροπρόθεσμη διακύμανση, ενώ λόγω της οικονομικής κρίσης στην χώρα μας η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει σταθερή, όπως φαίνεται και από τον 12μηνο κινούμενο μέσο όρο.

Το Σχήμα 9 παρουσιάζει τα πραγματικά δεδομένα για τα μερίδια των ΑΠΕ για τέσσερα έτη (2006, 2010, 2014, 2018) χωριστά ανά τεχνολογία και συνολικά σε επίπεδο ΑΠΕ. Η συνολική καμπύλη των ΑΠΕ εξαρτάται από το μίγμα τεχνολογιών.

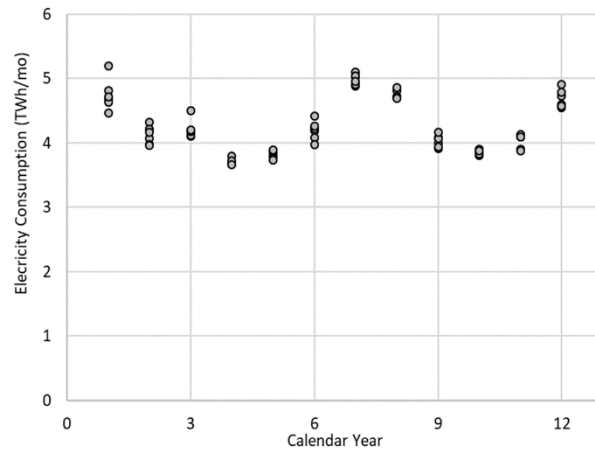
Ένα γενικό συμπέρασμα που μπορεί να εξαχθεί για τη σύγκριση της μηνιαίας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του Σχήματος 8 με τα μερίδια διείσδυσης των ΑΠΕ του Σχήματος 9, είναι ότι η ζήτηση κατά τους καλοκαιρινούς μήνες είναι στατιστικά πάντα η υψηλότερη. Αυτή η ζήτηση αιχμής το καλοκαίρι υποστηρίζεται κυρίως από τις φωτοβολταϊκά, δεδομένου ότι το μερίδιό τους είναι το υψηλότερο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες ΑΠΕ και επίσης πως διατηρείται σε αυτά τα υψηλά επίπεδα κατά τη διάρκεια όλων αυτών των καλοκαιρινών μηνών. Επιπλέον, η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών σε έτη με συγκρίσιμη εγκατεστημένη ισχύ οδηγεί σε σταθερά επίπεδα μεριδίων στην κάλυψη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Με άλλα λόγια, η λειτουργία τους, και οι ενεργειακές προσδοκίες που μπορούν να αναμένονται από αυτά μεταξύ των διαφόρων ετών, φαίνονται μάλλον σταθερές σε μηνιαίο επίπεδο.

Αντίθετα, η διείσδυση των αιολικών συγκριτικά υποστηρίζει την κατανάλωση του χειμώνα, ενώ τα μερίδιά τους στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν σημαντικές διακυμάνσεις κατά την διάρκεια των ετών. Για παράδειγμα, με μια αρκετά σταθερή ζήτηση μεταξύ του 2014 και του 2018, η διακύμανση των μεριδίων αιολικών πάρκων φαίνεται να είναι διπλάσια από τη διακύμανση, η οποία μπορεί να αποδοθεί στην αύξηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος τους.

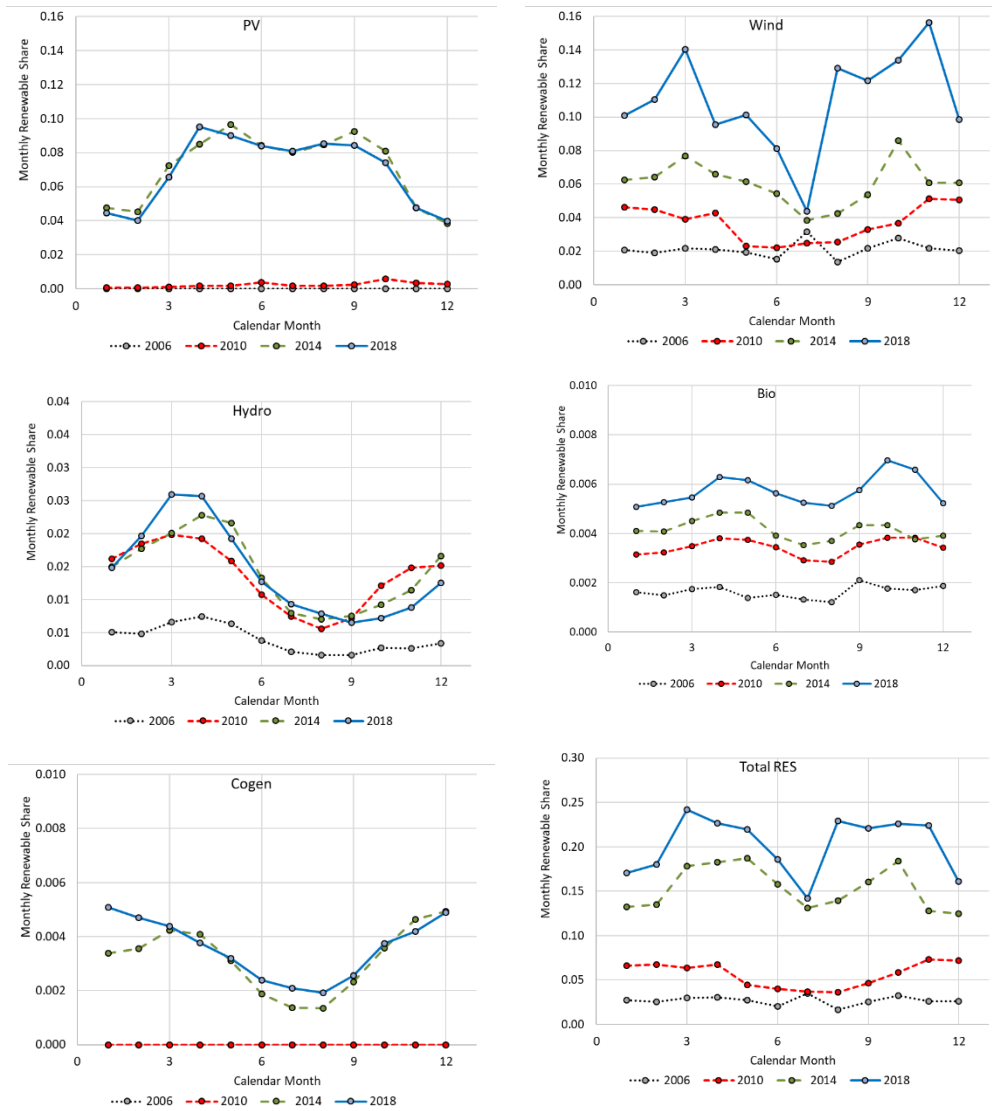
Τα μικρά υδροηλεκτρικά κορυφώνουν την συμβολή τους κατά τη διάρκεια των μηνών της άνοιξης, ενώ η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας βρίσκεται σε σχετικά χαμηλά επίπεδα στο διασυνδεδεμένο σύστημα τις περιόδους αυτές. Οι τεχνολογίες βιομάζας-βιοαερίου επί της αρχής δεν θεωρούνται διαλείπουσες. Οι διακυμάνσεις τους αφορούν κυρίως στην διαθεσιμότητα των πρώτων υλών, προκειμένου να διατηρηθεί ένα σταθερό επίπεδο λειτουργίας. Ωστόσο, η εγκατεστημένη ισχύς τους εξακολουθεί να είναι πολύ μικρή στην Ελλάδα, οπότε κρίνεται λίγο πρόωμο να προχωρήσουμε σε περαιτέρω συμπεράσματα.



**Σχήμα 7.** Εποχική διακύμανση του συντελεστή φόρτισης των τεχνολογιών ΑΠΕ: pv = φωτοβολταϊκά, wind = αιολικά, hydro = μικρά υδροηλεκτρικά, bio = βιομάζα, cogen = ΣΗΘΥΑ.



**Σχήμα 8.** Εποχική διακύμανση της ηλεκτρικής κατανάλωσης. Στοιχεία ΛΑΓΗΕ [24].



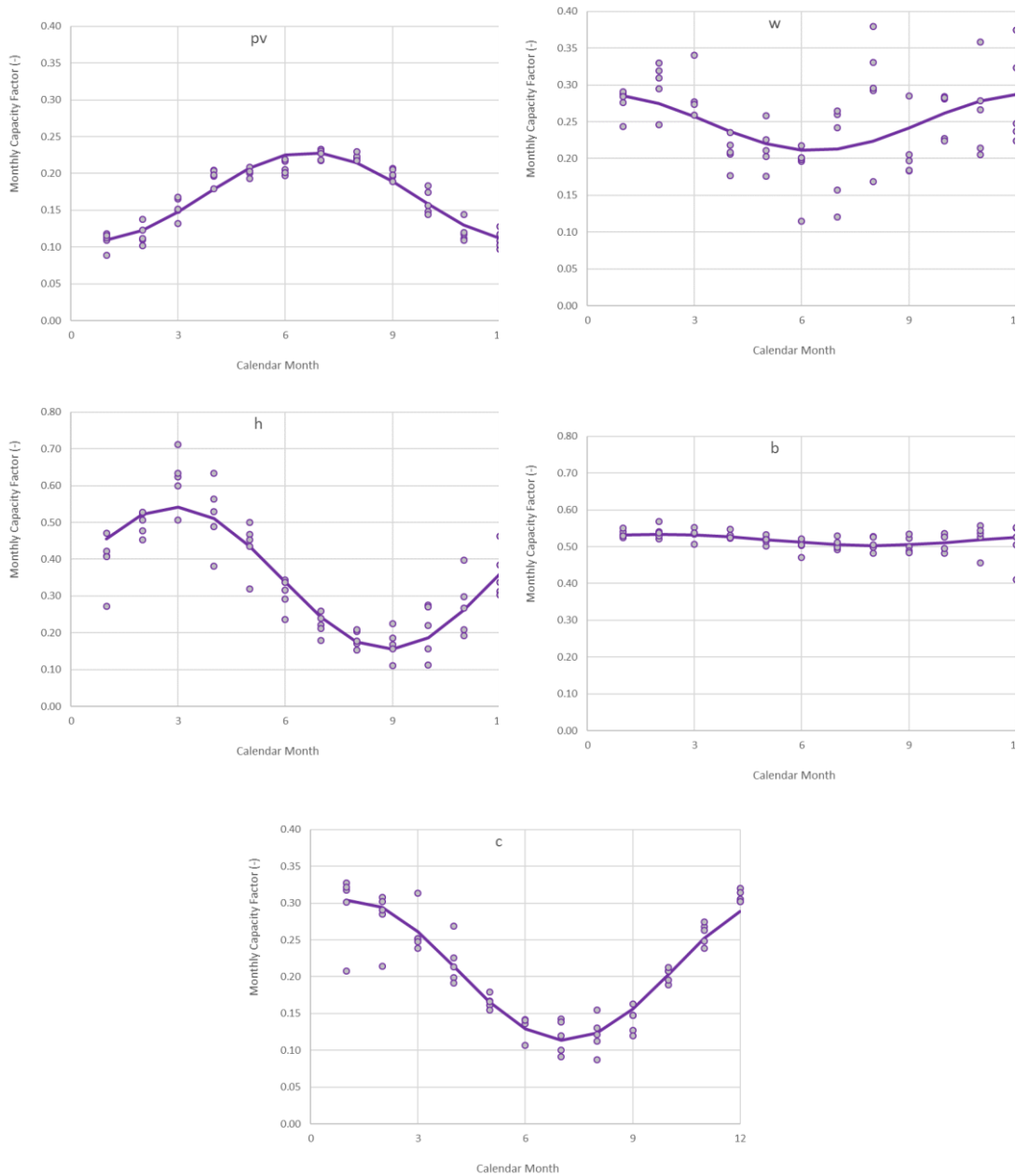
**Σχήμα 9.** Εποχική διακύμανση των μεριδίων ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης χωριστά ανά τεχνολογία και σε συνολικό επίπεδο ΑΠΕ. Variation of the renewable share separate for each technology and total RES. P<sub>v</sub> = φωτοβολταϊκά, wind = αιολικά, hydro = μικρά υδροηλεκτρικά, bio = βιομάζα, cogen = ΣΗΘΥΑ.

#### 4.4.4 Προσαρμογή του Μοντέλου

Η εξίσωση συνημίτονου (4) προσαρμόζεται στα στοιχεία των εποχικών συντελεστών φόρτισης για τα πέντε πρόσφατα έτη (2014-2018) και τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 1 και στο Σχήμα 10. Δεδομένου ότι η τυπική απόκλιση μεταξύ πραγματικών και υπολογισμένων τιμών (έλλειψη προσαρμογής) είναι περίπου ίση με το πειραματικό σφάλμα (τυχαία διακύμανση), η συμπεριφορά της προσαρμογής μπορεί να θεωρηθεί επαρκής.

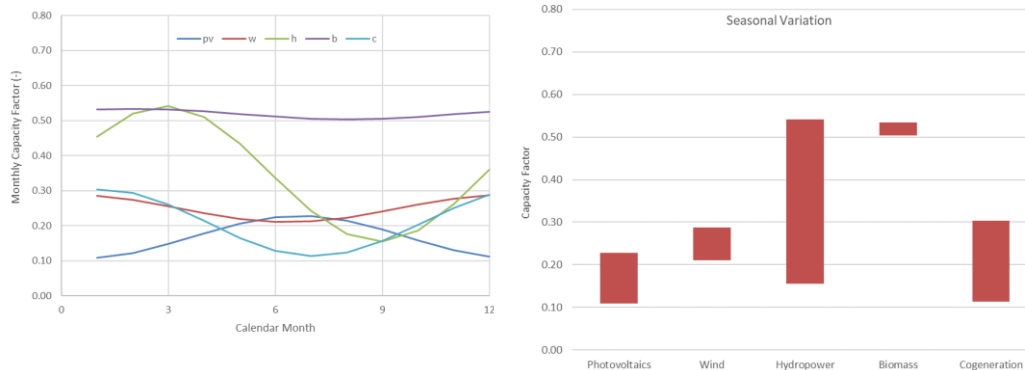
**Πίνακας 1.** Εποχική διακύμανση του συντελεστή φόρτισης: Αποτελέσματα υπολογισμού των παραμέτρων του Μοντέλου (Εξίσωση 4).

|   | Πηγή ΑΠΕ   | Φωτοβολταϊκά | Αιολικά    | ΜΥΗΕ    | Βιομάζα | ΣΗΘΥΑ       |
|---|------------|--------------|------------|---------|---------|-------------|
| Ετήσιος Μέσος Όρος  | $c_{av}$   | 0.169        | 0.249      | 0.349   | 0.519   | 0.209       |
| Εποχική Διακύμανση  | $\Delta c$ | 0.060        | 0.038      | 0.193   | 0.015   | 0.096       |
| Μήνας Μέγιστου Συντελεστή Φόρτισης                          | $t_o$      | 6.67         | 0.38       | 2.89    | 2.07    | 1.11        |
|   |            | Ιούλιος      | Ιανουάριος | Μάρτιος | Μάρτιος | Φεβρουάριος |
| Τυπική Απόκλιση μεταξύ Πραγματικών και Υπολογιζόμενων Τιμών |            | 0.023        | 0.071      | 0.081   | 0.016   | 0.024       |
| Τυχαιά Διακύμανση   | $\sigma$   | 0.010        | 0.042      | 0.056   | 0.023   | 0.023       |

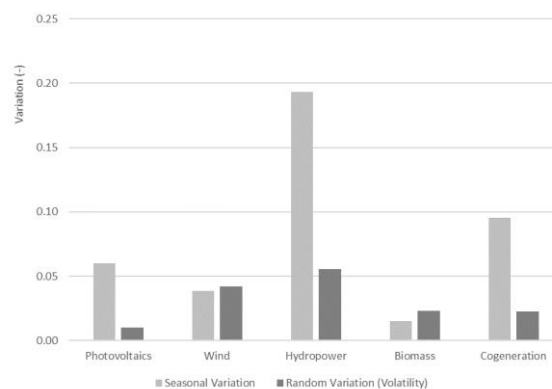


**Σχήμα 10.** Εποχική διακύμανση του συντελεστή φόρτισης των ανανεώσιμων τεχνολογιών: Σύγκριση μεταξύ πραγματικών και υπολογισμένων από το μοντέλο τιμών.

Η σύγκριση μεταξύ πειραματικών και προβλεπόμενων τιμών παρουσιάζεται στο Σχήμα 10 όπου τα πραγματικά δεδομένα σημειώνονται με κουκκίδες και οι προβλέψεις με συνεχείς καμπύλες. Οι διαφορές στις εποχικές διακυμάνσεις μεταξύ των τεχνολογιών συγκρίνονται στο Σχήμα 11.



**Σχήμα 11.** Εποχική διακύμανση του συντελεστή φόρτισης των ανανεώσιμων τεχνολογιών: Σύγκριση μεταξύ διαφορετικών τεχνολογιών.

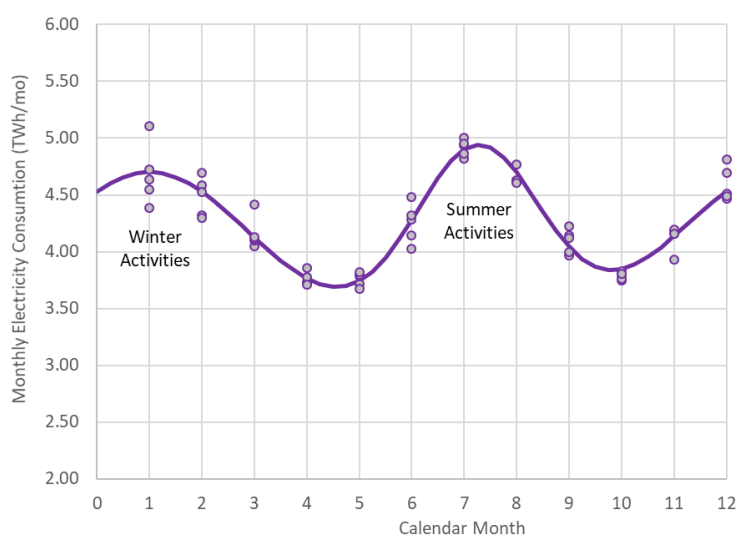


**Σχήμα 12.** Εποχική και τυχαία διακύμανση του συντελεστή φόρτισης των τεχνολογιών ΑΠΕ.

Το προτεινόμενο μοντέλο της Εξίσωσης (9) προσαρμόζεται σε δεδομένα πραγματικής κατανάλωσης και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 2 και στο Σχήμα 13. Δεδομένου ότι η τυπική απόκλιση μεταξύ πραγματικών και υπολογισμένων τιμών (έλλειψη προσαρμογής) είναι μικρότερη από το πειραματικό σφάλμα (τυχαία μεταβολή), η συμπεριφορά της προσαρμογής μπορεί να θεωρηθεί επαρκής.

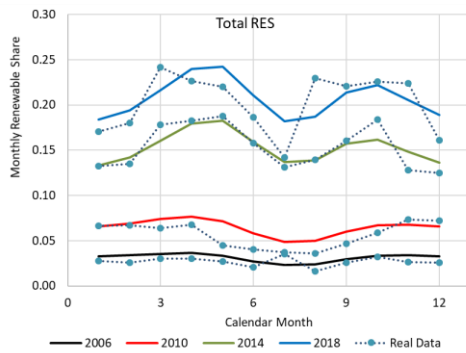
**Πίνακας 2.** Εποχική διακύμανση της ηλεκτρικής κατανάλωσης: Αποτελέσματα υπολογισμού των παραμέτρων του Μοντέλου (Εξίσωση 9).

|  |              |       |       |
|--|--------------|-------|-------|
| Ετήσια Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας (TWh) | $D$          | 51.3  | TWh   |
| Μέρος Χειμερινών Δραστηριοτήτων              | $d_w$        | 0.131 | -     |
| Μήνας Αιχμής Χειμερινών Δραστηριοτήτων       | $t_{wo}$     | 1.00  | μήνες |
| Τυπική Διάρκεια Χειμερινών Δραστηριοτήτων    | $\Delta t_w$ | 1.92  | μήνες |
| Μέρος Θερινών Δραστηριοτήτων                 | $d_s$        | 0.094 | -     |
| Μήνας Αιχμής Θερινών Δραστηριοτήτων          | $t_{so}$     | 7.27  | μήνες |
| Τυπική Διάρκεια Θερινών Δραστηριοτήτων       | $\Delta t_s$ | 1.20  | μήνες |
| Τυπική Απόκλιση μεταξύ                       |              |       |       |
| Πραγματικών και Υπολογιζόμενων Τιμών         |              | 0.10  | TWh   |
| Τυπικό Πειραματικό Σφάλμα                    |              | 0.13  | TWh   |

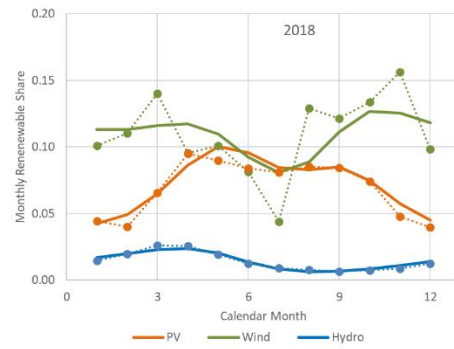


**Σχήμα 13.** Εποχική διακύμανση της ηλεκτρικής κατανάλωσης: Σύγκριση μεταξύ πραγματικών και υπολογισμένων από το μοντέλο τιμών.

Η συνδυασμένη αξιολόγηση των μοντέλων των Εξισώσεων (4) και (9) δοκιμάζονται περαιτέρω σε πραγματικά δεδομένα ανανεώσιμων μεριδίων στο Σχήμα 14. Το Σχήμα 14α αναφέρεται στο συνολικό μερίδιο ΑΠΕ για πέντε επιλεγμένα έτη ενώ το σχήμα 14β αναφέρεται στο έτος 2018 για τρεις επιλεγμένες τεχνολογίες.



(α)



(β)

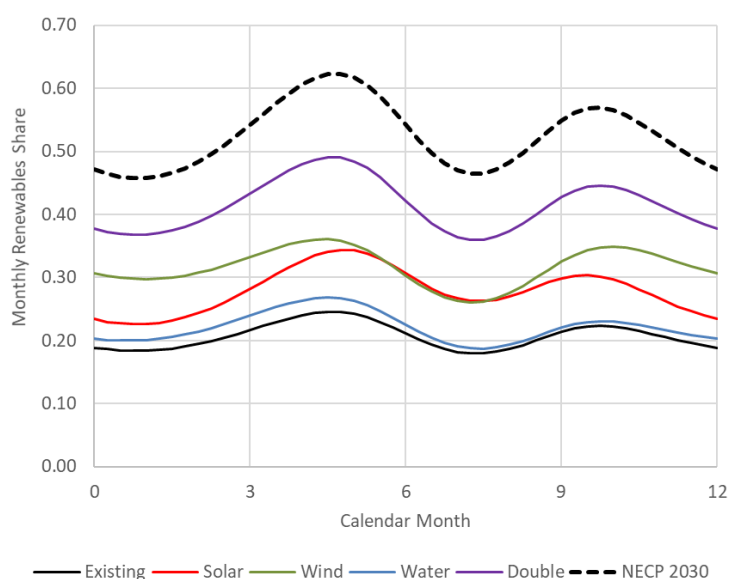
**Σχήμα 14.** Αξιολόγηση Μοντέλου: Σύγκριση μεταξύ πραγματικών και υπολογισμένων από το μοντέλο τιμών για το μερίδιο των ΑΠΕ. (α) Σύνολο ΑΠΕ για τέσσερα έτη. (β) Μερίδιο για το 2018 τριών τεχνολογιών ΑΠΕ.

#### 4.4.5 Πρόγνωση

Τα προτεινόμενα και αξιολογημένα στην βάση των πραγματικών δεδομένων μοντέλα μπορούν τώρα να χρησιμοποιηθούν για την πρόβλεψη του ανανεώσιμου μεριδίου και της εποχικής διακύμανσής του σε διαφορετικά σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ. Ορισμένα εξεταζόμενα σενάρια περιγράφονται στον Πίνακα 3, συμπεριλαμβανομένων των στόχων του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) για το 2030 [25]. Το σχέδιο αυτό επιδιώκει μια ριζική αλλαγή του ενεργειακού μίγματος της Ελλάδας, ευνοώντας τις ανανεώσιμες, μέχρι το 32% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, με αποτέλεσμα τη μείωση κατά 63% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Για να επιτευχθεί αυτός ο στόχος, το σχέδιο προβλέπει ριζικό μετασχηματισμό του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς οι ΑΠΕ θα υποκαταστήσουν τα ορυκτά καύσιμα με συνεισφορά περίπου 56% στην τελική ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Η διείσδυση των ΑΠΕ θα οδηγήσει σε μειωμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στον κλάδο, ιδίως στην τεχνολογία φωτοβολταϊκών και αιολικής ενέργειας και στην απόσυρση παλαιών σταθμών παραγωγής από λιγνίτη και ντίζελ, των οποίων το κόστος παραγωγής αναμένεται να αυξηθεί λόγω υψηλότερων τιμών των δικαιωμάτων εκπομπής CO<sub>2</sub>. Για τις μεγάλες τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι στόχοι του 2030 σε GW εγκατεστημένης ισχύος είναι: Αιολικά 6.4, φωτοβολταϊκά 6.9, μικρές και μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες 3.9, βιομάζα-βιοαέριο 0.3. Δεδομένου ότι το ΕΣΕΚ δεν προσφέρει στόχους για μικρές μονάδες υδροηλεκτρικής ενέργειας και συμπαραγωγής, η συμβολή τους θεωρείται στο σχετικό σενάριο ως διπλάσια σε σύγκριση με την παρούσα όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ. Τα αποτελέσματα των υπό εξέταση σεναρίων παρουσιάζονται στο Σχήμα 15.

**Πίνακας 3.** Σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ σε GW εγκατεστημένης ισχύος.

| Σενάριο       | Φωτοβολταϊκά | Αιολικά     | ΜΥΗΕ        | Βιομάζα     | ΣΗΘΥΑ       |
|---------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Τρέχον        | 2.49         | 2.56        | 0.24        | 0.08        | 0.10        |
| Ηλιακό        | <b>4.98</b>  | 2.56        | 0.24        | 0.08        | 0.10        |
| Αιολικό       | 2.14         | <b>5.11</b> | 0.24        | 0.08        | 0.10        |
| Υδροηλεκτρικό | 2.14         | 2.56        | <b>0.48</b> | 0.08        | 0.10        |
| Διπλό         | <b>4.98</b>  | <b>5.11</b> | <b>0.48</b> | <b>0.16</b> | <b>0.20</b> |
| ΕΣΕΚ 2030     | <b>6.90</b>  | <b>6.40</b> | <b>0.48</b> | <b>0.16</b> | <b>0.20</b> |



**Σχήμα 15.** Συνολικό μερίδιο ΑΠΕ για τα διάφορα σενάρια διείσδυσης του Πίνακα 3.

Μέσα από τα εξεταζόμενα σενάρια για την διείσδυση των ΑΠΕ που παρουσιάζονται στο Σχήμα 15, είναι προφανές ότι η διακύμανση του μεριδίου τους στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας θα συνεχιστεί. Ωστόσο, συνδυάζοντας το Σχήμα 15 με το Σχήμα 13, γίνεται αρκετά σαφές ότι αυτή η διακύμανση προκαλείται επίσης από την εποχικότητα της ζήτησης, δηλαδή τις καλοκαιρινές και χειμερινές αιχμές, και όχι μόνο τις εγχύσεις των ΑΠΕ.

#### 4.5 Συμπεράσματα

Η σημαντική αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα τα τελευταία 12 χρόνια προκλήθηκε από σχήματα λειτουργικής ενίσχυσης σταθερών τιμών πώλησης της παραγόμενης ενέργειας τους σε συμμόρφωση με τις Ευρωπαϊκές Οδηγίες.

Η εξέλιξη της αιολικής ενέργειας ακολουθεί μια γραμμική διείσδυση με σχεδόν σταθερή ανάπτυξη κάθε έτος, ενώ τα φωτοβολταϊκά παρουσίασαν μια βηματική αύξηση κατά τα έτη 2012 και 2013 και εν συνεχεία παρέμειναν σταθερά. Η διείσδυση των άλλων ανανεώσιμων πηγών παρέμεινε σε χαμηλά επίπεδα.

Γενικά, η διείσδυση ΑΠΕ επηρεάζει την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ιδιαίτερα την ΟΤΣ. Στην περίπτωση της Ελλάδας αποδείχθηκε ότι μέχρι σήμερα (περίπου 21% μερίδιο των ΑΠΕ εκτός των μεγάλων υδροηλεκτρικών στη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας του διασυνδεδεμένου συστήματος), η διείσδυση τους μειώνει την ΟΤΣ και κατοπτρικά αυξάνει την προσαύξηση του κόστους. Στην παρούσα εργασία προτάθηκαν απλά αλλά αποτελεσματικά μαθηματικά μοντέλα για να περιγράψουν την εποχική διακύμανση των ΑΠΕ: α) Ένα απλό μοντέλο συνημιτόνου που περιγράφει επαρκώς την εποχική διακύμανση των διαφόρων ανανεώσιμων τεχνολογιών από πλευράς συντελεστή φόρτισης, β) ένα μοντέλο που βασίζεται στον διαχωρισμό της κατανάλωσης χειμώνα και καλοκαιριού (και οι δύο ακολουθούν κανονικές κατανομές) περιγράφει επαρκώς το προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι υπολογισμοί των ανανεώσιμων μεριδίων που χρησιμοποιούν τα προτεινόμενα μοντέλα αξιολογήθηκαν και επικυρώθηκαν σε αντιπαραβολή με τα ιστορικά δεδομένα. Τα επαληθευμένα μοντέλα που προκύπτουν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την πρόβλεψη των ανανεώσιμων μεριδίων κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κάτω από διαφορετικά μελλοντικά σενάρια διείσδυσης κάθε τεχνολογίας σε όρους εγκατεστημένης ισχύος.

## Ορολογίες

|              |   |
|--------------|---|
| $c$          | Συντελεστής φόρτισης (-)  |
| $c_{av}$     | Ετήσιος μέσος συντελεστής φόρτισης (-)  |
| $c_{ij}$     | Ο συντελεστής φόρτισης του ημερολογιακού μήνα $j$ ( $j = 1, 2, \dots, 12$ ) του ημερολογιακού έτους $i$ (-) |
| $D$          | Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του έτους (TWh/year)   |
| $d_s$        | Το μέρος της συνολικής ζήτησης που αφορά τις θερινές δραστηριότητες (-)                                     |
| $D_T$        | Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του έτους (TWh/year)   |
| $d_w$        | Το μέρος της συνολικής ζήτησης που αφορά τις χειμερινές δραστηριότητες (-)                                  |
| $E$          | Ενέργεια παραχθείσα από ΑΠΕ (TWh/year)  |
| $FIT$        | Feed-in Tariff (€/MWh)  |
| $P$          | Εγκατεστημένη ισχύς (GW)  |
| $RSC$        | Προσαύξηση λόγω ΑΠΕ (€/MWh)   |
| $s$          | Μερίδιο ΑΠΕ στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας  |
| $SMP$        | Οριακή Τιμή Συστήματος (€/MWh)  |
| $t$          | Χρόνος (μήνες)  |
| $t_o$        | Χρόνος στον ελάχιστο συντελεστή φόρτισης (μήνες)  |
| $t_{so}$     | Χρόνος στην αιχμή των θερινών δραστηριοτήτων (μήνες)  |
| $t_{wo}$     | Χρόνος στην αιχμή των χειμερινών δραστηριοτήτων (μήνες)   |
| $\Delta c$   | Το ήμισυ του εύρους της ετήσιας διακύμανσης του συντελεστή φόρτισης (-)                                     |
| $\Delta t_s$ | Τυπική διάρκεια θερινών δραστηριοτήτων (μήνες)  |
| $\Delta t_w$ | Τυπική διάρκεια χειμερινών δραστηριοτήτων (μήνες)   |
| $\mu_j$      | Μέση τιμή στον ημερολογιακό μήνα $j$  |
| $\sigma$     | Τυχαία τυπική διακύμανση  |
| $\sigma_j$   | Τυχαία τυπική διακύμανση τον ημερολογιακό μήνα $j$  |

## Ακρωνύμια

|                 |   |
|-----------------|---|
| CO <sub>2</sub> | Διοξείδιο του Άνθρακα                                   |
| FIP             | Feed-in Premium   |
| FIPC            | Feed-in Premium Contracts                               |
| FIT             | Feed-in Tariff  |
| PPA             | Power Purchase Agreement                                |
| RCS             | Προσαύξηση στην τιμή ηλεκτρικής ενέργειας               |
| SMP             | Οριακή Τιμή Συστήματος                                  |
| TSO             | Transmission System Operator                            |
| ΑΔΜΗΕ           | Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας |
| ΑΠΕ             | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας                             |
| ΑΤΚΕ            | Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας                  |
| ΔΑΠΕΕΠ          | Διαχειριστής ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης               |
| ΔΕΔΔΗΕ          | Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής      |
| ΕΣΕΚ            | Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα             |
| ΕΤΜΕΑΡ          | Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων              |
| ΛΑΓΗΕ           | Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας                  |
| ΜΥΗΕ            | Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα                                |
| ΟΤΣ             | Οριακή Τιμή Συστήματος                                  |
| ΡΑΕ             | Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας                               |
| ΣΗΘΥΑ           | Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης        |
| ΤΑ              | Τιμή Αναφοράς   |
| ΦΒ              | Φωτοβολταϊκά  |

#### 4.6 Βιβλιογραφία

1. Eurostat. Sectoral and regional statistics. Energy. In *The Average Share of Electricity from Renewable Energy Sources in the EU*; European Commission, Brussels, 2019.
2. Papadopoulos, A.M.; Karteris, M.M. An assessment of the Greek incentives scheme for photovoltaics. *Energy Policy* 2009, *37*, 1945–1952.
3. Lazarou, S.; Pyrgioti, E.; Agoris, D. The latest Greek statute laws and its consequences to the Greek renewable energy source market. *Energy Policy* 2007.
4. Karteris, M.; Papadopoulos, A.M. Legislative framework for photovoltaics in Greece: A review of the sector's development. *Energy Policy* 2013, *55*, 296–304.
5. Giannini, E.; Moropoulou, A.; Maroulis, Z.; Siouti, G. Penetration of Photovoltaics in Greece. *Energies* 2015, *8*, 6497–6508.
6. Gregor, E. European Parliamentary Research Service. EU policies and Member State approaches. European Parliament. In *Promotion of renewable Energy Sources in the EU*; Members' Research Service, Directorate-General for Parliamentary Research Services, European Parliament, Strasbourg, France, June 2016.
7. Paterakis, N.G.; Sánchez, A.A.; Catalão, J.P.S.; Bakirtzis, A.G.; Ntomaris, A.; Contreras, J. Evaluation of load-following reserves for power systems with significant RES penetration considering risk management. In *Proceedings of the IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering—SEGE'15*, Oshawa, ON, Canada, 17–19 August 2015.
8. Habib, A.; Sou, C.; Arshad, A. Evaluation of the effect of high penetration of renewable energy sources (RES) on system frequency regulation using stochastic risk assessment technique (an approach based on improved cumulant). *Renew. Energy* 2018, *127*, 204–212.
9. Simoglou, C.K.; Biskas, P.N.; Vagropoulos, S.I.; Bakirtzis, A.G. Electricity market models and RES integration: The Greek case. *Energy Policy* 2014, *67*, 531–542.
10. Psarros, G.N.; Papathanassiou, S.A. Comparative Assessment of Priority Listing and Mixed Integer Linear Programming Unit Commitment Methods for Non-Interconnected Island Systems. *Energies* 2019, *12*, 657.
11. Psarros, G.N.; Nanou, S.I.; Papaefthymiou, S.V.; Papathanassiou, S.A. Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration. *Renew. Energy* 2018, *115*, 338–352.
12. Simoglou, C.K.; Bakirtzis, E.A.; Biskas, P.N.; Bakirtzis, A.G. Optimal operation of insular electricity grids under high RES penetration. *Renew. Energy* 2016, *86*, 1308–1316.
13. Kosmadakis, I.E.; Elmasides, C.; Eleftheriou, D.; Tsagarakis, K.P. A Techno-Economic Analysis of a PV-Battery System in Greece. *Energies* 2019, *12*, 1357.
14. Papaefthymiou, S.V.; Lakiotis, V.G.; Margaris, I.D.; Papathanassiou, S.A. Dynamic analysis of island systems with wind-pumped-storage hybrid power stations. *Renew. Energy* 2015, *74*, 544–554.
15. Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 2008, *36*, 3086–3694.
16. Clò, S.; Cataldi, A.; Zoppoli, P. The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy* 2015, *77*, 79–88.
17. Würzburg, K.; Labandeira, X.; Linares, P. Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Econ.* 2013, *40*, S159–S171.

18. Simoglou, C.K.; Member, S.; Biskas, P.N.; Zoumas, C.E.; Bakirtzis, A.G.; Member, S. Evaluation of the Impact of RES Integration on the Greek Electricity Market by Mid-term Simulation. In Proceedings of the 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, 19–23 June 2011; pp. 1–8.
19. Simoglou, C.K.; Biskas, P.N.; Bakirtzis, A.G. Impact of Increased RES Penetration on the Operation of the Greek Electricity Market. In Proceedings of the 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Agia Napa, Cyprus, 7–10 November 2010.
20. Anagnostopoulos, P.; Spyridaki, N.-A.; Flamos, A. A “New-Deal” for the Development of Photovoltaic Investments in Greece? A Parametric Techno-Economic Assessment. *Energies* 2017, *10*, 1173.
21. Regulatory Authority for Energy. National Report 2018. Regulation and Performance of the Electricity Market and the Natural Gas Market in Greece, in 2017. Athens, December 2018. Available online: [http://www.rae.gr/site/file/system/docs/ActionReports/national\\_2018](http://www.rae.gr/site/file/system/docs/ActionReports/national_2018) (accessed on 14 May 2019).
22. Hellenic Electricity Market Operator. Monthly Statistics of Specific Account for Renewable Energy Sources. Available online: <http://www.lagie.gr> (accessed on 20 March 2019).
23. Hellenic Electricity Market Operator. Renewable Energy Sources and CHP Monthly Statistics. Available online: <http://www.lagie.gr> (accessed on 20 March 2019).
24. Hellenic Independent Power Transmission Operator. Monthly Energy Balance. Available online: <http://www.admie.gr> (accessed on 20 March 2019).
25. Ministry of Environment and Energy. *Hellenic National Energy and Climate Plan*; Ministry of Environment and Energy: Athens, Greece, January 2019.
26. Loumakis, S.; Giannini, E.; Maroulis, Z. Renewable Energy Sources Penetration in Greece: Characteristics and Seasonal Variation of the Electricity Demand Share Covering. *Energies* 2019, *12*, 2441.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΤΕΤΑΡΤΟ

### 5 Μοντελοποίηση του Merit Order Effect: Η περίπτωση της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

#### 5.1 Περίληψη

Στην παρούσα εργασία προτείνεται από τους Loumakis et al. [33] ένα απλό και αποτελεσματικό μαθηματικό μοντέλο για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας επόμενης μέρα. Το μοντέλο εξετάζει τους κύριους παράγοντες που διέπουν τη διαδικασία, προβλέπει την εποχική και καθημερινή διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, την ανανεώσιμη παραγωγή, την οριακή τιμή του συστήματος και την επίδραση της στην τομή της καμπύλη προσφοράς με αυτήν της ζήτησης (φαινόμενο που στην διεθνή βιβλιογραφία αποκαλείται Merit Order Effect). Η ακρίβεια του μοντέλου αυξάνεται με την προσαρμογή στα ιστορικά δεδομένα της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Κατά την περίοδο από τον Οκτώβριο του 2016 έως το Δεκέμβριο του 2018, η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας υπολόγιζε το αποτέλεσμα του MOE με την χρησιμοποίηση ενός καινοτόμου μηχανισμού άμεσης χρέωσης των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας (λιανέμποροι). Με βάση το προτεινόμενο μοντέλο και τα δεδομένα που έχουν καταγραφεί στην αγορά, αποκαλύπτεται η επίδραση της ανανεώσιμης διείσδυσης στις χονδρικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Το μοντέλο χρησιμοποιείται περαιτέρω για την ανάλυση της μελλοντικής συμπεριφοράς της αγοράς όταν είναι γνωστοί ή υπολογίζονται βασικοί παράγοντες (ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, συμβατική ισχύς και διείσδυση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας).

#### 5.2 Εισαγωγή

Η ενσωμάτωση των ΑΠΕ στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας έχει ενισχυθεί σημαντικά τις τελευταίες δύο δεκαετίες με μέτρα στήριξης και πολιτικές σε όλες τις ευρωπαϊκές χώρες. Η επίδραση της συμμετοχής τους στον καθορισμό των οριακών τιμών χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας έχει γίνει, ωστόσο, θέμα πολιτικής συζήτησης. Λαμβάνοντας υπόψη ότι οι ΑΠΕ εισέρχονται με προτεραιότητα (προσφορές μηδενικής τιμολόγησης) στην αγορά επόμενης ημέρας (Day Ahead Market ή DAM), η καμπύλη αξίας των προσφορών (Merit Order Curve ή MOC) μετατοπίζεται προς τα δεξιά ή ισοδύναμα, η καμπύλη ζήτησης μετατοπίζεται προς τα αριστερά, οι ακριβότερες συμβατικές μονάδες εκτοπίζονται και μειώνεται η τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η οποία ονομάζεται Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ). Αυτό το φαινόμενο ονομάζεται Merit Order Effect. Δεδομένου ότι έχουν υπάρξει έντονες συζητήσεις σχετικά με την οικονομική επιβάρυνση των καταναλωτών λόγω των υποστηρικτικών μηχανισμών προς τις ΑΠΕ, υπάρχει ευρύ φάσμα βιβλιογραφίας σχετικά με την ανάλυση, την ποσοτικοποίηση και την αξιολόγηση του φαινομένου του MOE.

Οι μέθοδοι εξέτασης του MOE βασίζονται σε δύο βασικές προσεγγίσεις [1,2], οι οποίες έχουν ως εξής: α) την ανάπτυξη μοντέλων της αγοράς ηλεκτρισμού, που προσομοιώνουν την λειτουργία των προημερήσιων αγορών και υπολογίζουν την τιμή spot ηλεκτρικής ενέργειας για διάφορα σενάρια [3-9] και β) την προσέγγιση ανάλυσης παλινδρόμησης, η οποία χρησιμοποιεί ιστορικά δεδομένα για τις τιμές και την παραγωγή, προκειμένου να ποσοτικοποιήσει την πραγματική επιτευχθείσα μείωση των spot τιμών για δεδομένη χρονική περίοδο [2,3,10-14]. Υπάρχουν επίσης μελέτες που συνδυάζουν και τις δύο προσεγγίσεις [16]. Παρόλο που κάθε χώρα έχει τα μοναδικά χαρακτηριστικά της από πλευράς

ενεργειακού μείγματος, οικονομικής ανάπτυξης, πολιτικής κινήτρων κλπ, χρήσιμες πληροφορίες και γνώσεις μπορούν να ανακτηθούν μέσω σχετικής βιβλιογραφικής έρευνας.

Ο αντίκτυπος της παραγωγής των ΑΠΕ στη Γερμανία αναλύθηκε από τους Sensfuß et al. [8], αναπτύσσοντας ένα λεπτομερές μοντέλο προσομοίωσης της αγοράς ηλεκτρισμού. Από τα αποτελέσματα προέκυψε ο υψηλός αντίκτυπος της έγχυσης των ΑΠΕ στις τρέχουσες τιμές αγοράς, μειώνοντας τες κατά 7.8 ευρώ/MWh (2006). Για την ίδια χώρα, ο Weigt [6] διερεύνησε τον αντίκτυπο της διείσδυσης της αιολικών και έδειξε σημαντική μείωση στην τιμή αγοράς, ιδιαίτερα κατά τις περιόδους αιχμής (10 ευρώ/MWh). Στην Ισπανία, δύο σχετικές μελέτες βρέθηκαν επίσης στην βιβλιογραφία. Η De Miera [7] αξιολόγησε την επίδραση των καθεστώτων στήριξης στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια και κατέληξε στο συμπέρασμα ότι η μείωση των spot τιμών ήταν πολύ υψηλότερη από την αύξηση του κόστους που επιβάρυνε τους καταναλωτές για τη χρηματοδοτική στήριξη της τεχνολογίας. Ο Ciarreta et al. [9] ανέλυσε την ισπανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας για τέσσερα έτη (2008-2012) και υπολόγισε το κόστος της "πράσινης" ενέργειας ως την διαφορά μεταξύ της εξοικονόμησης που προέκυψε λόγω του ΜΟΕ και των ποσών των κινήτρων. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, μετά την ευρεία χρήση των ΑΠΕ, υπολογίστηκε ένα θετικό καθαρό κόστος, αλλά παρατηρήθηκε μια διαφορά στο κόστος μεταξύ των τεχνολογιών.

Ο σημαντικός αντίκτυπος της παραγωγής αιολικής ενέργειας στις άμεσες τιμές αποδείχθηκε επίσης από τον Jónsson et al. [11], ο οποίος χρησιμοποίησε μη παραμετρικό μοντέλο παλινδρόμησης για την ανάλυση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας. Ομοίως, με βάση την προσέγγιση παλινδρόμησης, ο Luňáčková et al. [14] ποσοτικοποίησε το ΜΟΕ στην τσεχική αγορά χρησιμοποιώντας έξι έτη ωριαίων, ημερήσιων και εβδομαδιαίων δεδομένων (2010-2015), τα οποία οδήγησαν στο αποτέλεσμα της αύξησης κατά 10% της χρήσης των ΑΠΕ εκτός από την ηλιακή η οποία είχε αρνητικό αντίκτυπο σε γενικές γραμμές, και προκάλεσε μείωση κατά 2.5% στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος. Ο Gelabert et al. [10] χρησιμοποίησε ένα μοντέλο πολλαπλών μεταβλητών για την εκτίμηση του ΜΟΕ των ΑΠΕ και της συμπαραγωγής στην Ισπανία μεταξύ 2005 και 2010 και έδειξε ότι μια οριακή αύξηση 1 GWh παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις τεχνολογίες αυτές οδηγεί σε μείωση 2 ευρώ/MWh στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση της Ιταλίας, ο Clò et al. [3] χρησιμοποίησε εμπειρικά δεδομένα από την DAM και απέδειξε ότι οι χονδρικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκαν κατά 2.3 ευρώ/MWh και 4.2 ευρώ/MWh λόγω αύξησης 1 GWh στον ωριαίο μέσο όρο ημερήσιας παραγόμενης ενέργειας από ηλιακά και αιολικά συστήματα αντίστοιχα.

Στην Ελλάδα, το μερίδιο των ΑΠΕ στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε από 6.9% το 2004 σε 16.3% το 2017, ενώ ο εθνικός στόχος για το 2020 είναι στο 18% [16]. Το κύριο κίνητρο για την ευρεία διείσδυση της ΑΠΕ στη χώρα ήταν ο μηχανισμός των τιμολογίων σταθερών τιμών FIT [17,18]. Ο αντίκτυπος αυτής της ανάπτυξης στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αξιολογήθηκε από τον Σιμόγλου et al. [19,20], αναπτύσσοντας ένα μοντέλο προσομοίωσης για τη λειτουργία της αγοράς βάσει διαφόρων σεναρίων δυναμικότητας ΑΠΕ. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι η ενσωμάτωση των ΑΠΕ προκάλεσε σημαντική μείωση της ΟΤΣ και των εκπομπών CO<sub>2</sub>, αλλά το συνολικό κόστος για τους καταναλωτές αυξήθηκε για τα εξεταζόμενα έτη (2009 και 2011).

Στόχος της παρούσας εργασίας όπως προκύπτει και από άρθρο των Loumakis et al. [33] είναι η επέκταση της τρέχουσας βιβλιογραφίας και η ποσοτικοποίησή της, καθώς και η ανάλυση του ΜΟΕ στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μέσω: α) ανάλυσης ιστορικών δεδομένων, β) πρότασης και επικύρωσης ενός μαθηματικού μοντέλου που περιγράφει το φαινόμενο, γ) ανάλυσης της συμπεριφοράς των χονδρεμπορικών τιμών της αγοράς όταν είναι γνωστοί ή προβλέπονται οι κρίσιμοι παράγοντες και δ) ανάλυση και αξιολόγηση του μηχανισμού προσαύξησης που χρησιμοποιήσαν οι ελληνικές αρχές. Η ανάλυση αναφέρεται στις εποχιακές και καθημερινές διακυμάνσεις του ΜΟΕ μαζί με την επίδραση των ΑΠΕ στο ΜΟΕ. Η πολιτική σημασία του ΜΟΕ στην τιμολόγηση του ηλεκτρισμού μαζί με το πείραμα θεραπείας του φαινομένου που εφάρμοσαν οι ελληνικές αρχές (2016-2018) αναλύονται καθώς και τα καταγραφόμενα δεδομένα αναλύονται στατιστικά στην Ενότητα 5.5. Ένα ισχυρό μαθηματικό μοντέλο προτείνεται στην Ενότητα 5.4, το οποίο προσαρμόζεται στα δεδομένα καταγραφής στην Ενότητα 5.5.2 και χρησιμοποιείται για την ανάλυση της μελλοντικής συμπεριφοράς στην αγορά στην Ενότητα 5.5.3. Η Ενότητα 5.6 συνοψίζει τα συμπεράσματα της ανάλυσης.

### 5.3 Το ΜΟΕ και η Ελληνική Χονδρεμπορική Αγορά

Στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας υφίστανται ΑΠΕ εγκατεστημένης ισχύος περίπου 5 GW που λειτουργούν υπό το μοντέλο FIT, το οποίο και θεσπίστηκε με το Ν. 3468/2006 [21]. Προτεραιότητα ένταξης στο σύστημα απολαμβάνουν επίσης και τα συστήματα συμψηφισμού ενέργειας (net-metering), εικονικού συμψηφισμού (virtual net-metering) καθώς και αυτά της λειτουργικής ενίσχυσης μέσω διαφορικής προσαύξησης FIP που ως μοντέλο εισήχθη με το Ν. 4414/2016 [22], και που όλα αυτά επίσης συνδράμουν στην περαιτέρω μείωση της ΟΤΣ της χονδρεμπορικής αγοράς.

Ο ΕΛΑΠΕ που θεσμοθετήθηκε με τον Ν. 2773/1999 [23], είναι υπεύθυνος για την αποπληρωμή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, στο πλαίσιο καθεστώτων οικονομικής λειτουργικής ενίσχυσης. Η αρχιτεκτονική των εσόδων του ΕΛΑΠΕ αντιμετώπισε σημαντικές προκλήσεις και ελλείμματα στην Ελλάδα κατά την τελευταία δεκαετία, οδηγώντας τις επενδύσεις αυτές σε καθυστερήσεις πληρωμών, οικονομικά προβλήματα και, δυστυχώς, αναδρομικές περικοπές στις συμβολαιοποιημένες τιμές τους FIT ακόμη και για εν λειτουργία έργα μέσω των Ν. 4093/2012 [24] 4152/2013 [25] και, τέλος, 4254/2014 [26]. Αν και εκ πρώτης όψεως μπορεί κανείς να ισχυριστεί ότι τα ελλείμματα του ΕΛΑΠΕ οφείλονταν αποκλειστικά στην ταχεία ανάπτυξη των ΑΠΕ κατά την περίοδο 2011-2013, χωρίς ταυτόχρονη και επαρκή αύξηση του ΕΤΜΕΑΡ που συνδράμει στην αποζημίωση της παραγόμενης ενέργειας τους, ωστόσο ακόμη και μετά τις αναδρομικές περικοπές των τιμών την περίοδο 2012-2014, φάνηκε η προβληματική αρχιτεκτονική εσόδων του ΕΛΑΠΕ.

Εστιάζοντας περισσότερο στη δομή του ΕΛΑΠΕ [27], μια σημαντική συνιστώσα εσόδων του σχετίζεται με τα έσοδά του από την χονδρεμπορική αγορά, τα οποία αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές που εγχέεται στο δίκτυο πολλαπλασιαζόμενη με την αξία της ωριαίας ΟΤΣ. Για να δοθεί προτεραιότητα στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο δίκτυο σε σχέση με τις υπόλοιπες συμβατικές πηγές όπως οι εγκαταστάσεις λιγνίτη ή φυσικού αερίου, τα μοντέλα λειτουργικής ενίσχυσης FIT και FIP προβλέπουν ότι οι ΑΠΕ δεν συμμετέχουν πραγματικά στην χονδρεμπορική αγορά με προσφορές τιμών που θα ανταγωνίζονται τις προσφορές των ορυκτών καυσίμων, αλλά αντίθετα η

τιμή υποβολής προσφορών τους παραμένει λογιστικά μηδενική κάθε ώρα προκειμένου να είναι πάντοτε προτιμότερη η προσφορά τους και να επιλέγονται [28].

Συνεπώς, ανεξάρτητα από το μοντέλο λειτουργικής ενίσχυσης, FIT, FIP ή net-metering, υφίσταται σε όλα αυτά προτεραιότητα στην είσοδο των ΑΠΕ στην αγορά (δίκτυο) μέσω των λογιστικά μηδενικών τιμών υποβολής προσφορών, που έτσι συντελούν στην μείωση της ΟΤΣ στην Προημερήσια αγορά και συνεπώς και στα έσοδα του ΕΛΑΠΕ από αυτήν για την ανανεώσιμη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που εγχύθηκε. Αυτό φυσικά σημαίνει ότι η περαιτέρω αύξηση της ανανεώσιμης δυναμικότητας με έγχυση κατά προτεραιότητα, ακόμη και σε επίπεδο τιμών τελικής αποζημίωσης της σε τιμές συγκρίσιμες της ΟΤΣ, αναμένεται να επεκτείνει περαιτέρω το ΜΟΕ, μειώνοντας ακόμα περισσότερο την ΟΤΣ και ως εκ τούτου αυξάνοντας περαιτέρω την ανάγκη για αύξηση του ΕΤΜΕΑΡ, ώστε να διατηρηθεί η οικονομική ισορροπία του ΕΛΑΠΕ που αποπληρώνει την παραγωγής τους. Αυτή η συστηματική μείωση της ΟΤΣ λόγω της προτεραιότητας των ΑΠΕ ωφελεί τους προμηθευτές όχι μόνο για την ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές που αγοράζουν σε αυτή την χαμηλότερη τιμή χονδρικής αλλά και για το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που αντλούν από αυτήν (pool), αφού κάθε ώρα η ΟΤΣ είναι ενιαία και μοναδική [29].

Έτσι το ΕΤΜΕΑΡ δεν λειτουργεί για την χρηματοδότηση μόνο της πραγματικής διαφοράς κόστους μεταξύ ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και ορυκτών καυσίμων, αλλά ως εργαλείο για την κάλυψη της συνεχώς αυξανόμενης στρέβλωσης εξαιτίας του ΜΟΕ και του προβλήματος που δημιουργεί στα έσοδα του ΕΛΑΠΕ [29]. Περιττό να αναφερθεί πως μια γενική απόσυρση της προτεραιότητας των ΑΠΕ με στόχο την ελαχιστοποίηση του ΜΟΕ και συνεπώς της στρέβλωσης του ΕΛΑΠΕ στα έσοδα του από την αγορά στην βάση της ΟΤΣ, δεν δύναται να αποτελέσει μέρος μιας βιώσιμης λύσης. Ο στοχαστικός χαρακτήρας της αιολικής και ηλιακής ενέργειας θα καθιστούσε αδύνατο για τους εν λόγω παραγωγούς να επιβιώσουν στον άμεσο ανταγωνισμό έναντι των ορυκτών καυσίμων, εκτός εάν οι λύσεις αποθήκευσης καταστούν προηγουμένως αξιόπιστες και οικονομικά αποδοτικές γι' αυτούς.

Από την άλλη πλευρά, θα μπορούσε κάποιος να υποστηρίξει ότι για τον καταναλωτή η στρέβλωση του ΜΟΕ δεν παίζει τελικά κανένα ρόλο όσον αφορά το συνολικό κόστος του λογαριασμού ηλεκτρικού ρεύματος, δεδομένου ότι το αυξημένο ΕΤΜΕΑΡ αντισταθμίζεται από το μειωμένο χονδρεμπορικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της μειωμένης ΟΤΣ. Με άλλα λόγια, το πρόσθετο χρηματικό ποσό που πρέπει να φέρει το ρυθμιζόμενο μέρος του λογαριασμού (μέσω του ΕΤΜΕΑΡ) λόγω της στρέβλωσης του ΜΟΕ, αντισταθμίζεται από τη μείωση του μη ρυθμιζόμενου ή αποκαλούμενου "ανταγωνιστικού" μέρους του λογαριασμού. Επιπλέον, θα μπορούσε κανείς να ισχυριστεί πως εάν οι νέες ΑΠΕ που εισέρχονται στο σύστημα αμείβονται με τιμολόγια κοντά στα επίπεδα της ΟΤΣ, όπως συμβαίνει τώρα, οι λογαριασμοί ηλεκτρικού ρεύματος για τον καταναλωτή δεν θα αυξηθούν πλέον. Ωστόσο, ακόμα και οι νέες ΑΠΕ, λόγω της προτεραιότητάς τους για είσοδο στο σύστημα μέσω της υποβολής προσφορών με μηδενική τιμή, προκαλούν περαιτέρω πτώση της ΟΤΣ και ως εκ τούτου ανάγκη αύξησης του ΕΤΜΕΑΡ όχι μόνο γι' αυτούς αλλά και για όλες τις άλλες υφιστάμενες εν λειτουργία ΑΠΕ, οπότε ο φαύλος κύκλος διαιωνίζεται ακόμα πιο επιθετικά.

Η καθημερινότητα στην Ελλάδα κατά τη διάρκεια των ετών ύφεσης έδειξε ότι το ρυθμιζόμενο κόστος ηλεκτρισμού στους λογαριασμούς των καταναλωτών έχει πολιτικό κόστος για την εκάστοτε

Κυβέρνηση, πράγμα που σημαίνει ότι οι Αρχές είναι γενικά διστακτικές ή αρνητικές στην αύξηση μέρους του λογαριασμού ηλεκτρικής ενέργειας, ειδικά όταν δεν μπορούν εύκολα να εξηγήσουν στους καταναλωτές γιατί συμβαίνει αυτό. Το ΜΟΕ είναι δύσκολο να περιγραφεί και ταυτόχρονα οι Αρχές δεν μπορούν να ελέγξουν άμεσα το μη ρυθμιζόμενο μέρος του λογαριασμού που θα πρέπει να μειωθεί κατοπτρικά.

Το 2015, ο ΕΛΑΠΕ άρχισε να παρουσιάζει πάλι ελλείμματα λόγω της πτώσης της ΟΤΣ. Οι προμηθευτές δεν προχώρησαν στη μείωση των τιμών του ηλεκτρικού ρεύματος στο ανταγωνιστικό σκέλος των λογαριασμών, αλλά διατηρούσαν υψηλά περιθώρια κέρδους επωφελούμενοι από το ΜΟΕ προκειμένου να αντιμετωπίσουν και το αυξανόμενο φαινόμενο των απλήρωτων λογαριασμών των καταναλωτών. Ταυτόχρονα, το Κράτος πάγωσε επίσημα οποιαδήποτε αύξηση του ΕΤΜΕΑΡ. Λιγότερο από ένα χρόνο αργότερα, το 2016, οι καθυστερήσεις στις πληρωμές των παραγωγών ΑΠΕ άρχισαν να αυξάνονται ταχύτατα, λόγω του αυξανόμενου σωρευτικού ελλείμματος του ΕΛΑΠΕ, θέτοντας σε κίνδυνο τις εθνικές πολιτικές κατά της κλιματικής αλλαγής και φυσικά την αξιοπιστία της Ελλάδας ως επενδυτικού προορισμού. Ως εκ τούτου, ο δημόσιος διάλογος και η πρόκληση κατά την διάρκεια αυτής της περιόδου ήταν να καθοριστεί πώς θα αφαιρεθεί από το ΕΤΜΕΑΡ το στρεβλό λόγω ΜΟΕ τμήμα του και τούτο να χρεωθεί στους προμηθευτές που επωφελούνταν συστηματικά από τα υψηλά περιθώρια κέρδους στην χονδρεμπορική αγορά.

Προς το σκοπό αυτό, η ιδέα ήταν να καθιερωθεί μια παράλληλη εικονική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας που θα επιλύεται κάθε ώρα ακριβώς όπως η επίσημη και που δεν θα περιλαμβάνει ωστόσο τις ΑΠΕ που λειτουργούν με καθεστώς προτεραιότητας. Από αυτή την εικονική αγορά, θα υπολογίζεται μία επίσης εικονική ΟΤΣ. Εν συνεχεία η διαφορά της εικονικής ΟΤΣ από την επίσημη απέδιδε την απομείωση λόγω του ΜΟΕ. Αυτή η διαφορά μεταξύ της εικονικής ΟΤΣ (VSMP) και της επίσημης πολλαπλασιαζόμενη με το ποσό των MWh που κάθε προμηθευτής απορρόφησε από το ροοί της αγοράς προκειμένου να καλύψει την ζήτηση των πελατών του, θα αποτελούσε μια νέα χρέωση για τους προμηθευτές. Αυτή η νέα χρέωση, αποκαλούμενη Πρόσθετη Χρέωση Εκπροσώπων Φορτίου Ειδικού Λογαριασμού (ΠΧΕΦΕΛ), αποσκοπούσε στο να υποχρεώσει τους προμηθευτές να αποδώσουν στον ΕΛΑΠΕ το συστηματικό οικονομικό τους όφελος ήτοι το αυξημένο περιθώριο κέρδους λόγω των ΑΠΕ και του ΜΟΕ που αυτές προκάλεσαν.

Με τον τρόπο αυτό, έχοντας πλέον ο ΕΛΑΠΕ μια πρόσθετη συνιστώσα εσόδων προς αντιστάθμιση του ΜΟΕ, η επιβάρυνση των καταναλωτών από το ΕΤΜΕΑΡ θα μπορούσε να διατηρηθεί στα απαραίτητα χαμηλότερα επίπεδα. Στόχος του ΕΤΜΕΑΡ είναι να ανταποκρίνεται στην όποια διαφορά στο κόστος παραγωγής πραγματικά υπάρχει μεταξύ ορυκτών καυσίμων και ανανεώσιμων πηγών. Από την άλλη πλευρά, για τους προμηθευτές, η επιβάρυνση της ΠΧΕΦΕΛ συνίστατο σε μια νέα συνιστώσα κόστους ενσωματωμένη στο ανταγωνιστικό μέρος των λογαριασμών προς τους καταναλωτές, όπου εκεί είχαν την δυνατότητα να την κατανείμουν με ποικίλους τρόπους μεταξύ των διαφορετικών ομάδων πελατών σε συσχετισμό λ.χ. με ωριαίο καταναλωτικό προφίλ, εφόσον τυχόν δεν μπορούσαν πλήρως να την απορροφήσουν. Το ΜΟΕ διαφέρει σημαντικά μεταξύ των διαφόρων ωρών της Προημερήσιας αγοράς, καθώς σχετίζεται κυρίως με την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την ενεργό διεύθυνση των ΑΠΕ.

Μια ριζική εναλλακτική λύση που προτάθηκε εκείνη την περίοδο ήταν να ενσωματωθεί πλήρως το ΕΤΜΕΑΡ στο χονδρεμπορικό κόστος των προμηθευτών και, συνεπώς, στο ανταγωνιστικό μέρος των

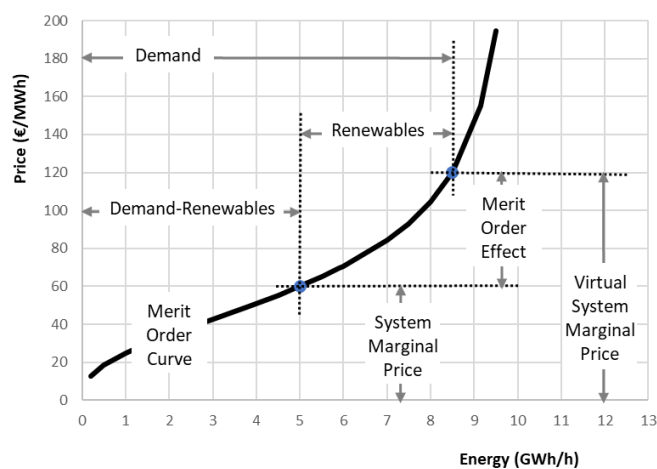
λογαριασμών τους. Για το σκοπό αυτό, ο διαχειριστής της αγοράς θα χρειάζοταν να τους χρεώνει μια επιβάρυνση υπέρ ΑΠΕ με βάση την ηλεκτρική ενέργεια που αντλήθηκε από την Προημερήσια αγορά. Οι προμηθευτές έτσι θα ενσωμάτωναν πλήρως το κόστος του ΕΤΜΕΑΡ στις πολιτικές τιμολόγησής τους, αναμειγνύοντας το φυσικά και με το όφελος τους από το ΜΟΕ που προκαλούν ταυτόχρονα οι ΑΠΕ υπέρ τους. Οι λογαριασμοί των προμηθευτών θα γίνονταν έτσι περισσότερο προσανατολισμένοι προς την αγορά, δεδομένου ότι δεν θα υπήρχε κάποιο ρυθμιζόμενο σκέλος για το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ που οι προμηθευτές δεν "κατέχουν" αλλά απλά το μεταφέρουν στους καταναλωτές. Το μοντέλο αυτό θα ισοδυναμούσε κατά κάποιον τρόπο με διμερή συμβόλαια μεταξύ προμηθευτών και παραγωγών ενέργειας ΑΠΕ σε σταθερές τιμές και πλήρη απορρόφηση της παραγωγής τους.

#### 5.4 Το Μοντέλο της Προημερήσιας Αγοράς

Το προτεινόμενο μαθηματικό μοντέλο στοχεύει στην πρόβλεψη του ΜΟΕ σε σχέση με τους κρίσιμους παράγοντες που επηρεάζουν την Προημερήσια αγορά. Είναι βασικά ένα ντετερμινιστικό μοντέλο το οποίο λαμβάνει υπόψη το «προβλέψιμο» μέρος της εποχικής και ημερήσιας διακύμανσης της ζήτησης και της ανανεώσιμης παραγωγής, ενώ το «τυχαίο» τμήμα θεωρείται απλά ένας θόρυβος ο οποίος εξαλείφεται με την προσαρμογή στα ιστορικά δεδομένα. Η τυχαία διακύμανση θα μπορούσε να εξεταστεί με την προσθήκη ειδικών συναρτήσεων που περιγράφουν τον θόρυβο, αλλά αυτό δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής της παρούσας εργασίας. Ένα στοχαστικό μοντέλο για πιθανοτικές προβλέψεις έχει προταθεί πρόσφατα από τους Bello et al [30].

##### 5.4.1 Ο Ορισμός του Merit Order Effect

Υπό την μαθηματική έννοια, το ΜΟΕ ορίζεται ως η διαφορά στην ΟΤΣ μεταξύ α) της αξίας που υπολογίζεται όταν όλη η ζήτηση λαμβάνεται υπόψη στην διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς, αυτό συνιστά την Εικονική ΟΤΣ (VSMP) και β) η αξία που υπολογίζεται όταν η παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας εξαιρείται από τη ζήτηση, τούτο συνιστά την τακτική ΟΤΣ (SMP). Οπότε,  $MOE = VSMP - SMP$ . Ο ορισμός αυτός παρουσιάζεται γραφικά στο Σχήμα 1.



**Σχήμα 1.** Ορισμός του Merit Order Effect (MOE) χρησιμοποιώντας την καμπύλη της ζήτησης και της προσφοράς με σειρά αξίας (Merit Order Curve) στην Προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

#### 5.4.2 Merit Order Curve

Η καμπύλη προσφοράς κατά σειρά αξίας στην Προημερήσια αγορά αποκαλείται Merit Order Curve (MOC). Η ακόλουθη συνάρτηση προτείνεται για χρήση στην παρούσα εργασία ώστε να την περιγράψει:

$$P = P_{med} \left( \frac{S}{S_{max} - S} \right)^n \quad (1)$$

Όπου η τιμή παροχής ενέργειας  $P$  (€/MWh) υπολογίζεται με βάση την κατανεμόμενη προσφορά (παροχή) ηλεκτρικής ενέργειας  $S$  (GWh/h), όταν οι ακόλουθες τρεις παράμετροι είναι γνωστές:

- $S_{max}$  GWh/h η μέγιστη δυνατή προσφορά (παροχή) ηλεκτρικής ενέργειας
- $P_{med}$  €/MWh η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στο ήμισυ της μέγιστης παροχής
- $n$  - εμπειρική σταθερά

Προφανώς η μέγιστη δυνατή προσφορά (παροχή) ηλεκτρικής ενέργειας είναι ανάλογη της συμβατικής εγκατεστημένης ισχύος (λιγνίτης, φυσικό αέριο, μεγάλα υδροηλεκτρικά) που αποτελούν κατανεμόμενες μονάδες του συστήματος, ήτοι έχουν την δυνατότητα να καθορίζουν την ΟΤΣ μέσα από τις ωριαίες προσφορές τους στην Προημερήσια αγορά.

Η ανωτέρω ανάλυση θεωρεί πως οι υπόλοιπες παράμετροι που επηρεάζουν την MOC παραμένουν σταθερές καθ' όλη την διάρκεια της περιόδου της ανάλυσης. Παράμετροι όπως η στρατηγική προσφορών στην αγορά από πλευράς συμμετεχόντων παραγωγών, οι τιμές εκπομπών CO<sub>2</sub>, καθώς και οι τιμές καυσίμων μπορούν να ενταχθούν στα  $P_{med}$  και  $n$  μέσω συναρτήσεων, αλλά τούτο είναι εκτός του πεδίου έρευνας της παρούσας διατριβής.

#### 5.4.3 Η Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας φαίνεται να έχει εποχιακές όσο και ημερήσιες διακυμάνσεις. Η εποχιακή διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας εμφανίζεται με δύο κορυφές, μία κατά την διάρκεια του χειμώνα και μία κατά την διάρκεια του καλοκαιριού. Οι Loumakis et al. [31] εξέτασαν τα ακόλουθα τρία συστατικά που καθορίζουν την τελική ζήτηση με διαφορετικές διακυμάνσεις: α) σταθερή ζήτηση ανεξάρτητα από την εποχή, β) ζήτηση για χειμερινές δραστηριότητες και γ) ζήτηση θερινών δραστηριοτήτων. Μια κανονική κατανομή προτάθηκε για να περιγράψει τόσο τις χειμερινές όσο και τις καλοκαιρινές δραστηριότητες με διαφορετικά χαρακτηριστικά. Η συνάρτηση που προτείνεται είναι η [31]:

$$D_i = \frac{D_T(1 - d_w - d_s)}{365} + d_w D_T \cdot N(t_{w0}, \Delta t_w, i) + d_s D_T \cdot N(t_{s0}, \Delta t_s, i) \quad (2)$$

Όπου η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας  $D_i$  (GWh/day) των ημερών  $i$  (1, 2, ..., 365) υπολογίζεται όταν οι ακόλουθες επτά παράμετροι είναι γνωστές:

- $D_T$  GWh/year η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του έτους
- $d_w$  - το μέρος της συνολικής ζήτησης που αφορά τις χειμερινές δραστηριότητες

- $d_s$  - το μέρος της συνολικής ζήτησης που αφορά τις θερινές δραστηριότητες
- $t_{wo}$  ημέρα ο χρόνος αιχμής των χειμερινών δραστηριοτήτων
- $t_{so}$  ημέρα ο χρόνος αιχμής των θερινών δραστηριοτήτων
- $\Delta t_w$  ημέρες η τυπική διάρκεια των χειμερινών δραστηριοτήτων
- $\Delta t_s$  ημέρες η τυπική διάρκεια των θερινών δραστηριοτήτων

Η κανονική κατανομή εκφράζεται από την εξίσωση:

$$N(\mu, \sigma, t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left(-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}\right).$$

Η ημερήσια διακύμανση της ζήτησης επίσης εμφανίζει δύο κορυφές, μία το μεσημέρι και μία το βράδυ. Οπότε η ανωτέρω θεώρηση για την εποχική διακύμανση χρησιμοποιείται επίσης για να περιγράψει και την ημερήσια διακύμανση:

$$D_{ij} = \frac{D_i(1 - d_n - d_e)}{24} + d_n D_i \cdot N(t_{no}, \Delta t_n, j) + d_e D_i \cdot N(t_{eo}, \Delta t_e, j) \quad (3)$$

όπου η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας  $D_{ij}$  (GWh/hour) κατά τη διάρκεια των ωρών  $j$  ( $= 1, 2, \dots, 24$ ) της ημέρας  $i$  ( $1, 2, \dots, 365$ ) υπολογίζεται, όταν η συνολική ζήτηση  $D_i$  (GWh/day) της ημέρας  $i$  υπολογίζεται από την Εξίσωση (2) και οι ακόλουθοι έξι παράμετροι είναι επιπλέον γνωστές:

- $d_n$  - το μέρος της συνολικής ημερήσιας ζήτησης για μεσημεριανές δραστηριότητες
- $d_e$  - το μέρος της συνολικής ημερήσιας ζήτησης για βραδινές δραστηριότητες
- $t_{no}$  ώρα η ώρα της μεσημεριανής αιχμής
- $t_{eo}$  ώρα η ώρα της βραδινής αιχμής
- $\Delta t_n$  ώρες η τυπική διάρκεια των μεσημεριανών δραστηριοτήτων
- $\Delta t_e$  ώρες η τυπική διάρκεια των βραδινών δραστηριοτήτων

#### 5.4.4 Η παραγωγή ΑΠΕ

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ φαίνεται να έχει εποχικές όσο και ημερήσιες διακυμάνσεις. Οι Loumakis et al. [31] ανέδειξαν ότι όλοι οι τύποι ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ακολουθούν μια εποχική μεταβολή μορφής συνημίτονου με διαφορετικό εύρος και χρόνο αιχμής. Επομένως, οι ΑΠΕ ως σύνολο εμφανίζουν επίσης διακύμανση σε μορφή συνημίτονου με χαρακτηριστικά ωστόσο που εξαρτώνται από το ανανεώσιμο μίγμα. Αντίθετα, όσον αφορά τις καθημερινές διακυμάνσεις, όλες οι ανανεώσιμες εκτός από τα φωτοβολταϊκά, εμφανίζουν τυχαία διακύμανση ή φαίνονται κατά μέσο όρο συνολικά περίπου σταθερές χωρίς κάποια αιτιολογημένη διακύμανση. Τα φωτοβολταϊκά αντίθετα ακολουθούν μια γνωστή ντετερμινιστική διακύμανση κατά τις ώρες ηλιοφάνειας της ημέρας. Με βάση αυτές τις παρατηρήσεις, οι ΑΠΕ μπορούν να χωριστούν σε δύο κατηγορίες, όσον αφορά το καθημερινό προφίλ διακύμανσης, τα φωτοβολταϊκά (PV) και τις υπόλοιπες (W). Έτσι:

$$R_i = W_i + PV_i \quad (4)$$

όπου:

- $i$  ημέρες η ημέρα του έτους (1, 2, ..., 365);
- $R_i$  GWh/day η παραχθείσα ενέργεια από ΑΠΕ την ημέρα  $i$
- $W_i$  GWh/day η παραχθείσα ενέργεια από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών την ημέρα  $i$
- $PV_i$  GWh/day η παραχθείσα ενέργεια από φωτοβολταϊκά την ημέρα  $i$

Η εποχική διακύμανση και των δύο τύπων ΑΠΕ περιγράφεται από εξίσωση συνημίτονου ως εξής:

$$W_i = \frac{W_T}{365} - \Delta W \cos\left(2\pi \frac{i - i_{Wo}}{365}\right) \quad (5)$$

$$PV_i = \frac{PV_T}{365} - \Delta PV \cos\left(2\pi \frac{i - i_{PVo}}{365}\right) \quad (6)$$

Η Εξίσωση (5) υπολογίζει την ηλεκτρική ενέργεια  $W_i$  (GWh/day) που παράχθηκε από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών κατά την διάρκεια της ημέρας  $i$  (1, 2, ..., 365) του έτους, όταν οι ακόλουθες παράμετροι είναι γνωστές:

- $W_T$  GWh/year η συνολική ετήσια παραγωγή από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών
- $\Delta W$  GWh/day το εύρος της εποχικής διακύμανσης της παραγωγής των ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών
- $i_{Wo}$  ημέρα η ημέρα της ελάχιστης παραγωγής των ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών

Η Εξίσωση (6) υπολογίζει την ηλεκτρική ενέργεια  $PV_i$  (GWh/day) που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά την ημέρα  $i$  (1, 2, ..., 365) του έτους, όταν οι ακόλουθες τρεις παράμετροι είναι γνωστές:

- $PV_T$  GWh/year η συνολική ετήσια παραγωγή των φωτοβολταϊκών
- $\Delta PV$  GWh/day το εύρος της εποχικής διακύμανσης της παραγωγής των φωτοβολταϊκών
- $i_{PVo}$  ημέρα η ημέρα της ελάχιστης παραγωγής των φωτοβολταϊκών

Αναφορικά με την ημερήσια διακύμανση, προτείνονται οι ακόλουθες εξισώσεις:

$$W_{ij} = \frac{W_i}{24} \quad (7)$$

$$PV_{ij} = cf \frac{PV_i}{24} \max\left(\cos\left(2\pi \frac{j - j_{PVo}}{24}\right), 0\right) \quad (8)$$

Η Εξίσωση (7) υπολογίζει την ηλεκτρική ενέργεια  $W_{ij}$  (GWh/hour) που παράγεται από τις ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών κατά την διάρκεια της ώρας  $j$  (1, 2, ..., 24) της ημέρας  $i$  (1, 2, ..., 365) του έτους, όταν η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από αυτές υπολογίζεται από την Εξίσωση (5).

Η Εξίσωση (8) υπολογίζει την ηλεκτρική ενέργεια  $PV_{ij}$  (GWh/hour) που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά κατά την διάρκεια της ώρας  $j$  (1, 2, ..., 24) της ημέρας  $i$  (1, 2, ..., 365), όταν η συνολική

ημερήσια ηλεκτρική ενέργεια υπολογίζεται από την Εξίσωση (6) και η ακόλουθη παράμετρος είναι επιπλέον γνωστή:

- $j_{PV0}$  ώρες η ώρα με την μέγιστη παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά

Ο συντελεστής διόρθωσης  $cf$  δίνεται από την εξίσωση:  $cf = PV_i / \sum_{j=1}^{24} PV_{ij}$

#### 5.4.5 Ανάλυση Παλινδρόμησης

Το μαθηματικό μοντέλο των Εξισώσεων (1)-(8) υπολογίζει όλες τις κρίσιμες ποσότητες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ζήτηση, ανανεώσιμη παραγωγή, καμπύλη προσφοράς, ΟΤΣ και το MOE) όταν είκοσι τρεις παράμετροι είναι γνωστές. Το διάγραμμα ροής πληροφοριών του προτεινόμενου μοντέλου παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.

Οι παράμετροι μπορούν να υπολογιστούν χρησιμοποιώντας τρεις χωριστές αναλύσεις παλινδρόμησης:

- Οι Εξισώσεις (2) και (3) προσαρμόζονται ταυτόχρονα στα πραγματικά δεδομένα της ζήτησης.
- Οι Εξισώσεις (5)-(8) προσαρμόζονται ταυτόχρονα στα πραγματικά δεδομένα της παραγωγής ΑΠΕ.
- Η Εξίσωση (1) προσαρμόζεται στα πραγματικά δεδομένα της ΟΤΣ και της Εικονικής ΟΤΣ.

Τα αναγκαία δεδομένα αντλήθηκαν από την βάση δεδομένων του ΛΑΓΗΕ [32] και του ΕΧΕ [33].

Κατά την διάρκεια της περιόδου Οκτώβριος 2016 έως Δεκέμβριος 2018 (27 μήνες) η διαδικασία εκκαθάρισης της Προημερήσιας αγοράς διεξαγόταν δύο φορές: α) χρησιμοποιώντας την ζήτηση και την προσφορά περιλαμβάνοντας τις ΑΠΕ ώστε να υπολογιστεί η ΟΤΣ και β) χρησιμοποιώντας την ζήτηση και την προσφορά χωρίς να περιλαμβάνονται οι ΑΠΕ ώστε να υπολογιστεί η Εικονική ΟΤΣ.

Τα ακόλουθα δεδομένα αντλήθηκαν για όλο το έτος 2017:

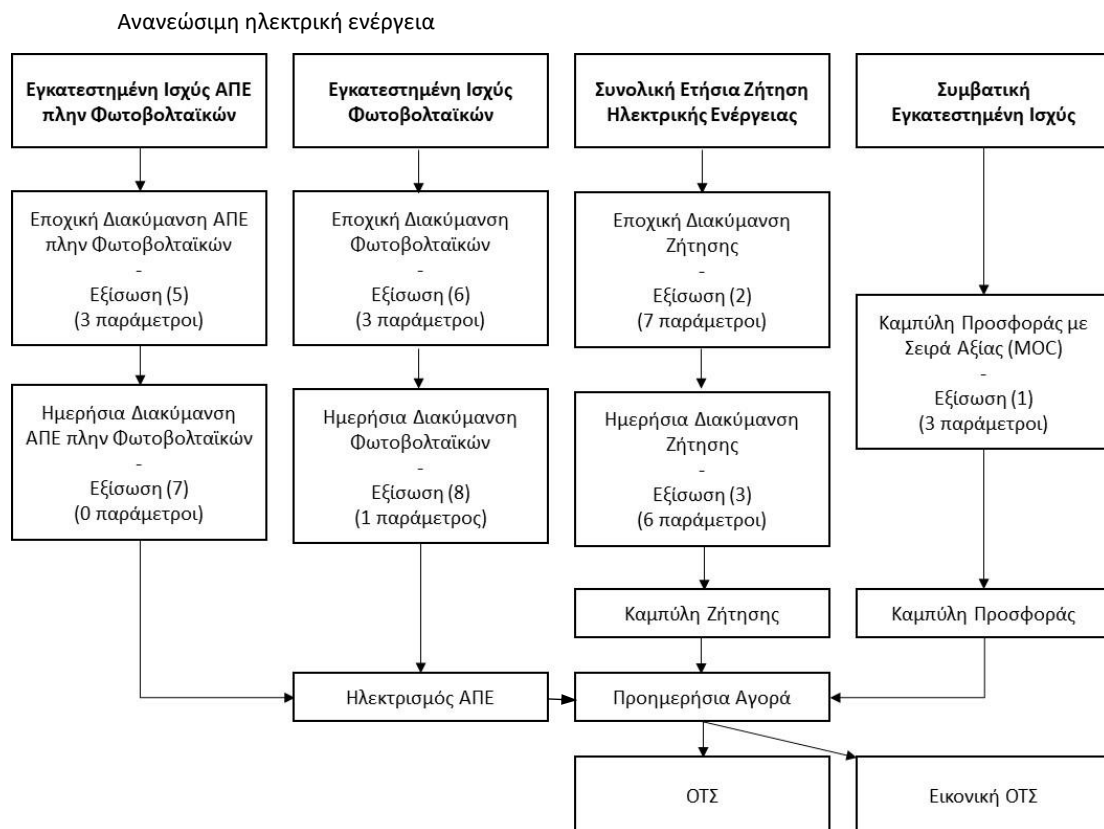
- $D_{ij}$  GWh/h Ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας
- $R_{ij}$  GWh/h Ωριαία ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια
- $SMP_{ij}$  €/MWh Ωριαία ΟΤΣ
- $VSMP_{ij}$  €/MWh Ωριαία Εικονική ΟΤΣ

Όπου  $i$  είναι ο αριθμός της ημέρας (1, 2, ..., 365) και  $j$  ο αριθμός της ώρας (1, 2, ..., 24) ανά ημέρα.

Το προσαρμοσμένο μοντέλο που εξάγεται μπορεί να χρησιμοποιηθεί για πρόγνωση μεταβάλλοντας τις ακόλουθες παραμέτρους (παράγοντες):

- $S_{max}$  GWh/h η μέγιστη εφικτή προσφορά (παροχή) ηλεκτρικής ενέργειας
- $W_T$  GWh/year η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών
- $PV_T$  GWh/year η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά
- $D_T$  GWh/year η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά την διάρκεια του έτους

Όλες οι άλλες παράμετροι του μοντέλου δεν μπορούν να θεωρηθούν ως παράγοντες καθώς παραμένουν σταθερές σε μακροπρόθεσμη βάση, δεν είναι ανάλογες του μεγέθους της αγοράς αλλά εξαρτώνται από τις δραστηριότητες της χώρας και τα χαρακτηριστικά του καιρού.

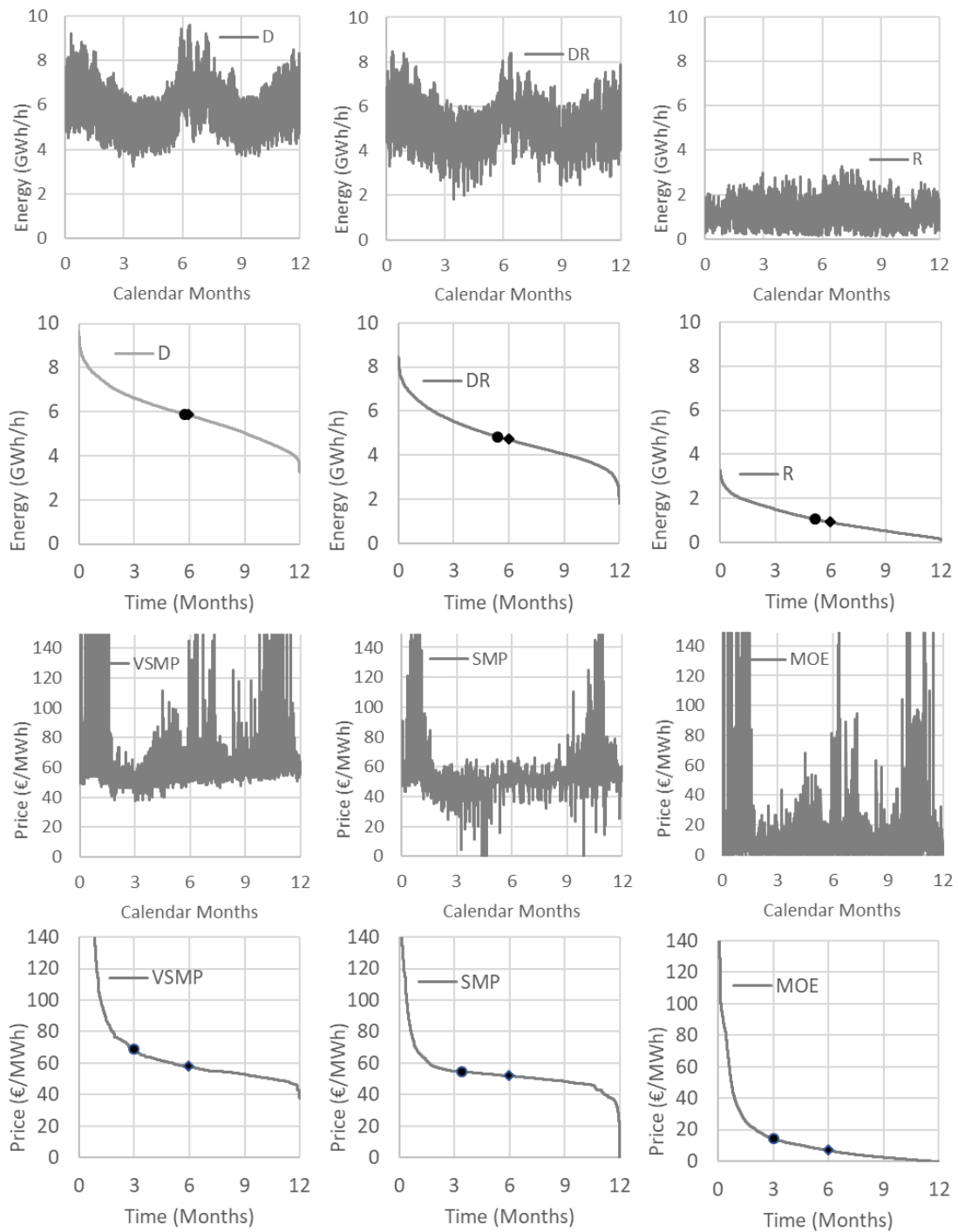


**Σχήμα 2.** Διάγραμμα ροής μοντέλου

## 5.5 Αποτελέσματα και Σχολιασμός

### 5.5.1 Στατιστική Ανάλυση

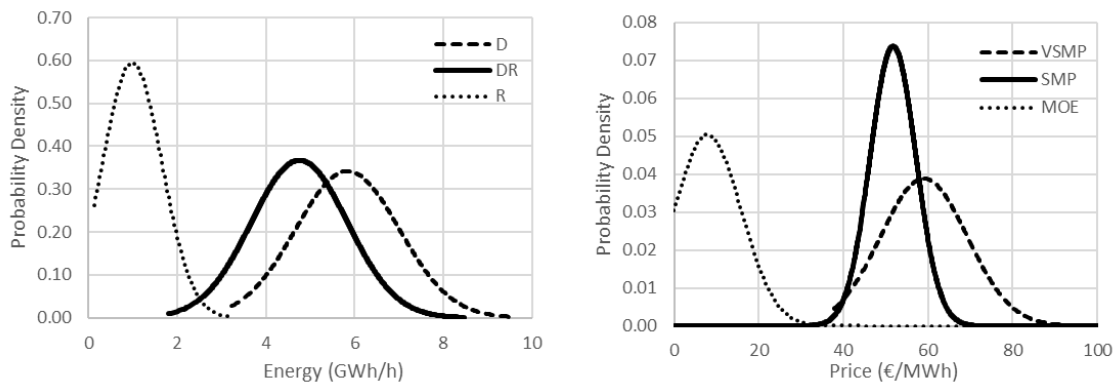
Τα καταγραφόμενα μεγέθη (D, R, VSMP και SMP) μαζί με τα υπολογιζόμενα ( $DR = D - R$  και  $MOE = VSMP - SMP$ ) παρουσιάζονται στο Σχήμα 3. Τα ωριαία δεδομένα σχεδιάζονται, ήτοι 8,760 σημεία για κάθε μέγεθος. Οι καμπύλες χρονικής διάρκειας επίσης παρουσιάζονται στο Σχήμα 3. Επιπλέον, τα βασικά στατιστικά μεγέθη παρουσιάζονται στον Πίνακα 1 και οι αντίστοιχες προσαρμοσμένες κανονικές κατανομές στο Σχήμα 4.



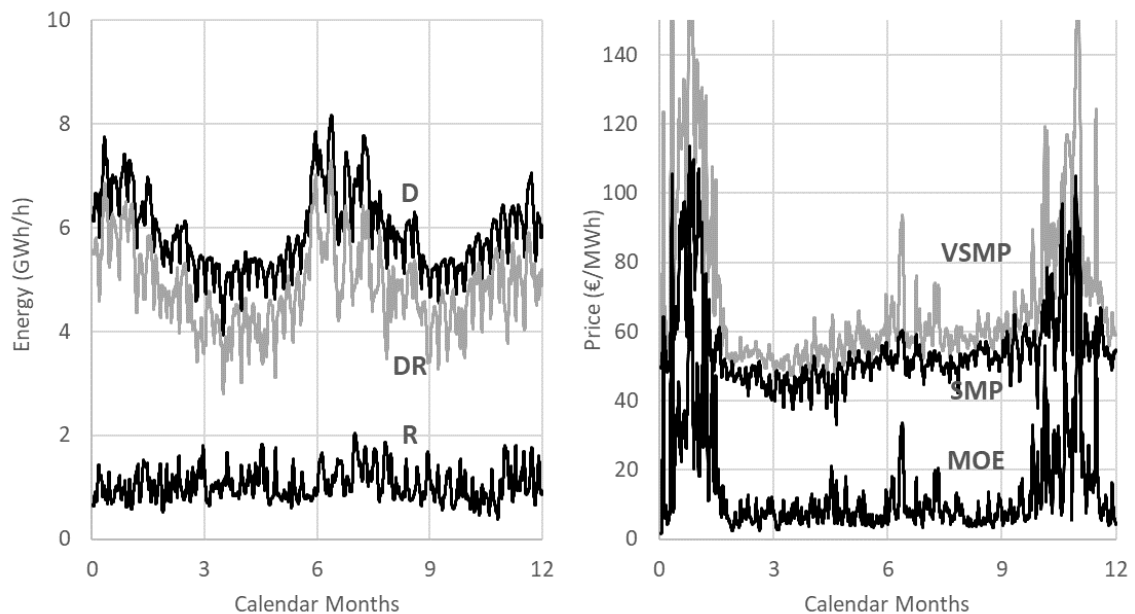
**Σχήμα 3.** Πραγματικά δεδομένα ως προς τον χρόνο μαζί με τις αντιστοιχούσες καμπύλες διάρκειας: D = ζήτηση, DR = ζήτηση χωρίς ανανεώσιμες, R = ανανεώσιμες, VSMP = Εικονική ΟΤΣ, SMP = ΟΤΣ, MOE = Merit Order Effect. Στοιχεία από ΛΑΓΓΕ [33].

**Πίνακας 1.** Βασικά στατιστικά μεγέθη

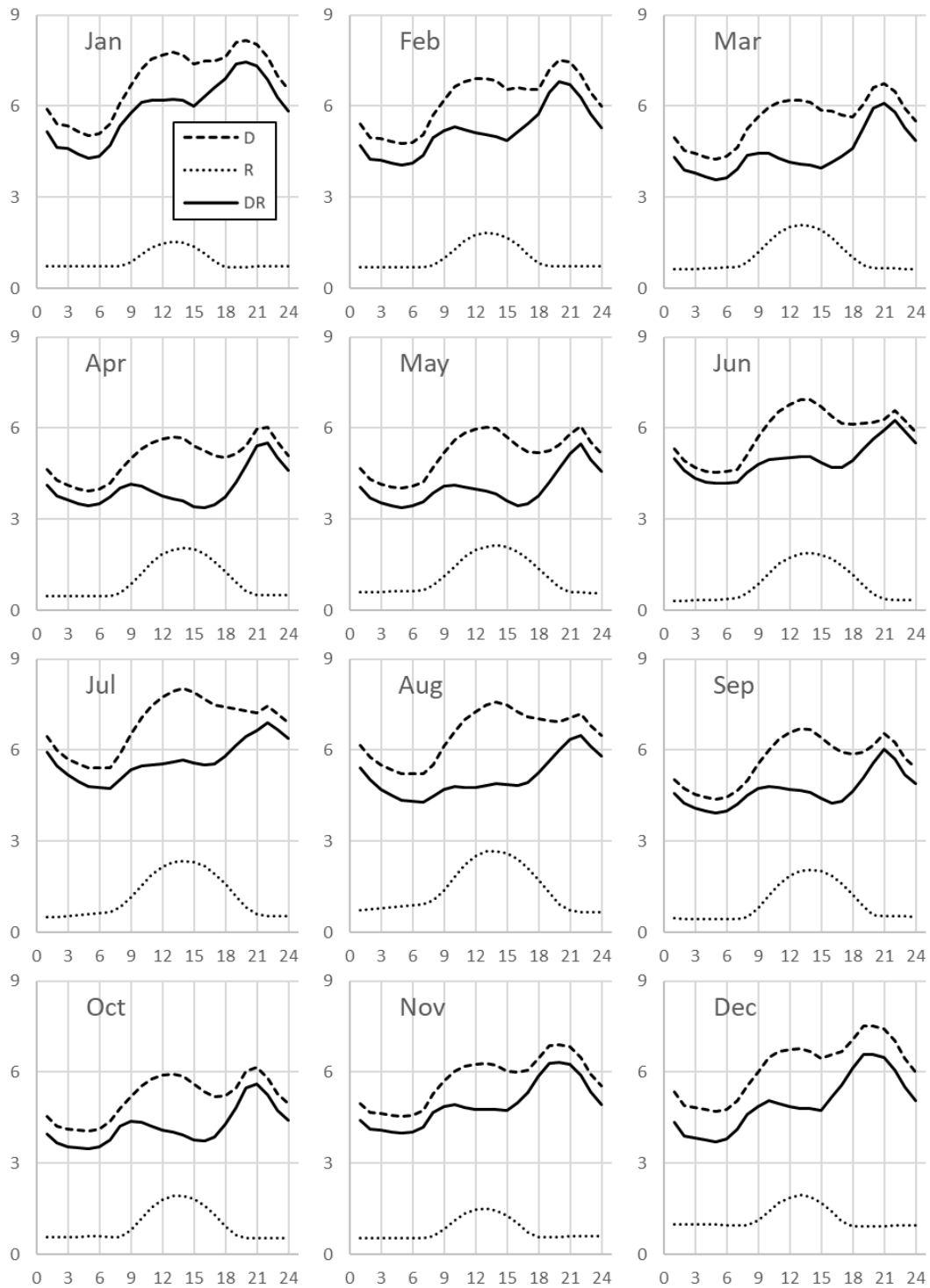
| Μεγέθη                   | -    | St Dev | Mean | Median | Min  | Max  | -     |
|--------------------------|------|--------|------|--------|------|------|-------|
| Ζήτηση                   | D    | 1.13   | 5.89 | 5.84   | 3.24 | 9.61 | GWh/h |
| Ζήτηση μείον ανανεώσιμες | DR   | 1.09   | 4.84 | 4.70   | 1.81 | 8.48 | GWh/h |
| Ανανεώσιμες              | R    | 0.64   | 1.05 | 0.91   | 0.12 | 3.29 | GWh/h |
| Εικονική ΟΤΣ             | VSMP | 33.9   | 68.8 | 57.6   | 37.8 | >150 | €/MWh |
| ΟΤΣ                      | SMP  | 16.8   | 54.7 | 51.7   | 0.0  | >150 | €/MWh |
| Merit Order Effect       | MOE  | 24.5   | 14.2 | 6.9    | 0.0  | >150 | €/MWh |



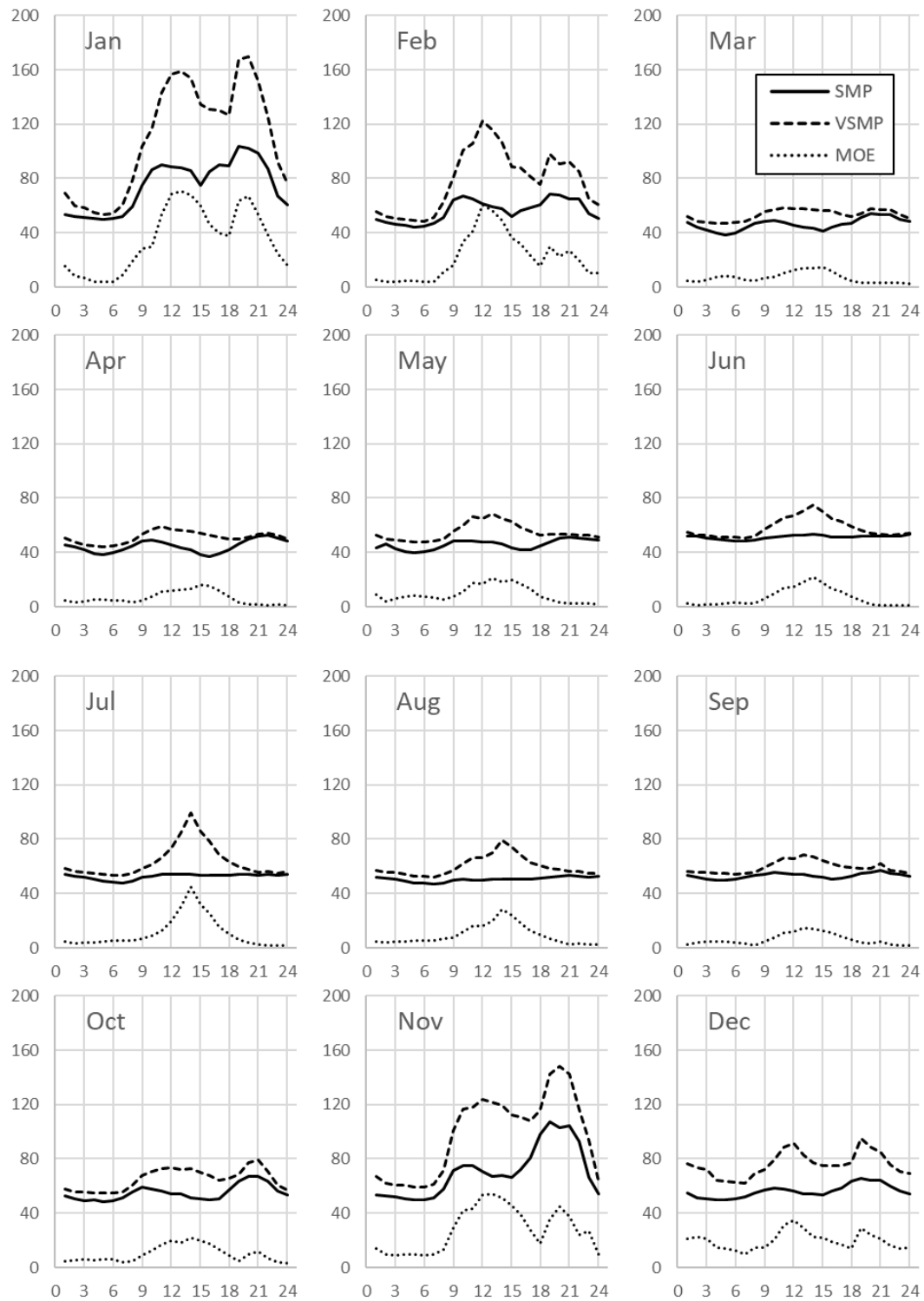
**Σχήμα 4.** Προσαρμοσμένη κανονική κατανομή: D = ζήτηση, DR = ζήτηση μείον ανανεώσιμες, R = ανανεώσιμες, VSMP = Εικονική ΟΤΣ, SMP = ΟΤΣ, MOE = Merit Order Effect.



**Σχήμα 5.** Εποχική διακύμανση χρησιμοποιώντας 24ωρους κινούμενους μέσους όρους: D = ζήτηση, DR = ζήτηση μείον ανανεώσιμες, R = ανανεώσιμες, VSMP = Εικονική ΟΤΣ, SMP = ΟΤΣ, MOE = Merit Order Effect.



**Σχήμα 6.** Ημερήσια διακύμανση χρησιμοποιώντας μέσους όρους σε μηνιαία βάση ωριαίων δεδομένων: D = ζήτηση, DR = ζήτηση μείον ανανεώσιμες, R = ανανεώσιμες. Οριζόντιος άξονας = ώρα της ημέρας, κάθετος άξονας = ενέργεια σε GWh/h.



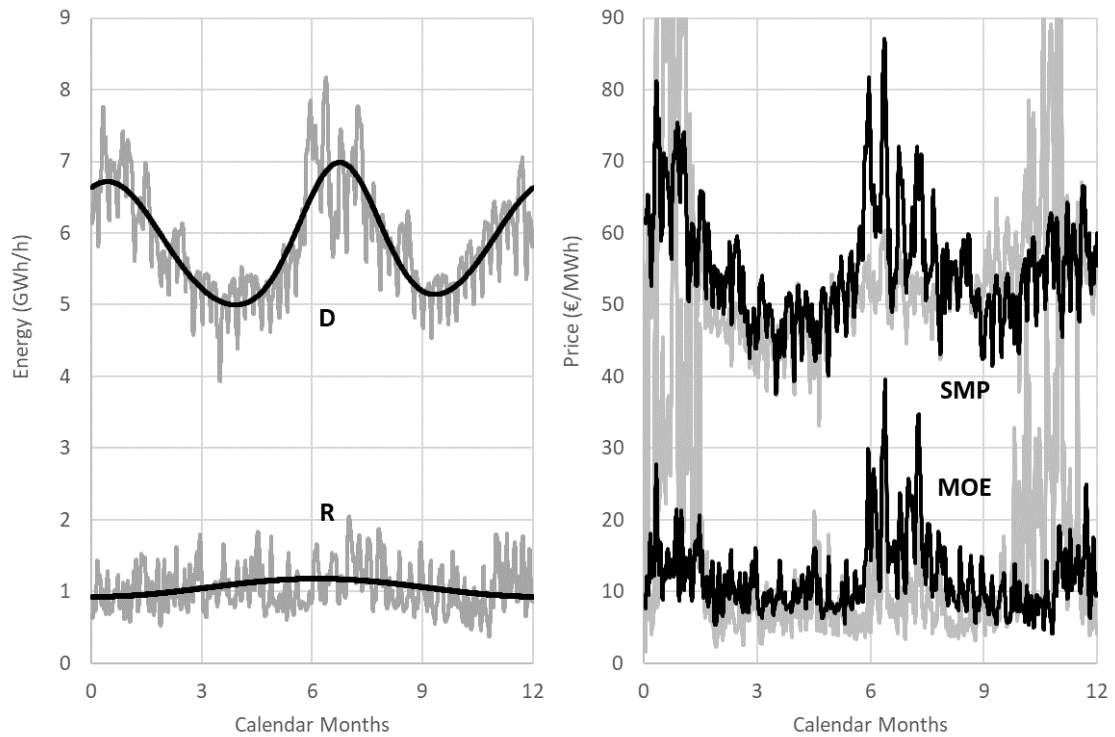
**Σχήμα 7.** Ημερήσια διακύμανση χρησιμοποιώντας μέσους όρους σε μηνιαία βάση ωριαίων δεδομένων: VSMP = Εικονική ΟΤΣ, SMP = ΟΤΣ, MOE = merit order effect. Οριζόντιος άξονας = ώρα της ημέρας, κάθετος άξονας = τιμή σε €/MWh.

### 5.5.2 Ανάλυση Παλινδρόμησης

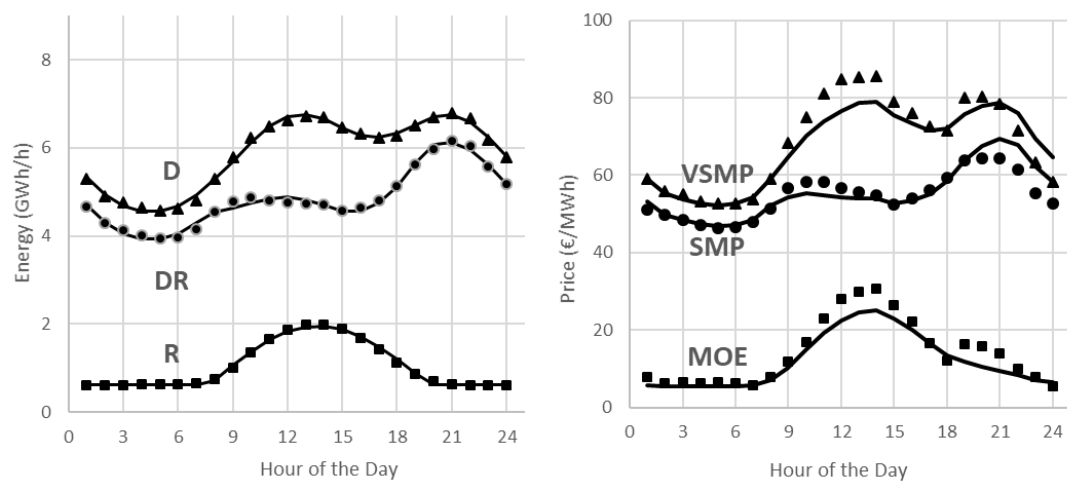
Ο Πίνακας 2 παρουσιάζει τις τιμές των παραμέτρων από την ανάλυση παλινδρόμησης όπως περιεγράφηκε ανωτέρω. Εφαρμόστηκαν τρεις διαφορετικές αναλύσεις παλινδρόμησης, ενώ η σύγκριση μεταξύ πραγματικών και υπολογιζόμενων τιμών παρουσιάζεται στα Σχήματα 8-11.

**Πίνακας 2.** Αποτελέσματα υπολογισμού παραμέτρων μοντέλου

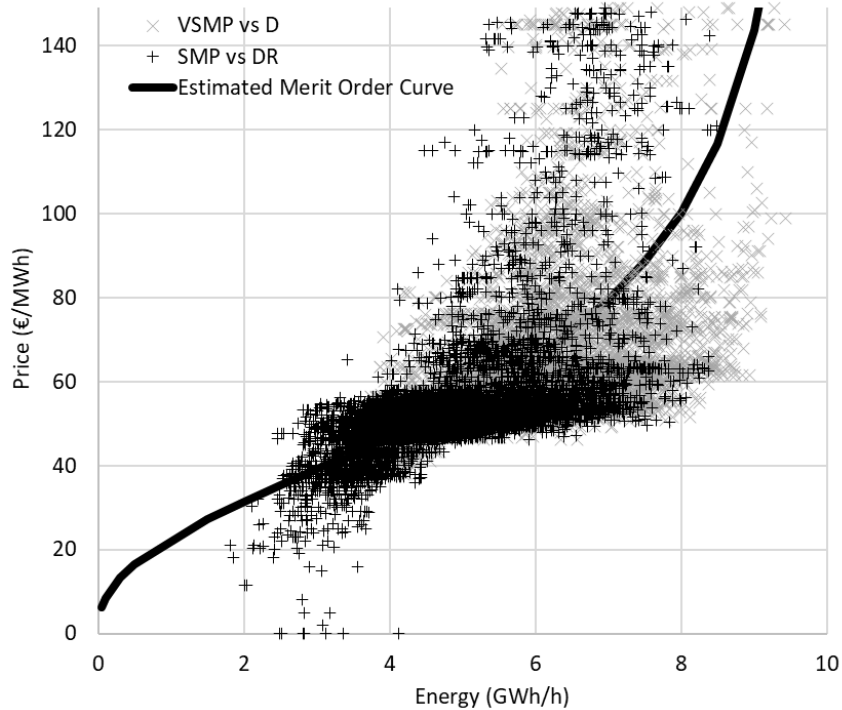
| <b>Παράμετροι της Merit Order Curve</b>                  | <b>Εξίσωση (1)</b>            | <b>Μονάδες</b> |
|--|-------------------------------|----------------|
| Τιμή στο ήμισυ της μέγιστης προσφοράς (παροχής)          | $P_{med}$ 55.2                | €/MWh          |
| Μέγιστη εφικτή παροχή ηλεκτρικής ενέργειας               | $S_{max}$ 9.88                | GWh/h          |
| Εμπειρική σταθερά  | $n$ 0.412                     | -              |
| <b>Παράμετροι Εποχικής Διακύμανσης της Ζήτησης</b>       | <b>Εξίσωση (2)</b>            |                |
| Ετήσια Ζήτηση  | $D_T$ 51.6                    | TWh/y          |
| Μέρος Χειμερινών Δραστηριοτήτων                          | $d_w$ 0.099                   | -              |
| Ημέρα Αιχμής Χειμερινών Δραστηριοτήτων                   | $t_{wo}$ 13.1                 | ημέρες         |
| Τυπική Διάρκεια Χειμερινών Δραστηριοτήτων                | $\Delta t_w$ 44.5             | ημέρες         |
| Μέρος Θερινών Δραστηριοτήτων                             | $d_s$ 0.085                   | -              |
| Ημέρα Αιχμής Θερινών Δραστηριοτήτων                      | $t_{so}$ 205                  | ημέρες         |
| Τυπική Διάρκεια Θερινών Δραστηριοτήτων                   | $\Delta t_s$ 33.3             | ημέρες         |
| <b>Παράμετροι Ημερήσιας Διακύμανσης της Ζήτησης</b>      | <b>Εξίσωση (3)</b>            |                |
| Μέρος Μεσημεριανών Δραστηριοτήτων                        | $d_n$ 0.147                   | -              |
| Ώρα Μεσημεριανής Αιχμής                                  | $t_{no}$ 12.5                 | h              |
| Τυπική Διάρκεια Μεσημεριανών Δραστηριοτήτων              | $\Delta t_n$ 3.38             | h              |
| Μέρος Βραδινών Δραστηριοτήτων                            | $d_e$ 0.127                   | -              |
| Ώρα Βραδινής Αιχμής                                      | $t_{eo}$ 21.1                 | h              |
| Τυπική Διάρκεια Βραδινών Δραστηριοτήτων                  | $\Delta t_e$ 3.03             | h              |
| <b>Παράμετροι Διακύμανσης Ενέργειας ΑΠΕ</b>              | <b>Εξισώσεις (5, 6, 7, 8)</b> |                |
| Ετήσια Παραγωγή Λοιπών ΑΠΕ πλην Φωτοβολταϊκών            | $W_T$ 5.48                    | TWh/y          |
| Σχετική Εποχική Διακύμανση λοιπών ΑΠΕ πλην Φωτοβολταϊκών | $\Delta W$ 0.00               | -              |
| Ημέρα Αιχμής Λοιπών ΑΠΕ πλην Φωτοβολταϊκών               | $i_{wo}$ 0.00                 | ημέρες         |
| Ετήσια Παραγωγή Φωτοβολταϊκών                            | $PV_T$ 3.71                   | TWh/y          |
| Σχετική Εποχική Διακύμανση Φωτοβολταϊκών                 | $\Delta PV$ 0.294             | -              |
| Ελάχιστη Ημέρα Παραγωγής Φωτοβολταϊκών                   | $i_{pvo}$ 3.58                | ημέρες         |
| Ώρα Αιχμής Παραγωγής Φωτοβολταϊκών                       | $j_{pvo}$ 13.7                | h              |



**Σχήμα 8.** Εποχική διακύμανση: Σύγκριση μεταξύ πραγματικών (γκρι καμπύλες) και υπολογιζόμενων από το μοντέλο (μαύρες καμπύλες) τιμών. D = ζήτηση, R = ΑΠΕ, SMP = ΟΤΣ, MOE = merit order effect.



**Σχήμα 9.** Ημερήσια διακύμανση: Σύγκριση μεταξύ πραγματικών (σημεία) και υπολογιζόμενων από το μοντέλο (καμπύλες) τιμών. D = ζήτηση, DR = ζήτηση πλην ΑΠΕ, R = ΑΠΕ, VSMP = Εικονική ΟΤΣ, SMP = ΟΤΣ, MOE = merit order effect.



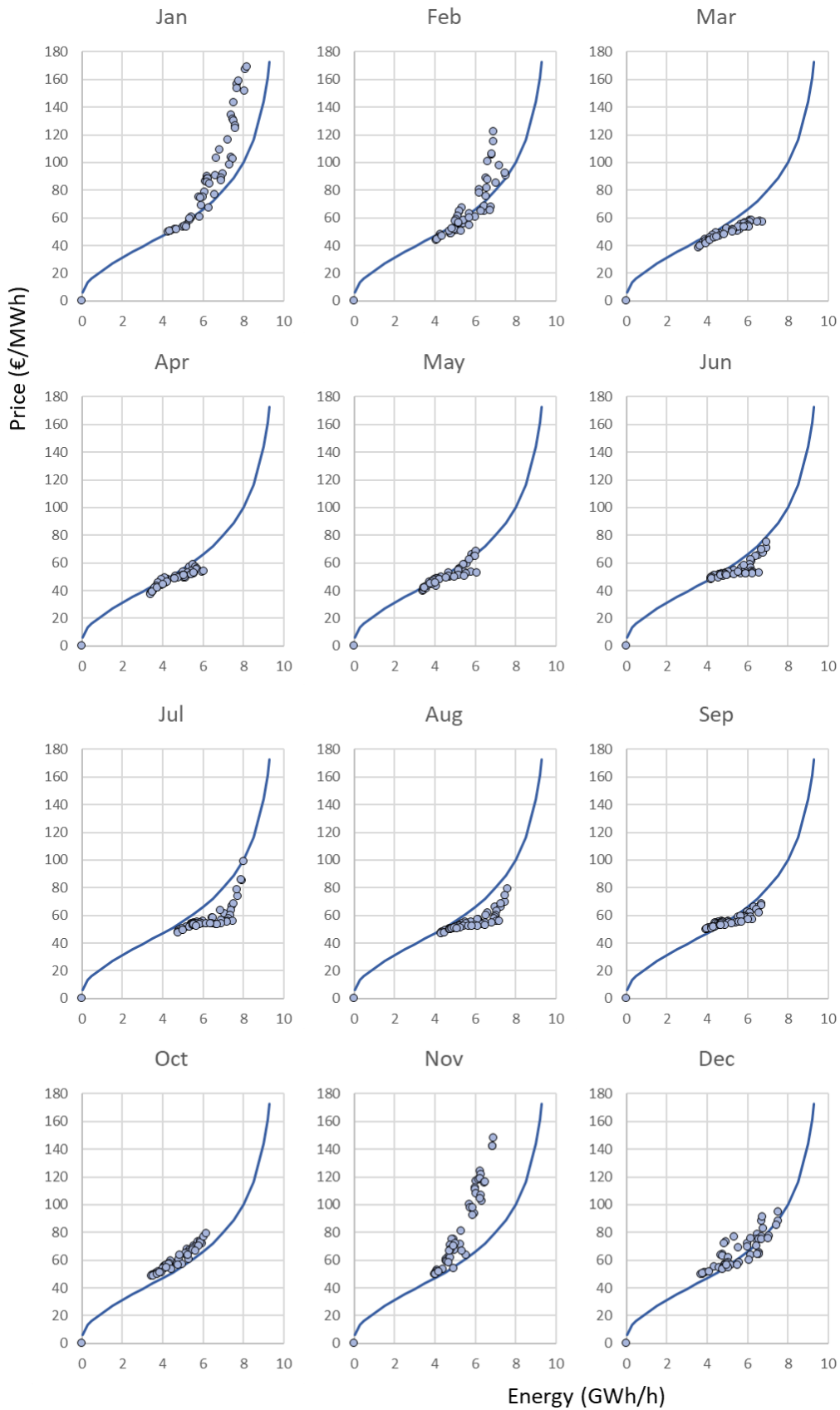
**Σχήμα 10.** Merit order curve: Σύγκριση μεταξύ πραγματικών και υπολογιζόμενων από το μοντέλο τιμών.

Οι παράμετροι στον Πίνακα 2 εκφράζουν είτε α) τα χαρακτηριστικά της αγοράς (καιρός, ζήτηση, τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής κλπ) που παραμένουν σταθερά μακροπρόθεσμα, είτε β) το μέγεθος της αγοράς (ζήτηση, συμβατική και ανανεώσιμη εγκατεστημένη ισχύς κλπ) που ακολουθούν την ανάπτυξη της οικονομίας.

Οι τέσσερις παράμετροι που εκφράζουν το μέγεθος της αγοράς είναι:

- $S_{max}$  GWh/h η μέγιστη εφικτή παροχή ηλεκτρικής ενέργειας
- $W_T$  GWh/year η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών
- $PV_T$  GWh/year η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά
- $D_T$  GWh/year η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του έτους

Η  $S_{max}$  είναι ανάλογη της εγκατεστημένης ισχύος των συμβατικών κατανεμόμενων μονάδων, δηλαδή αυτών που συμμετέχουν στην διαμόρφωση της ΟΤΣ μέσω των ωριαίων προσφορών τους στην προημερήσια αγορά. Ομοίως, τα  $W_T$  και  $PV_T$  είναι ανάλογα της ανανεώσιμης εγκατεστημένης ισχύος χωρίς φωτοβολταϊκά ή των φωτοβολταϊκών αντίστοιχα. Τέλος, το  $D_T$  εκφράζει τις δραστηριότητες της κοινωνίας και είναι ανάλογο της οικονομικής ανάπτυξης.



**Σχήμα 11.** Merit Order Curve: Σύγκριση μεταξύ πραγματικών και υπολογιζόμενων από το μοντέλο τιμών. Μέσες μηνιαίες τιμές.

Έτσι είναι χρήσιμο να συγκρίνουμε τις υπολογιζόμενες τιμές αυτών των παραμέτρων με τις καταγραφείσες:

- Οι υπολογιζόμενες τιμές για τα  $D_T$  και  $PV_T$  είναι ακριβώς όσο οι καταγραφείσες 51.9 TWh/y και 3.72 TWh/y, αντιστοίχως, ενώ η υπολογιζόμενη τιμή για το  $W_T$  είναι λίγο μικρότερη από την καταγραφείσα των 5.84 TWh/y;
- Η  $S_{max}$  των 9.88 GWh/h είναι μικρότερη από την εγκατεστημένη συμβατική ισχύ των 12 GW, επειδή η συνολική ισχύς δεν είναι διαθέσιμη/συμμετέχει ολόκληρη συνεχώς στην αγορά.

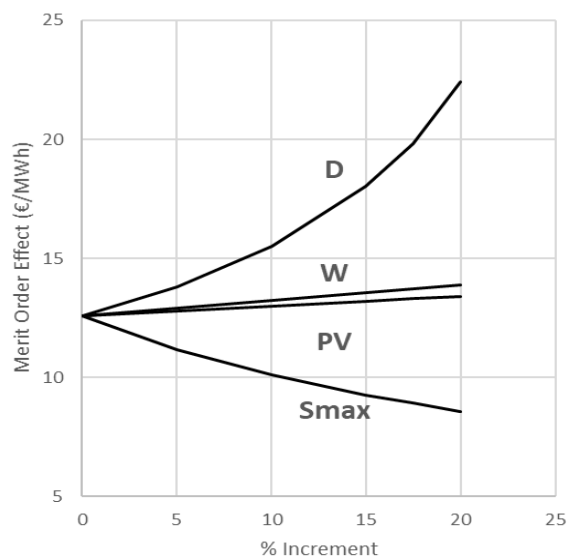
### 5.5.3 Ανάλυση Ευαισθησίας

Το προτεινόμενο μαθηματικό μοντέλο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την πρόβλεψη της συμπεριφοράς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο μέλλον, όταν οι εκτιμήσεις των παραμέτρων στον Πίνακα 2 προσαρμόζονται στις μελλοντικές τιμές. Οι τέσσερις παράμετροι που εκφράζουν το μέγεθος της αγοράς θεωρούνται παράγοντες. Όλες οι άλλες παράμετροι εκφράζουν τα χαρακτηριστικά της αγοράς που παραμένουν σταθερά μακροπρόθεσμα. Έτσι, οι παράγοντες που επηρεάζουν τη μελλοντική συμπεριφορά της αγοράς είναι οι εξής τέσσερις παράμετροι:

- $S_{max}$  GWh/h η μέγιστη εφικτή παροχή ηλεκτρικής ενέργειας
- $W_T$  GWh/year η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών
- $PV_T$  GWh/year η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά
- $D_T$  GWh/year η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του έτους

Η  $S_{max}$  είναι ανάλογη της εγκατεστημένης ισχύος των συμβατικών κατανεμόμενων μονάδων, δηλαδή αυτών που συμμετέχουν στην διαμόρφωση της ΟΤΣ μέσω των ωριαίων προσφορών τους στην προημερήσια αγορά. Ομοίως, τα  $W_T$  και  $PV_T$  είναι ανάλογα της ανανεώσιμης εγκατεστημένης ισχύος χωρίς φωτοβολταϊκά ή των φωτοβολταϊκών αντίστοιχα. Τέλος, το  $D_T$  εκφράζει τις δραστηριότητες της κοινωνίας και είναι ανάλογο της οικονομικής ανάπτυξης.

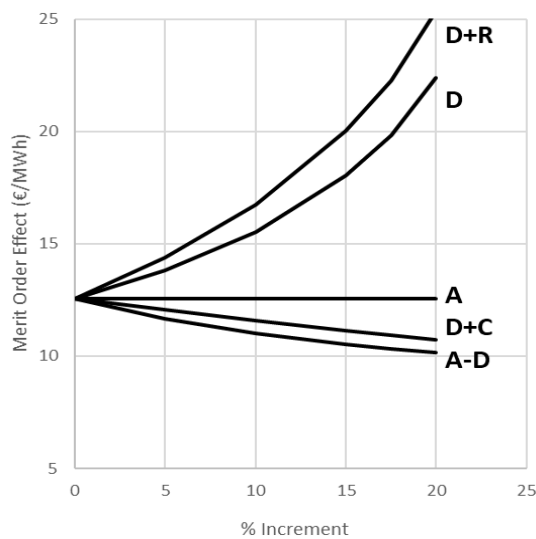
Στην ανάλυση ευαισθησίας του Σχήματος 12 η επίδραση των ανωτέρω τεσσάρων παραγόντων στο MOE παρουσιάζεται χωριστά για τον καθένα. Η ζήτηση είναι ο κρίσιμος παράγοντας και μπορεί να διπλασιάσει το MOE όταν αυξηθεί κατά 25%. Οι ΑΠΕ εμφανίζεται να έχουν μικρότερη επίδραση, ενώ η συμβατική εγκατεστημένη ισχύς εμφανίζεται να έχει αντιστρόφως ανάλογη επίδραση. Προφανώς, όλες αυτές οι επιδράσεις ερμηνεύονται από το Σχήμα 1 μεταβάλλοντας το σημείο τομής της καμπύλης προσφοράς με την ζήτηση.



**Σχήμα 12.** Ανάλυση ευαισθησίας (ένας παράγων κάθε φορά): Επίδραση κρίσιμων παραγόντων της αγοράς στο ΜΟΕ. D = ζήτηση, W = ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών, PV = Φωτοβολταϊκά, and  $S_{max}$  = Συμβατική μέγιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η επίδραση των παραγόντων όταν μεταβάλλονται συνδυαστικά ταυτόχρονα, παρουσιάζεται στην ανάλυση σεναρίων του Σχήματος 13. Εξετάζονται τα ακόλουθα σενάρια:

- D η ζήτηση αυξάνεται ενώ όλοι οι άλλοι παράγοντες παραμένουν σταθεροί
- D + R ζήτηση και ΑΠΕ αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό ενώ οι συμβατικές πηγές παραμένουν σταθερές
- D + C ζήτηση και συμβατικές πηγές αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό ενώ οι ΑΠΕ παραμένουν σταθερές
- A όλοι οι παράγοντες αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό
- A – D όλοι οι παράγοντες πλην της ζήτησης αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό



**Σχήμα 13.** Ανάλυση σεναρίων (ταυτόχρονη μεταβολή παραγόντων):  $D + R$  = ζήτηση και ΑΠΕ αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό ενώ οι συμβατικές πηγές παραμένουν σταθερές,  $D$  = η ζήτηση αυξάνεται ενώ όλοι οι άλλοι παράγοντες παραμένουν σταθεροί,  $A$  = όλοι οι παράγοντες αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό,  $D + C$  = ζήτηση και συμβατικές πηγές αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό ενώ οι ΑΠΕ παραμένουν σταθερές και  $A - D$  = όλοι οι παράγοντες πλην της ζήτησης αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό.

Προφανώς, η υψηλότερη θετική επίδραση συναντάται όταν η ζήτηση και οι ανανεώσιμες πηγές αυξάνονται ταυτόχρονα ενώ η υψηλότερη αρνητική επίδραση συναντάται όταν η ζήτηση παραμένει σταθερή και όλοι οι άλλοι παράγοντες αυξάνονται. Ομοίως, μπορεί να εξεταστεί οποιοσδήποτε άλλος συνδυασμός μεταβολών.

## 5.6 Συμπεράσματα

Κατά την περίοδο από τον Οκτώβριο του 2016 έως τον Δεκέμβριο του 2018, στην Ελληνική προμηθευτική αγορά του διασυνδεδεμένου συστήματος υπολογιζόταν το MOE χρησιμοποιώντας έναν καινοτόμο μηχανισμό για την άμεση χρέωση των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας. Μέσω της επιβάρυνσης του MOE στους προμηθευτές (ονομαζόταν ΠΧΕΦΕΛ η χρέωση αυτή), οι προμηθευτές απέδιδαν στον ΕΛΑΠΕ το οικονομικό όφελος που απολάμβαναν εξαιτίας του MOE, δηλαδή από τις χαμηλότερες τιμές ΟΤΣ που διαμορφώνονταν στην προμηθευτική αγορά ένεκα της διείσδυσης των ΑΠΕ.

Ο παραπάνω μηχανισμός απαιτεί ένα κατάλληλο μοντέλο ώστε να αξιολογηθούν και να αναλυθούν οι ημερήσιες, εποχικές και μακροπρόθεσμες μεταβολές του MOE προς την κατεύθυνση μιας βέλτιστης στρατηγικής χρέωσης του MOE. Έτσι, προτείνεται και επιβεβαιώνεται στην βάση των πραγματικών δεδομένων ένα απλό μοντέλο για την προμηθευτική αγορά. Το μοντέλο, λαμβάνοντας υπόψη τους κυριότερους παράγοντες που διέπουν την διαδικασία, προβλέπει την εποχική και καθημερινή διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, της ανανεώσιμης παραγωγής, της ΟΤΣ και του MOE. Το μοντέλο προσαρμόστηκε επαρκώς στα ιστορικά δεδομένα της ελληνικής προμηθευτικής αγοράς για το έτος 2017 [33].

Η καινοτομία του μοντέλου εδράζεται στην ξεχωριστή απευθείας προσομοίωση των καμπυλών προσφοράς και ζήτησης και στην εποχική και ημερήσια διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Με βάση το προτεινόμενο μοντέλο και τα καταγεγραμμένα δεδομένα της αγοράς, αναλύεται η επίδραση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το μοντέλο μπορεί περαιτέρω να χρησιμοποιηθεί για την πρόβλεψη της μελλοντικής συμπεριφοράς στην αγορά όταν είναι γνωστοί ή εκτιμημένοι οι βασικοί παράγοντες (ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, συμβατική ισχύς, συμβατικό κόστος και διείσδυση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας). Έτσι, η επίδραση της εξέλιξης της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ΜΟΕ μπορεί να εκτιμηθεί και να αναλυθεί προς μια βέλτιστη στρατηγική στήριξης της διείσδυσης των ΑΠΕ.

Το προτεινόμενο μοντέλο εφαρμόστηκε με επιτυχία στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σε οποιαδήποτε άλλη παρόμοια αγορά.

## Ορολογίες

|              |  |
|--------------|--|
| $cf$         | Συντελεστής συσχέτισης (-)   |
| $d_e$        | Μέρος της συνολικής ημερήσιας ζήτησης για βραδινές δραστηριότητες (-)                |
| $D_i$        | Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την ημέρα $i$ (GWh/day)                                  |
| $D_{ij}$     | Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την ώρα $j$ της ημέρας $i$ (GWh/hour)                    |
| $d_n$        | Μέρος της συνολικής ημερήσιας ζήτησης για μεσημεριανές δραστηριότητες (-)            |
| $d_s$        | Μέρος της συνολικής ζήτησης που αφορά τις θερινές δραστηριότητες (-)                 |
| $D_T$        | Συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του έτους (TWh/year)                            |
| $d_w$        | Μέρος της συνολικής ζήτησης που αφορά τις χειμερινές δραστηριότητες (-)              |
| $i$          | Ημέρα του έτους (1, 2, ..., 365) (ημέρες)  |
| $i_{PVo}$    | Ημέρα της ελάχιστης παραγωγής των φωτοβολταϊκών (ημέρες)                             |
| $i_{Wo}$     | Ημέρα της ελάχιστης παραγωγής των ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών (ημέρες)                    |
| $j$          | Ώρα της ημέρας (ώρες)  |
| $J_{PVo}$    | Ώρα με την μέγιστη παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά (ώρες)                               |
| $n$          | Εμπειρική σταθερά (-)  |
| $P$          | Τιμή της προσφοράς (παροχής) ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh)                            |
| $PV_i$       | Παραχθείσα ενέργεια από φωτοβολταϊκά την ημέρα $i$ (GWh/day)                         |
| $PV_{ij}$    | Παραχθείσα ενέργεια από φωτοβολταϊκά την ώρα $j$ της ημέρας $i$ (GWh/hour)           |
| $P_{med}$    | Τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στο ήμισυ της μέγιστης παροχής (€/MWh)                 |
| $PV_T$       | Συνολική ετήσια παραγωγή των φωτοβολταϊκών (GWh/year)                                |
| $R_i$        | Παραχθείσα ενέργεια από ΑΠΕ την ημέρα $i$ (GWh/day)                                  |
| $R_{ij}$     | Παραχθείσα ενέργεια από ΑΠΕ την ώρα $j$ την ημέρα $i$ (GWh/hour)                     |
| $S$          | Κατανεμόμενη προσφορά (παροχή) ηλεκτρικής ενέργειας (GWh/h)                          |
| $S_{max}$    | Μέγιστη δυνατή προσφορά (παροχή) ηλεκτρικής ενέργειας (GWh/h)                        |
| $SMP$        | Οριακή Τιμή Συστήματος (€/MWh)   |
| $SMP_{ij}$   | Οριακή Τιμή Συστήματος την ώρα $j$ της ημέρας $i$ (€/MWh)                            |
| $t_{eo}$     | Ώρα της βραδινής αιχμής (ώρες)   |
| $t_{no}$     | Ώρα της μεσημεριανής αιχμής (ώρες)   |
| $t_{so}$     | Χρόνος αιχμής των θερινών δραστηριοτήτων (ημέρες)                                    |
| $t_{wo}$     | Χρόνος αιχμής των χειμερινών δραστηριοτήτων (ημέρες)                                 |
| $VSPM$       | Εικονική Οριακή Τιμή Συστήματος (€/MWh)  |
| $VSPM_{ij}$  | Εικονική Οριακή Τιμή Συστήματος την ώρα $j$ της ημέρας $i$ (€/MWh)                   |
| $W_i$        | Παραχθείσα ενέργεια από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών την ημέρα $i$ (GWh/day)               |
| $W_{ij}$     | Παραχθείσα ενέργεια από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών την ώρα $j$ της ημέρας $i$ (GWh/hour) |
| $W_T$        | Συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών (GWh/year)  |
| $\Delta PV$  | Εύρος της εποχικής διακύμανσης της παραγωγής των φωτοβολταϊκών (GWh/day)             |
| $\Delta t_e$ | Τυπική διάρκεια των βραδινών δραστηριοτήτων (ώρες)                                   |
| $\Delta t_n$ | Τυπική διάρκεια των μεσημεριανών δραστηριοτήτων (ώρες)                               |
| $\Delta t_s$ | Τυπική διάρκεια των θερινών δραστηριοτήτων (ημέρες)                                  |
| $\Delta t_w$ | Τυπική διάρκεια των χειμερινών δραστηριοτήτων (ημέρες)                               |
| $\Delta W$   | Εύρος της εποχικής διακύμανσης της παραγωγής των ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών (GWh/day)    |

## Ακρωνύμια

|                 |                       |
|-----------------|-----------------------|
| A               | Όλα                   |
| C               | Συμβατικές πηγές      |
| CO <sub>2</sub> | Διοξείδιο του Άνθρακα |
| D               | Ζήτηση                |

|        |   |
|--------|---|
| DAM    | Day-Ahead Market ήτοι προημερήσια αγορά ή αγορά επόμενης ημέρας |
| DR     | Ζήτηση μείον ΑΠΕ  |
| FIP    | Feed-in Premium   |
| FIT    | Feed-in Tariff  |
| MOC    | Merit Order Curve   |
| MOE    | Merit Order Effect  |
| PVs    | Φωτοβολταϊκά  |
| R      | Ανανεώσιμες   |
| RES    | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)                               |
| SMP    | Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ)                                    |
| VSMP   | Εικονική Οριακή Τιμή Συστήματος                                 |
| W      | Ανανεώσιμες πλην φωτοβολταϊκών                                  |
| ΕΤΜΕΑΡ | Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων                      |
| ΠΧΕΦΕΛ | Πρόσθετη Χρέωση Εκπροσώπων Φορτίου Ειδικού Λογαριασμού          |
| ΡΑΕ    | Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας                                       |

## 5.7 Βιβλιογραφία

1. Cludius, J.; Forrest, S.; MacGill, I. Distributional effects of the Australian Renewable Energy Target (RET) through wholesale and retail electricity price impacts. *Energy Policy* 2014, *71*, 40–51.
2. Cludius, J.; Hermann, H.; Matthes, F.C.; Graichen, V. The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016 estimation and distributional implications. *Energy Econ.* 2014, *44*, 302–313.
3. Clò, S.; Cataldi, A.; Zoppoli, P. The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy* 2015, *77*, 79–88.
4. Traber, T.; Kemfert, C. Gone with the wind? Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. *Energy Econ.* 2011, *33*, 249–256.
5. McConnell, D.; Hearps, P.; Eales, D.; Sandiford, M.; Dunn, R.; Wright, M.; Bateman, L. Retrospective modeling of the merit-order effect on wholesale electricity prices from distributed photovoltaic generation in the Australian National Electricity Market. *Energy Policy* 2013, *58*, 17–27.
6. Weigt, H. Germany's wind energy: The potential for fossil capacity replacement and cost saving. *Appl. Energy* 2009, *86*, 1857–1863.
7. De Miera, G.S.; del Río González, P.; Vizcaíno, I. Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices : The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy* 2008, *36*, 3345–3359.
8. Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 2008, *36*, 3086–3094.
9. Ciarreta, A.; Espinosa, M.P.; Pizarro-Irizar, C. Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market. *Energy Policy* 2014, *69*, 205–215.
10. Gelabert, L.; Labandeira, X.; Linares, P. An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices. *Energy Econ.* 2011, *33*, S59–S65.
11. Jónsson, T.; Pinson, P.; Madsen, H. On the market impact of wind energy forecasts. *Energy Econ.* 2010, *32*, 313–320.
12. Forrest, S.; MacGill, I. Assessing the impact of wind generation on wholesale prices and generator dispatch in the Australian National Electricity Market. *Energy Policy* 2013, *59*, 120–132.
13. Woo, C.K.; Horowitz, I.; Moore, J.; Pacheco, A. The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience. *Energy Policy* 2011, *39*, 3939–3944.
14. Lu, P.; Pr, J.; Janda, K. The merit order effect of Czech photovoltaic plants. *Energy Policy* 2017, *106*, 138–147.
15. Aineto, D.; Iranzo-Sánchez, J.; Lemus-Zúñiga, L.G.; Onaindia, E.; Urchueguía, J.F. On the influence of renewable energy sources in electricity price forecasting in the Iberian market. *Energies* 2019, *12*, 2082.
16. Eurostat. Europe 2020 targets: Statistics and indicators for Greece. In *Share of Renewable Energy*; European Commission: Brussels, Belgium, 2019. Available online: <https://ec.europa.eu> (accessed on 4 September 2019).
17. Giannini, E.; Moropoulou, A.; Maroulis, Z.; Siouti, G. Penetration of Photovoltaics in Greece. *Energies* 2015, 6497–6508.
18. Karteris, M.; Papadopoulos, A.M. Legislative framework for photovoltaics in Greece: A review of the sector's development. *Energy Policy* 2013, *55*, 296–304.

19. Simoglou, C.K.; Member, S.; Biskas, P.N.; Zoumas, C.E.; Bakirtzis, A.G.; Member, S. Evaluation of the Impact of RES Integration on the Greek Electricity Market by Mid-term Simulation. In Proceedings of the 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, 19–23 June 2011; pp. 1–8.
20. Simoglou, C.K.; Biskas, P.N.; Bakirtzis, A.G. Impact of Increased RES Penetration on the Operation of the Greek Electricity Market. In Proceedings of the 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Agia Napa, Cyprus, 7–10 November 2010.
21. Electricity Production from Renewable Energy Sources and High Efficiency Cogeneration of Heat and Power, and Other Provisions. Law 3468/2006, Government Gazette A129, Greece, 2006.
22. New Support Scheme for Power Plants from Renewable Energy Sources and High Efficiency Cogeneration of Heat and Power. Law 4414/2016, Government Gazette A149, Greece, 2016.
23. Liberalization of Electricity Market. Regulation of Energy Policy Issues and Other Provisions. Law 2773/1999, Government Gazette A286, Greece, 1999.
24. Ratification of Mid-term Fiscal Strategy 2013–2016—Urgent Regulations Relating to the Implementation of Law 4046/2012 and the Midterm Fiscal Strategy 2013–2016. Law 4093/2012, Government Gazette A222, Greece, 2012.
25. Emergency Measures for the Application of Laws 3919/2011, 4093/2012 and 4127/2013. Law 4152/2013, Government Gazette A107, Greece, 2013.
26. Support Measures for the Stabilization and Development of Greek Economy and Other Provisions. Law 4254/2014, Government Gazette A85, Greece, 2014.
27. Approval of RES Administrator and Guarantees of Origin Code according to paragraph 3 of art 117E of Law 4001/2011. Decision N°509/2018, Government Gazette B2307, Greece, 2018.
28. *Electricity Exchange Code*, 5.3 ed.; Energy Exchange (EnEx) Group: Athens, Greece, 2019. Available online: [http://www.enexgroup.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Manuals/20190910\\_KSIE\\_Ekdosi\\_5.3.pdf](http://www.enexgroup.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Manuals/20190910_KSIE_Ekdosi_5.3.pdf) (accessed on 29 October 2019).
29. Modification of Electricity Exchange Code and Electricity Exchange Code Manual, According to the Provisions of Paragraph 3.a, (bb) of Article 143 and Law 4001/2011. RAE Decision No 334/2016, Government Gazette B3169, Greece, 2016.
30. Bello, A.; Bunn, D.W.; Reneses, J.; Munoz, A. Medium-Term Probabilistic Forecasting of Electricity Prices: A Hybrid Approach. *IEEE Trans. Power Syst.* 2017, *32*, 334–343.
31. Loumakis, S.; Giannini, E.; Maroulis, Z. Renewable Energy Sources Penetration in Greece: Characteristics and Seasonal Variation of the Electricity Demand Share Covering. *Energies* 2019, *12*, 2441.
32. Hellenic Electricity Market Operator. Hourly Day Ahead Market Data. Available online: <http://www.lgie.gr> (accessed on 7 January 2018); <http://www.enexgroup.gr> (accessed on 8 September 2019).
33. Loumakis, S.; Giannini, E.; Maroulis, Z. Merit Order Effect Modeling: The Case of the Hellenic Electricity Market. *Energies* 2019, *12*, 3869.

## 6 Συμπεράσματα

Ο σκοπός της παρούσας διατριβής είναι α) να παρουσιάσει την εξέλιξη του νομοθετικού πλαισίου β) να αναλύσει και να παρουσιάσει τα χαρακτηριστικά της διείσδυσης των ΑΠΕ, γ) να ποσοτικοποιήσει το κόστος των κινήτρων και την επίδραση τους στην ηλεκτρική αγορά, δ) να προτείνει τα κατάλληλα μαθηματικά μοντέλα για την περιγραφή της εποχικής απόδοσης των ανανεώσιμων, με στόχο την πρόβλεψη σε συνθήκες μεγαλύτερης διείσδυσης τους στο μέλλον. Ως προς αυτό εξετάζονται πέντε διαφορετικές ανανεώσιμες τεχνολογίες και συγκεκριμένα, τα φωτοβολταϊκά, τα αιολικά, τα μικρά υδροηλεκτρικά (ΜΥΗΕ) ήτοι εγκαταστάσεις χωρίς ταμειυτήρα, η βιομάζα και η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού-θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).

Επίσης η διατριβή σκοπό έχει να αναλυθεί ποσοτικά η επίδραση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην προημερήσια αγορά (φαινόμενο Merit Order Effect) και να προταθεί κατάλληλο μαθηματικό μοντέλο που αφού προσαρμοστεί και επιβεβαιωθεί στην βάση των καταγεγραμμένων πραγματικών στοιχείων της αγοράς από την εφαρμογή και του μέτρου της Χρέωσης Προμηθευτή, να δύναται να χρησιμοποιηθεί για την ποσοτική πρόβλεψη περαιτέρω του φαινομένου όταν μεταβάλλονται καίριοι παράγοντες της αγοράς όπως η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η διείσδυση των ΑΠΕ, η συμβατική εγκατεστημένη ισχύς αλλά και συνδυασμός τους. Γενικά, η διείσδυση ΑΠΕ επηρεάζει την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ιδιαίτερα την ΟΤΣ. Στην περίπτωση της Ελλάδας αποδείχθηκε ότι μέχρι σήμερα (περίπου 21% μερίδιο των ΑΠΕ εκτός των μεγάλων υδροηλεκτρικών στη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας του διασυνδεδεμένου συστήματος), η διείσδυση τους μειώνει την ΟΤΣ και κατοπτρικά αυξάνει την προσαύξηση του κόστους.

Ως προς το πρώτο σκέλος της διατριβής, προτείνονται απλά αλλά αποτελεσματικά μαθηματικά μοντέλα για να περιγράψουν την εποχική διακύμανση των ΑΠΕ. Οι υπολογισμοί των ανανεώσιμων μεριδίων που χρησιμοποιούν τα προτεινόμενα μοντέλα αξιολογήθηκαν και επικυρώθηκαν σε αντιπαραβολή με τα ιστορικά δεδομένα. Τα επαληθευμένα μοντέλα που προκύπτουν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την πρόβλεψη των ανανεώσιμων μεριδίων κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κάτω από διαφορετικά μελλοντικά σενάρια διείσδυσης κάθε τεχνολογίας σε όρους εγκατεστημένης ισχύος.

Ως προς το δεύτερο σκέλος της διατριβής, αναλύεται ποσοτικά η επίδραση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ελληνική προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα στην διαμόρφωση της Οριακής Τιμής Συστήματος που επέχει θέση χονδρεμπορικής τιμής. Κατά την περίοδο από τον Οκτώβριο του 2016 έως τον Δεκέμβριο του 2018, στην Ελληνική προημερήσια αγορά του διασυνδεδεμένου συστήματος υπολογιζόταν το ΜΟΕ χρησιμοποιώντας έναν καινοτόμο μηχανισμό για την άμεση χρέωση των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας. Μέσω της επιβάρυνσης του ΜΟΕ στους προμηθευτές (ονομαζόταν ΠΧΕΦΕΛ η χρέωση αυτή), οι προμηθευτές απέδιδαν στον ΕΛΑΠΕ το οικονομικό όφελος που απολάμβαναν εξαιτίας του ΜΟΕ, δηλαδή από τις χαμηλότερες τιμές ΟΤΣ που διαμορφώνονταν στην προημερήσια αγορά ένεκα της διείσδυσης των ΑΠΕ.

Ο παραπάνω μηχανισμός απαιτεί ένα κατάλληλο μοντέλο ώστε να αξιολογηθούν και να αναλυθούν οι ημερήσιες, εποχικές και μακροπρόθεσμες μεταβολές του ΜΟΕ προς την κατεύθυνση μιας βέλτιστης στρατηγικής χρέωσης του ΜΟΕ. Έτσι, προτείνεται και επιβεβαιώνεται στην βάση των πραγματικών

δεδομένων ένα απλό μοντέλο για την προημερήσια αγορά. Το μοντέλο, λαμβάνοντας υπόψη τους κυριότερους παράγοντες που διέπουν την διαδικασία, προβλέπει την εποχική και καθημερινή διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, της ανανεώσιμης παραγωγής, της ΟΤΣ και του ΜΟΕ. Το μοντέλο προσαρμόστηκε επαρκώς στα ιστορικά δεδομένα της ελληνικής προημερήσιας αγοράς για το έτος 2017.

Με βάση το προτεινόμενο μοντέλο και τα καταγεγραμμένα δεδομένα της αγοράς, αναλύεται ποσοτικά η επίδραση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο μπορεί περαιτέρω να χρησιμοποιηθεί για την πρόβλεψη της μελλοντικής συμπεριφοράς στην αγορά όταν είναι γνωστοί ή εκτιμημένοι οι βασικοί παράγοντες (ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, συμβατική ισχύς, συμβατικό κόστος και διείσδυση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας). Έτσι, η επίδραση της εξέλιξης της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ΜΟΕ μπορεί να εκτιμηθεί ποσοτικά και να αναλυθεί προς μια βέλτιστη στρατηγική στήριξης της διείσδυσης των ΑΠΕ.

## 7 Προτάσεις

Η παρούσα διατριβή βασίστηκε στην ανάλυση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και στην ανανεώσιμη παραγωγή, ενώ η συμβατική προσφορά ιδίως ως προς την δομή, τα κόστη αλλά και τις πολιτικές που εφαρμόζουν οι συμμετέχοντες στις προσφορές τους στην προημερήσια αγορά (bidding strategies) θεωρήθηκε δεδομένη. Ωστόσο, στην προσφορά από συμβατικές μονάδες έχουν εσχάτως προγραμματιστεί να συντελεστούν μια σειρά από δομικές αλλαγές ένεκα κυρίως της πανευρωπαϊκής προσπάθειας απανθρακοποίησης του ενεργειακού μίγματος ηλεκτροπαραγωγής. Οι αλλαγές αυτές συνίστανται κυρίως στην:

- α) Μείωση της συμμετοχής του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή. Αφενός μειώνονται οι ώρες λειτουργίας των λιγνιτικών σταθμών, ενώ προγραμματίζεται και η ολική απόσυρση τους στην Ελλάδα μέχρι το 2028. Την ίδια στιγμή νέες μονάδες με καύσιμο το φυσικό αέριο και ιδιαίτερα υψηλούς βαθμούς απόδοσης (~65%) βρίσκονται σε διαδικασία ανάπτυξης, ώστε να καλυφθεί μέρος του κενού αλλά και να λειτουργήσουν ως «γέφυρα» για το σύστημα χάριν της ευελιξίας που προσφέρουν σε ένα περιβάλλον με υψηλές μεν διεισδύσεις ΑΠΕ αλλά χωρίς ακόμη τις αναγκαίες υποδομές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.
- β) Αύξηση της τιμής των δικαιωμάτων ρύπων CO<sub>2</sub> τα οποία και επιβαρύνουν την θερμική ηλεκτροπαραγωγή, όχι ωστόσο ισόποσα αφού κάθε μονάδα αναλόγως της τεχνολογίας που εφαρμόζει αλλά και του πόσο σύγχρονη είναι, έχει διαφορετικό ανθρακικό αποτύπωμα. Έτσι λόγω του κόστους των ρύπων μεταβάλλεται σημαντικά και η αξία των καθημερινών προσφορών των συμβατικών παραγωγών στην προημερήσια αγορά και συνολικά αναμορφώνεται η καμπύλη αξίας προσφορών (Merit Order Curve) στην αγορά, οπότε αλυσιτελώς και η χονδρεμπορική τιμή.
- γ) Μεταβολή της δομής και του τρόπου λειτουργίας της αγοράς με κατεύθυνση τον Μοντέλο Στόχο (EU Target Model) ήτοι την πλαίσιωση της προημερήσιας αγοράς με επιπλέον νέες αγορές και συγκεκριμένα την αγορά προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας με ή χωρίς φυσική παράδοση, την Ενδοημερήσια αγορά και τέλος την αγορά Εξισορρόπησης με παράλληλη σύζευξη όλων τους με των αντίστοιχων γειτονικών μας χωρών. Η νέα αυτή δομή αναμένεται να μετασηματίσει καίρια τον «χώρο» που οικονομικά δραστηριοποιούνται οι συμμετέχοντες, οπότε

εκτιμάται πως θα μεταβληθούν αντιστοίχως και οι εφαρμοζόμενες στρατηγικές στις προσφορές τους.

Υπό το φως των ανωτέρω, ως επόμενο βήμα η περαιτέρω μελέτη της χονδρεμπορικής αγοράς μέσα από μοντέλα που να ενσωματώνουν στο βαθμό του εφικτού και τις παραμέτρους αυτές, κρίνεται σκόπιμη. Επί του παρόντος ωστόσο που το νέο μοντέλο αγοράς δεν έχει ακόμη λειτουργήσει στην χώρα μας ώστε να υπάρχουν πραγματικά δεδομένα, μια τέτοια ποσοτική μελέτη και μάλιστα σε ωριαία βάση κρίνεται μάλλον πρώιμη.