

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
ΤΜΗΜΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΚΑΙ ΕΥΡΩΠΑΪΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ



**ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΟ ΣΤΗΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑ: ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗ,
ΔΙΚΑΙΟ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ**

**ΑΝΑΛΥΣΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ
ΚΑΘΕΤΟΠΟΙΗΜΕΝΗΣ ΕΤΑΙΡΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΚΑΤΑ ΤΟ ΧΡΟΝΙΚΟ ΔΙΑΣΤΗΜΑ 2017 - 2019**

**Επίδραση ρυθμιστικής απομείωσης μεριδίου
στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας**

Βλάχου Ασημίνα (ΜΕΔ 15007)

Διπλωματική Εργασία υποβληθείσα στο Τμήμα Διεθνών και Ευρωπαϊκών Σπουδών του Πανεπιστημίου Πειραιώς ως μέρος των απαιτήσεων για την απόκτηση Μεταπτυχιακού Διπλώματος Ειδίκευσης στην Ενέργεια: Στρατηγική, Δίκαιο και Οικονομία

Πειραιάς, Δεκέμβριος 2016

UNIVERSITY OF PIRAEUS
DEPARTMENT OF INTERNATIONAL AND EUROPEAN
STUDIES



MASTER PROGRAM IN ENERGY: STRATEGY, LAW
AND ECONOMICS

ECONOMIC ANALYSIS OF A
VERTICALLY INTEGRATED ELECTRICITY COMPANY
DURING THE PERIOD 2017-2019

Case study of regulatory market share reduction
in the Greek wholesale electricity market

Vlachou Assimina

Master Thesis submitted to the Department of International and European Studies of the University of Piraeus in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in Energy: Strategy, Law and Economics

Piraeus, December 2016

Η παρούσα διπλωματική εργασία εγκρίθηκε ομόφωνα από την Τριμελή Εξεταστική Επιτροπή:

- Δαγούμας Αθανάσιος, Επίκουρος Καθηγητής Πανεπιστημίου Πειραιώς (Επιβλέπων)
- Γεωργόπουλος Νικόλαος, Καθηγητής και Πρύτανης Πανεπιστημίου Πειραιώς
- Ρουκανάς Σπυρίδων, Επίκουρος Καθηγητής Πανεπιστημίου Πειραιώς

Η υπογράφουσα Βλάχου Ασημίνα βεβαιώνω ότι το έργο που εκπονήθηκε και παρουσιάζεται στην υποβαλλόμενη διπλωματική εργασία είναι αποκλειστικά δικό μου. Όποιες πληροφορίες και υλικό που περιέχονται και έχουν αντληθεί από άλλες πηγές, έχουν καταλλήλως αναφερθεί στην παρούσα διπλωματική εργασία. Επιπλέον, τελώ εν γνώσει ότι σε περίπτωση διαπίστωσης ότι δεν συντρέχουν όσα βεβαιώνονται από μέρους μου, μου αφαιρείται ανά πάσα στιγμή αμέσως ο τίτλος.

Βλάχου Ασημίνα

Στην Αντωνία και στον Μάξιμο

*Achievement of your happiness
is the only moral purpose of your life
and that happiness, not pain or mindless self-indulgence,
is the proof of your moral integrity,
since it is the proof and the result of your loyalty
to the achievement of your values*

Ayn Rand

Ευχαριστίες

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα της διπλωματικής εργασίας, Επίκουρο Καθηγητή κ. Αθανάσιο Δαγούμα για την υποστήριξη και καθοδήγησή του κατά τη διάρκεια της συνεργασίας μας.

Ευχαριστώ τα υπόλοιπα μέλη της εξεταστικής επιτροπής της διπλωματικής μου εργασίας, για την αποτελεσματική συνεργασία και συμβολή τους στην ολοκλήρωσή της.

Είμαι ευγνώμων στον φίλο και συμφοιτητή Ηρακλή Σκοτεινό για την έμπρακτη υποστήριξη και την πολύτιμη συνδρομή του, με τις γνώσεις και τις εύστοχες παρατηρήσεις και προτάσεις του.

Θερμές ευχαριστίες στον Τομέαρχη Αναλύσεων Αγορών, κ. Κωνσταντίνο Νάζο, για τη διάθεση του μαθηματικού υποδείγματος, με το οποίο υλοποιήθηκε το υπολογιστικό μέρος της εργασίας και για τις εποικοδομητικές επισημάνσεις του και στην Τομέαρχη Εκκαθαρίσεων Αγοράς, κα Έλενα Χατζηαντωνίου, για την ουσιαστική βοήθειά της με την παροχή σημαντικών γνώσεων και απαραίτητων διευκρινήσεων.

Ευχαριστώ τον συνεργάτη του εργαστηρίου Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Πολιτικής του πανεπιστημίου Πειραιώς, κ. Νίκο Κολτσακλή, για τις τεχνικές οδηγίες και λεπτομέρειες του εφαρμοζόμενου στην εργασία μαθηματικού υποδείγματος.

Ολοκληρώνοντας τις σπουδές μου στο Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα στην Ενέργεια, εκφράζω για άλλη μια φορά την ευγνωμοσύνη μου προς τα ανώτερα στελέχη της Γενικής Διεύθυνσης Εμπορίας, που μου ενέκριναν τη δαπάνη συμμετοχής μου στο Πρόγραμμα, με ιδιαίτερη μνεία στον Τομέαρχη μου, κ. Πάνο Μωραΐτη, που δεν είναι πλέον μαζί μας. Θέλω να πιστεύω ότι φάνηκα άξια της εμπιστοσύνης τους και εύχομαι να μπορώ και να ανταποδίδω τη βοήθεια και την ευκαιρία που μου προσέφεραν, με την εκ μέρους μου παροχή βέλτιστων υπηρεσιών στην Επιχείρηση.

Ευχαριστώ όλους τους καθηγητές του Μεταπτυχιακού Προγράμματος στην Ενέργεια για το σύνολο των γνώσεων που αποκόμισα στη διάρκεια των σπουδών μου.

Τέλος, ευχαριστώ το οικογενειακό και φιλικό περιβάλλον για τη διαχρονική ηθική υποστήριξη των επιλογών μου.

α.

Ανάλυση Οικονομικών Αποτελεσμάτων Καθετοποιημένης Εταιρίας Ηλεκτρικής Ενέργειας: Επίδραση Ρυθμιστικής Απομείωσης Μεριδίου στην Ελληνική Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά το Χρονικό Διάστημα 2017 – 2019

Σημαντικοί Όροι: Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μεριδίο Αγοράς, Ρυθμιστικό Πλαίσιο, Πιθανοτική Ανάλυση, Καθετοποιημένη Εταιρία, Μοντέλο Στόχος

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η ανάλυση των οικονομικών αποτελεσμάτων καθετοποιημένης εταιρίας με ρυθμιστική απομείωση μεριδίου στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό την εξαγωγή συμπερασμάτων για τη διαμόρφωση της στρατηγικής της κατά το χρονικό διάστημα 2017-2019.

Η απομείωση του μεριδίου της εξεταζόμενης επιχείρησης οφείλεται στις νομοθετικά ορισμένες μεταβολές της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τις μνημονιακές και Ευρωπαϊκές υποχρεώσεις που φέρει η χώρα μας για την πλήρη απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και οι οποίες αφορούν, πρώτον, την υποχρέωση ότι από 01.01.2020 καμία επιχείρηση δεν επιτρέπεται να παράγει ή εισάγει άμεσα ή έμμεσα, ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που υπερβαίνει το πενήντα τοις εκατό (50%) της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από εγχώριες μονάδες παραγωγής και εισαγωγές και δεύτερον, την εφαρμογή του μηχανισμού πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας με φυσική παράδοση και με ρυθμιστικά καθοριζόμενη τιμή εκκίνησης, με στόχο έως το 2020 να πέσουν κάτω από το πενήντα τοις εκατό (50%) τα μερίδια λιανικής και χονδρικής αγοράς της πρώην μονοπωλιακής καθετοποιημένης επιχείρησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ανάλυση της οικονομικής απόδοσης της εξεταζόμενης επιχείρησης πραγματοποιείται με χρήση μαθηματικού υποδείγματος, το οποίο υλοποιεί το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου, με στόχο τον προσδιορισμό της φόρτισης των μονάδων

ηλεκτροπαραγωγής και τον προσδιορισμό του ενεργειακού ισοζυγίου. Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Ενσωματώνοντας την τεχνική Monte Carlo, το υπόδειγμα υλοποιεί στοχαστική ανάλυση της επίδρασης σημαντικών παραγόντων στην επίλυση του προβλήματος. Με το υπόδειγμα αυτό επιχειρείται ετήσια προσομοίωση της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στην τρέχουσα μορφή της, κατά το χρονικό διάστημα 2017-2019, με την κατάστρωση εναλλακτικών σεναρίων, βάσει των μεγεθών που χαρακτηρίζονται με αβεβαιότητα και κρίσιμα για την αγορά, λαμβάνοντας υπόψη, τόσο τις πιθανότερες μεταβολές αυτών (σενάρια βάσης), όσο ειδικές ακραίες μεταβολές αυτών (ειδικά σενάρια), ώστε να εξεταστεί η επίδρασή τους στη διαμόρφωση του ενεργειακού ισοζυγίου.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των σεναρίων του υποδείγματος, εξάγονται συμπεράσματα και εξετάζονται οι παράγοντες διαμόρφωσης της στρατηγικής που θα πρέπει να ακολουθήσει η εξεταζόμενη καθετοποιημένη επιχείρηση για να μεγιστοποιήσει τα κέρδη της, γνωρίζοντας την πολυπλοκότητα και τις ιδιαιτερότητες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και λαμβάνοντας υπόψη την επικείμενη ριζική αναδιάρθρωσή της, με την προσαρμογή του τωρινού μοντέλου λειτουργίας της αγοράς στο Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος (EU Target Model), για ενοποίηση-σύζευξη των αγορών σε Ευρωπαϊκό επίπεδο.

Economic Analysis of a Vertically Integrated Electricity Company: Case Study of Regulatory Market Share Reduction in the Greek Wholesale Electricity Market During the Period 2017 - 2019

Keywords: Greek Electricity Market, Market Share, Regulatory Framework, Stochastic Analysis, Vertically Integrated Company, Target Model

Summary

Scope of this Master Thesis is the economic analysis of a vertically integrated company under regulatory market share reduction in the Greek electricity market, in order to draw conclusions for strategy formulation during the period 2017-2019.

The examined company's market share reduction is caused by regulatory changes in the Greek electricity market, which derive from the obligations that Greece holds, according to the European Law and the Memorandum of understanding between the Hellenic Republic and the European Commission, for the complete electricity market liberalization. The first obligation is, that past 01.01.2020 no company can produce or import, directly or indirectly, electricity share greater than fifty per cent (50%) of the annual electricity production of Greek production units or imports. The second obligation is the implementation of an auction sales mechanism of forward electricity products with physical delivery and regulated starting price (NOME type of auction), in order to reduce the retail and wholesale market share of the former monopoly vertically integrated electricity company below fifty per cent (50%).

The economic analysis of the examined company is based on a mathematical model which solves the economic dispatch problem, in order to determine production units generation and form the energy balance. The economic dispatch problem is an optimization problem, and by integrating the Monte Carlo technique, the model performs stochastic analysis of factors important to the problem solution. With this model, annual simulation of the Greek wholesale electricity market in its current form, during the period 2017-2019, is attempted, by mapping alternative scenarios, based on

parameters that are characterized by uncertainty and are crucial for the market, taking into consideration not only parameters' most likely variations (baseline scenarios), but also specific extreme parameters' variations (special scenarios), in order to examine their impact on the energy balance.

According to the results of the examined scenarios, conclusions are drawn and the strategy formulation factors that the examined vertically integrated company needs to focus on, in order to maximize its profits, taking into account the complexity and specific characteristics of the electricity market and its forthcoming radical restructuring with the adaptation of the current market model to the European Target Model for electricity markets coupling and integration, are discussed.

Περιεχόμενα

Περίληψη.....	i
Summary	iii
Περιεχόμενα	v
Κατάλογος Πινάκων.....	ix
Κατάλογος Σχημάτων	xiii
Κατάλογος Ακρωνυμίων.....	xv
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Εισαγωγή	1
1.1 Εισαγωγή	1
1.2 Δομή της εργασίας.....	3
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	5
2.1 Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας	5
2.1.1 Νομοθετικό πλαίσιο Ευρωπαϊκής Ένωσης και Ελληνική Νομοθεσία.....	5
2.1.2 Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος.....	18
2.2 Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.....	25
2.2.1 Συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας	27
2.2.2 Μακροχρόνια αγορά διαθεσιμότητας ισχύος.....	31
2.2.3 Εκχώρηση φυσικών δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις διασυνδέσεις.....	31
2.2.4 Βραχυχρόνια (προημερήσια) χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός).....	35
2.2.5 Κατανομή σε πραγματικό χρόνο	49
2.2.6 Αγορά εξισορρόπησης ισχύος - Εκκαθάριση αποκλίσεων	49
2.3 Διαφορές της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με το Μοντέλο Στόχος..	53
2.4 Αναδιάρθρωση της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	56

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Μοντέλο Ενεργειακού Ισοζυγίου	87
3.1 Εισαγωγή	87
3.2 Μοντέλο υπολογισμού ενεργειακού ισοζυγίου	87
3.3 Μέθοδοι Monte Carlo	89
3.4 Δεδομένα εισόδου.....	93
3.4.1 Φύλλο Central	93
3.4.2 Φύλλο SETS.....	93
3.4.3 Φύλλο Power.....	94
3.4.4 Φύλλο Annual Maintenance.....	95
3.4.5 Φύλλο Fuel CO ₂ Heat Value	95
3.4.6 Φύλλο Interconnections	96
3.4.7 Φύλλο Coefficients.....	96
3.4.8 Φύλλο Probability	97
3.5 Υπολογισμός προσφορών ενέργειας.....	98
3.5.1 Ελάχιστο μεταβλητό κόστος παραγωγής ανά θερμική μονάδα παραγωγής ..	98
3.5.2 Οικονομικές προσφορές θερμικών μονάδων	98
3.5.3 Οικονομικές προσφορές υδροηλεκτρικών μονάδων.....	100
3.5.4 Οικονομικές προσφορές διασυνδέσεων	100
3.6 Δεδομένα Εξόδου.....	105
3.6.1 Φύλλο Unit Production	106
3.6.2 Φύλλο Technology Production	106
3.6.3 Φύλλο Fuel Consumption	107
3.6.4 Φύλλο CO ₂ emissions	107
3.7 Επεξεργασία και χρήση αποτελεσμάτων	108
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Δεδομένα εισόδου: σενάρια 2017 - 2019.....	109
4.1 Εισαγωγή	109

4.2 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	110
4.3 Σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.....	112
4.3.1 Θερμικές Μονάδες	113
4.3.2 Υδροηλεκτρικές μονάδες	119
4.3.3 Μονάδες ΑΠΕ	122
4.4 Διασυνδέσεις.....	123
4.5 Ρυθμιστικό πλαίσιο	127
4.5.1 Εξέλιξη μεριδίων αγοράς	127
4.5.2 Ποσότητες προθεσμιακών προϊόντων.....	128
4.5.3 Μηχανισμός επάρκειας ισχύος.....	130
4.5.4 Μηχανισμός στήριξης ΑΠΕ	132
4.5.5 Μηχανισμός ανάκτησης μεταβλητού κόστους	132
4.5.6 Πρόσθετες χρεοπιστώσεις λογαριασμών προσαυξήσεων.....	133
4.6 Εξεταζόμενα σενάρια.....	134
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Αποτελέσματα Προσομοιώσεων.....	137
5.1 Εισαγωγή	137
5.2 Σενάρια Βάσης 2017 - 2019	138
5.2.1 Σενάριο βάσης 2017.....	138
5.2.2 Σενάριο βάσης 2018.....	140
5.2.3 Σενάριο βάσης 2019.....	142
5.3 Σενάρια μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2017 - 2019	144
5.3.1 Σενάριο μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2017.....	144
5.3.2 Σενάριο μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2018.....	146
5.3.3 Σενάριο μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2019.....	148
5.4 Σενάρια υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2017 - 2019 ..	150
5.4.1 Σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2017	150

5.4.2	Σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2018	152
5.4.3	Σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2019	154
5.5	Σενάρια υψηλής ζήτησης H/E 2017 - 2019	156
5.5.1	Σενάριο υψηλής ζήτησης H/E 2017	156
5.5.2	Σενάριο υψηλής ζήτησης H/E 2018	158
5.5.3	Σενάριο υψηλής ζήτησης H/E 2019	160
5.6	Σενάρια μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών μονάδων 2017 - 2019	162
5.6.1	Σενάριο μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017	162
5.6.2	Σενάριο μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2018	164
5.6.3	Σενάριο μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2019	166
5.7	Παρουσίαση οικονομικών αποτελεσμάτων μεγάλου παίκτη	168
5.7.1	Μεθοδολογία υπολογισμού οικονομικών στοιχείων	168
5.7.2	Σενάρια Βάσης	172
5.7.3	Σενάρια υψηλής τιμής φυσικού αερίου	175
5.7.4	Σενάρια υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂	178
5.7.5	Σενάρια υψηλής ζήτησης H/E	181
5.7.6	Σενάρια μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών	184
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Συμπεράσματα		187
6.1	Συμπεράσματα προσομοιώσεων ενεργειακού ισοζυγίου	187
6.2	Οικονομικά αποτελέσματα συνολικής δραστηριότητας εταιρίας	192
6.3	Σχολιασμός αποτελεσμάτων	198
6.4	Αδυναμίες της παρούσας έρευνας	204
6.5	Προτάσεις για επέκταση	205
Βιβλιογραφικές Αναφορές		206
Σύντομο Βιογραφικό		211

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Διεξαγωγή ημερήσιας εκκαθάρισης ΗΕΠ	45
Πίνακας 2: Χρονοδιάγραμμα ημερήσιας εκκαθάρισης αποκλίσεων	51
Πίνακας 3: Διαφορές τρέχουσας μορφής Ελληνικής αγοράς Η/Ε με το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος	56
Πίνακας 4: Περίληψη σχεδίου κατευθύνσεων και οδηγιών για την προσαρμογή της Ελληνικής αγοράς στο Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος.....	83
Πίνακας 5: Σενάρια για την εξέλιξη της συνολικής ζήτησης ενέργειας στο Ελληνικό σύστημα Η/Ε (2017-2023) (ΑΔΜΗΕ, 2016)	111
Πίνακας 6: Ζήτηση Η/Ε για τα εξεταζόμενα σενάρια 2017-2019	112
Πίνακας 7: Υφιστάμενη κατάσταση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία (1/5/2016) (ΑΔΜΗΕ, 2016)	112
Πίνακας 8: Υφιστάμενοι Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής 2016 (ΑΔΜΗΕ, 2016).....	114
Πίνακας 9: Δεδομένα φύλλου Annual_Maintenance έτους 2017 (ΑΔΜΗΕ, 2016)	117
Πίνακας 10: Παραγωγή των Υ/Η μονάδων κατά το διάστημα 2004- 2015	120
Πίνακας 11: Δεδομένα εισόδου για τους ΥΗΣ, σενάρια βάσης 2017-2019	120
Πίνακας 12: Υφιστάμενοι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής Συνδεδεμένοι στο σύστημα.....	121
Πίνακας 13: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Σταθμούς Παραγωγής ΑΠΕ στο Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα (ΑΔΜΗΕ, 2016).....	122
Πίνακας 14: Μέσος ετήσιος συντελεστής φόρτισης ανά τεχνολογία ΑΠΕ 2011-2015 (ΑΔΜΗΕ, 2016)	122
Πίνακας 15: Διείσδυση ΑΠΕ για το διάστημα 2016 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2016).....	123
Πίνακας 16: Τιμές αναφοράς παραγόμενης ενέργεια από ΑΠΕ	123
Πίνακας 17: Αξιοποίηση Διασυνδέσεων κατά τη δεκαετία 2006-2015 (ΑΔΜΗΕ, 2016)	126
Πίνακας 18: Ενδεικτικές τιμές εισαγωγών και εξαγωγών προσομοίωσης 2017 -2019 (HUPX, 2016· EEX, 2016).....	126
Πίνακας 19: Μέσο φορτίο εκπροσώπησης πρώην μονοπωλιακού παίκτη 2017-2019	128
Πίνακας 20: Ετήσια προθεσμιακά προϊόντα 2017	130

Πίνακας 21: Ετήσιες ποσότητες και μεσοσταθμικές τιμές προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε με φυσική παράδοση για τα εξεταζόμενα σενάρια.....	130
Πίνακας 22: Εκτίμηση επίδρασης MMAE και MAEI στο σκέλος προμήθειας και παραγωγής του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη	132
Πίνακας 23: Παραδοχές για μεγέθη με αβεβαιότητα βάσει των εξεταζόμενων σεναρίων	136
Πίνακας 24: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου βάσης 2017.....	138
Πίνακας 25: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου βάσης 2018.....	140
Πίνακας 26: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου βάσης 2019.....	142
Πίνακας 27: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2017	144
Πίνακας 28: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2018	146
Πίνακας 29: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2019	148
Πίνακας 30: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2017	150
Πίνακας 31: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2018.....	152
Πίνακας 32: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2019.....	154
Πίνακας 33: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής ζήτησης Η/Ε 2017.....	156
Πίνακας 34: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής ζήτησης Η/Ε 2018.....	158
Πίνακας 35: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής ζήτησης Η/Ε 2019.....	160
Πίνακας 36: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017.....	162
Πίνακας 37: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2018.....	164
Πίνακας 38: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2019.....	166
Πίνακας 39: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2017	172
Πίνακας 40: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2018	173
Πίνακας 41: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2019	174
Πίνακας 42: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2017	175

Πίνακας 43: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2018	176
Πίνακας 44: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2019	177
Πίνακας 45: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων CO ₂ 2017	178
Πίνακας 46: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων CO ₂ 2018	179
Πίνακας 47: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων CO ₂ 2019	180
Πίνακας 48: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2017	181
Πίνακας 49: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2018	182
Πίνακας 50: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2019	183
Πίνακας 51: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017	184
Πίνακας 52: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2018	185
Πίνακας 53: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2019	186
Πίνακας 54: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα υπολογισμών ενεργειακού ισοζυγίου σύμφωνα με σενάρια βάσης και ειδικά σενάρια	190
Πίνακας 55: Μεταβολές βασικών μεγεθών ενεργειακού ισοζυγίου ειδικών σεναρίων έναντι αντίστοιχων σεναρίων βάσης	191
Πίνακας 56: Ποσοστιαίες μεταβολές βασικών μεγεθών ενεργειακού ισοζυγίου ειδικών σεναρίων έναντι αντίστοιχων σεναρίων βάσης	191
Πίνακας 57: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα οικονομικών αποτελεσμάτων εξεταζόμενου συμμετέχοντα σύμφωνα με τα σενάρια βάσης και τα ειδικά σενάρια	196
Πίνακας 58: Μεταβολές οικονομικών αποτελεσμάτων εξεταζόμενου συμμετέχοντα ειδικών σεναρίων έναντι αντίστοιχων σεναρίων βάσης.....	197
Πίνακας 59: Ποσοστιαίες μεταβολές οικονομικών αποτελεσμάτων εξεταζόμενου συμμετέχοντα ειδικών σεναρίων έναντι αντίστοιχων σεναρίων βάσης	197

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1: Σχηματική αναπαράσταση των κατευθυντήριων γραμμών του ACER σχετικά με την αναδιάρθρωση των Ευρωπαϊκών αγορών Η/Ε (ACER, 2016)	21
Σχήμα 2: Χώρες που χρησιμοποιούν τον ενιαίο αλγόριθμο σύζευξης τιμών, Αύγουστος 2016 (Price Coupling of Regions, PCR)	23
Σχήμα 3: Εσωτερικός σχεδιασμός αγοράς Η/Ε κατά το Μοντέλο Στόχος (ACER, 2016)	24
Σχήμα 4: Χρονική αλληλουχία Ευρωπαϊκών αγορών Η/Ε (PAE, 2014)	25
Σχήμα 5: Διασυνδέσεις του Ελληνικού συστήματος Η/Ε	32
Σχήμα 6: Επίλυση ΗΕΠ – προσδιορισμός ΟΤΣ	36
Σχήμα 7: Συμμετοχή των απωλειών στον ΗΕΠ (ΑΔΜΗΕ, 2014)	41
Σχήμα 8: Σχηματική παρουσίαση δεδομένων ΗΕΠ	41
Σχήμα 9: Απεικόνιση ημερήσιας διαδικασίας ΗΕΠ (ΚΣΗΕ1, 2016)	42
Σχήμα 10: Σχηματική απεικόνιση συστήματος συναλλαγών ΗΕΠ	49
Σχήμα 11: Δένδρο αποφάσεων – Επιλογές υψηλού επιπέδου για το νέο σχεδιασμό της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (PAE, 2014)	60
Σχήμα 12: Χρονοδιάγραμμα υλοποίησης μηχανισμών και πρόγραμμα ενεργειών βάσει μελέτης ECCO International (PAE, 2014)	61
Σχήμα 13: Το πρόβλημα του μεθυσμένου ναύτη (Μέθοδος Monte Carlo)	92
Σχήμα 14: Μέση τιμή καθαρών εισαγωγών ανά ώρα στην Ελλάδα από Βόρεια σύνορα και διαφορικό SMP-HUPX, Δεκέμβριος 2015	103
Σχήμα 15: Εξέλιξη συνολικής ζήτησης στο ΕΣΜΗΕ για την περίοδο 2000 – 2015 (ΑΔΜΗΕ, 2016)	110
Σχήμα 16: Εξέλιξη συνολικής ζήτησης στο Ελληνικό σύστημα για την περίοδο 2000 – 2023 (ΑΔΜΗΕ, 2016)	111
Σχήμα 17: Υδατικά αποθέματα ταμιευτήρων κατά το διάστημα 2007 – 2013 (ΑΔΜΗΕ, 2016)	119
Σχήμα 18: Σχηματικό Διάγραμμα των διασυνδεδεμένων συστημάτων της Βαλκανικής (ΑΔΜΗΕ, 2016)	125

Σχήμα 19: Σύγκριση τιμών Ελληνικής αγοράς με άλλες Ευρωπαϊκές αγορές Η/Ε 2014-2015	125
Σχήμα 20: Εξέλιξη μεριδίων Ελληνικής αγοράς Η/Ε 2016-2019 (ΛΑΓΗΕ, 2016)	128
Σχήμα 21: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2017.....	139
Σχήμα 22: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2018.....	141
Σχήμα 23: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2019	143
Σχήμα 24: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2017	145
Σχήμα 25: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2018	147
Σχήμα 26: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2019	149
Σχήμα 27: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2017	151
Σχήμα 28: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2018	153
Σχήμα 29: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ 2019	155
Σχήμα 30: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2017	157
Σχήμα 31: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2018	159
Σχήμα 32: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2019	161
Σχήμα 33: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017	163
Σχήμα 34: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2018	165
Σχήμα 35: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2019	167

Κατάλογος Ακρωνυμίων

Ακρωνύμιο	Πλήρες όνομα - Ερμηνεία
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΗΣ	Ατμοηλεκτρικός Σταθμός
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε.
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.
ΔΕΣΦΑ	Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε.
ΔΣΜ	Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Επιτροπή
ΕΚ	Ευρωπαϊκός Κανονισμός
ΕΛΑΠΕ	Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ
ΕΜΚ	Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος παραγωγής
ΕΣΜΗΕ	Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΤΜΕΑΡ	Ειδικό Τέλος για τη Μείωση Εκπομπών Αερίων Ρύπων
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
Η/Ε	Ηλεκτρική Ενέργεια
ΘΗΣ	Θερμοηλεκτρικός Σταθμός
ΚΔΣ	Κώδικας Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΠΧ	Κατανομή σε Πραγματικό Χρόνο
ΚΣΔΠΠΗΕ	Κώδικας Συναλλαγών Δημοπρασιών Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΣΗΕ	Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΛΑΓΗΕ	Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.
ΛΠ	Λογαριασμός Προσαυξήσεων
ΜΑΕΙ	Μηχανισμός Αποζημίωσης Επάρκειας Ισχύος
ΜΑΜΚ	Μηχανισμός Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΜΕΣΜΕ	Μεταβατικό Εθνικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών
ΜΜΑΕ	Μεταβατικός Μηχανισμός Αποζημίωσης Ευελιξίας
ΟΔΑΗΕ	Ορισθείς Διαχειριστής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΟΤΑ	Οριακή Τιμή Αποκλίσεων
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΠΚ (ΕΠΚ)	Πρόγραμμα Κατανομής (Ενδοημερήσιο Πρόγραμμα Κατανομής)
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΗΘΥΑ	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΣΛΕΕ	Συνθήκη για τη Λειτουργία της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Συνθήκη της Λισσαβόνας)
ΥΗΣ	Υδροηλεκτρικός Σταθμός
ΥΔΦ	Υπηρεσία Διακοπτόμενου Φορτίου
ΥΚΩ	Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας
ΦΔΜ	Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς
ΦΕΚ	Φύλλο Εφημερίδας της Κυβερνήσεως
ΧΧΣ	Χρέωση Χρήσης Συστήματος
ΧΤ-ΜΤ-ΥΤ	Χαμηλή Τάση-Μέση Τάση-Υψηλή Τάση
ACER	Agency for the Cooperation of the Energy Regulators
CEER	Council of European Energy Regulators
CRM	Capacity Remuneration Mechanism
DG COMP	European Commission/Directorate-General for Competition
DG ENER	European Commission/Directorate-General for Energy
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-e	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPC	European Price Coupling
EUR-LEX	Official Journal of the European Union – Access to European Union law
EUROPEX	Association of European Energy Exchanges
FG	Framework Guidelines
GAMS	General Algebraic Modeling System
HUPX	Hungarian Power Exchange
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
NC	Network Codes
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
NOME	Nouvelle Organisation du Marché de l' électricité
NTC	Net Transfer Capacity

OTC	Over The Counter
PCR	Price Coupling of Regions
PTR	Physical Transmission Rights
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
SMP	System Marginal Price
UCTE	Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Εισαγωγή

1.1 Εισαγωγή

Η απελευθέρωση και δημιουργία μιας ενιαίας ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτέλεσε έναν από τους βασικούς πυλώνες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, στο πλαίσιο των ευρύτερων αλλαγών στον τομέα της ενέργειας κατά τη διάρκεια της δεκαετίας του 1990. Η δημιουργία της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Η/Ε) αποτελεί ένα σημαντικό βήμα για την ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας, την αποδοτικότερη παραγωγή, μεταφορά και διανομή της Η/Ε, την ενίσχυση της ασφάλειας του εφοδιασμού και της παροχής Η/Ε και την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας της Ευρωπαϊκής οικονομίας σε συνδυασμό με την προστασία του περιβάλλοντος (Πολέμης, 2014).

Σε Ευρωπαϊκό επίπεδο, η Οδηγία 96/92/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά Η/Ε αποτέλεσε το βασικό νομοθετικό πλαίσιο που εισήγαγε τη διαδικασία απελευθέρωσης των αγορών Η/Ε των κρατών-μελών και δημιούργησε τις προϋποθέσεις για την πορεία προς την ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς Η/Ε.

Οι εξελίξεις στις επιμέρους αγορές Η/Ε των κρατών-μελών οδήγησαν στην έκδοση της Οδηγίας (2003/54/ΕΚ) (δεύτερη δέσμη μέτρων), ενώ η τρίτη δέσμη μέτρων για την απελευθέρωση της αγοράς Η/Ε περιλαμβάνει την Κοινοτική Οδηγία 2009/72/ΕΚ, η οποία ενσωματώθηκε στο εθνικό δίκαιο με τον Νόμο 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011).

Η Ελλάδα παρουσίασε πιο αργούς ρυθμούς, συγκριτικά με τα υπόλοιπα κράτη-μέλη, στη μετάβαση στο Μοντέλο Στόχος, σύμφωνα με το οποίο συγκροτείται κοινή οργάνωση των Ευρωπαϊκών αγορών Η/Ε, σε κάθε χρονικό επίπεδο, από τη λειτουργία προθεσμιακών και προημερήσιων αγορών μέχρι και τη λειτουργία ενδοημερήσιων αγορών και αγορών υπηρεσιών εξισορρόπησης.

Οι δυσμενείς οικονομικές εξελίξεις προκάλεσαν επιπρόσθετες καθυστερήσεις, με αποτέλεσμα να παραστεί ανάγκη για νομοθετική παρέμβαση με τη ψήφιση του Νόμου

4336/2015 (ΦΕΚ Α΄ 94/14.08.2015), με τον οποίο προσδιορίζονται όλες οι αλλαγές που πρέπει να υλοποιηθούν στην Ελληνική αγορά Η/Ε έως το 2020, σε συμμόρφωση με τις μνημονιακές και Ευρωπαϊκές υποχρεώσεις της Ελλάδας.

Μία βασική αλλαγή που προβλέπεται είναι ότι από 01.01.2020 καμία επιχείρηση, η οποία δραστηριοποιείται σε αγορές Η/Ε στο διασυνδεδεμένο σύστημα και δίκτυο της χώρας, δεν επιτρέπεται να παράγει ή εισάγει σ' αυτό, άμεσα ή έμμεσα, ποσότητα Η/Ε που υπερβαίνει το πενήντα τοις εκατό (50%) του συνόλου της Η/Ε από εγχώριες μονάδες παραγωγής και εισαγωγές, σε ετήσια βάση. Ενώ παράλληλα νομοθετείται η εφαρμογή του μηχανισμού πώλησης Η/Ε μέσω δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε με φυσική παράδοση και με ρυθμιστικά καθοριζόμενη τιμή εκκίνησης (τύπου NOME), με στόχο να πέσουν κάτω από το 50%, έως το 2020, τα μερίδια λιανικής και χονδρικής αγοράς της πρώην μονοπωλιακής καθετοποιημένης κρατικής επιχείρησης Η/Ε.

Τελευταία εξέλιξη αποτελεί ο Νόμος 4425/2016 (ΦΕΚ Α΄ 185/30.09.2016), ο οποίος ορίζει την αναδιοργάνωση της Ελληνικής αγοράς Η/Ε, σε εφαρμογή της νομοθεσίας για την ολοκλήρωση της ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς Η/Ε και ιδίως των διατάξεων του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222.

Η εξεταζόμενη επιχείρηση ιδρύθηκε το 1950 και ο όρος της καθετοποιημένης επιχείρησης ερμήνευε τη δραστηριότητά της σε όλους τους κλάδους (παραγωγή, μεταφορά, διανομή και προμήθεια Η/Ε). Σύμφωνα με τον Νόμο 2773/1999 και όπως τροποποιήθηκε με τον Νόμο 3175/2003 (ΦΕΚ Α΄ 207/29.08.2003), οριζόταν ότι “καθétως ολοκληρωμένη επιχείρηση είναι η επιχείρηση που ασκεί δύο τουλάχιστον από τις δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς, διανομής ή προμήθειας Η/Ε”.

Ακολουθεί ο Νόμος 4001/2011 στον οποίο ορίστηκε ότι κάθετα ολοκληρωμένη επιχείρηση Η/Ε είναι “η επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας ή όμιλος επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας, στον οποίο το ίδιο πρόσωπο ή πρόσωπα δικαιούνται, άμεσα ή έμμεσα, να ασκούν τον έλεγχο, και όπου η εν λόγω επιχείρηση ή ο όμιλος επιχειρήσεων ασκούν τουλάχιστον μία από τις δραστηριότητες μεταφοράς ή διανομής, και τουλάχιστον μία από τις δραστηριότητες παραγωγής ή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας”.

Επίσης με τον Νόμο 4001/2011 και σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/EK της Ευρωπαϊκής Ένωσης, θεσμοθετήθηκε η απόσχιση των κλάδων μεταφοράς και διανομής από την επιχείρηση και η σύσταση των εταιριών ΑΔΜΗΕ Α.Ε. και ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., αναλαμβάνοντας τα καθήκοντα Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Η/Ε και Δικτύου Διανομής Η/Ε αντίστοιχα.

Η εξεταζόμενη επιχείρηση είναι η μεγαλύτερη εταιρία παραγωγής και προμήθειας Η/Ε στην Ελλάδα και διαθέτει μεγάλους θερμικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας καθώς και αυτόνομους σταθμούς στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Στον τομέα των ΑΠΕ, δραστηριοποιείται μέσω θυγατρικής της, έχοντας στο χαρτοφυλάκιό της αιολικά πάρκα, μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς.

1.2 Δομή της εργασίας

Η δομή της παρούσας εργασίας είναι η ακόλουθη.

Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται το νομοθετικό πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης και η Ελληνική Νομοθεσία για την αγορά Η/Ε. Στη συνέχεια παρουσιάζεται το τρέχον μοντέλο της αγοράς Η/Ε, καθώς και το Μοντέλο Στόχος (Target Model) της Ευρωπαϊκής Ένωσης, οι συμμετέχοντες στην αγορά και οι ρυθμιστικές αλλαγές που απαιτούνται για την αναδιάρθρωση της Ελληνικής αγοράς έως το 2020.

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται το μαθηματικό υπόδειγμα ενεργειακού ισοζυγίου που χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση των οικονομικών αποτελεσμάτων του εξεταζόμενου παίκτη. Αρχικά γίνεται μία σύντομη αναφορά στη μέθοδο προσομοίωσης Monte Carlo, στην οποία βασίζεται ο αλγόριθμος του υποδείγματος. Στη συνέχεια παρουσιάζονται η δομή του υποδείγματος και τα αρχεία εισόδου και εξόδου, που χρησιμοποιήθηκαν σε αυτό, για τη μοντελοποίηση της Ελληνικής αγοράς Η/Ε.

Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου, τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για την ανάλυση των οικονομικών αποτελεσμάτων του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη. Η ανάλυση βασίζεται σε παραδοχές για την εξέλιξη της ζήτησης Η/Ε, της παραγωγής Η/Ε, των διασυνδέσεων καθώς και για τις ρυθμιστικά ορισμένες εξελίξεις και αλλαγές στην Ελληνική αγορά Η/Ε. Με βάση τις παραδοχές προσδιορίζονται σενάρια βάσης καθώς και ειδικά σενάρια για τα έτη 2017-2019.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για κάθε εξεταζόμενο σενάριο, όσον αφορά την πιθανοτική κατανομή της οριακής τιμής συστήματος (ΟΤΣ) και του ενεργειακού μείγματος.

Με βάση τα αποτελέσματα κάθε προσομοίωσης παρουσιάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα των δραστηριοτήτων του καθετοποιημένου παίκτη και πιο συγκεκριμένα της δραστηριότητα της προμήθειας, της παραγωγής, και κατά επέκταση και της συνολικής δραστηριότητάς του.

Στο Κεφάλαιο 6 πραγματοποιείται σχολιασμός των αποτελεσμάτων και επιχειρείται εξαγωγή συμπερασμάτων, προκειμένου να χρησιμοποιηθούν για την κατάστρωση της βέλτιστης στρατηγικής που ενδείκνυται να ακολουθήσει η εταιρία κατά το χρονικό διάστημα 2017-2019.

Τέλος, παρουσιάζονται οι αδυναμίες και οι περιορισμοί της παρούσας έρευνας καθώς οι μελλοντικές προοπτικές επέκτασής της.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.1 Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

2.1.1 Νομοθετικό πλαίσιο Ευρωπαϊκής Ένωσης και Ελληνική Νομοθεσία

Η Η/Ε θεωρείται ένα κοινωνικό αγαθό, απαραίτητο για το βιοτικό επίπεδο των ανθρώπων και την ανάπτυξη της οικονομίας και της κοινωνίας. Τα σημαντικότερο χαρακτηριστικό της Η/Ε είναι ότι δεν αποθηκεύεται και προκειμένου να χρησιμοποιηθεί πρέπει να έχει συγκεκριμένα ποιοτικά χαρακτηριστικά (σταθερή τάση και συχνότητα). Παρόλα αυτά πλεονέκτημα αποτελεί η ύπαρξη εκτεταμένου δικτύου μεταφοράς και διανομής Η/Ε. Η Η/Ε επειδή δεν αποθηκεύεται μπορεί να χαρακτηριστεί ως υπηρεσία, αλλά δεν παύει να αποτελεί προϊόν, επειδή παράγεται με κάποια διαδικασία, έχει συγκεκριμένα ποιοτικά χαρακτηριστικά και είναι αντικείμενο αγοραπωλησίας.

Τα τελευταία χρόνια η αγορά Η/Ε είναι ένας από τους τομείς της οικονομίας στον οποίο έχουν επέλθει ριζικές μεταρρυθμίσεις. Στο πλαίσιο της απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας, καταργήθηκε το μοντέλο του μονοπωλιακού μοντέλου οργάνωσης και επιχειρήθηκε η εφαρμογή των κανόνων ελεύθερου ανταγωνισμού.

Σε επίπεδο Ευρωπαϊκού δικαίου, υιοθετήθηκαν κανόνες για την απελευθέρωση της αγοράς Η/Ε, κατόπιν πολύχρονων διαπραγματεύσεων μεταξύ των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ).

Η αρχική Οδηγία 96/92/ΕΚ, σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά Η/Ε, θεσπίστηκε από το Συμβούλιο των Υπουργών στις 19 Δεκεμβρίου 1996 και τέθηκε σε ισχύ δύο μήνες αργότερα στις 19 Φεβρουαρίου 1997. Η Οδηγία καθόριζε κοινούς κανόνες για την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή της Η/Ε (πρώτη δέσμη μέτρων).

Σε εθνικό επίπεδο θεσπίστηκε ο Νόμος 2773/1999 (ΦΕΚ Α΄ 22.12.1999), ο οποίος μετέφερε την πρώτη Ευρωπαϊκή Οδηγία απελευθέρωσης της αγοράς Η/Ε στην Ελληνική νομοθεσία.

Η αρχική Οδηγία αντικαταστάθηκε από την Οδηγία 2003/54/EK σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά Η/Ε (αντίστοιχα Οδηγία 2003/55/EK για το φυσικό αέριο), στο πλαίσιο δεύτερης νομοθετικής δέσμης μέτρων, με βασική επιδίωξη την επίσπευση της διαδικασίας απελευθέρωσης και τη δημιουργία πραγματικά λειτουργικής εσωτερικής αγοράς, μέσω κατάργησης εμποδίων σχετικά με τα θέματα πρόσβασης στο δίκτυο, με την τιμολόγηση των υπηρεσιών του δικτύου και με τους διαφορετικούς βαθμούς ανοίγματος της αγοράς μεταξύ των κρατών-μελών. Συγκεκριμένα, έδωσε τη δυνατότητα σε νέους προμηθευτές Η/Ε (αντίστοιχα φυσικού αερίου) να διεισδύσουν στις αγορές των κρατών-μελών και στους καταναλωτές (σε επίπεδο βιομηχανικής χρήσης από 1ης Ιουλίου 2004 και σε επίπεδο οικιακής χρήσης από 1ης Ιουλίου 2007) να επιλέγουν τους προμηθευτές τους.

Η Οδηγία έπρεπε να εφαρμοστεί από τα κράτη-μέλη από την 1η Ιουλίου 2004 και περιέχει, εκτός των άλλων κεφαλαίων, τα εξής:

1. την οργάνωση και λειτουργία του τομέα της Η/Ε
2. τον διαχωρισμό της μεταφοράς και της διανομής
3. την οργάνωση της πρόσβασης στο σύστημα
4. τις ρυθμιστικές αρχές.

Επιπρόσθετα, η ΕΕ δημοσίευσε υπομνήματα για την εφαρμογή της Οδηγίας 2003/54/EK.

Ο Κανονισμός του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου 1228/2003 για το διασυνοριακό εμπόριο Η/Ε έθεσε κανόνες για την μεταφορά Η/Ε μεταξύ των κρατών-μελών. Ο Κανονισμός τέθηκε σε ισχύ την 1η Ιουλίου 2004 και έγινε άμεσα ισχύων Κοινοτικός Νόμος.

Η Οδηγία 2005/89/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 18ης Ιανουαρίου 2006 όρισε μέτρα για τη διασφάλιση της τροφοδοσίας Η/Ε και των επενδύσεων υποδομής. Η Οδηγία έπρεπε να εφαρμοσθεί από τα κράτη-μέλη από τις 24 Φεβρουαρίου 2008.

Σημαντικός σταθμός αποτέλεσε η διεθνής Συνθήκη της Λισαβόνας (ΣΛΕΕ) «για την τροποποίηση της Συνθήκης για την Ευρωπαϊκή Ένωση και της Συνθήκης περί ιδρύσεως της Ευρωπαϊκής Κοινότητας», η οποία τροποποιεί τις ιδρυτικές συνθήκες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και υπογράφηκε στις 13 Δεκεμβρίου 2007 στη σύνοδο κορυφής

της Λισαβόνας, στην οποία συμμετείχαν οι πολιτικοί αρχηγοί και οι υπουργοί εξωτερικών των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η Συνθήκη υποκαθιστά το «Ευρωπαϊκό Σύνταγμα», τροποποιώντας ειδικότερα τις υπάρχουσες Συνθήκες, «Συνθήκη για την Ευρωπαϊκή Ένωση» και «Συνθήκη για την ίδρυση της Ευρωπαϊκής Κοινότητας».

Σύμφωνα με τη Συνθήκη της Λισαβόνας, η ενεργειακή πολιτική της ΕΕ επιδιώκει κυρίως:

- να διασφαλίζει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας,
- να διασφαλίζει τον ενεργειακό εφοδιασμό της Ένωσης,
- να προωθεί την ενεργειακή αποδοτικότητα και την εξοικονόμηση ενέργειας καθώς και την ανάπτυξη νέων και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και
- την προώθηση της διασύνδεσης των δικτύων.

Το άρθρο 194 της ΣΛΕΕ καθιστά για πρώτη φορά ορισμένους τομείς της ενεργειακής πολιτικής ως τομείς συντρέχουσας αρμοδιότητας και σηματοδοτεί τη μετάβαση προς μια κοινή ενεργειακή πολιτική. Εντούτοις, κάθε κράτος-μέλος διατηρεί το δικαίωμά του να καθορίζει τους όρους εκμετάλλευσης των ενεργειακών του πόρων, να επιλέγει μεταξύ διαφόρων ενεργειακών πηγών και να διαρθρώνει τον ενεργειακό του εφοδιασμό (EUR-LEX1, 2007).

Ωστόσο, έκθεση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, η οποία διενεργήθηκε το έτος 2007, έδειξε ότι το νέο κανονιστικό πλαίσιο δεν απέδωσε ως αναμενόταν (EUR-LEX2, 2007).

Έτσι, στις 3 Σεπτεμβρίου 2009, υιοθετήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση η τρίτη δέσμη κανονιστικών μέτρων, η λεγόμενη Τρίτη Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Δέσμη (Third Energy Package), η οποία αποτελείται από:

- Την Οδηγία 2009/72/EK, «σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της Οδηγίας 2003/54/EK» (EUR-LEX1, 2009).
- Την Οδηγία 2009/73/EK, «σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της Οδηγίας 2003/55/EK».
- Τον Κανονισμό (ΕΚ) 713/2009, «για την ίδρυση Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας» (EUR-LEX2, 2009).

- Τον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009, «σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003» (EUR-LEX3, 2009).
- Τον Κανονισμό (ΕΚ) 715/2009, «σχετικά με τους όρους πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου και για την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1775/2005».

Οι νομοθετικές πράξεις της Τρίτης Ενεργειακής Δέσμης:

- Ρυθμίζουν την ιδιοκτησία δικτύου μεταφοράς διασφαλίζοντας σαφή διαχωρισμό των δραστηριοτήτων προμήθειας και παραγωγής από τη λειτουργία του δικτύου μέσω τριών εναλλακτικών προτύπων οργάνωσης:
 1. Πλήρη ιδιοκτησιακό διαχωρισμό.
 2. Πρότυπο Ανεξάρτητου Διαχειριστή (Independent System Operator, ISO): προβλέπει τη δυνατότητα της καθετοποιημένης εταιρίας να διατηρεί την κυριότητα του συστήματος μεταφοράς, χωρίς ωστόσο να ελέγχει τη διαχείρισή του. Η νέα εταιρία διαχείρισης (ISO) πρέπει να είναι πιστοποιημένη υπό αυστηρές προϋποθέσεις και να υπόκειται σε διαρκή εποπτεία.
 3. Πρότυπο Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς (Independent Transmission Operator, ITO): προβλέπει ότι η κυριότητα των παγίων του συστήματος μεταφοράς, καθώς και η αρμοδιότητα διαχείρισης του συστήματος μεταφοράς, μεταφέρεται σε νέα εταιρία (ITO), η οποία παραμένει τμήμα του εταιρικού σχήματος της μητρικής εταιρίας. Η νέα εταιρία οφείλει να ικανοποιεί αυστηρά κριτήρια ανεξαρτησίας και αυτονομίας, όσον αφορά ιδίως στα πάγια, το προσωπικό και την οικονομική λειτουργία της.
- Διασφαλίζουν την αποτελεσματικότερη κανονιστική εποπτεία από πραγματικά ανεξάρτητους εθνικούς ρυθμιστικούς φορείς ενέργειας, ενισχύοντας και εναρμονίζοντας τις αρμοδιότητες και την ανεξαρτησία των εθνικών ρυθμιστικών αρχών, προκειμένου να καταστεί δυνατή η αποτελεσματική και χωρίς διακρίσεις πρόσβαση στα δίκτυα μεταφοράς.
- Ενισχύουν την προστασία των καταναλωτών και διασφαλίζουν την προστασία των ευάλωτων καταναλωτών.

Σύμφωνα με το Ενωσιακό δίκαιο, οι Ευρωπαϊκοί Κανονισμοί τυγχάνουν άμεσης εφαρμογής από τα κράτη-μέλη, χωρίς την ανάγκη διαδικασίας ενσωμάτωσής τους στις εθνικές νομοθεσίες. Οι συγκεκριμένοι ως άνω Κανονισμοί τέθηκαν σε ισχύ στις 3 Μαρτίου 2011. Οι Ευρωπαϊκές Οδηγίες 2009/72/EK και 2009/73/EK μεταφέρθηκαν στην Ελληνική έννομη τάξη με τον Νόμο 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.08.2011).

Σε εφαρμογή της Οδηγίας 2009/72/EK και με την ενσωμάτωσή της στην Ελληνική νομοθεσία με τον Νόμο 4001/2011, επιλέχθηκε για την Ελληνική αγορά το πρότυπο Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς με την ίδρυση των ανώνυμων εταιρειών ΑΔΜΗΕ Α.Ε. και ΛΑΓΗΕ Α.Ε.

Όσον αφορά την απελευθέρωση των τιμολογίων προμήθειας Η/Ε σε τελικούς πελάτες στην Ελληνική αγορά, εκδόθηκαν οι κανονιστικές πράξεις :

- υπ' αριθμ. Δ5/ΗΛ/Β/Φ29/23860/30.11.2007 υπουργική απόφαση (ΦΕΚ Β΄ 2332/07.12.2007): Απελευθέρωση τιμολογίων για πελάτες υψηλής τάσης (ΥΤ) από 1.12.2007
- υπ' αριθμ. Δ5/ΗΛ/Β/Φ29/οικ.30094/29.12.2011 (ΦΕΚ Β΄ 3044/30.12.2011): Απελευθέρωση τιμολογίων για πελάτες μέσης τάσης (ΜΤ) από 1.1.2012
- Νόμος 4038/2012 (ΦΕΚ Α΄ 14/02.02.2012): Απελευθέρωση τιμολογίων για πελάτες χαμηλής τάσης (ΧΤ) από 01.07.2013.

Τον Απρίλιο 2009 η Επιτροπή εξέδωσε την Οδηγία 2009/28/EK (EUR-LEX4, 2009) με την οποία θεσπίστηκε κοινό πλαίσιο για την προώθηση της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και τέθηκαν υποχρεωτικοί εθνικοί στόχοι για το συνολικό μερίδιο ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το έτος 2020. Επίσης, καθορίστηκαν κανόνες για κοινά έργα μεταξύ κρατών-μελών και με τρίτες χώρες, τις εγγυήσεις προέλευσης, τις διοικητικές διαδικασίες, την πληροφόρηση και την κατάρτιση και την πρόσβαση στο δίκτυο Η/Ε για ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές.

Η νομοθεσία της χώρας μας εναρμονίστηκε με τις ρυθμίσεις της Οδηγίας 2009/28/EK με τον Νόμο 3851/2010 (ΦΕΚ Α΄ 85/04.06.2010), μέσω τροποποίησης του Νόμου 3468/2006, ενώ η ενσωμάτωση της Οδηγίας έγινε με τον Νόμο 4062/2012 (ΦΕΚ Α΄ 70/30.03.2012).

Ο σκοπός της αρχικής Οδηγίας 96/92/ΕΚ ήταν η δημιουργία μίας κοινής αγοράς και όχι η δημιουργία ξεχωριστών απελευθερωμένων αγορών Η/Ε για κάθε κράτος-μέλος. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή αναγνωρίζοντας τα πλεονεκτήματα λειτουργίας μίας ενιαίας εσωτερικής αγοράς Η/Ε, ανέπτυξε το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος (EU Target Model), προκειμένου να ξεπεραστούν οι δυσκολίες στην ενοποίηση λόγω της διαφορετικής αρχιτεκτονικής των εθνικών αγορών και να επιτευχθεί η σύνδεση και εν τέλει η σύζευξη των ευρωπαϊκών αγορών Η/Ε. Ο ρυθμιστικός θεσμός του Μοντέλου Στόχου θεσπίζει κοινούς κανόνες ώστε να διευκολυνθεί η αποτελεσματική χρήση της διασυνοριακής δυναμικότητας (cross-border capacity) και να ενθαρρυνθεί η ρυθμιστική εναρμόνιση στην Ευρωπαϊκή χονδρική αγορά Η/Ε, προκειμένου την επίτευξη ολοκληρωμένης αγοράς Η/Ε.

Επίσης, τον Δεκέμβριο του 2011, η ΕΕ εξέδωσε τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 1227/2011 (EUR-LEX, 2011), για την ακεραιότητα και τη διαφάνεια στη χονδρική αγορά ενέργειας (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency - REMIT). Ο Κανονισμός REMIT εφαρμόζεται στη διαπραγμάτευση ενεργειακών προϊόντων χονδρικής και θέτει το πλαίσιο για τον εντοπισμό και αποφυγή καταχρηστικών πρακτικών που επηρεάζουν τις χονδρικές αγορές ενέργειας.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε τον Οκτώβριο του 2012, την Οδηγία 2012/27/ΕΕ (EUR-LEX, 2012) για την ενεργειακή απόδοση στο εσωτερικό δίκαιο, η οποία ενσωματώθηκε στο Ελληνικό Δίκαιο με τον Νόμο 4342/2015 (ΦΕΚ Α' 143/09.11.2015). Η συγκεκριμένη Οδηγία θεσπίζει κοινό πλαίσιο μέτρων για την προώθηση της ενεργειακής απόδοσης εντός της Ένωσης προκειμένου να διασφαλίσει την επίτευξη του πρωταρχικού στόχου 2020 της Ένωσης για 20% στην ενεργειακή απόδοση και να προετοιμάσει το έδαφος για περαιτέρω βελτιώσεις της ενεργειακής απόδοσης πέραν της προαναφερόμενης χρονολογίας.

Εν συνεχεία, τον Δεκέμβριο του 2014, η ΕΕ εξέδωσε τον Εκτελεστικό Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 1348/2014 (EUR-LEX1, 2014), σχετικά με την αναφορά δεδομένων σε εφαρμογή του άρθρου 8 του Κανονισμού REMIT, με τον οποίο ορίζονται κανόνες για την παροχή των δεδομένων συναλλαγών στον ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), προσδιορίζονται οι λεπτομέρειες των αναφορών και καθορίζονται οι

διάλογοι, ο χρόνος και η περιοδικότητα αποστολής τους. Οι εφαρμοστικές πράξεις του Κανονισμού REMIT τέθηκαν σε ισχύ την 7η Οκτωβρίου 2015.

Τον Ιούνιο 2014, η Επιτροπή δημοσίευσε την Ανακοίνωση 2014/C 200/01 (EUR-LEX4, 2014) σχετικά με τις κατευθυντήριες γραμμές για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του περιβάλλοντος και της ενέργειας (2014-2020), προκειμένου να αποφευχθεί το ενδεχόμενο οι κρατικές ενισχύσεις να επιφέρουν στρέβλωση του ανταγωνισμού στην εσωτερική αγορά και να επηρεάσουν τις συναλλαγές μεταξύ των κρατών-μελών κατά τρόπο που αντιβαίνει στο κοινό συμφέρον. Η ΣΛΕΕ έχει ορίσει την αρχή της απαγόρευσης των κρατικών ενισχύσεων. Ωστόσο, σε ορισμένες περιπτώσεις, οι κρατικές ενισχύσεις μπορούν να είναι συμβατές με την εσωτερική αγορά.

Στις 14 Αυγούστου 2014 και κατόπιν αίτησης του υπουργείου περιβάλλοντος, ενέργειας και κλιματικής αλλαγής, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε την απόφαση 2014/536/ΕΕ (EUR-LEX2, 2014) με την οποία χορηγήθηκε παρέκκλιση από τις διατάξεις του άρθρου 33 της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ για ορισμένα Ελληνικά νησιά τα οποία δεν διασυνδέονται στο δίκτυο Η/Ε της ηπειρωτικής Ελλάδας (μη διασυνδεδεμένα νησιά, ΜΔΝ). Σύμφωνα με την απόφαση, οι αρμόδιες Ελληνικές Αρχές υποχρεούνται μεταξύ άλλων να καταρτίσουν σχέδιο για τις επενδύσεις σε υποδομές, κατά τα προβλεπόμενα στον κώδικα διαχείρισης των ΜΔΝ (ΦΕΚ Β΄ 304/11.02.2014) και το χρονοδιάγραμμα πλήρους υλοποίησης των υποδομών αυτών, δίνοντας προτεραιότητα στα ηλεκτρικά συστήματα της Κρήτης και της Ρόδου.

Η παρέκκλιση αυτή ίσχυε έως τις 17 Φεβρουαρίου 2016 ή έως την πλήρη εγκατάσταση των υποδομών, όπως προβλέπεται στο άρθρο 237 του κώδικα διαχείρισης των ΜΔΝ (ΦΕΚ Β΄ 304/11.02.2014), ανάλογα με το ποιο θα συνέβαινε τελευταίο. Σε κάθε περίπτωση, η παρούσα παρέκκλιση παύει να ισχύει στις 17 Φεβρουαρίου 2019. Ενώ, οι παρεκκλίσεις που προβλέπονται στην απόφαση παύουν να ισχύουν από τη στιγμή της διασύνδεσης με το διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Ακολούθησαν οι απαιτούμενες Αποφάσεις της Ελληνικής Ρυθμιστικής Αρχής 330/2015 και 389/2015 (ΦΕΚ Β΄ 2221/15.10.2015 και Β΄ 2542/25.11.2015 αντίστοιχα), σύμφωνα με την απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και με στόχο την πλήρη εφαρμογή των οριζόμενων του κώδικα διαχείρισης των ΜΔΝ, τόσο ως προς τη διαχείριση της λειτουργίας των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων, όσο και ως προς το άνοιγμα της

αγοράς Η/Ε. Επίσης, με τον Νόμο 4414/2016 (ΦΕΚ Α' 149/09.08.2016) ορίζονται ρυθμίσεις για τη συμμόρφωση του Ελληνικού δικαίου προς την απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, με τη συμπλήρωση και την τροποποίηση διατάξεων του Νόμου 4001/2011.

Επίσης, τον Φεβρουάριο 2015, η Επιτροπή δημοσίευσε δέσμη μέτρων για την ενεργειακή ένωση, η οποία αποτελείται από τρεις ανακοινώσεις (Consilium, 2015).

1. COM(2015)80 “Στρατηγική πλαίσιο για μια ανθεκτική ενεργειακή ένωση με μακρόπνοη πολιτική για την κλιματική αλλαγή” (EUR-LEX, 2015)

Το πλαίσιο στρατηγικής της Επιτροπής για την ενεργειακή ένωση βασίζεται στους τρεις μακροχρόνιους στόχους της ενεργειακής πολιτικής της ΕΕ: ασφάλεια εφοδιασμού, βιωσιμότητα και ανταγωνιστικότητα. Στηρίζεται δε στο πλαίσιο πολιτικών για το κλίμα και την ενέργεια με ορίζοντα το 2030 και στη στρατηγική για την ενεργειακή ασφάλεια του 2014, ενώ ενσωματώνει διάφορους τομείς πολιτικής σε μια ενιαία συνεκτική στρατηγική.

Για την επίτευξη αυτών των στόχων, ορίστηκε ότι η ενεργειακή στρατηγική της Ευρωπαϊκής Ένωσης έχει πέντε αμοιβαίως ενισχυόμενες και στενά αλληλένδετες διαστάσεις:

- i. Ενεργειακή ασφάλεια, αλληλεγγύη και αμοιβαία εμπιστοσύνη: Η προτεραιότητα αυτή βασίζεται στη στρατηγική για την ενεργειακή ασφάλεια της Επιτροπής, που εγκρίθηκε τον Μάιο του 2014. Στόχος είναι να καταστεί η ΕΕ πιο ανθεκτική στις εξωτερικές ενεργειακές κρίσεις και να μειώσει την εξάρτηση από συγκεκριμένα καύσιμα, προμηθευτές ενέργειας και διαδρομές. Τα προτεινόμενα μέτρα έχουν σκοπό να εξασφαλιστεί η διαφοροποίηση του εφοδιασμού (των πηγών ενέργειας, των προμηθευτών και των διαδρομών), να ενθαρρύνουν τα κράτη-μέλη και τον ενεργειακό τομέα να συνεργαστούν για να εξασφαλίσουν την ασφάλεια του εφοδιασμού και να αυξηθεί η διαφάνεια των προμηθειών φυσικού αερίου, ιδίως σχετικά με τις συμφωνίες για την αγορά ενέργειας από χώρες εκτός ΕΕ.
- ii. Πλήρως ενοποιημένη Ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας: Στόχος είναι να δοθεί μια νέα ώθηση στην ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας. Ως εκ τούτου, οι προτεραιότητες περιλαμβάνουν τη βελτίωση των ενεργειακών διασυνδέσεων,

τη διασφάλιση της πλήρους εφαρμογής και επιβολής της υφιστάμενης νομοθεσίας σχετικά με την ενέργεια, τη βελτίωση της συνεργασίας μεταξύ των κρατών-μελών κατά τη χάραξη πολιτικών για την ενέργεια καθώς και τη διευκόλυνση των πολιτών όταν επιλέγουν προμηθευτές ενέργειας.

- iii. Ενεργειακή απόδοση ως συμβολή στη συγκράτηση της ζήτησης ενέργειας: Μέτρα που περιλαμβάνουν την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης στον τομέα των κτηρίων, ιδίως με τη βελτίωση των συστημάτων θέρμανσης και ψύξης, και τη βελτίωση των εκπομπών και της απόδοσης των καυσίμων στον τομέα των μεταφορών, επιδιώκοντας την επίτευξη του στόχου που έθεσε το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο του Οκτωβρίου του 2014 για βελτίωση τουλάχιστον κατά 27% της ενεργειακής απόδοσης έως το 2030.
- iv. Οικονομία χωρίς εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα: Η στρατηγική για την ενεργειακή ένωση στηρίζεται στη φιλόδοξη πολιτική της ΕΕ για το κλίμα, σύμφωνα με τη δέσμευση για τη μείωση των εγχώριων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 40% σε σύγκριση με το 1990. Το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών της ΕΕ θα πρέπει επίσης να διαδραματίσει πλήρως τον ρόλο του στην προώθηση των επενδύσεων σε τεχνολογίες χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Η στρατηγική θέτει ως στόχο της ΕΕ να ηγηθεί παγκοσμίως στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και να αποτελέσει παγκόσμιο κέντρο για την ανάπτυξη της επόμενης γενιάς τεχνολογικά προηγμένων και ανταγωνιστικών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- v. Έρευνα, καινοτομία και ανταγωνιστικότητα: Στόχος είναι να τεθεί η έρευνα και η καινοτομία στο επίκεντρο της ενεργειακής ένωσης. Η ΕΕ θα πρέπει να είναι πρωτοπόρος στην τεχνολογία έξυπνου δικτύου και έξυπνου σπιτιού, των καθαρών μεταφορών, των καθαρών ορυκτών καυσίμων και της ασφαλέστερης παραγωγής πυρηνικής ενέργειας παγκοσμίως. Η νέα προσέγγιση της έρευνας και της καινοτομίας στον τομέα της ενέργειας θα βασιστεί στο πρόγραμμα "Ορίζοντας 2020" (Horizon 2020) και θα πρέπει να επιταχύνει τον μετασχηματισμό του ενεργειακού συστήματος. Το πρόγραμμα "Ορίζοντας 2020" είναι το χρηματοδοτικό πλαίσιο της ΕΕ για την έρευνα και την καινοτομία που θα καλύψει την περίοδο 2014-2020, με προϋπολογισμό περίπου 80 δισεκατομμύρια ευρώ και με κύριους βασικούς άξονες :

- Επιστημονική Αριστεία (Excellent Science): Επιστημονική έρευνα παγκόσμιου επιπέδου με στόχο την προσέλκυση στην ΕΕ των καλύτερων επιστημόνων
- Βιομηχανική Υπεροχή (Industrial Leadership): Στρατηγική επένδυση σε τεχνολογίες-κλειδιά, όπως νανοτεχνολογία-μικροηλεκτρονική, συμμετοχή ιδιωτικού τομέα, δημιουργία καινοτόμων επιχειρήσεων.
- Κοινωνικές Προκλήσεις (Societal Challenges): Αντιμετώπιση σημαντικών κοινωνικών προκλήσεων, όπως η γήρανση πληθυσμού, εξάντληση ενεργειακών πόρων, αντιμετώπιση κλιματικής αλλαγής.

Ενώ τονίζεται και η ανάγκη για μια δυναμική και ολοκληρωμένη διαδικασία διακυβέρνησης και παρακολούθησης προκειμένου να εξασφαλίζεται ότι τα μέτρα που λαμβάνονται σε όλα τα επίπεδα συμβάλλουν στους στόχους της ενεργειακής ένωσης.

2. COM(2015)81 “Το πρωτόκολλο του Παρισιού: ένα σχέδιο στρατηγικής για την αντιμετώπιση της παγκόσμιας κλιματικής αλλαγής μετά το 2020”

Η ανακοίνωση που προσδιορίζει τις προσδοκίες και το όραμα της ΕΕ σχετικά με τη νέα παγκόσμια συμφωνία για την κλιματική αλλαγή, με στόχο την έγκρισή του στο Παρίσι τον Δεκέμβριο του 2015 και αναπτύσσει τα επόμενα βήματα της ΕΕ πριν από τη συνεδρίαση αυτή. Ειδικότερα, επισημοποιείται ο στόχος της μείωσης κατά 40% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου έως το 2030, τον οποίο ενέκρινε το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο του Οκτωβρίου 2014, ως ο προτεινόμενος από την ΕΕ στόχος εκπομπών στο πλαίσιο του πρωτοκόλλου των Παρισιού. Επίσης, η ανακοίνωση :

- επισημαίνει την ανάγκη να καθιερωθεί διαδικασία για την επανεξέταση και την ενίσχυση των δεσμεύσεων που αναλήφθηκαν δυνάμει του πρωτοκόλλου των Παρισιού
- υπογραμμίζει τη σημασία ισχυρών κανόνων για την παρακολούθηση, την υποβολή εκθέσεων, την επαλήθευση και τη λογοδοσία για όλα τα συμβαλλόμενα μέρη του Πρωτοκόλλου των Παρισιού
- αναλύει τους τρόπους για την προώθηση της υλοποίησης και της συνεργασίας, όπως η κινητοποίηση δημόσιων και ιδιωτικών χρηματοδοτικών πόρων, και την υποστήριξη της ανάπτυξης και εγκατάστασης τεχνολογιών για το κλίμα

- επισημαίνει την ανάγκη κινητοποίησης της κλιματικής αλλαγής μέσω άλλων πολιτικών, όπως η πολιτική για την έρευνα και ανάπτυξη.
3. COM(2015)82 “Επίτευξη του στόχου διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης του 10% - Καθιστώντας το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης έτοιμο για το 2020”

Η ανακοίνωση που εξετάζει τους τρόπους και καθορίζει τα μέτρα που απαιτούνται για την επίτευξη του στόχου του 10% για τη διασύνδεση της Η/Ε έως το 2020, στόχο που ενέκρινε το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο τον Οκτώβριο του 2014. Η ανακοίνωση επικεντρώνεται ειδικότερα στα εξής:

- τη βελτίωση της κατάστασης στα 12 κράτη-μέλη με ένα επίπεδο διασύνδεσης κάτω του 10% (Ιρλανδία, Ιταλία, Ρουμανία, Πορτογαλία, Εσθονία, Λετονία, Λιθουανία, Ηνωμένο Βασίλειο, Ισπανία, Πολωνία, Κύπρος και Μάλτα)
- τα διαθέσιμα χρηματοδοτικά μέσα και τους τρόπους με τους οποίους μπορούν να αξιοποιηθούν πλήρως για τη στήριξη έργων διασύνδεσης Η/Ε
- τους τρόπους για την ενίσχυση της περιφερειακής συνεργασίας.

Όσον αφορά τη συμφωνία του Παρισιού, αυτή επιτεύχθηκε στις 12 Δεκεμβρίου 2015, αποτελεί το σχέδιο δράσης για τη συγκράτηση της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη «αρκετά κάτω» από τους 2°C και καλύπτει την περίοδο από το 2020 και μετά.

Τα κύρια στοιχεία της νέας συμφωνίας του Παρισιού είναι τα εξής:

- μακροπρόθεσμος στόχος: οι κυβερνήσεις συμφώνησαν να συγκρατήσουν την αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη αρκετά κάτω από τους 2°C πάνω από τα προβιομηχανικά επίπεδα και να συνεχίσουν τις προσπάθειες να την περιορίσουν στον 1,5°C
- συνεισφορές: πριν και κατά τη διάσκεψη του Παρισιού, οι χώρες υπέβαλαν ολοκληρωμένα εθνικά σχέδια δράσης για το κλίμα με στόχο τη μείωση των εκπομπών τους
- φιλοδοξία: οι κυβερνήσεις συμφώνησαν να γνωστοποιούν ανά 5ετία τις συνεισφορές τους με σκοπό τον καθορισμό πιο φιλόδοξων στόχων

- διαφάνεια: δέχθηκαν επίσης να γνωστοποιούν μεταξύ τους και στο κοινό την πρόοδό τους προς την επίτευξη των στόχων τους, με σκοπό την εξασφάλιση διαφάνειας και εποπτείας
- αλληλεγγύη: η ΕΕ και άλλες ανεπτυγμένες χώρες θα εξακολουθήσουν να παρέχουν χρηματοδότηση για το κλίμα, προκειμένου να βοηθήσουν τις αναπτυσσόμενες χώρες τόσο να μειώσουν τις εκπομπές όσο και να θωρακιστούν έναντι των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής.

Η συμφωνία του Παρισιού παραμένει ανοικτή προς υπογραφή στη Νέα Υόρκη από τις 22 Απριλίου 2016 και για ένα έτος.

Τον Απρίλιο του 2016 η ΕΕ υπογράφει τη συμφωνία του Παρισιού και τον Οκτώβριο το Συμβούλιο εκδίδει την απόφαση για την επικύρωση της συμφωνίας από την ΕΕ. Η συμφωνία του Παρισιού τίθεται σε ισχύ στις 4 Νοεμβρίου 2016, που εκπληρώθηκαν οι σχετικές προϋποθέσεις (επικύρωση από τουλάχιστον 55 χώρες που αντιπροσωπεύουν τουλάχιστον το 55% των παγκόσμιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου).

Στο τέλος του 2016, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εισηγείται τροποποίηση της Τρίτης Ενεργειακής Δέσμης, παρουσιάζοντας την πρόταση νέας δέσμης με τίτλο «Καθαρή Ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» (“Clean Energy for All Europeans”) και στοχεύοντας σε μετασχηματισμό του ενεργειακού τομέα.

Αποτελεί μια νέα στοχευμένη προσπάθεια για εδραίωση της ενεργειακής ένωσης, συγκροτημένη προσέγγιση αντιμετώπισης ενεργειακών κρίσεων, πιο αποτελεσματική λειτουργία της ενιαίας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενίσχυση της ενεργειακής απόδοσης και περιορισμό της ενεργειακής ένδειας.

Οι βασικοί στόχοι της νέας δέσμης είναι :

α) Απανθρακοποίηση της οικονομίας με αποδοτικότερη ενσωμάτωση στις ενεργειακές αγορές βασικών παραγόντων της, όπως οι ΑΠΕ, η διεσπαρμένη παραγωγή, οι τεχνολογίες αποθήκευσης, τα ηλεκτρικά οχήματα και η ενεργή συμμετοχή των καταναλωτών.

β) Μετατόπιση από εθνικό σε περιφερειακό ή Ευρωπαϊκό επίπεδο του τρόπου αντιμετώπισης και διαχείρισης των καθοριστικών ζητημάτων ασφάλειας εφοδιασμού, επάρκειας ισχύος, στήριξης των ΑΠΕ μέσω των αγορών.

Πιο συγκεκριμένα, τα κράτη-μέλη θα πρέπει να διασφαλίζουν ότι η εθνική τους νομοθεσία δεν παρεμποδίζει αδικαιολόγητα τις διασυνοριακές ροές Η/Ε, τη συμμετοχή των καταναλωτών περιλαμβανομένων και των εργαλείων της απόκρισης (διαχείρισης) ζήτησης, τις επενδύσεις για ευέλικτο ενεργειακό μείγμα, την αποθήκευση ενέργειας, την ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης ή τις νέες διασυνδέσεις και ότι οι τιμές της Η/Ε αντανακλούν την πραγματική προσφορά και ζήτηση. Επίσης, περιγράφονται η δομή και τα κίνητρα για τη συμμετοχή των καταναλωτών στην αγορά μέσω διαφανών κανόνων και διαδικασιών σε αυτήν. Ενώ, προωθούνται η θεσμική ενίσχυση των εθνικών ρυθμιστικών αρχών, με επέκταση του ρόλου τους σε νέες αρμοδιότητες, καθώς και του ACER.

Αποτυπώνοντας περιληπτικά την εισήγηση της Επιτροπής, περιλαμβάνει, μεταξύ των άλλων, τις ακόλουθες τροποποιήσεις και προτάσεις.

1. Ανακοίνωση COM(2016)759 για νέο Κανονισμό σχετικά με τη διακυβέρνηση της ενεργειακής ένωσης. Η θέσπιση του μηχανισμού διακυβέρνησης στοχεύει α) στην εφαρμογή στρατηγικών και μέτρων, σχεδιασμένων να ικανοποιούν τους στόχους και τις επιδιώξεις της ενεργειακής ένωσης και συγκεκριμένα, για την πρώτη δεκαετή περίοδο (2021-2030), τους ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το 2030. Δηλαδή, εγχώρια μείωση κατά τουλάχιστον 40% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το 1990 σε όλους τους τομείς της οικονομίας, επίτευξη μεριδίου ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που καταναλώνεται στην Ένωση τουλάχιστον 27% έως το 2030, βελτίωση κατά τουλάχιστον 27% της ενεργειακής απόδοσης το 2030, που θα αναθεωρηθεί έως το 2020 έχοντας υπόψη ενός στόχο σε επίπεδο Ένωσης τη τάξης του 30% και διασύνδεση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό 15% το 2030 και β) στη διασφάλιση έγκαιρης υποβολής, διαφάνειας, ακρίβειας, συνέπειας, συγκρισιμότητας και πληρότητας των εκθέσεων της Ευρωπαϊκής Ένωσης και των κρατών-μελών της σύμφωνα με την από το 1992 Σύμβαση - Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές αλλαγές (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC) και την πρόσφατη συμφωνία του Παρισιού.
2. Ανακοίνωση COM(2016)864 για τροποποίηση της Οδηγίας 2009/72/EK
3. Ανακοίνωση COM(2016)863 για τροποποίηση του Κανονισμού (ΕΚ) 713/2009
4. Ανακοίνωση COM(2016)861 για τροποποίηση του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009

5. Ανακοίνωση COM(2016)862 για νέο Κανονισμό σχετικά με την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας
6. Ανακοίνωση COM(2016)767 για τροποποίηση της Οδηγίας 2009/28/EK
7. Ανακοίνωση COM(2016)761 για τροποποίηση της Οδηγίας 2012/27/EE, η οποία συνοδεύεται από την ανακοίνωση COM(2016)765 για τροποποίηση της Οδηγίας 2010/31/EE για την ενεργειακή απόδοση των κτιρίων και την ανακοίνωση COM(2016)773 για το πρόγραμμα εργασίας της περιόδου 2016-2019 για τον οικολογικό σχεδιασμό.

Θα ακολουθήσουν όλες οι προβλεπόμενες διαδικασίες και διαβουλεύσεις που θα οδηγήσουν στην τελική μορφή των νέων ρυθμίσεων, οι οποίες και θα αποτυπωθούν σε αναθεωρημένες κοινοτικές οδηγίες και κανονισμούς.

Εστιάζοντας στην Ελλάδα, οι δυσμενείς οικονομικές εξελίξεις καθώς και οι ασυνέχειες/αστοχίες της Ελληνικής αγοράς Η/Ε προκάλεσαν επιπρόσθετες καθυστερήσεις στη μετάβαση προς το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος, με αποτέλεσμα να παραστεί ανάγκη για νομοθετική παρέμβαση με τη ψήφιση του Νόμου 4336/2015 (ΦΕΚ Α' 94/14.08.2015), με τον οποίο προσδιορίζονται όλες οι αλλαγές που πρέπει να υλοποιηθούν στην Ελληνική αγορά Η/Ε έως το 2020, σε συμμόρφωση με τις μνημονιακές και Ευρωπαϊκές υποχρεώσεις της Ελλάδας.

Η αναδιοργάνωση της Ελληνικής αγοράς Η/Ε, σε εφαρμογή της νομοθεσίας για την ολοκλήρωση της ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς Η/Ε και ιδίως των διατάξεων του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, μεταφέρθηκε στην Ελληνική νομοθεσία με τον Νόμο 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185/30.09.2016).

2.1.2 Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος

Το ενιαίο Ευρωπαϊκό μοντέλο της αγοράς το οποίο εισηγήθηκε ο Οργανισμός για την Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας - ΟΣΡΑΕ (ACER) ονομάζεται Target Model (Μοντέλο Στόχος). Με τη βοήθεια του Μοντέλου Στόχου επιτυγχάνεται η βελτιστοποίηση της χρήσης της δυναμικότητας του συστήματος μεταφοράς, μέσα από συντονισμένες πρακτικές των Διαχειριστών των συστημάτων, η επίτευξη αξιόπιστων τιμών και ρευστότητας στον καταμερισμό της δυναμικότητας των διασυνδέσεων για την αγορά της επόμενης ημέρας, η αποτελεσματική λειτουργία των προθεσμιακών

αγορών και ο σχεδιασμός αποτελεσματικών ενδοημερήσιων αγορών για τον καταμερισμό της δυναμικότητας των διασυνδέσεων.

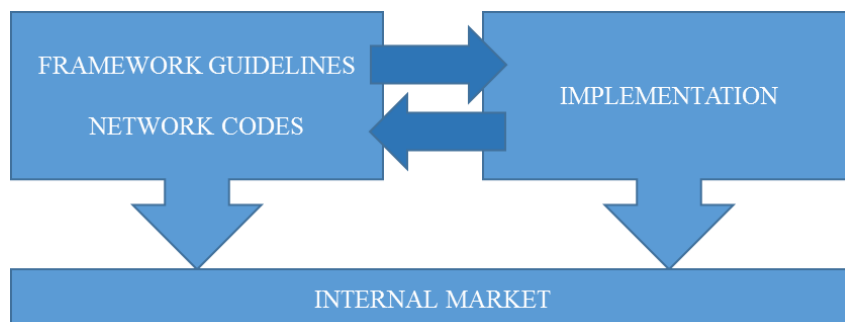
Ο ACER, προκειμένου να επιτύχει στους στόχους για ενιαία αγορά, θέσπισε το 2006 τις Περιφερειακές Πρωτοβουλίες (Regional Initiatives) ως ένα πρώτο ενδιάμεσο βήμα. Οργανώθηκαν συνολικά επτά περιφέρειες ηλεκτρικής ενέργειας και τρεις περιφέρειες φυσικού αερίου.

Μέχρι τώρα οι περιφερειακές πρωτοβουλίες ακολούθησαν, ως επί το πλείστον, την προσέγγιση εκ των κάτω προς τα άνω, δηλαδή κάθε περιφέρεια καθόριζε τις δικές της προτεραιότητες. Αυτή η μη υποχρεωτικά επιβεβλημένη προσέγγιση είχε σημαντικά πλεονεκτήματα, διότι επέτρεψε στις περιφέρειες να εστιάσουν στα δικά τους ιδιαίτερα προβλήματα. Επίσης, επέτρεψε πιλοτικές δοκιμές, κατά τις οποίες είναι δυνατόν να δοκιμασθούν σε μια περιφέρεια λύσεις πριν τεθούν σε εφαρμογή αλλού. Τέλος, οι περιφέρειες εφάρμοσαν τα μέτρα της ΕΕ που έχουν ιδιαίτερη διασυνοριακή διάσταση, π.χ. τη διαχείριση της συμφόρησης. Η μη υποχρεωτικά επιβεβλημένη προσέγγιση εκ των κάτω προς τα άνω ενέχει τον εγγενή κίνδυνο οι περιφέρειες να εφαρμόσουν τις διαφορετικές λύσεις για παρεμφερή προβλήματα χωρίς σαφή προοπτική ενοποίησης με την πάροδο του χρόνου. Για το λόγο αυτό, το 2011 ο ACER επανακαθόρισε τις πιθανές κατευθύνσεις για την επανεξέταση του ρόλου τους, την αποσαφήνιση της σύνθεσής τους και την ενίσχυση της αποτελεσματικότητάς τους.

Το Ευρωπαϊκό μοντέλο βασίζεται στις κατευθυντήριες γραμμές - πλαίσια (FG, Framework Guidelines) που έχουν εκδοθεί από τον ACER και στους κώδικες δικτύου (Network Codes, NC) που εκδίδονται από τον Ευρωπαϊκό Οργανισμό των Διαχειριστών των συστημάτων μεταφοράς Η/Ε (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-e) και εγκρίνονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, με σκοπό να υπάρχουν εναρμονισμένοι κανόνες για τις διασυνοριακές ανταλλαγές Η/Ε και για τη λειτουργία των χονδρεμπορικών αγορών Η/Ε, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 1. Οι κώδικες έχουν αναπτυχθεί για να βοηθήσουν στην επίτευξη των τριών στόχων της ενεργειακής πολιτικής της Ευρώπης: διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού, δημιουργία μιας ανταγωνιστικής εσωτερικής αγοράς Η/Ε και μείωση της χρήσης άνθρακα στον τομέα της Η/Ε.

Στο τέλος του 2016, οι κώδικες δικτύου έχουν διαμορφωθεί ως εξής (ENTSO-E1, 2016):

1. Κώδικες δικτύου σε ισχύ με έγκριση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής:
 - Κώδικας για την εκχώρηση της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (NC Capacity Allocation and Congestion Management): Κανονισμός (ΕΕ) 2015/1222
 - Κώδικας για τις απαιτήσεις σύνδεσης ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο (NC Requirements for Generators: Κανονισμός (ΕΕ) 2016/631
 - Κώδικας για τη σύνδεση ζήτησης (NC Demand Connection): Κανονισμός (ΕΕ) 2016/1388
 - Κώδικας για τις απαιτήσεις σύνδεσης με το δίκτυο των συστημάτων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης και των συνδεδεμένων σε συνεχές ρεύμα μονάδων πάρκων ισχύος (NC High Voltage Direct Current Connections): Κανονισμός (ΕΕ) 2016/1447
 - Κώδικας για την μελλοντική κατανομή δυναμικότητας (NC Forward Capacity Allocation): Κανονισμός (ΕΕ) 2016/1719.
2. Κώδικες δικτύου εγκεκριμένοι από τα κράτη-μέλη και προς έγκριση από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή:
 - Κώδικας έκτακτης ανάγκης και αποκατάσταση (NC Emergency and Restoration)
 - Κώδικας λειτουργίας του συστήματος (NC System Operation)
3. Κώδικας δικτύου προς έγκριση από τα κράτη-μέλη:
 - Κώδικας για εξισορρόπηση Η/Ε (NC Electricity Balancing).

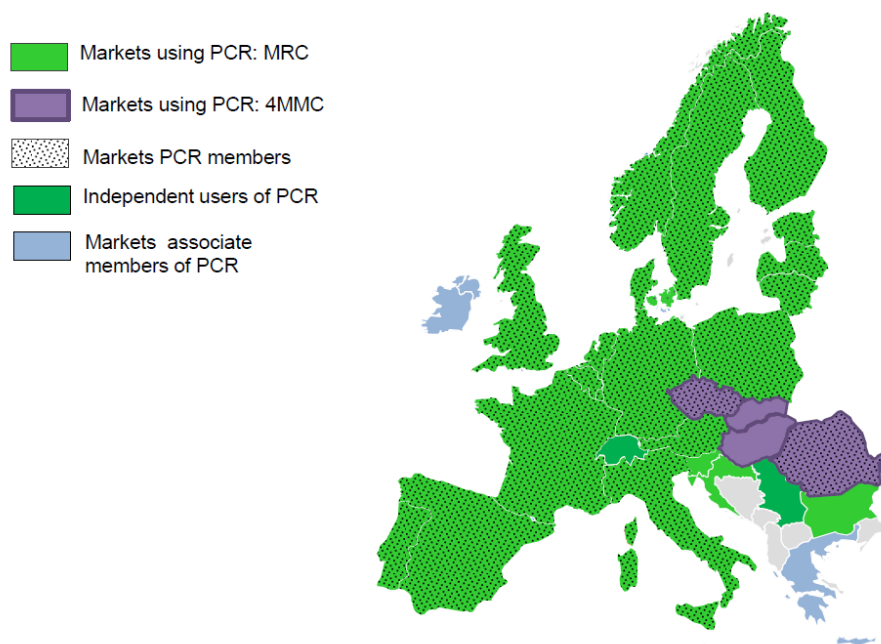


Σχήμα 1: Σχηματική αναπαράσταση των κατευθυντήριων γραμμών του ACER σχετικά με την αναδιάρθρωση των Ευρωπαϊκών αγορών Η/Ε (ACER, 2016)

Τα πέντε κύρια χαρακτηριστικά του Ευρωπαϊκού Μοντέλου, στα χρονικά πλαίσια λειτουργίας της αγοράς Η/Ε είναι:

1. Μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας: Το Μοντέλο Στόχος δίνει στις Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές έναν ρόλο στην αναθεώρηση και την έγκριση του όγκου των ετήσιων δικαιωμάτων δυναμικότητας, καθώς και των αρχών που διέπουν την κατανομή της δυναμικότητας σε διαφορετικά χρονικά διαστήματα. Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο επιτρέπει δύο εναλλακτικές μεθοδολογίες για τον υπολογισμό της δυναμικότητας μεταφοράς μεταξύ διαφορετικών ζωνών, τη μέθοδο διαθέσιμης ικανότητας μεταφοράς (available transfer capacity, ATC), ή τη μέθοδο με βάση τις ροές των δικτύων (flow based, FB). Η πρώτη μεθοδολογία υπολογίζει τη δυναμικότητα που είναι διαθέσιμη για περαιτέρω εμπορική εκμετάλλευση πέραν από εκείνη που έχει ήδη δεσμευτεί σε κάθε φάση της διαδικασίας κατανομής, ενώ η δεύτερη μεθοδολογία βελτιστοποιεί τις ροές της αγοράς (δηλαδή τη συμφωνία προσφοράς και ζήτησης) για μια επιλεγμένη περιοχή και υπόκειται στην τοπολογία του σχετικού δικτύου, λαμβάνοντας υπόψη και τους περιορισμούς ασφάλειας αυτού. Σε κάθε περίπτωση, θα χρησιμοποιηθεί ένα κοινό μοντέλο δικτύου και θα πρέπει να υπάρχει συντονισμός ανάμεσα στη μέθοδο ροής και την υλοποίηση της σύζευξης της αγοράς. Ενώ, συντονισμός απαιτείται μεταξύ όλων των Διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς (ΔΣΜ) και σε σχέση με τον υπολογισμό της δυναμικότητας.

2. Μακροχρόνια δικαιώματα μεταφοράς: Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο ορίζει την ανάπτυξη των διασυνοριακών αγορών με βάση όλο και πιο εναρμονισμένα μακροπρόθεσμα δικαιώματα πρόσβασης σε δυναμικότητα στις διασυνδέσεις. Ο σκοπός είναι να δώσει στους συμμετέχοντες στην αγορά τη δυνατότητα να εξασφαλιστούν έναντι του κόστους συμφόρησης και της τιμολόγησης αυτής. Αυτό θα επιτευχθεί με την εναρμόνιση των κανόνων κατανομής, τις διαδικασίες της πλατφόρμας κατανομής και τις διαδικασίες δηλώσεων κατανομής (nomination).
3. Σύζευξη τιμής επόμενης ημέρας (day-ahead price coupling): Σύζευξη των τιμών επιτυγχάνεται μέσω έμμεσων δημοπρασιών (implicit auctions), στις οποίες ροές ενέργειας υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη εκτός από την τιμή, την ικανότητα διασύνδεσης. Σύμφωνα με τη μέθοδο σύζευξης των τιμών της H/E, οι τιμές πέραν των συνόρων θα συγκλίνουν όταν υπάρχει επαρκής διασυνοριακή δυναμικότητα. Σε όλο το φάσμα συζευγμένων αγορών οι καταναλωτές θα πρέπει να επωφελούνται από τις χαμηλότερες τιμές καθώς η ζήτηση αυτομάτως συνδυάζεται με τη φθηνότερη παραγωγή στην Ευρώπη, εφόσον υπάρχει επαρκής διασυνοριακή δυναμικότητα μεταφοράς. Ένας ενιαίος αλγόριθμος αξιολογεί τα στοιχεία των προσφορών από κάθε ζώνη καθώς και τη διαθέσιμη δυναμικότητα στις διάφορες διασυνδέσεις, και υπολογίζει κατάλληλους όγκους παραγωγής και ροές στις διασυνδέσεις, θέτοντας παράλληλα μια κοινή (ενιαία) τιμή (ή διαφορετικές τιμές μεταξύ ζωνών, όπου υπάρχει συμφόρηση). Η εφαρμογή ενός μηχανισμού σύζευξης των τιμών σε ολόκληρη την Ευρώπη (European Price Coupling, EPC) έχει ως στόχο τη μεγιστοποίηση της συνολικής απόδοσης των αγορών H/E, παρέχοντας ροές H/E, από περιοχές χαμηλής τιμής σε περιοχές υψηλής τιμής. Επί του παρόντος, λειτουργούν μηχανισμοί σύζευξης στη βόρεια, δυτική και κεντρική Ευρώπη, όπως φαίνεται ακολούθως στο Σχήμα 2 (PCR, 2016).



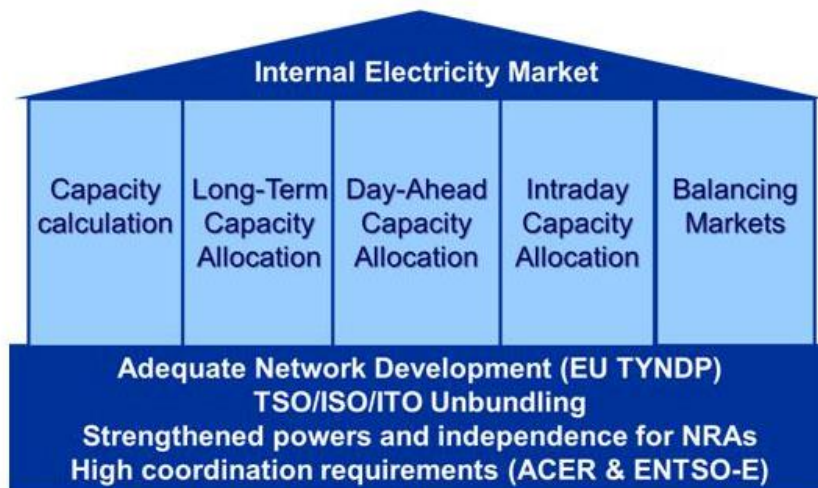
Σχήμα 2: Χώρες που χρησιμοποιούν τον ενιαίο αλγόριθμο σύζευξης τιμών, Αύγουστος 2016 (Price Coupling of Regions, PCR)

4. Συνεχείς ενδοημερήσιες συναλλαγές (continuous intraday trading): Αποτελεσματικός σχεδιασμός ενδοημερήσιων αγορών για τον καταμερισμό της δυναμικότητας των διασυνδέσεων με τη δημιουργία μιας ενιαίας Ευρωπαϊκής πλατφόρμας για τις ενδοημερήσιες αγορές. Στην πλατφόρμα αυτήν θα καθορίζεται, μέσω συνεχών έμμεσων συναλλαγών (continuous implicit trading), ο τρόπος τιμολόγησης της δυναμικότητας των διασυνδέσεων, έτσι ώστε να αντανακλάται στην τιμή η συμφόρηση τους. Η εφαρμογή της συνεχούς διαπραγμάτευσης εντός της ίδιας ημέρας μέσω έμμεσων δημοπρασιών επιτρέπει στις διασυνοριακές ροές Η/Ε να προσεγγίσουν πιο κοντά στον πραγματικό χρόνο. Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο συμπεριλαμβάνει τον επανυπολογισμό της ικανότητας εντός της ίδιας ημέρας, την τιμολόγηση δυναμικότητας που θα αντικατοπτρίζει τη συμφόρηση και τη δυνατότητα διαπραγμάτευσης εξελιγμένων προϊόντων. Στο βαθμό που υπάρχει διαθέσιμη διασυνοριακή δυναμικότητα, οι συμμετέχοντες στην αγορά θα είναι σε θέση να αγοράζουν ή να πωλούν ενέργεια για να τελειοποιήσουν τις θέσεις τους, λαμβάνοντας υπόψη τις αλλαγές στη ζήτηση ενέργειας ή τις διακοπές ηλεκτροδότησης. Στην περίπτωση διαλείπουσας παραγωγής, η μέθοδος ενδοημερήσιων συναλλαγών

παρέχει μια ευκαιρία διαχείρισης των θέσεων, δεδομένου ότι η ακρίβεια της παραγωγής προβλέψεων βελτιώνεται κοντά στον πραγματικό χρόνο και επιτυγχάνεται ρεαλιστική απεικόνιση της κατάστασης των δικτύων, τιμολόγηση αυτής με μια αξιόπιστη μεθοδολογία και δυνατότητα διαπραγμάτευσης σύνθετων προϊόντων για την κάλυψη των επιπλέον αναγκών των αγορών.

5. Εξισορρόπηση Η/Ε: Η εξισορρόπηση της Η/Ε περιλαμβάνει τα εξής τρία βασικά δομικά στοιχεία: την προμήθεια εφεδρειών, την ενεργοποίηση της ενέργειας εξισορρόπησης και τη διευθέτηση της ανισορροπίας των ενεργειακών ισοζυγίων. Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο υποστηρίζει μεγαλύτερο επιμερισμό των πόρων εξισορρόπησης μεταξύ των ΔΣΜ. Οι ΔΣΜ θα πρέπει να προχωρήσουν με την εναρμόνιση των προϊόντων εξισορρόπησης και των προϊόντων εφεδρειών, λαμβάνοντας υπόψη τις τοπικές τεχνικές ιδιαιτερότητες, καθώς και με την εφαρμογή κοινών αρχών εξασφάλισης και ροής ενέργειας.

Ακολούθως, στο Σχήμα 3 παρουσιάζεται ο εσωτερικός σχεδιασμός της αγοράς Η/Ε σύμφωνα με το Μοντέλο Στόχος.



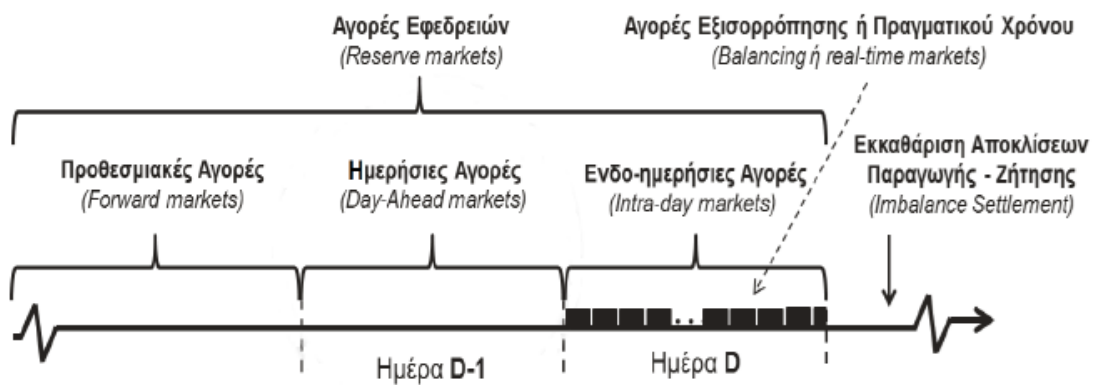
Σχήμα 3: Εσωτερικός σχεδιασμός αγοράς Η/Ε κατά το Μοντέλο Στόχος (ACER, 2016)

Κατά τα τελευταία 25 χρόνια, χονδρικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας έχουν αναπτυχθεί σε όλες τις χώρες της Ευρώπης, προκειμένου να εξυπηρετήσουν την ανταγωνιστική λειτουργία της παραγωγής Η/Ε και να προσφέρουν υπηρεσίες και προϊόντα σε λογικές τιμές στους Ευρωπαίους καταναλωτές. Ανεξάρτητα από τη συγκεκριμένη δομή και

οργάνωση της απελευθερωμένης αγοράς κάθε Ευρωπαϊκής χώρας, ενέργεια και εφεδρείες αποτελούν προϊόν διαπραγμάτευσης σε διάφορα χρονικά επίπεδα, από το μακροπρόθεσμο επίπεδο έως και τον πραγματικό χρόνο. Συναντώνται, λοιπόν, οι εξής γενικές κατηγορίες αγορών και μηχανισμών:

- Μεσο-μακροπρόθεσμες προθεσμιακές αγορές (forward markets) και αγορές διμερών συμβάσεων (bilateral OTC markets)
- Ημερήσιες αγορές (day-ahead markets)
- Ενδοημερήσιες αγορές (intra-day markets)
- Αγορές εφεδρειών (reserve markets)
- Αγορές εξισορρόπησης ενέργειας ή πραγματικού χρόνου (balancing ή real time markets)
- Μηχανισμοί εκκαθάρισης αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης (imbalance settlement mechanisms).

Το Σχήμα 4 αποτυπώνει, σε υψηλό επίπεδο, τη χρονική αλληλουχία των ανωτέρω αγορών και μηχανισμών, όπως αυτή διαμορφώνεται πλέον στις περισσότερες Ευρωπαϊκές χώρες, στο πλαίσιο του Μοντέλου Στόχου.



Σχήμα 4: Χρονική αλληλουχία Ευρωπαϊκών αγορών Η/Ε (ΡΑΕ, 2014)

2.2 Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Σύμφωνα με την αρχή της επικουρικότητας (άρθρο 5 της ΣΛΕΕ), η οποία διέπει τη δράση των οργάνων της ΕΕ, στις οδηγίες για την απελευθέρωση της αγοράς Η/Ε δεν περιλαμβάνονται λεπτομερείς κανόνες σχετικά με τη δομή οργάνωσης κάθε εθνικής

αγοράς Η/Ε. Ως εκ τούτου, τα κράτη-μέλη διατήρησαν την αρμοδιότητα να επιλέξουν τα ίδια το μοντέλο οργάνωσης και λειτουργίας της δικής τους αγοράς Η/Ε.

Στο ανωτέρω πλαίσιο, ασκώντας την ευχέρεια του Ευρωπαϊκού δικαίου, στην Ελλάδα νομοθετήθηκε το μοντέλο της υποχρεωτικής χονδρεμπορικής αγοράς Η/Ε (υποχρεωτική κοινοπραξία, mandatory pool system).

Το υιοθετημένο μοντέλο της υποχρεωτικής κοινοπραξίας αποτελεί το μοντέλο στο οποίο συναλλάσσεται το σύνολο της Η/Ε και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής που θα παραχθούν, θα καταναλωθούν και θα διακινηθούν την επόμενη ημέρα στην Ελληνική αγορά. Όλοι οι συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά υποχρεούνται να συμμετέχουν στην υποχρεωτική κοινοπραξία, ενώ, δεν επιτρέπονται φυσικές διμερείς συναλλαγές (physical bilateral transactions) μεταξύ των συμμετεχόντων της αγοράς.

Το μοντέλο συνιστά τον μηχανισμό διεξαγωγής συναλλαγών Η/Ε μεταξύ των παραγωγών και εισαγωγέων Η/Ε και των προμηθευτών, αυτοπρομηθευόμενων καταναλωτών και εξαγωγών Η/Ε. Πιο συγκεκριμένα, οι παραγωγοί και εισαγωγείς πωλούν την παραγόμενη ενέργειά τους και οι προμηθευτές και οι εξαγωγείς αγοράζουν ενέργεια, την οποία μεταπωλούν στη λιανική αγορά ή την εξάγουν αντίστοιχα.

Η εφαρμογή του μοντέλου διέπεται από τις διατάξεις του κώδικα διαχείρισης του Ελληνικού συστήματος μεταφοράς Η/Ε (ΕΣΜΗΕ) και του κώδικα συναλλαγών Η/Ε (ΚΣΗΕ).

Η Ελληνική αγορά Η/Ε δομείται από επιμέρους αγορές που είναι διακριτές, όσον αφορά τα χρονικά πλαίσια αναφοράς τους και συγκεκριμένα διακρίνονται (ΚΣΗΕ2, 2016):

1. στη μακροχρόνια αγορά διαθεσιμότητας ισχύος (capacity market)
2. στην εκχώρηση φυσικών δικαιωμάτων μεταφοράς (ΦΔΜ) Η/Ε στις διασυνδέσεις
3. στη βραχυχρόνια (προημερήσια) χονδρεμπορική αγορά (ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός), η οποία περιλαμβάνει την ημερήσια αγορά ενέργειας και την ημερήσια αγορά επικουρικών υπηρεσιών (ancillary services market) και από την οποία προκύπτει και το πρόγραμμα κατανομής των μονάδων του συστήματος (Dispatch Schedule, DS)

4. στην κατανομή σε πραγματικό χρόνο (ΚΠΧ), η οποία δεν αποτελεί αγορά, αλλά διασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του συστήματος
5. στην “εκ-των-υστέρων” (ex-post) αγορά εξισορρόπησης ενέργειας (balancing market), η οποία, προς το παρόν, περιορίζεται σε μεταγενέστερο χρόνο υπολογισμό της οριακής τιμής αποκλίσεων (ΟΤΑ), με βάση πραγματικά δεδομένα για τις εγχύσεις και τις απομαστεύσεις που πραγματοποιήθηκαν σε κάθε παρελθοντική ημέρα κατανομής και στην εκκαθάριση των αποκλίσεων, βάσει της διαφοροποίησης των πραγματικών ποσοτήτων από τις αρχικά προγραμματισθείσες ποσότητες στον ΗΕΠ, με την υπολογιζόμενη ΟΤΑ.

Συνοπτικά, οι βασικές δραστηριότητες της Ελληνικής αγοράς Η/Ε, στο πλαίσιο λειτουργίας των επιμέρους αγορών της, είναι οι ακόλουθες:

- Οι ετήσιες, οι μηνιαίες και οι ημερήσιες δημοπρασίες φυσικών δικαιωμάτων μεταφοράς (ΦΔΜ)
- Η δευτερεύουσα αγορά ΦΔΜ, για τη μεταβίβαση ή/και μεταπώληση των εκχωρημένων ετησίων και μηνιαίων ΦΔΜ ενός συμμετέχοντα σε έναν άλλον
- Η κατάρτιση προγράμματος ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού
- Η επιβεβαίωση προγραμμάτων εισαγωγών και εξαγωγών με γειτονικούς Διαχειριστές και έλεγχος των τελικών προγραμμάτων
- Η εκκαθάριση ΗΕΠ
- Η κατάρτιση προγράμματος κατανομής των μονάδων του συστήματος κατά την προηγούμενη ημέρα & ενδοημερήσια (ΠΚ και ΕΠΚ)
- Η καταγραφή διαθεσιμότητας μονάδων και εντολών κατανομής
- Η καταγραφή ποσοτήτων ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών σε πραγματικό χρόνο
- Η μεθοδολογία υπολογισμού της οριακής τιμής αποκλίσεων (ΟΤΑ)
- Η εκκαθάριση αποκλίσεων
- Η εκκαθάριση επικουρικών υπηρεσιών
- Οι μηνιαίες εκθέσεις και δημοσιεύσεις.

2.2.1 Συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Οι κύριοι συμμετέχοντες και τα βασικά καθήκοντα τους στην Ελληνική αγορά Η/Ε παρουσιάζονται ακολούθως.

Παραγωγοί και Αυτοπαραγωγοί

Οι παραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής για μονάδες παραγωγής εγγεγραμμένες στο μητρώο μονάδων. Οι αυτοπαραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής, οι οποίοι παράγουν Η/Ε για δική τους χρήση και εγγέουν την περίσσεια της ενέργειας στο σύστημα ή στο δίκτυο.

Προμηθευτές

Οι Προμηθευτές είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας που αγοράζουν ενέργεια απευθείας μέσω του ΗΕΠ ώστε να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις των πελατών τους.

Εισαγωγείς

Οι εισαγωγείς είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας ή άδειας εμπορίας, που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από εξωτερικούς παραγωγούς ή προμηθευτές και εγγέουν τις ποσότητες αυτές στον ΗΕΠ μέσω των διασυνδέσεων.

Εξαγωγείς

Οι εξαγωγείς είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας ή άδειας παραγωγής ή άδειας εμπορίας, που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από τον ΗΕΠ ώστε να τις εξάγουν σε άλλες χώρες μέσω των διασυνδέσεων.

Πελάτες

Οι επιλέγοντες πελάτες είναι οι καταναλωτές Η/Ε, οι οποίοι έχουν το δικαίωμα να επιλέγουν τον Προμηθευτή τους. Επίσης, έχουν το δικαίωμα να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του ΗΕΠ για δική τους αποκλειστική χρήση. Εισαγωγές μέσω των διασυνδέσεων μπορούν να προγραμματίζονται και οι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες για δική τους χρήση.

Κύριος και Διαχειριστής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.)

Η ηλεκτρική ενέργεια, που παράγεται από τις μονάδες παραγωγής και που εγγέεται στα σημεία των διασυνδέσεων με τα γειτονικά ηλεκτρικά συστήματα στην περίπτωση των εισαγωγών, μεταφέρεται στους μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές της υψηλής τάσης (καταναλώσεις συστήματος) και στο δίκτυο διανομής, μέσω του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς.

Κατ' εφαρμογή του Νόμου 4001/2011 και σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/EK της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η κυριότητα του συστήματος μεταφοράς Η/Ε (υψηλής και υπερυψηλής τάσης) μεταβιβάστηκε από την καθετοποιημένη επιχείρηση στην ΑΔΜΗΕ Α.Ε., με τη διαδικασία της απόσχισης και εισφοράς κλάδου. Η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. ασκεί τις αρμοδιότητες και εκτελεί τα καθήκοντα του Κυρίου και Διαχειριστή του συστήματος και είναι σήμερα επιφορτισμένη με την καθημερινή φυσική λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς, κατασκευάζοντας πρόσθετες γραμμές και υποσταθμούς, και επενδύοντας σε έργα που βελτιώνουν και ενισχύουν το υπάρχον σύστημα μεταφοράς.

Μερικές από τις δραστηριότητες της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. παρουσιάζονται στην συνέχεια.

- Κατανομή πραγματικού χρόνου
- Εκκαθάριση αποκλίσεων
- Ανάπτυξη και συντήρηση του συστήματος μεταφοράς
- Εκκαθάριση των χρεώσεων χρήσης συστήματος
- Σύναψη συμβάσεων επικουρικών υπηρεσιών και συμβάσεις συμπληρωματικής ενέργειας συστήματος με κατόχους άδειας παραγωγής.

Λειτουργός της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΛΑΓΗΕ Α.Ε.)

Σύμφωνα με το Ελληνικό Νομοθετικό και Κανονιστικό πλαίσιο, οι κυριότεροι ρόλοι, αρμοδιότητες και καθήκοντα του ΛΑΓΗΕ είναι:

- Επίλυση και Εκκαθάριση ΗΕΠ
- Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας
- Εκδόσεις εγγυήσεων προέλευσης για παραγόμενη ενέργεια από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

Διαχειριστής του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.)

Ο ΔΕΔΔΗΕ είναι ο Διαχειριστής του δικτύου διανομής μέσης και χαμηλής τάσης ολόκληρης της επικράτειας που συστάθηκε με την απόσχιση του κλάδου διανομής της καθετοποιημένης επιχείρησης σύμφωνα με τον Νόμο 4001/2011 και σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/EK της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Έργο της εταιρίας είναι η ανάπτυξη, η λειτουργία και η συντήρηση, υπό οικονομικούς όρους του εθνικού δικτύου

διανομής (ΕΔΔΗΕ), ώστε να διασφαλίζεται η αξιόπιστη, αποδοτική και ασφαλής λειτουργία του, καθώς και η μακροπρόθεσμη ικανότητά του να ανταποκρίνεται σε εύλογες ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας τη δέουσα μέριμνα για το περιβάλλον και την ενεργειακή αποδοτικότητα, καθώς και για τη διασφάλιση, κατά τον πλέον οικονομικό, διαφανή, άμεσο και αμερόληπτο τρόπο, της πρόσβασης των χρηστών (δηλαδή των παραγωγών, των προμηθευτών και των πελατών) στο ΕΔΔΗΕ, προκειμένου να ασκούν τις δραστηριότητές τους.

Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.)

Ο ΔΕΔΔΗΕ, ως Διαχειριστής των μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ) και στο πλαίσιο εφαρμογής του κώδικα διαχείρισης των ΜΔΝ και της απόφαση 2014/536/ΕΕ της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, καλείται με τις αρμοδιότητές του για την εφαρμογή των διατάξεων του κώδικα διαχείρισης των ΜΔΝ, προκειμένου τη διαχείριση και τη λειτουργία των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων αλλά και το άνοιγμα της αγοράς Η/Ε σε αυτά, τόσο κατά το ισχύον μεταβατικό στάδιο εφαρμογής του κώδικα διαχείρισης ΜΔΝ, όσο και κατά την προετοιμασία και τις διεργασίες για την πλήρη ανάπτυξη και απελευθέρωση της αγοράς των ΜΔΝ.

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) ιδρύθηκε σύμφωνα με τις διατάξεις του Νόμου 2773/1999 και είναι η ανεξάρτητη διοικητική αρχή για την εποπτεία και την παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, η οποία απολαμβάνει, σύμφωνα με τις διατάξεις του ιδρυτικού της νόμου, οικονομική και διοικητική αυτοτέλεια.

Στη ΡΑΕ ανατέθηκαν νέες αρμοδιότητες και καθήκοντα σχετικά με τους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου με τους Νόμους 3426/2005 για την Η/Ε και 3428/2005 για το φυσικό αέριο, σε συμμόρφωση με τις σχετικές διατάξεις των Οδηγιών 2003/54 και 2003/55 της Ευρωπαϊκής Ένωσης, και ιδιαίτερα σχετικά με τα τιμολόγια πρόσβασης στα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, τους όρους και τις προϋποθέσεις για την παροχή των υπηρεσιών εξισορρόπησης στο φυσικό αέριο, καθώς επίσης και για θέματα που σχετίζονται με την ασφάλεια τροφοδοσίας Η/Ε και φυσικού αερίου. Επιπλέον, με βάση τις τροποποιήσεις που εισάγονται με τους ανωτέρω αναφερόμενους νόμους, αλλά και τον μεταγενέστερο Νόμο 4001/2011, η ΡΑΕ ενεργεί ως αρχή επίλυσης των διαφορών όσον αφορά καταγγελίες εναντίον Προμηθευτών, και

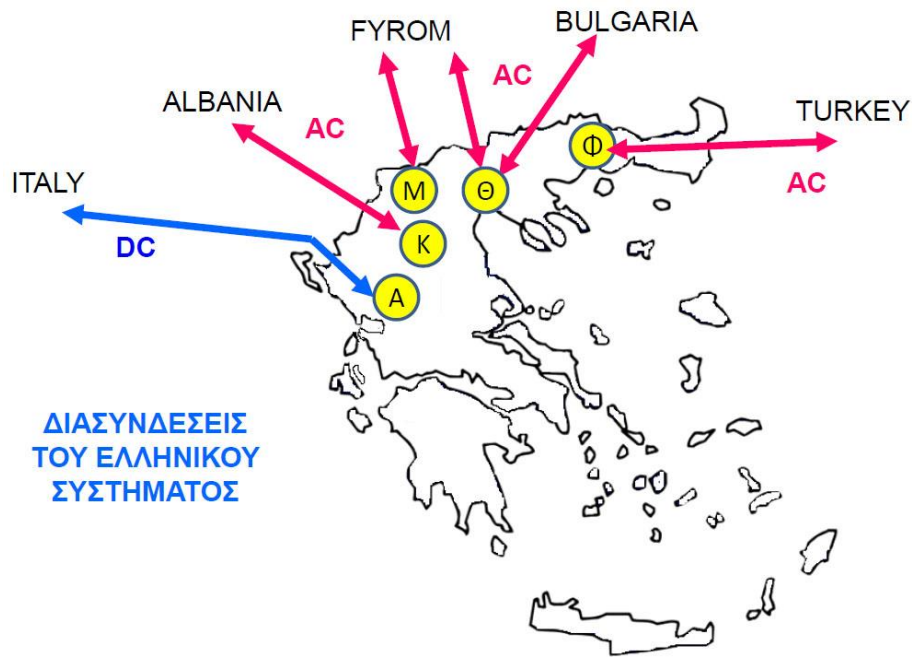
εναντίον του Διαχειριστή του συστήματος ή του δικτύου στους τομείς Η/Ε και φυσικού αερίου.

2.2.2 Μακροχρόνια αγορά διαθεσιμότητας ισχύος

Ο μηχανισμός της μακροχρόνιας αγοράς διαθεσιμότητας ισχύος έχει ως στόχο τη μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου του παραγωγού, ο οποίος λαμβάνει αμοιβή έναντι μέρους του κόστους κεφαλαίου επένδυσης, αλλά και του προμηθευτή, ο οποίος εξασφαλίζει την αποφυγή υπερβολικά υψηλών τιμών στην ημερήσια αγορά ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών (χονδρεμπορική αγορά), ακριβώς διότι μειώνεται ο βραχυχρόνιος κίνδυνος του παραγωγού. Η αγορά μακροχρόνιας διαθεσιμότητας ισχύος δημιουργήθηκε για να εξασφαλίζει την επάρκεια και την ποιότητα της Η/Ε σε μακροχρόνια βάση αμείβοντας την αξιοπιστία κάθε μονάδας.

2.2.3 Εκχώρηση φυσικών δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις διασυνδέσεις

Το σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας συνδέεται με το Ευρωπαϊκό σύστημα με γραμμές μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) στα βόρεια σύνορα με την Αλβανία, την ΠΓΔΜ (FYROM) και τη Βουλγαρία, στα ανατολικά με την Τουρκία, και με σύνδεση υποθαλάσσιου καλωδίου συνεχούς ρεύματος (DC) με την Ιταλία, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.



Σχήμα 5: Διασυνδέσεις του Ελληνικού συστήματος Η/Ε

Για την εμπορική εκμετάλλευση των γραμμών μεταφοράς Η/Ε έχουν εκπονηθεί Οδηγίες από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και έχουν θεσμοθετηθεί κανονισμοί δημοπρασιών από τον Διαχειριστή του συστήματος και τους γειτονικούς Διαχειριστές. Οι συμμετέχοντες που ενδιαφέρονται να εισάγουν ή να εξάγουν ενέργεια στο Ελληνικό σύστημα πρέπει να εξασφαλίσουν φυσικά δικαιώματα μεταφοράς (ΦΔΜ) στις διασυνδέσεις.

Όσον αφορά τη χρήση τους στην Ελληνική αγορά, τα ΦΔΜ διακρίνονται σε μακροχρόνια και βραχυχρόνια, εκχωρούνται από τον Διαχειριστή του συστήματος είτε σε ετήσια και μηνιαία βάση και θεωρούνται μακροχρόνια ΦΔΜ, είτε σε ημερήσια βάση και θεωρούνται βραχυχρόνια. Σε περίπτωση που κάποιο δικαίωμα εκδίδεται από όμορο Διαχειριστή σε κάποια χρονική βάση που δεν εντάσσεται στις παραπάνω, η διάκριση ανάμεσα σε βραχυχρόνιο και μακροχρόνιο ΦΔΜ γίνεται βάσει του τύπου της Δημοπρασίας με την οποία ο Διαχειριστής του Ελληνικού συστήματος εκχώρησε την αντίστοιχη ικανότητα μεταφοράς.

Για παράδειγμα, κάποιοι Διαχειριστές εκχωρούν ΦΔΜ σε εβδομαδιαία βάση και δεν διαθέτουν διαδικασία εκχώρησης ΦΔΜ σε ημερήσια βάση. Δεδομένου ότι η αντίστοιχη ποσότητα ΦΔΜ που εκχωρείται από τον Διαχειριστή του Ελληνικού συστήματος,

εκχωρείται σε ημερήσια βάση, τα προαναφερθέντα εβδομαδιαία ΦΔΜ θεωρούνται, όσον αφορά τη μεταχείρισή τους στην Ελληνική αγορά, ως βραχυχρόνια.

Παρόλα αυτά, όσον αφορά τη χρήση των ΦΔΜ στην Ελληνική αγορά και ανεξάρτητα από τον Διαχειριστή που κατένειμε τα ΦΔΜ, οι διαδικασίες και οι προθεσμίες που προβλέπονται για τον προγραμματισμό τόσο των προγραμμάτων ανταλλαγών όσο και των ποσοτήτων ενέργειας που θα εισαχθούν στην Ελληνική επικράτεια ή θα εξαχθούν από αυτή, καθορίζονται βάσει του ισχύοντος Ελληνικού νομικού και ρυθμιστικού πλαισίου.

Στο πλαίσιο αυτό, ο Διαχειριστής του συστήματος υπολογίζει, μετά από συνεργασία με τους γειτονικούς Διαχειριστές, την καθαρή ικανότητα μεταφοράς (NTC) κάθε διασύνδεσης, για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής, ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας και την υποβάλλει στο Λειτουργό της Αγοράς μαζί τις μακροχρόνιες και βραχυχρόνιες δεσμευμένες ικανότητες μεταφοράς των διασυνδέσεων, τις ποσότητες ενέργειας που αντιστοιχούν σε επιβεβαιωμένες δηλώσεις χρήσης μακροχρονίων δικαιωμάτων, σύμφωνα με τις προβλέψεις των σχετικών κανονισμών πρόσβασης στις διασυνδέσεις και τον κώδικα διαχείρισης ΕΣΜΗΕ.

Ο Διαχειριστής του συστήματος διεξάγει ετήσιες, μηνιαίες και ημερήσιες δημοπρασίες ΦΔΜ.

Οι συμμετέχοντες μπορούν να αποκτήσουν ΦΔΜ είτε απευθείας με τη συμμετοχή τους στις δημοπρασίες δικαιωμάτων διασυνδέσεων, είτε μέσω της δευτερεύουσας αγοράς ΦΔΜ.

Το αντικείμενο της διαχείρισης διασυνδέσεων αφορά τις κάτωθι διεργασίες:

- Υπολογισμός της συνολικής ικανότητας μεταφοράς, του περιθωρίου αξιοπιστίας μεταφοράς, της καθαρής ικανότητας μεταφοράς, της μακροχρόνια δεσμευμένης ικανότητας μεταφοράς (από χρήση μακροχρονίων ΦΔΜ), και της διαθέσιμης ικανότητας μεταφοράς στις ημερήσιες Δημοπρασίες για εισαγωγές και εξαγωγές
- Εκτέλεση των ετησίων, μηνιαίων και ημερησίων δημοπρασιών
- Υπολογισμός των τιμών εκκαθάρισης των δημοπρασιών
- Λειτουργία της δευτερεύουσας αγοράς ΦΔΜ
- Τήρηση των κανόνων χρήσης των ΦΔΜ

- Εκκαθάριση των δημοπρασιών.

Οι ακόλουθοι συμμετέχοντες έχουν δικαίωμα υποβολής προγραμμάτων στις διασυνδέσεις σύμφωνα με τους όρους των αδειών τους:

- Οι κάτοχοι αδειών προμήθειας ή εμπορίας Η/Ε μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές, εξαγωγές ή διαμετακόμιση ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων
- Οι κάτοχοι αδειών παραγωγής Η/Ε μπορούν να προγραμματίζουν εξαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων
- Οι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων αποκλειστικά για δική τους χρήση.

Ανάλογα με τον κανονισμό δημοπρασιών της εκάστοτε διασύνδεσης, οι κάτοχοι ΦΔΜ μπορεί να έχουν τις ακόλουθες δυνητικές επιλογές:

- Να χρησιμοποιήσουν τα ΦΔΜ τους και στη συνέχεια να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για εισαγωγή και δηλώσεις φορτίου για εξαγωγή στον ΗΕΠ
- Να μεταβιβάσουν τα ετήσια ή μηνιαία ΦΔΜ τους σύμφωνα με τις προβλέψεις των κανονισμών δημοπρασιών (τα ημερήσια ΦΔΜ δεν μπορούν να μεταβιβαστούν)
- Να μεταπωλήσουν τα ετήσια ΦΔΜ τους σε επόμενες μηνιαίες δημοπρασίες σύμφωνα με τις προβλέψεις των κανονισμών δημοπρασιών
- Να μην χρησιμοποιήσουν τα ετήσια ή μηνιαία ΦΔΜ τους, οπότε, βάσει της διαδικασίας «Χρήση ή Πώληση» (“Use It or Sell It”), όταν αυτή προβλέπεται στους κανονισμούς δημοπρασιών, δικαιούνται αποζημίωσης ίσης με το γινόμενο των ΦΔΜ που δε χρησιμοποιήσαν επί την τιμή εκκαθάρισης της ημερήσιας δημοπρασίας
- Ανάλογα με τον κανονισμό δημοπρασιών της εκάστοτε διασύνδεσης, οι κάτοχοι ΦΔΜ μπορούν να συμμετάσχουν στη δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ με δύο τρόπους:
 1. Να μεταβιβάσουν τα ετήσια και/ή μηνιαία ΦΔΜ τους σε κάποιον άλλον συμμετέχοντα
 2. Να μεταπωλήσουν τα ετήσια ΦΔΜ τους σε επόμενες μηνιαίες δημοπρασίες, σύμφωνα με τους κανονισμούς δημοπρασιών εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς κανονισμούς δημοπρασιών.

Αναλυτικές πληροφορίες σχετικά με τον χρόνο, τη δομή και τη συμμετοχή στις δημοπρασίες καθώς με τις διαδικασίες μεταβίβασης και μεταπώλησης ΦΔΜ παρουσιάζονται στους σχετικούς κανονισμούς δημοπρασιών.

Προκειμένου να πραγματοποιηθούν εισαγωγές/εξαγωγές από τους κατόχους ΦΔΜ, οι τελευταίοι πρέπει να υποβάλλουν κατάλληλες δηλώσεις χρήσης των ΦΔΜ που κατέχουν και κατάλληλες τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ή/και τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για εξαγωγές στον ΗΕΠ. Επίσης, πρέπει να εκκαθαριστούν από την επίλυσή του ΗΕΠ και να φροντίσουν, μέσω των αντισυμβαλλόμενων εταιρειών τους (counterparties) των γειτονικών χωρών, την αποδοχή των προγραμμάτων ανταλλαγών τους από τον εκάστοτε όμορο Διαχειριστή.

2.2.4 Βραχυχρόνια (προημερήσια) χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός)

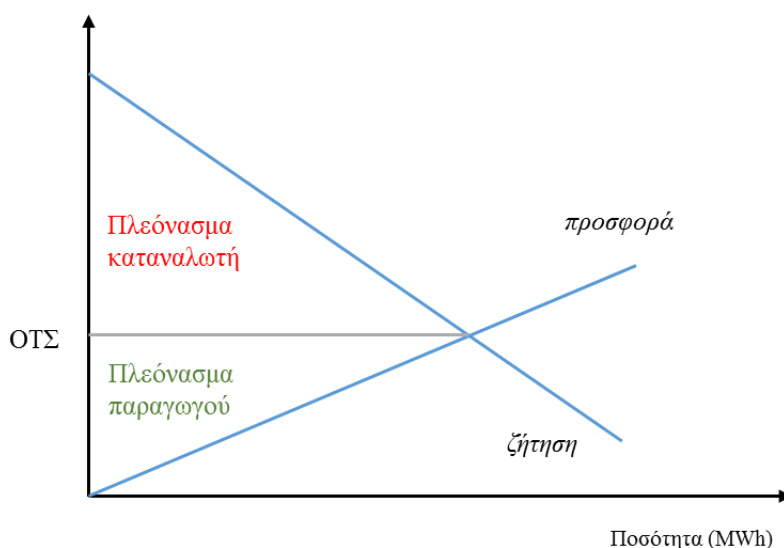
Ο ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά την προημερήσια (day-ahead) χονδρεμπορική αγορά και έχει ως στόχο τον βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής του συστήματος, των μονάδων ΑΠΕ και της διαθέσιμης ενέργειας από εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται, σε ημερήσια βάση, η ζήτηση Η/Ε από καταναλωτές, η ζήτηση για εξαγωγές ενέργειας από τη χώρα και οι απαραίτητες επικουρικές υπηρεσίες.

Κάθε μονάδα παραγωγής υποχρεούται να προσφέρει το σύνολο της διαθεσιμότητάς της, τόσο σε ενέργεια όσο και σε επικουρικές υπηρεσίες στη χονδρεμπορική αγορά (ΗΕΠ), λόγω του μοντέλου της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς Η/Ε (μοντέλο υποχρεωτικής κοινοπραξίας).

Στο πλαίσιο του μοντέλου υποχρεωτικής κοινοπραξίας, η διαμετακόμιση (transit) Η/Ε από μία περιοχή εκτός Ελλάδος σε μία άλλη, μέσω της Ελληνικής επικράτειας, μπορεί να υλοποιηθεί μόνο μέσω εισαγωγής (πώλησης) της εν λόγω ενέργειας στην υποχρεωτική κοινοπραξία και εξαγωγής (αγοράς) της από αυτή.

Η μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος ΗΕΠ (προσδιορισμός ΟΤΣ), όπως αποτυπώνεται στο Σχήμα 6, προσδιορίζει τον τρόπο λειτουργίας κάθε μονάδας, τις εισαγωγές/εξαγωγές Η/Ε για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας και αποβλέπει στη μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος (πλεόνασμα παραγωγού και πλεόνασμα καταναλωτή), ικανοποιώντας τους περιορισμούς λειτουργίας του συστήματος και τους

τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων παραγωγής. Ως κοινωνικό πλεόνασμα ορίζεται η διαφορά του κοινωνικού οφέλους από το συνολικό κόστος παραγωγής.



Σχήμα 6: Επίλυση ΗΕΠ – προσδιορισμός ΟΤΣ

Στον ΗΕΠ ενσωματώνονται οι εξής επιμέρους αγορές-μηχανισμοί, οι οποίες βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος:

- A. Αγορά ενέργειας: Καλύπτει τις ποσοτικές ανάγκες ενέργειας των καταναλωτών κατά τις ώρες που αυτή είναι απαραίτητη.
- Προσφέρουν ενέργεια και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικές, υδροηλεκτρικές και ΑΠΕ μονάδες) και οι εισαγωγείς
 - Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί).
- B. Αγορά επικουρικών υπηρεσιών: Καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών για διασφάλιση ποιότητας και αξιοπιστίας της ενεργειακής τροφοδότησής τους μέσω του συστήματος.
- Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών)
 - Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί).

Με την ενσωμάτωση στον ΗΕΠ των απαραίτητων επικουρικών υπηρεσιών και των τεχνικών περιορισμών του συστήματος, οι οποίοι ενδεχομένως περιορίζουν την ποσότητα ενέργειας που δύναται να διακινείται από τον Βορρά προς τον Νότο, αποκαλύπτεται η πραγματική συνολική αξία της καταναλισκόμενης Η/Ε, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα ποσοτικά (όγκος και χρόνος κατανάλωσης) όσο και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της (συχνότητα, τάση και απαιτούμενη αξιοπιστία παροχής σε κάθε καταναλωτή).

Η τιμή, στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του ΗΕΠ (οριακή τιμή συστήματος, ΟΤΣ), αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία οι προμηθευτές αγοράζουν την ενέργεια, που αναμένουν ότι θα απορροφήσουν από το σύστημα οι πελάτες τους και αμείβονται αντίστοιχα οι παραγωγοί.

Η διασφάλιση της αξιοπιστίας και της διαφάνειας υπολογισμού της τιμής αυτής, είναι απαραίτητο στοιχείο για την ανάπτυξη, σε επόμενη φάση, δευτερογενούς αγοράς πλήθους άλλων συμπληρωματικών προϊόντων (π.χ. παράγωγα, προθεσμιακές συμβάσεις αγοράς και πώλησης Η/Ε).

Η ΟΤΣ, αφενός μεν, συνιστά την τιμή εκκαθάρισης των συναλλαγών σε ημερήσια βάση, αφετέρου δε, επιτρέπει την ανάπτυξη καμπυλών αναφοράς. Αυτές αποτελούν σημείο αναφοράς ως προς την χρηματοοικονομική διαχείριση της Αγοράς ΗΕ και την υποκείμενη αξία για επιπλέον συμπληρωματικά προϊόντα όπως, για παράδειγμα, προϊόντα αντιστάθμισης, προθεσμιακά προϊόντα, παράγωγα και άλλα σύνθετα προϊόντα τα οποία θα εξυπηρετούν ειδικές ανάγκες των συμμετεχόντων.

Στο σύστημα συναλλαγών του ΗΕΠ, κατόπιν εγγραφής στο μητρώο συμμετεχόντων του Λειτουργού της αγοράς (ΛΑΓΗΕ), συμμετέχουν:

1. οι παραγωγοί, κάτοχοι άδειας μονάδων παραγωγής Η/Ε που έχουν συνδεθεί στο σύστημα ή το δίκτυο και πρόκειται να εγγραφούν στο μητρώο μονάδων
2. οι προμηθευτές, κάτοχοι άδειας προμήθειας Η/Ε
3. οι έμποροι, κάτοχοι άδειας εμπορίας Η/Ε
4. οι επιλέγοντες πελάτες, οι οποίοι επιλέγουν να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του συστήματος συναλλαγών ΗΕΠ προς ίδια αποκλειστική χρήση (αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες).

Με την εγγραφή στο μητρώο συμμετεχόντων, οι συμμετέχοντες συνάπτουν:

- Σύμβαση Συναλλαγών ΗΕΠ με τον Λειτουργό της αγοράς, η οποία διέπεται από τις διατάξεις του ΚΣΗΕ (όπως εκάστοτε ισχύει) και έχει ως αντικείμενο τις συναλλαγές που διενεργούνται στο πλαίσιο του συστήματος συναλλαγών ΗΕΠ. Η σύμβαση αυτή παρέχει στους συμμετέχοντες δικαίωμα να συμμετέχουν στο σύστημα συναλλαγών ΗΕΠ, τηρώντας τις διατάξεις του ΚΣΗΕ και να λαμβάνουν τις πληρωμές που τους αναλογούν, και επάγεται την υποχρέωση αυτών να εξοφλούν τις χρεώσεις που τους αναλογούν, σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΣΗΕ
- Σύμβαση Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Η/Ε με τον Διαχειριστή του συστήματος (ΕΣΜΗΕ), η οποία διέπεται από τις διατάξεις του κώδικα διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ (όπως εκάστοτε ισχύει) και έχει ως αντικείμενο τις συναλλαγές που διενεργούνται στο πλαίσιο των συναλλαγών αποκλίσεων Η/Ε, των επικουρικών υπηρεσιών, της χρέωσης χρήσης συστήματος και τη διασφάλισης επαρκούς ισχύος. Η σύμβαση αυτή παρέχει στους συμμετέχοντες δικαίωμα να συμμετέχουν στο σύστημα συναλλαγών Διαχειριστή συστήματος, τηρώντας τις διατάξεις του κώδικα και να λαμβάνουν τις πληρωμές που τους αναλογούν, και επάγεται την υποχρέωση αυτών να εξοφλούν τις χρεώσεις που τους αναλογούν, σύμφωνα με τις διατάξεις του κώδικα διαχείρισης ΕΣΜΗΕ.

Χρονικός Ορίζοντας Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ο χρονικός ορίζοντας του ΗΕΠ είναι η επόμενη ημέρα κατανομής, η οποία είναι μία ημερολογιακή ημέρα που ξεκινάει στις 12:00 τα μεσάνυχτα (00:00) και τελειώνει στις 24:00 (ώρες Ελλάδας). Το διακριτό χρονικό διάστημα του ΗΕΠ είναι η περίοδος κατανομής, η οποία είναι μία ημερολογιακή ώρα. Υπάρχουν 24 περίοδοι κατανομής σε κάθε ημέρα κατανομής, εκτός από το φθινόπωρο και την άνοιξη αντίστοιχα, όταν η τοπική ώρα μεταβάλλεται μία ώρα μπροστά και πίσω αντίστοιχα.

Δεδομένα Εισόδου και Επίλυση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ, που πρέπει να υποβληθούν στο σύστημα επίλυσης ΗΕΠ, διακρίνονται σε δεδομένα εισόδου του Λειτουργού της αγοράς και δεδομένα εισόδου των συμμετεχόντων.

Τα στοιχεία που πρέπει να υποβάλλει ο Λειτουργός της αγοράς στην Αγορά του ΗΕΠ είναι οι απαιτήσεις και οι προβλέψεις του Διαχειριστή του συστήματος (πρόβλεψη φορτίου, πρόβλεψη απαιτήσεων εφεδρειών, καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων και, εάν υφίστανται, διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς μεταξύ των λειτουργικών ζωνών του συστήματος) και οι μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης: α) για υδροηλεκτρικές μονάδες, β) για κατανεμόμενες μονάδες ΣΗΘΥΑ, γ) για την προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ και δ) για την αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία.

Στα δεδομένα εισόδου των συμμετεχόντων περιλαμβάνονται οι προσφορές έγχυσης, οι δηλώσεις φορτίου, οι προσφορές εφεδρειών, οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας και οι δηλώσεις τεchnοοικονομικών στοιχείων των μονάδων παραγωγής. Τα δεδομένα εισόδου από τους συμμετέχοντες στον Λειτουργό της αγοράς υποβάλλονται κατευθείαν στο πληροφοριακό σύστημα της αγοράς.

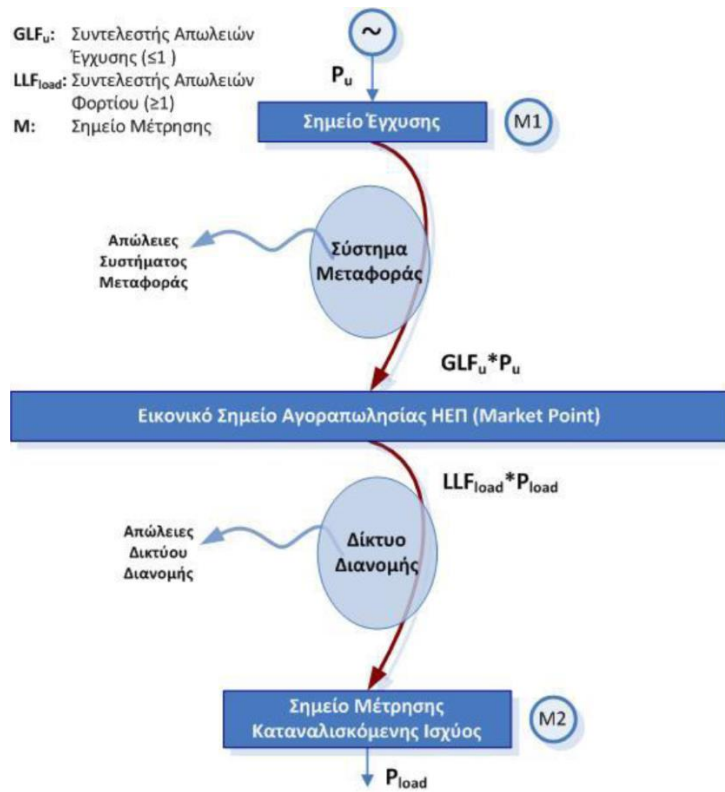
Το πρόγραμμα του ΗΕΠ υπολογίζεται με βάση τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής:

- τιμολογούμενες και μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου,
- τιμολογούμενες και μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης,
- προσφορές εφεδρειών,
- απαιτήσεις εφεδρειών,
- δηλώσεις τεchnοοικονομικών στοιχείων και καταχωρημένων χαρακτηριστικών μονάδων,
- δηλώσεις ολικής και μερικής μη διαθεσιμότητας,
- αρχική κατάσταση των μονάδων παραγωγής και σχετικές πληροφορίες στην αρχή της ημέρας κατανομής,
- όρια ροής ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών,
- όρια ροής ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση,
- πίνακας ΦΔΜ για τις διασυνδέσεις,
- πίνακες συντελεστών απωλειών έγχυσης και φορτίου και
- μητρώο μονάδων και πίνακας αντιστοίχισης μετρητών και εκπροσώπων φορτίου.

Η μεθοδολογία του μηχανισμού επίλυσης ΗΕΠ εφαρμόζεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ (market point), στο οποίο υπολογίζεται και εξασφαλίζεται το ισοζύγιο προσφοράς και ζήτησης ενέργειας.

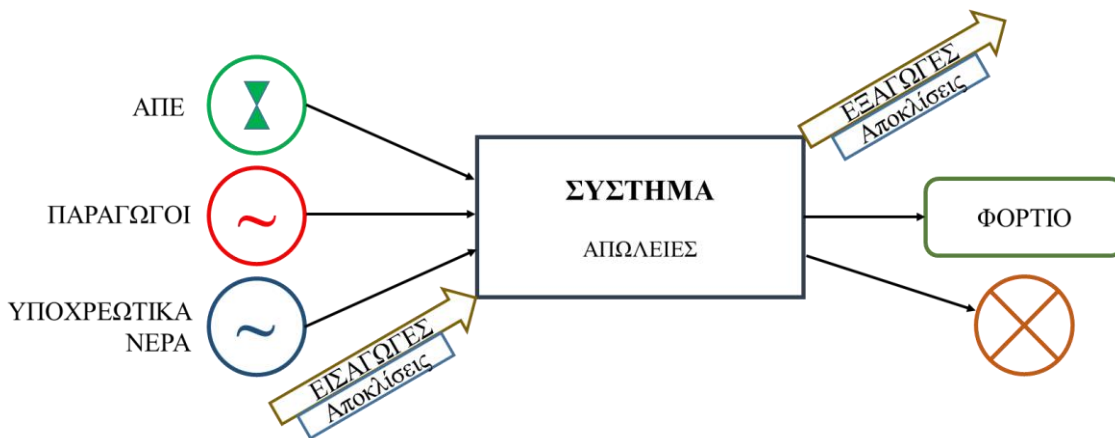
Οι εγχύσεις και οι καταναλώσεις ενέργειας μετρούνται σε συγκεκριμένα σημεία του συστήματος, όποτε η παραγόμενη ενέργεια αλλά και η απορροφούμενη ενέργεια πρέπει να αναπροσαρμοστούν κατάλληλα, ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς καθώς και του δικτύου διανομής αντίστοιχα. Επομένως, οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς και του δικτύου διανομής συμμετέχουν άμεσα στον μηχανισμό επίλυσης ΗΕΠ και για τον λόγο αυτό υπολογίζονται αντίστοιχα οι συντελεστές απωλειών εγχύσεως και οι συντελεστές απωλειών φορτίου.

Όπως φαίνεται χαρακτηριστικά και στο Σχήμα 7, οι συντελεστές απωλειών έγχυσης μετατρέπουν τις προσφορές έγχυσης ενέργειας στο σύστημα μεταφοράς (στα σημεία μέτρησης M1) σε ισοδύναμη καθαρή ενέργεια (αφαιρώντας τις απώλειες μεταφοράς) που παραδίδεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ. Ομοίως, οι συντελεστές απωλειών φορτίου μετατρέπουν τις δηλώσεις φορτίου των προμηθευτών ενέργειας στο δίκτυο διανομής (σημεία μέτρησης M2) σε ισοδύναμη καταναλισκόμενη ενέργεια στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ (λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες διανομής). Οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς επιμερίζονται στους παραγωγούς και στους εισαγωγείς ενέργειας, ενώ οι απώλειες του δικτύου διανομής επιμερίζονται στους προμηθευτές.



Σχήμα 7: Συμμετοχή των απωλειών στον ΗΕΠ (ΑΔΜΗΕ, 2014)

Στο Σχήμα 8 που ακολουθεί γίνεται συνοπτική αποτύπωση των δεδομένων που λαμβάνονται υπόψη στον ΗΕΠ.



Σχήμα 8: Σχηματική παρουσίαση δεδομένων ΗΕΠ

Αποτελέσματα Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Τα αποτελέσματα του ΗΕΠ αποτελούνται από τα προγράμματα εγχύσεων και απορροφήσεων ενέργειας, τα προγράμματα παροχής εφεδρειών, τις μοναδιαίες τιμές

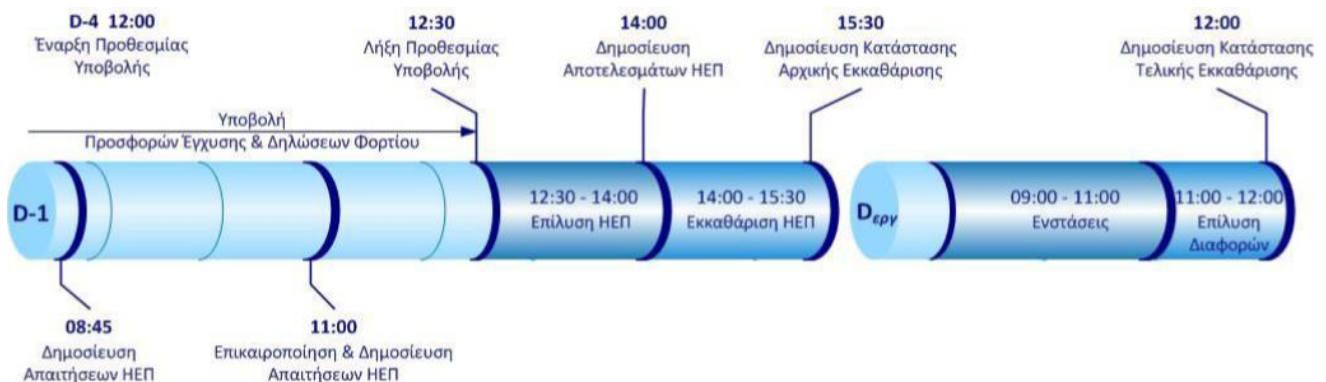
πληρωμής για επικουρικές υπηρεσίες και τις οριακές τιμές συστήματος, μία για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής.

Ο Λειτουργός της αγοράς κοινοποιεί τα αποτελέσματα του ΗΕΠ στους συμμετέχοντες εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΣΗΕ.

Όλα τα δεδομένα εισόδου στον ΗΕΠ μεταφέρονται στον Διαχειριστή του συστήματος για την υλοποίηση αρμοδιοτήτων του, όπως ο προγραμματισμός κατανομής των μονάδων του συστήματος, εκτός από τα ακόλουθα:

1. οι δηλώσεις φορτίου για τιμολογούμενα φορτία, οι οποίες λαμβάνονται στο πρόγραμμα κατανομής ως σταθερές από τα αποτελέσματα του ΗΕΠ και
2. οι προσφορές έγχυσης για εισαγωγές και οι δηλώσεις φορτίου για εξαγωγές, οι οποίες λαμβάνονται στο πρόγραμμα κατανομής ως σταθερές από τα αποτελέσματα του ΗΕΠ.

Μια σχηματική απεικόνιση της βασικής ημερήσιας διαδικασίας του ΗΕΠ, με έμφαση στις χρονικές στιγμές λειτουργίας της προημερήσιας αγοράς για μία ημέρα κατανομής (D), παρουσιάζεται στο Σχήμα 9 (ΚΣΗΕ1, 2016).



Σχήμα 9: Απεικόνιση ημερήσιας διαδικασίας ΗΕΠ (ΚΣΗΕ1, 2016)

Εγγυήσεις

Προϋπόθεση για συμμετοχή στο σύστημα ΗΕΠ και στο σύστημα συναλλαγών Διαχειριστή συστήματος αποτελεί η προσκόμιση των εξής εγγυήσεων.

1. Εγγύηση κάλυψης χρηματικών υποχρεώσεων ΗΕΠ

Οι δηλώσεις φορτίου συνοδεύονται από βεβαίωση που χορηγείται από το πιστωτικό ίδρυμα, στο οποίο ο εκπρόσωπος φορτίου τηρεί λογαριασμό συμμετέχοντα, με την οποία πιστοποιείται ότι στο λογαριασμό συμμετέχοντα υπάρχει επαρκές υπόλοιπο για την κάλυψη των χρηματικών του υποχρεώσεων από τη συγκεκριμένη δήλωση φορτίου. Η βεβαίωση αυτή πρέπει να ισχύει έως την ολοκλήρωση της διαδικασίας εκκαθάρισης ΗΕΠ για τη συγκεκριμένη ημέρα κατανομής και δεν ανακαλείται για οποιονδήποτε λόγο.

Ο Λειτουργός της αγοράς δεν έχει ακόμη συμβληθεί με κάποια χρηματοπιστωτικά ιδρύματα τα οποία θα αναλάβουν το ρόλο του φορέα κάλυψης και του φορέα εκκαθάρισης. Έως ότου συμβληθεί, θα ισχύουν οι μεταβατικές διατάξεις του ΚΣΗΕ. Βάσει των διατάξεων αυτών, κάθε συμμετέχων οφείλει να προσκομίζει εγγυήσεις για το σύνολο των υποχρεώσεων που προκύπτουν από τη σύμβαση συναλλαγών Η/Ε.

Οι εγγυήσεις θα πρέπει να καλύπτουν περίοδο έξι μηνών ήτοι από 1η Απριλίου έως 30η Σεπτεμβρίου ή από 1η Οκτωβρίου έως 31η Μαρτίου αντίστοιχα.

Η υποχρέωση παροχής εγγυήσεων εκπληρώνεται, σύμφωνα με τον ΚΣΗΕ, είτε με την κατάθεση εγγυητικής επιστολής είτε με την κατάθεση ποσού σε ειδικό λογαριασμό που τηρεί για τον σκοπό αυτό ο Λειτουργός της αγοράς.

Πριν το τέλος κάθε ημερολογιακού έτους, ο Λειτουργός της αγοράς ανακοινώνει τον πίνακα ποσών εγγυήσεως ο οποίος θα ισχύει για το επόμενο έτος.

Η διαδικασία καθορισμού του ύψους των απαιτούμενων εγγυήσεων για τον ΗΕΠ ορίζεται στον ΚΣΗΕ και περιλαμβάνει για κάθε συμμετέχοντα:

- τα ιστορικά στοιχεία των εκκαθαρίσεων ΗΕΠ: μέση ημερησία χρέωση στο πλαίσιο του ΗΕΠ και συνολική ποσότητα ενέργειας που εντάχθηκε στα προγράμματα ΗΕΠ
- κατάταξη στις διάφορες κατηγορίες του ισχύοντος πίνακα ποσών εγγυήσεως με βάση τη συνολική ποσότητα ενέργειας
- έναν συντελεστή διαρκείας, έναν συντελεστή οικονομικού κινδύνου και έναν συντελεστή ποιικής

- έναν μοναδικό συντελεστή χρηματοπιστωτικού κινδύνου, ο οποίος προκύπτει ως το γινόμενο του αντιστοιχούντος σε αυτόν των τριών παραπάνω συντελεστών.

2. Εγγύηση σύμβασης συναλλαγών Διαχειριστή συστήματος Η/Ε

Κάθε συμμετέχων οφείλει, κατά τη διάρκεια ισχύος της σύμβασης συναλλαγών Διαχειριστή συστήματος Η/Ε, να προσκομίζει εγγυήσεις για την εκπλήρωση του συνόλου των υποχρεώσεών του που πηγάζουν από τη σύμβαση αυτή.

Η υποχρέωση παροχής εγγύησης εκπληρώνεται είτε με την κατάθεση εγγυητικής επιστολής είτε με την κατάθεση ποσού σε ειδικό λογαριασμό που τηρεί ο Διαχειριστής του συστήματος.

Στο εγχειρίδιο αγοράς προσδιορίζεται η μεθοδολογία καθορισμού του ύψους του ποσού των οφειλόμενων εγγυήσεων βάσει πίνακα ποσών εγγύησης, ο οποίος καθορίζεται με απόφαση του Διαχειριστή του συστήματος και εγκρίνεται από τη ΡΑΕ.

Εκκαθάριση ΗΕΠ

Μέχρι τον ορισμό των φορέων κάλυψης και εκκαθάρισης ΗΕΠ ισχύουν οι μεταβατικές διατάξεις του ΚΣΗΕ και σύμφωνα με τις οποίες, η εκκαθάριση του ΗΕΠ γίνεται για κάθε ημέρα κατανομής (D), σε ωριαία βάση και ο Λειτουργός της αγοράς υπολογίζει για κάθε συμμετέχοντα τις πιστώσεις και χρεώσεις που του αναλογούν, σύμφωνα με τις αποδεκτές προσφορές έγχυσης και δηλώσεις φορτίου που εντάχθηκαν στο πρόγραμμα ΗΕΠ.

Τα αποτελέσματα της εκκαθάρισης δημοσιεύονται στο πληροφοριακό σύστημα της αγοράς του ΛΑΓΗΕ, όπου κάθε συμμετέχων έχει τη δυνατότητα πρόσβασης με την χρήση του ονόματος και του κωδικού που του έχει δοθεί ειδικά για την υποβολή των προσφορών και των δηλώσεων στον ΗΕΠ.

Επίσης, κάθε εργάσιμη Δευτέρα, δημοσιεύεται εβδομαδιαία συγκεντρωτική κατάσταση της εκκαθάρισης του ΗΕΠ, η οποία αναφέρεται στην εκκαθάριση των προηγούμενων επτά ημερών, εμφανίζοντας και τα ημερήσια αποτελέσματα ανά δραστηριότητα του συμμετέχοντα και τα εβδομαδιαία αθροίσματα.

Την πρώτη εργάσιμη ημέρα μετά την τελευταία ημέρα κατανομής του μήνα, στον οποίο αναφέρεται η εκκαθάριση, δημοσιεύεται συγκεντρωτική κατάσταση μηνιαίας εκκαθάρισης.

Η διαδικασία εκκαθάρισης του ΗΕΠ, περιλαμβάνει τις δραστηριότητες και τις σχετικές χρονικές προθεσμίες που φαίνονται στον Πίνακα 1.

Πίνακας 1: Διεξαγωγή ημερήσιας εκκαθάρισης ΗΕΠ

Ημέρα	Ωρα Ελλάδος	Δραστηριότητα
D-1	14:00	Έναρξη εκκαθάρισης ΗΕΠ - Υπολογισμός ημερήσιων πιστώσεων και χρεώσεων ενέργειας
	ως 15:30	Δημοσίευση καταστάσεων αρχικής εκκαθάρισης στο πληροφοριακό σύστημα διαχείρισης της αγοράς
D	09:00-11:00	Υποβολή ενστάσεων από συμμετέχοντες επί των καταστάσεων αρχικής εκκαθάρισης
	11:00-12:00	Επίλυση διαφορών από τον Λειτουργό της αγοράς
	ως 12:00	Σε περίπτωση επανάληψης της εκκαθάρισης επαναλαμβάνεται η δημοσίευση των αποτελεσμάτων της εκκαθάρισης

Οι πληρωμές και οι εισπράξεις, πραγματοποιούνται μέσω τραπεζικών πράξεων, δηλαδή χρεώσεων και πιστώσεων των λογαριασμών συμμετεχόντων, κατόπιν εντολών, οι οποίες εκδίδονται από τον Λειτουργό της αγοράς μετά την κατάρτιση του προγράμματος ΗΕΠ.

Σύμφωνα με τις μεταβατικές διατάξεις του ΚΣΗΕ, όλοι οι συμμετέχοντες εντάσσονται υποχρεωτικά σε καθεστώς εβδομαδιαίου διακανονισμού των χρεοπιστώσεών τους στο πλαίσιο της διαδικασίας εκκαθάρισης και διακανονισμού συναλλαγών ΗΕΠ. Σε περίπτωση μη εξόφλησης των εβδομαδιαίων ή μηνιαίων χρεώσεων του, ο συμμετέχων τίθεται σε κατάσταση εκκρεμών οικονομικών υποχρεώσεων ΗΕΠ. Οι εβδομαδιαίες χρηματοροές του διακανονισμού χρεοπιστώσεων θεωρούνται ως προκαταβολές έναντι των τιμολογίων που εκδίδονται με τη μηνιαία εκκαθάριση.

Σε περίπτωση αδυναμίας εξόφλησης χρεώσεων, ο Λειτουργός της αγοράς κοινοποιεί στον υπεύθυνο συμμετέχοντα πράξη καταγγελίας της σύμβασης συναλλαγών ΗΕΠ, ενημερώνει σχετικά τον Διαχειριστή του συστήματος, ενημερώνει σχετικά τους πελάτες του συμμετέχοντα με σχετική ανακοίνωση στην ιστοσελίδα του και προβαίνει σε κάθε

νόμιμη ενέργεια κατά του εκπροσώπου φορτίου και των πελατών που αντιστοιχούν στον εκπρόσωπο φορτίου προκειμένου να ανακτήσει κάθε οφειλή και κάθε ζημία που αντιστοιχεί στη δήλωση φορτίου.

Το σύνολο των χρηματικών ποσών που αντιστοιχούν σε αδυναμία καταβολής από συμμετέχοντα, συνιστά έλλειμμα συναλλαγών για την αντίστοιχη ημέρα κατανομής.

Έκτακτο αντίτιμο χρηματοοικονομικού κόστους κάλυψης

Όταν συντρέχει, σύμφωνα με την εκκαθάριση ΗΕΠ, έλλειμμα συναλλαγών, ο Λειτουργός της αγοράς ενημερώνει σχετικά τους εκπροσώπους φορτίου προσδιορίζοντας το ποσό του ελλείμματος, το οποίο συνιστά το προσωρινό έλλειμμα ΗΕΠ και υπολογίζει το ύψος του προσωρινού έκτακτου κόστους κάλυψης. Με τη σύναψη της σύμβασης συναλλαγών ΗΕΠ, οι συμμετέχοντες εκπρόσωποι φορτίου αποδέχονται ότι το προσωρινό έκτακτο κόστος κάλυψης επιμερίζεται στους εκπροσώπους φορτίου, αναλογικά προς τις συνολικές ποσότητες ενέργειας του ΗΕΠ, τις οποίες προμηθεύουν στην Ελλάδα και τις εξαγωγές που διενεργούν κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος. Για κάθε εκπρόσωπο φορτίου προσδιορίζεται το αντίτιμο έκτακτου χρηματοοικονομικού κόστους κάλυψης. Στη σχετική ειδοποίηση πληρωμής, προσδιορίζεται ο χρόνος και ο τρόπος πληρωμής και σε περίπτωση μη έγκαιρης καταβολής του ο Λειτουργός της αγοράς δύναται να καταγγείλει τη σύμβαση συναλλαγών ΗΕΠ του οφειλέτη.

Στο τέλος κάθε εξαμήνου κάθε ημερολογιακού έτους, ο Λειτουργός της αγοράς προβαίνει στην εκκαθάριση των λογαριασμών που αφορούν κάθε περίπτωση ελλείμματος συναλλαγών που έλαβε χώρα κατά το τρέχον και τα προηγούμενα εξάμηνα.

Καθημερινός έλεγχος θέσης συμμετέχοντα

Για τον περιορισμό του κινδύνου δημιουργίας ελλείμματος συναλλαγών, ο Λειτουργός της αγοράς εφαρμόζει καθημερινή διαδικασία ελέγχου της θέσης για κάθε συμμετέχοντα που δεν διαθέτει μονάδες εγγεγραμμένες στο μητρώο μονάδων που τηρεί ο Διαχειριστής του συστήματος, σε σχέση με τις παρασχεθείσες από τον συμμετέχοντα εγγυήσεις, κατά τις μεταβατικές διατάξεις αναφορικά με την κάλυψη χρηματικών υποχρεώσεων στο πλαίσιο του συστήματος ΗΕΠ. Κάθε συμμετέχων υποχρεούται να παρέχει εγγυήσεις που επαρκούν για την πλήρη κάλυψη της θέσης του πλέον ενός

αντίστοιχου περιθωρίου θέσης. Ο Λειτουργός της αγοράς προσδιορίζει για κάθε ημέρα κατανομή και κοινοποιεί στους συμμετέχοντες ποσό διόρθωσης θέσης. Το ποσό διόρθωσης θέσης είναι ίσο με την θετική απόκλιση της θέσης του συμμετέχοντα προσαυξημένης κατά το περιθώριο θέσης, από τις εν ισχύ εγγυήσεις του συμμετέχοντα για τον ΗΕΠ. Ο συμμετέχων οφείλει να καλύψει την απόκλιση θέσης με προπληρωμές έναντι της εβδομαδιαίας εκκαθάρισης ή/και αυξάνοντας το συνολικό χρηματικό ποσό εγγυήσεων. Η κάλυψη της απόκλισης θέσης είναι απαραίτητη προϋπόθεση για την συμμετοχή του στον ΗΕΠ που ακολουθεί. Σε αντίθετη περίπτωση, ο Συμμετέχων τίθεται σε κατάσταση εκκρεμών οικονομικών υποχρεώσεων, σύμφωνα με τον ΚΣΗΕ.

Συγκεκριμένα, ο συμμετέχων τίθεται σε κατάσταση εκκρεμών οικονομικών υποχρεώσεων από τον Λειτουργό της αγοράς σε οποιαδήποτε από τις εξής περιπτώσεις:

1. Με τη μη εκπλήρωση των υποχρεώσεών του για παροχή αποδεκτών εγγυήσεων προς τον Λειτουργό της αγοράς
2. Μετά την εφαρμογή του ελέγχου θέσης συμμετέχοντα
3. Με τη μη εξόφληση οποιασδήποτε εβδομαδιαίας οφειλής του
4. Με τη μη εξόφληση οποιασδήποτε μηνιαίας οφειλής του.

Για κάθε συμμετέχοντα σε κατάσταση εκκρεμών οικονομικών υποχρεώσεων, ο Λειτουργός της αγοράς ενημερώνει σχετικά τον συμμετέχοντα, τη ΡΑΕ και τον Διαχειριστή του συστήματος.

Εάν ένας συμμετέχων τεθεί σε κατάσταση εκκρεμών οικονομικών υποχρεώσεων για μία εκ των ανωτέρω περιπτώσεων και παραμένει σε αυτήν για τέσσερις (4) διαδοχικές εργάσιμες ημέρες, τότε ο Λειτουργός της αγοράς καταγγέλλει τη σύμβαση συναλλαγών Η/Ε του συμμετέχοντα, μετά τον έλεγχο θέσης του την τέταρτη εργάσιμη ημέρα.

Χρεώσεις μη συμμόρφωσης

Οι χρεώσεις που επιβάλλονται στους συμμετέχοντες για μη συμμόρφωση με τις διατάξεις του κώδικα ΕΣΜΗΕ είναι οι εξής.

1. Χρέωση για μη νόμιμες δηλώσεις φορτίου για εξαγωγή/εισαγωγή

Οι Συμμετέχοντες στην αγορά Η/Ε, που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν δηλώσεις φορτίου/προσφορές έγχυσης για εξαγωγή/εισαγωγή συμβατές με τον ΚΣΗΕ μέχρι τη λήξη της προθεσμίας υποβολής για μία δεδομένη ημέρα κατανομής, επιβαρύνονται με

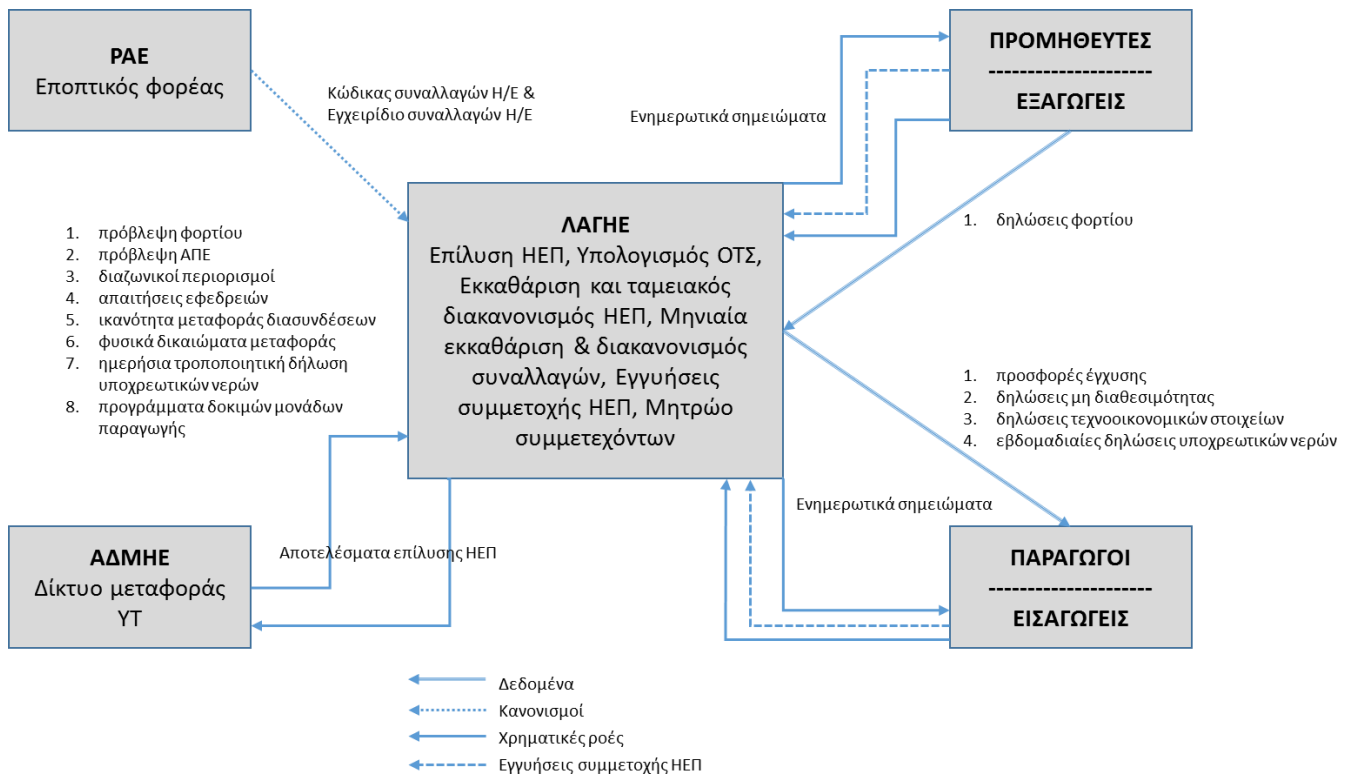
χρεώσεις αναλογικά με την απόκλιση της υποβληθείσας ενέργειας, για τη συγκεκριμένη ημέρα κατανομής, από την ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή της, όπως προσδιορίζεται από τον κώδικα ΕΣΜΗΕ (κατώτατο όριο ίσο με τα επιβεβαιωμένα μακροχρόνια δικαιώματα για εξαγωγή/εισαγωγή), στην περίπτωση που η συνολική ποσότητα είναι μικρότερη της ελάχιστης επιτρεπόμενης. Οι αριθμητικές τιμές της μοναδιαίας χρέωσης και του συντελεστή προσαύξησης καθορίζονται για κάθε ημερολογιακό έτος με απόφαση του Διαχειριστή του συστήματος, η οποία εγκρίνεται από την ΡΑΕ.

2. Χρέωση για σημαντική απόκλιση στις δηλώσεις φορτίου

Οι συμμετέχοντες στην αγορά Η/Ε, που αποτυγχάνουν να υποβάλλουν νόμιμες δηλώσεις φορτίου ή που υποβάλλουν νόμιμες δηλώσεις φορτίου για τα φορτία τους μέχρι τη λήξη της προθεσμίας υποβολής για μία δεδομένη ημέρα κατανομής, αλλά εμφανίζουν μία σημαντική απόκλιση φορτίου πέρα από μία ορισμένη ανοχή, επιβαρύνονται με χρεώσεις αναλογικά με την απόλυτη τιμή της απόκλισης του φορτίου τους σε κάθε περίοδο κατανομής της συγκεκριμένης ημέρας κατανομής. Η χρέωση αυτή δεν επιβάλλεται για τις πρώτες τριάντα πέντε (30) περιόδους κατανομής κατά τον τρέχοντα ημερολογιακό μήνα που θα συμβεί η παράβαση. Σε περίπτωση που ένας εκπρόσωπος φορτίου δεν υποβάλει δήλωση φορτίου ή υποβάλει μη νόμιμη δήλωση φορτίου, θεωρείται ότι η δήλωση του είναι μηδενική. Κάθε χρόνο με απόφαση της ΡΑΕ προσδιορίζονται τα όρια ανοχής των αποκλίσεων.

Η εκκαθάριση των χρεώσεων λόγω μη νόμιμων προσφορών και δηλώσεων πραγματοποιείται από τον Διαχειριστή του συστήματος, σύμφωνα με τον κώδικα διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ, βάσει των σχετικών δεδομένων που του στέλνει ο Λειτουργός της αγοράς.

Στο Σχήμα 10 απεικονίζεται το σύστημα συναλλαγών ΗΕΠ αναφορικά με τις αρμοδιότητες των συμμετεχόντων σε αυτό.



Σχήμα 10: Σχηματική απεικόνιση συστήματος συναλλαγών ΗΕΠ

2.2.5 Κατανομή σε πραγματικό χρόνο

Κατά την κατανομή σε πραγματικό χρόνο (ΚΠΧ), ο Διαχειριστής του συστήματος, προκειμένου να λειτουργήσει το σύστημα με ασφάλεια, εντέλει τις μονάδες παραγωγής, κατά κύριο λόγο με οικονομικά κριτήρια, βάσει του προγράμματος κατανομής αυτών, ώστε να εξυπηρετήσουν το φορτίο του συστήματος, τηρώντας προς τον σκοπό αυτό τις απαραίτητες εφεδρείες.

2.2.6 Αγορά εξισορρόπησης ενέργειας - Εκκαθάριση αποκλίσεων

Στο σημερινό μοντέλο λειτουργίας της Ελληνικής αγοράς Η/Ε, η αγορά εξισορρόπησης ενέργειας περιορίζεται στην εκκαθάριση αποκλίσεων που διενεργείται από τον Διαχειριστή του συστήματος, όπου ως απόκλιση γενικά θεωρείται οποιαδήποτε διαφορά των προγραμματισθέντων στον ΗΕΠ ποσοτήτων από τις “εκ των υστέρων” μετρηθείσες ποσότητες. Δεν περιλαμβάνει νέες προσφορές ή με άλλο τρόπο συμμετοχή παικτών στην αγορά, παρά μόνο χρεοπιστώσεις που γίνονται από τον Διαχειριστή του συστήματος και ως εκ τούτου δεν αποτελεί σήμερα αγορά με την στενή έννοια του όρου. Αναμένεται όμως να αποκτήσει μεγαλύτερη σημασία στο μέλλον με την

προσαρμογή του τωρινού μοντέλου λειτουργίας της αγοράς στο Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος (Target Model).

Κατά την περίοδο υπολογισμού αποκλίσεων εκκαθαρίζονται επίσης οι συναλλαγές που σχετίζονται με τους λογαριασμούς προσαυξήσεων, τις επικουρικές υπηρεσίες, τη συμπληρωματική ενέργεια και την εφεδρεία εκτάκτων αναγκών για κάθε κατανομή.

Σύμφωνα με τις μεταβατικές διατάξεις του κώδικα διαχείρισης ΕΣΜΗΕ, ισχύουν τα ακόλουθα:

- Μετά την παρέλευση κάθε κατανομής ο ΑΔΜΗΕ ενεργοποιεί τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων.
- Η διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων κάθε ημέρας κατανομής ολοκληρώνεται εντός μέγιστου διαστήματος 20 ημερολογιακών ημερών όταν η ημέρα κατανομής ανήκει στις αρχικές ημέρες του μήνα στον οποίο αναφέρεται η εκκαθάριση.
- Η διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων ολοκληρώνεται εντός μέγιστου διαστήματος 5 ημερολογιακών ημερών για την τελευταία ημέρα κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η εκκαθάριση.
- Ημέρα υπολογισμού είναι η 5η ημερολογιακή ημέρα μετά το τέλος του μήνα στον οποίο αναφέρεται η εκκαθάριση.

Σύμφωνα με τις μεταβατικές διατάξεις του κώδικα διαχείρισης ΕΣΜΗΕ και μέχρι τον ορισμό του φορέα κάλυψης ΗΕΠ, η κοινοποίηση σε κάθε συμμετέχοντα της κατάστασης τελικής εκκαθάρισης αποκλίσεων του για όλες τις ημέρες κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η εκκαθάριση, γίνεται 10 εργάσιμες ημέρες μετά την τελευταία ημέρα κατανομής του εν λόγω μήνα.

Όταν παύσουν οι σχετικές μεταβατικές διατάξεις του κώδικα διαχείρισης ΕΣΜΗΕ και σύμφωνα με τις μόνιμες διατάξεις του, η διαδικασία της εκκαθάρισης των αποκλίσεων για κάθε ημέρα κατανομής D θα λαμβάνει χώρα με τις ακόλουθες δραστηριότητες και τις σχετικές χρονικές προθεσμίες που περιγράφονται στον Πίνακα 2.

Πίνακας 2: Χρονοδιάγραμμα ημερήσιας εκκαθάρισης αποκλίσεων

Ημέρα	Ωρα	Δραστηριότητα
D+4		Υπολογισμός πληρωμών και χρεώσεων για τις αποκλίσεις ενέργειας και κοινοποίηση των δηλώσεων αρχικής εκκαθάρισης στους συμμετέχοντες
D+8		Υποβολή ενστάσεων από συμμετέχοντες επί των καταστάσεων αρχικής εκκαθάρισης
D+14		Επίλυση διαφορών - Κοινοποίηση καταστάσεων τελικής εκκαθάρισης – Έκδοση εντολών προς τον Φορέα εκκαθάρισης για την πραγματοποίηση των σχετικών τραπεζικών πράξεων
D+16	10:00	Πληρωμή χρεών και συγκέντρωση πληρωμών από τους συμμετέχοντες
D+17		Έκδοση παραστατικών εκκαθάρισης προς τους συμμετέχοντες, οι οποίοι έχουν πληρώσει τα χρέη τους –Εκκίνηση διαδικασίας ελλείμματος συναλλαγών από αποκλίσεις ενέργειας για τους Συμμετέχοντες που δεν έχουν πληρώσει τα χρέη τους

Κατά τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων υπολογίζονται:

1. Η ποσότητα ενέργειας των αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης και των επιβεβλημένων καθώς και των μη επιβεβλημένων μεταβολών παραγωγής, οι οποίες στη συνέχεια αντιστοιχίζονται σε κάθε συμμετέχοντα για κάθε περίοδο κατανομής.
2. Το χρηματικό ποσό χρέωσης ή πίστωσης που αντιστοιχεί σε κάθε συμμετέχοντα λόγω των παραπάνω αποκλίσεων.
3. Το χρηματικό ποσό πίστωσης κάθε συμμετέχοντα για την παροχή των επικουρικών υπηρεσιών, καθώς και τη διαθεσιμότητα παροχής συμπληρωματικής ενέργειας στο πλαίσιο των συμβάσεων εφεδρείας εκτάκτων αναγκών, μέσω του λογαριασμού προσαυξήσεων του Διαχειριστή του συστήματος.
4. Οι χρεώσεις και οι πιστώσεις για: τον λογαριασμό προσαυξήσεων, το ειδικό τέλος για τη μείωση εκπομπών αερίων ρύπων (ETMEAP), τις υπηρεσίες κοινής ωφέλειας (ΥΚΩ) και τη χρέωση χρήσης συστήματος (ΧΧΣ).

Τα παραπάνω χρηματικά ποσά, που αφορούν τις αποκλίσεις, εκκαθαρίζονται (τιμολογούνται) με ενιαία τιμή, την ex-post υπολογιζόμενη οριακή τιμή αποκλίσεων (ΟΤΑ). Η ΟΤΑ υπολογίζεται με μεθοδολογία ανάλογη προς τη μεθοδολογία επίλυσης

ΗΕΠ, με χρήση επικαιροποιημένων μετρητικών δεδομένων από την πραγματική λειτουργία του συστήματος.

Πιο συγκεκριμένα, στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται τα ακόλουθα δεδομένα.

Δεδομένα Εισόδου από τον ΗΕΠ

Δεδομένα από τον ΗΕΠ που αφορούν την ίδια ημέρα κατανομής:

- Οι προσφορές έγχυσης και οι προσφορές εφεδρειών για τις κατανεμόμενες μονάδες
- Οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής, όπως έχουν υποβληθεί από τους Παραγωγούς
- Οι ποσότητες ενέργειας της τελευταίας υποβληθείσας δήλωσης εβδομαδιαίας διαχείρισης υποχρεωτικών νερών από τους παραγωγούς
- Οι απαιτήσεις εφεδρειών του συστήματος, που έθεσε ο Διαχειριστής του συστήματος
- Οι τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς, που έθεσε ο Διαχειριστής του συστήματος.

Δεδομένα εισόδου από τις διαδικασίες πραγματικού χρόνου

Δεδομένα από το πρόγραμμα κατανομής και από την κατανομή πραγματικού χρόνου (ΚΠΧ):

- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας για τις μονάδες παραγωγής που έχουν υποβάλει οι παραγωγοί εμπρόθεσμα
- Οι πραγματικές διαθεσιμότητες των μονάδων, όπως έχουν διαπιστωθεί από τον Διαχειριστή του συστήματος με βάση τις εντολές κατανομής του Διαχειριστή του συστήματος και την κατανομή πραγματικού χρόνου
- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες τιμές απαιτήσεων εφεδρειών για το σύστημα, από την τελευταία επίλυση του προγράμματος κατανομής από τον Διαχειριστή του συστήματος
- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς, από την τελευταία επίλυση του προγράμματος κατανομής από τον Διαχειριστή του συστήματος

- Οι ποσότητες ενέργειας που εγχύθηκαν στο σύστημα από κάθε υδροηλεκτρική Μονάδα η οποία συμπεριλαμβάνεται στην τελευταία υποβληθείσα δήλωση εβδομαδιαίας διαχείρισης υποχρεωτικών νερών που έχει υποβάλει ο παραγωγός
- Έλεγχος αν εγχέεται ενέργεια από συμβεβλημένες μονάδες ή από έκτακτες εισαγωγές ή από μονάδες εφεδρείας εκτάκτων αναγκών για κάθε περίοδο κατανομής.

Δεδομένα Μετρήσεων

Δεδομένα, τα οποία έχουν καταγραφεί από το τμήμα μετρήσεων του Διαχειριστή του συστήματος:

- Το πραγματικό ωριαίο φορτίο
- Η πραγματική ωριαία εισαγωγή και εξαγωγή ενέργειας από κάθε διασύνδεση
- Η πραγματική απορρόφηση ενέργειας από τις αντλητικές μονάδες
- Η πραγματική έγχυση ενέργειας των ΑΠΕ
- Η πραγματική έγχυση των μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία.

Για τον περιορισμό των ως άνω αποκλίσεων έχουν θεσπιστεί χρεώσεις για όσους συμμετέχοντες δεν συμμορφώνονται με τις εντολές του Διαχειριστή του συστήματος.

2.3 Διαφορές της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με το Μοντέλο Στόχος

Εξετάζοντας το σημερινό μοντέλο δόμησης της Ελληνικής αγοράς, τύπου υποχρεωτικής κοινοπραξίας και συγκρίνοντάς το με το επερχόμενο Μοντέλο Στόχος, διαπιστώνονται διαφορές, οι οποίες με στρατηγική προσέγγιση και σωστό σχεδιασμό θα πάντουν να υφίστανται.

Η πρώτη διαφορά είναι η μη ύπαρξη ενδοημερήσιας αγοράς Η/Ε. Πρέπει να τεθούν οι κατάλληλες προϋποθέσεις και να σχεδιαστεί εξολοκλήρου από την αρχή ενδοημερήσια αγορά Η/Ε, ακολουθώντας τις κατευθυντήριες γραμμές του ACER.

Η δεύτερη διαφορά εντοπίζεται στον τρόπο δημοπράτησης των βραχυχρόνιων δικαιωμάτων μεταφοράς Η/Ε στις διασυνδέσεις. Στο σημερινό μοντέλο, η δημοπράτηση των δικαιωμάτων γίνεται με άμεσο τρόπο. Αρχικά, η ικανότητα μεταφοράς στη διασύνδεση μεταξύ των δύο αγορών δημοπρατείται σε μια τιμή, η οποία

δεν εξαρτάται απαραίτητα από την τιμή της Η/Ε και η διεκπεραίωση γίνεται από τους Διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς. Στη συνέχεια, οι συμμετέχοντες, προβλέπουν μια διαφορά τιμών μεταξύ των αγορών δύο χωρών και υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για εισαγωγή στη μία και δηλώσεις φορτίου για εξαγωγή στην άλλη, κάνοντας χρήση των δικαιωμάτων μεταφοράς που απέκτησαν μέσω των δημοπρασιών. Το κύριο χαρακτηριστικό αυτού του τύπου δημοπρασιών είναι ότι η ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων δημοπρατείται χωριστά και ανεξάρτητα από τις αγορές όπου δημοπρατείται η Η/Ε. Έτσι οι άμεσες δημοπρασίες δεν αποτελούν ένα βέλτιστο σύστημα χρήσης των διασυνδέσεων καθώς υπάρχει έλλειψη πληροφοριών των τιμών του ενός ως προς το άλλο, αφού η ικανότητα μεταφοράς και ενέργεια, αποτελούν αντικείμενο διαπραγμάτευσης σε δύο ξεχωριστές δημοπρασίες. Αποτέλεσμα των άμεσων δημοπρασιών είναι να οδηγεί συχνά σε μικρότερη σύγκλιση των τιμών και συχνές ανεπιθύμητες ροές, μερικές φορές ακόμη και προς τη λάθος κατεύθυνση. Γι' αυτό ακριβώς τον λόγο στο Μοντέλο Στόχος επιβάλλεται η έμμεση δημοπράτηση, καταργώντας τα βραχυχρόνια δικαιώματα διασυνδέσεων και δημοπρατώντας τα απευθείας μέσω των αγορών επομένης μέρας και ενδοημερήσιας αγοράς Η/Ε.

Τρίτη διαφορά αποτελεί το γεγονός ότι ο ACER, στη δομή της αγοράς επόμενης μέρας που έχει σχεδιάσει, δεν αναφέρεται καθόλου στις επικουρικές υπηρεσίες παρά μόνο στην ενέργεια. Δηλαδή ο αλγόριθμος επίλυσής του δεν έχει προβλεφθεί να επιλύει ταυτόχρονα τις δυο αγορές κάτι το οποίο ισχύει στον αλγόριθμο της Ελληνικής αγοράς. Η συνβελτιστοποίηση ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών είναι απαραίτητη για την διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ενέργειας μέσω του συστήματος μεταφοράς.

Τέταρτη διαφορά των δυο μοντέλων είναι ο αλγόριθμος επίλυσής τους. Ο αλγόριθμος επίλυσης της Ελληνικής αγοράς Η/Ε είναι καθαρά τεχνικός, αφού λαμβάνει υπόψη του μια σειρά από τεχνικούς περιορισμούς. Στόχος όμως του ACER με τη σύζευξη των αγορών είναι η ταυτόχρονη επίλυση όλων των Ευρωπαϊκών αγορών στον ελάχιστο δυνατό χρόνο και κατ' επέκταση με την ελάχιστη δυνατή πολυπλοκότητα του μαθηματικού προβλήματος που καταστρώνεται. Άρα, είναι πολύ δύσκολο να ενσωματώσει αυτούσιες αγορές, οι οποίες επιλύονται λαμβάνοντας υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς.

Η πέμπτη διαφορά έγκειται στις διοικητικές οριζόμενες μέγιστες και ελάχιστες τιμές προσφοράς ενέργειας. Στην Ελληνική αγορά η διοικητικά οριζόμενη μέγιστη τιμή προσφοράς ενέργειας, η οποία τίθεται ως άνω όριο στις τιμές ενέργειας των τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου και των προσφορών έγχυσης, σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΣΗΕ, καθορίζεται με απόφαση της ΡΑΕ. Με την απόφαση ΡΑΕ 208/2016 (ΦΕΚ Β΄ 2068/06.07.2016) καθορίστηκε η διοικητικά οριζόμενη μέγιστη τιμή προσφοράς ενέργειας σε τριακόσια ευρώ ανά μεγαβατώρα (300 €/MWh) με την ισχύ της απόφασης να άρχεται από την 15^η Ιουλίου 2016.

Ο επαναπροσδιορισμός και διπλασιασμός του ύψους της διοικητικά οριζόμενης μέγιστης τιμής προσφοράς ενέργειας, από 150 σε 300 €/MWh, ερείδεται στις “Κατευθυντήριες Γραμμές της Επιτροπής για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς περιβάλλοντος και ενέργειας 2014-2020” (2014/C 200/01) και συνιστά εργαλείο που συμβάλλει στη θεραπεία ανεπαρκειών της αγοράς, υπό όρους ανταγωνισμού και ρευστότητας αυτής. Σημειώνεται ότι το επίπεδο αυτό προσδιορίστηκε στο πλαίσιο εκπλήρωσης των υποχρεώσεων και δεσμεύσεων της χώρας και καλόπιστης συνεργασίας με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, καθώς και προστασίας των καταναλωτών, ειδικά καθώς ακόμη δεν υφίστανται επαρκή εργαλεία διαχείρισης ρίσκου για τους προμηθευτές, μέχρι τη μετάβαση στο Μοντέλο Στόχος, σύμφωνα με τις κατευθύνσεις του οποίου θα απαιτηθεί περαιτέρω αύξηση της νέας μέγιστης τιμής, η οποία θα εκτιμηθεί βάσει πορισμάτων σχετικής μελέτης επιπτώσεων, καθώς και μελέτης για τον προσδιορισμό της κατά το μέγεθος της αξίας απώλειας φορτίου (value of lost load, VOLL). Επιπρόσθετα και ο Κανονισμός (ΕΕ) 2015/1222 προβλέπει εναρμονισμένες μέγιστες και ελάχιστες τιμές εκκαθάρισης προς εφαρμογή σε όλες τις ζώνες προσφοράς που συμμετέχουν στην ενιαία διασύνδεση των αγορών επόμενης μέρας, περιλαμβάνοντας την εκτίμηση της αξίας απώλειας φορτίου.

Η διοικητικά οριζόμενη ελάχιστη τιμή προσφοράς ενέργειας, η οποία τίθεται ως κάτω όριο στις τιμές ενέργειας των τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου και των προσφορών έγχυσης, σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΣΗΕ, καθορίζεται ως ακολούθως:

Α) Για τις θερμικές μονάδες καθορίζεται ίση με το ελάχιστο μεταβλητό κόστος κάθε μονάδας, όπως αυτό υπολογίζεται κατά τον ΚΣΗΕ.

Β) Για τις υδροηλεκτρικές μονάδες καθορίζεται ίση με το μεταβλητό κόστος κάθε Μονάδας, όπως αυτό υπολογίζεται κατά τον ΚΣΗΕ.

Γ) Για τις εισαγωγές καθορίζεται ίση με μηδέν (0).

Δ) Για τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου καθορίζεται ίση με μηδέν (0).

Αντίθετα, στις υπόλοιπες Ευρωπαϊκές αγορές δεν συμβαίνει κάτι τέτοιο, με αποτέλεσμα να παρουσιάζουν υψηλότερες διοικητικά οριζόμενες μέγιστες τιμές προσφορών (της τάξης των 1.000, 3.000 και 10.000 €/MWh) και πολύ χαμηλότερες διοικητικά οριζόμενες ελάχιστες τιμές προσφοράς.

Τέλος, πιθανές ασυμβατότητες μεταξύ των δύο μοντέλων αφορούν την εκκαθάριση της αγοράς και τον μηχανισμό κάλυψης του μεταβλητού κόστους των μονάδων και σίγουρα απαιτείται η προσαρμογή τους με τα Ευρωπαϊκά πρότυπα.

Στον Πίνακα 3 συνοψίζονται οι παραπάνω διαφορές.

Πίνακας 3: Διαφορές τρέχουσας μορφής Ελληνικής αγοράς Η/Ε με το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος

	Ελληνική αγορά Η/Ε (τρέχουσα μορφή)	Μοντέλο Στόχος
Ενδοημερήσια αγορά	X	√
Δημοπρασίες δικαιωμάτων μεταφοράς Η/Ε στις διασυνδέσεις	Άμεσες	Έμμεσες
Συνβελτιστοποίηση ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών στην αγορά επόμενης ημέρας	√	X
Τεχνικός αλγόριθμος επίλυσης αγοράς	√	X
Αυστηροί περιορισμοί στις διοικητικά οριζόμενες μέγιστες και ελάχιστες τιμές προσφοράς ενέργειας	√	X

2.4 Αναδιάρθρωση της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Ο εξορθολογισμός και η πραγματική απελευθέρωση της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στοχεύουν στη βελτίωση των συνθηκών ανταγωνισμού και στη δημιουργία ενός σταθερού και προβλέψιμου μοντέλου αγοράς, με κίνητρα για είσοδο νέων συμμετεχόντων στην αγορά καθώς και προσέλκυση νέων επενδύσεων και πρωτίστως προς όφελος του Έλληνα καταναλωτή και της εθνικής οικονομίας.

Παράλληλος στόχος αποτελεί και η διατήρηση της επάρκειας και της αξιοπιστίας του συστήματος Η/Ε, τόσο σε φυσικό επίπεδο όσο και σε οικονομικό, θεωρώντας ειδικά την αναμενόμενη μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, των οποίων η λειτουργία αποτελεί παράγοντας διαταραχής και αστάθειας αυτής.

Η ελαχιστοποίηση του κόστους και του χρόνου προσαρμογής στο Μοντέλο Στόχος απαιτούν ενέργειες αναδιάρθρωσης και δομικές αλλαγές στην ισχύουσα οργάνωση και λειτουργία της χονδρεμπορικής αγοράς και πρόσθετα ρυθμιστικά μέτρα και μεταρρυθμίσεις, οι οποίες αναμένεται να προχωρήσουν ουσιαστικά, κάτω από τη δημιουργική πίεση που ασκεί ήδη η ενοποιούμενη, με ταχείς ρυθμούς, Ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας, μέσω της σύζευξης των εθνικών και περιφερειακών αγορών που βρίσκεται σε εξέλιξη.

Η στενή και αποδοτική συνεργασία των φορέων της Ελληνικής αγοράς σε εθνικό επίπεδο αλλά και με τις αντίστοιχες Ευρωπαϊκές αρχές και οργανισμούς, ενδεικτικά τις γενικές διευθύνσεις ενέργειας και ανταγωνισμού της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (DG ENER και DG COMP), ACER, CEER, ENTSO-E και EUROPEX, συμβάλλει αποφασιστικά, στο πλαίσιο του θεσμικού τους ρόλου και με βασικό οδηγό πορείας τις απαιτήσεις του Μοντέλου Στόχου, στην αναδιοργάνωση, ομαλή μετάβαση και αποδοτική ένταξη της ενεργειακής αγοράς της χώρας μας στην ενιαία Ευρωπαϊκή αγορά.

Τον Απρίλιο του 2014, η ΡΑΕ, από κοινού με τον ΑΔΜΗΕ και τον ΛΑΓΗΕ, στο πλαίσιο της τριμερούς ομάδας εργασίας που λειτουργεί για την εναρμόνιση της Ελληνικής αγοράς Η/Ε με το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος, ανέθεσαν, στον διεθνή σύμβουλο «ECCO International Inc» την εκπόνηση μελέτης με θέμα «Βασικές Αρχές Σχεδιασμού και Χρονοδιάγραμμα Ενεργειών (roadmap) για την Προσαρμογή της Εγχώριας Αγοράς Ηλεκτρισμού στις Απαιτήσεις του Ευρωπαϊκού Μοντέλου Στόχου».

Η ΡΑΕ, με την από 30.09.2014 ανακοίνωσή της, έθεσε σε δημόσια διαβούλευση τα αποτελέσματα της κοινής αυτής μελέτης, ώστε οι φορείς και οι συμμετέχοντες στην εγχώρια αγορά Η/Ε να καταθέσουν τις απόψεις και τους προβληματισμούς τους (ΡΑΕ, 2014).

Η μελέτη αυτή παρουσίαζε έναν ολοκληρωμένο επανασχεδιασμό της εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς (ανά χρονικό επίπεδο) και πρότεινε ένα πρόγραμμα

δράσης/οδηγό. Οι γενικοί άξονες της προτεινόμενης από τη μελέτη λύσης περιλάμβαναν:

- Δημιουργία προθεσμιακής αγοράς προϊόντων υποχρεωτικής φυσικής παράδοσης (forward contracts)
- Δυνατότητα για διμερή συμβόλαια μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών εκτός ημερήσιας αγοράς
- Εφαρμογή περιορισμού μέγιστης ποσότητας προθεσμιακών ή διμερών συναλλαγών (ως ποσοστό του χαρτοφυλακίου) της εταιρίας με τη δεσπόζουσα θέση στη δραστηριότητα της προμήθειας, προκειμένου να διατηρηθεί η ρευστότητα της ημερήσιας αγοράς
- Διατήρηση κεντρικού προγραμματισμού και κατανομής σε πραγματικό χρόνο των μονάδων παραγωγής από τον Διαχειριστή του συστήματος
- Προσφορές ανά μονάδα, και όχι ανά χαρτοφυλάκιο μονάδων
- Αλλαγή κανόνων της ημερήσιας αγοράς, καθώς και του τρόπου υποβολής προσφορών για τους συμμετέχοντες. Συγκεκριμένα, προτείνεται να εξεταστούν οι τύποι προσφορών που υπάρχουν στις Ευρωπαϊκές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας (μπλοκ και σύνθετες προσφορές)
- Αλλαγή της μεθόδου επίλυσης του ΗΕΠ, με άρση όλων των τεχνικών περιορισμών του συστήματος μεταφοράς και των μονάδων παραγωγής από την επίλυση της ημερήσιας αγοράς
- Δημιουργία ενδοημερήσιας αγοράς (intraday market), στην οποία οι συμμετέχοντες θα μπορούν να διορθώνουν τις καθαρές θέσεις τους (net positions), προκειμένου να μην υπόκεινται σε ποινές λόγω απόκλισης της θέσης τους από τις πωλούμενες/αγορασθείσες ποσότητες σε πραγματικό χρόνο
- Δημιουργία ξεχωριστής αγοράς επικουρικών υπηρεσιών για τη διασφάλιση των αναγκαίων εφεδρειών για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Η προμήθεια των επικουρικών υπηρεσιών προτείνεται να γίνεται σε ημερήσιο επίπεδο, μετά την ημερήσια αγορά και πριν τον πραγματικό χρόνο
- Δημιουργία αγοράς εξισορρόπησης (balancing market), με προσφορές για αύξηση και μείωση παραγωγής από τις μονάδες παραγωγής ή/και με προσφορές

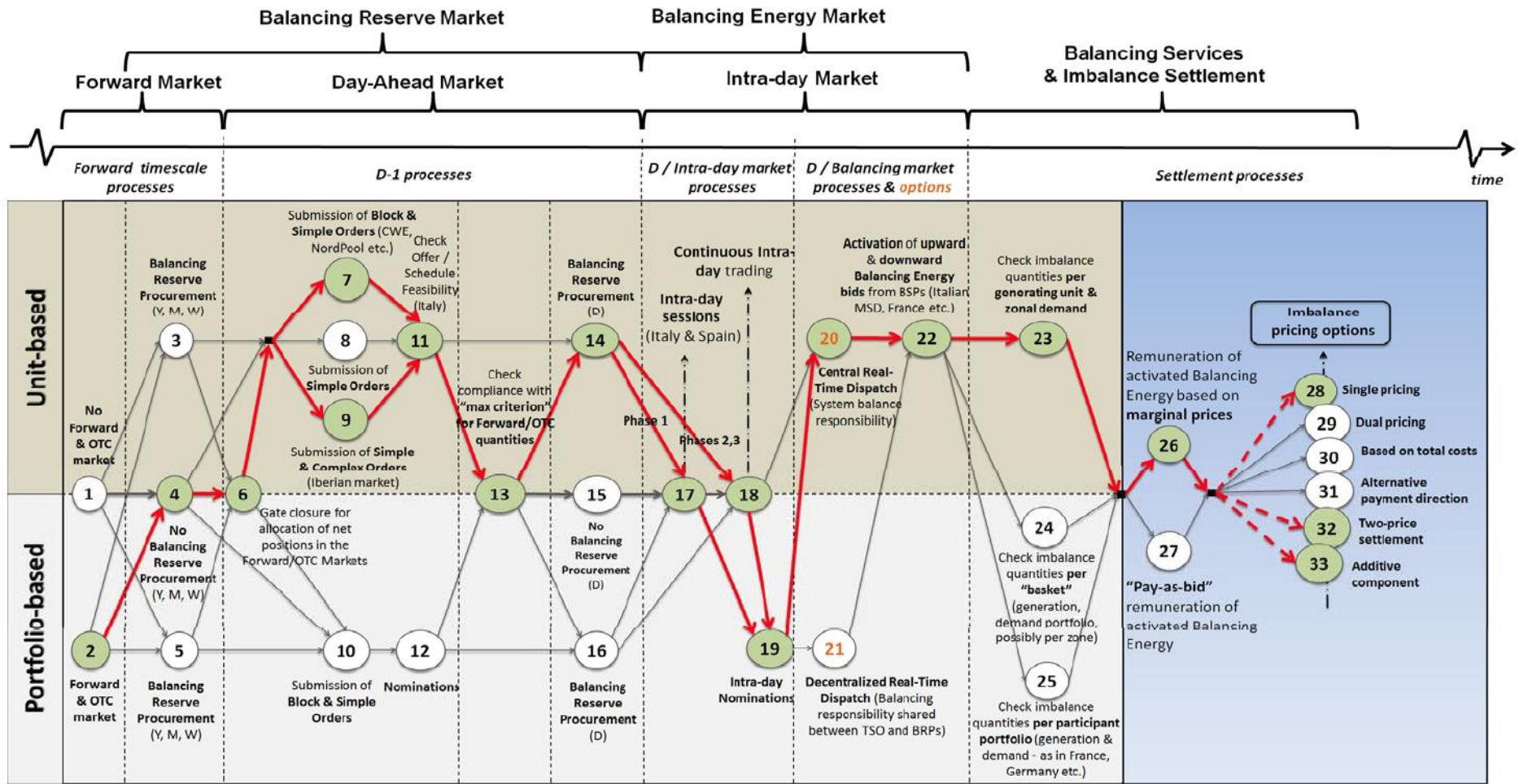
για αύξηση και μείωση της κατανάλωσης, για την εξισορρόπηση της παραγωγής και κατανάλωσης του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο

- Υπολογισμό των αποκλίσεων ανά μονάδα παραγωγής και ανά χαρτοφυλάκιο φορτίου (για κάθε προμηθευτή)
- Σταδιακή μεταφορά της ευθύνης για την πρόβλεψη της παραγωγής από ΑΠΕ, από το Διαχειριστή του συστήματος στους παραγωγούς ΑΠΕ, καθώς και σταδιακή ενσωμάτωση των ΑΠΕ στην αγορά

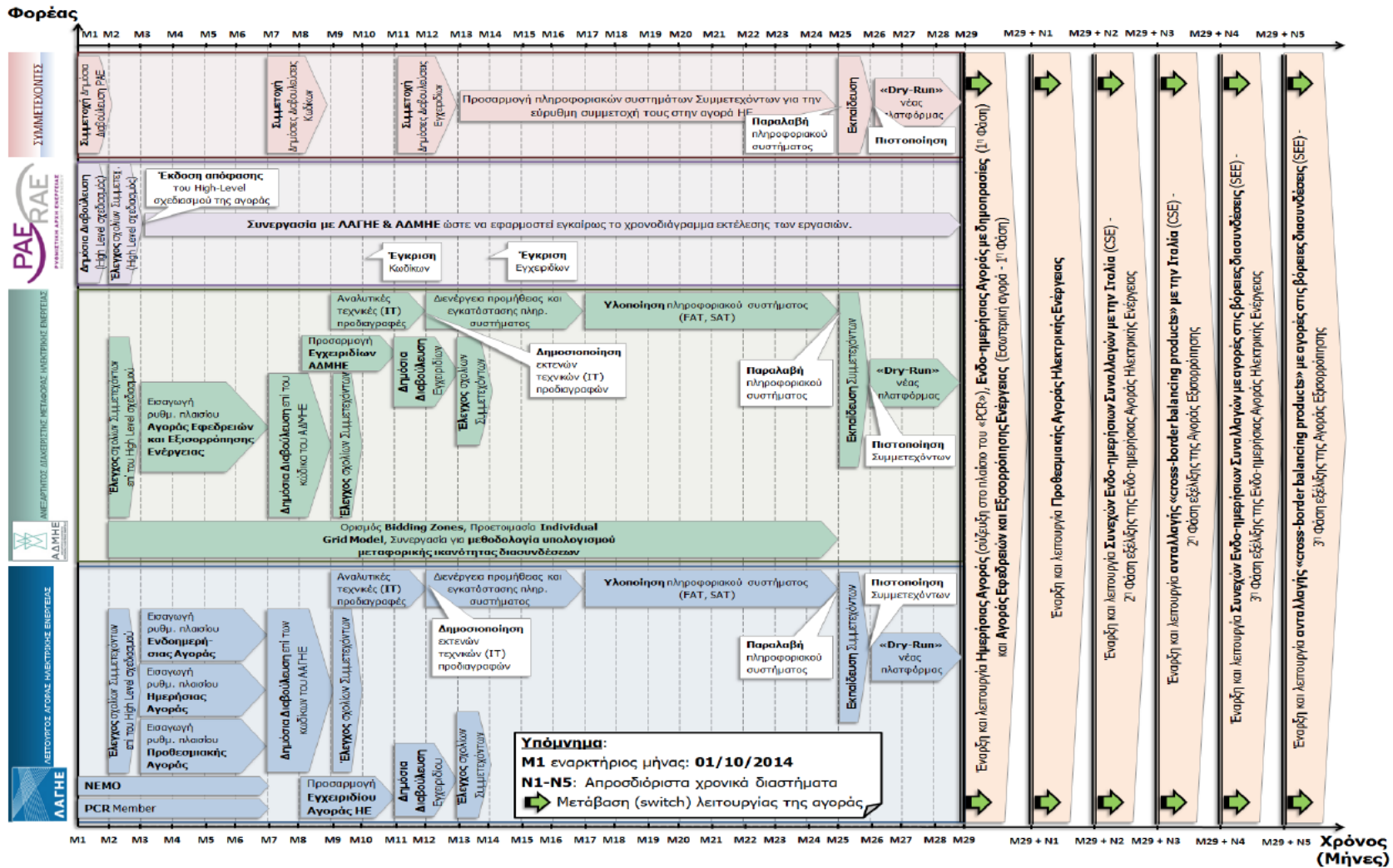
Στο πλαίσιο της μελέτης γινόταν διερεύνηση και συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών σεναρίων/επιλογών για τον νέο σχεδιασμό της αγοράς (high-level market design) και η πρόταση του συμβούλου αναφορικά με κάθε μεταβλητή σχεδιασμού (design variable) βασιζόταν σε ποιοτική ανάλυση/σύγκριση των πλεονεκτημάτων και των μειονεκτημάτων όλων των εναλλακτικών επιλογών, οι βασικότερες εκ των οποίων αποτυπώνονται στο Σχήμα 11.

Επίσης, στη μελέτη περιλαμβανόταν και πρόταση για το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης απαιτούμενων βημάτων, μηχανισμών και ενεργειών (roadmap) της ΡΑΕ, των θεσμικών φορέων της χονδρεμπορικής αγοράς, καθώς και των συμμετεχόντων, προκειμένου να εφαρμοστούν επιτυχώς οι νέες ρυθμίσεις και η Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε καταστεί πλήρως συμβατή με το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος, επισημαίνοντας ότι ανάλογα με την πορεία εκτέλεσης των επιμέρους εργασιών, το χρονοδιάγραμμα θα έπρεπε κάθε φορά να προσαρμόζεται κατάλληλα.

Στο Σχήμα 12 δίνεται το προτεινόμενο χρονοδιάγραμμα με εναρκτήρια ημερομηνία του συνολικού εγχειρήματος να τίθεται η 01.10.2014 (M1).



Σχήμα 11: Δένδρο αποφάσεων – Επιλογές υψηλού επιπέδου για το νέο σχεδιασμό της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (PAE, 2014)



Σχήμα 12: Χρονοδιάγραμμα υλοποίησης μηχανισμών και πρόγραμμα ενεργειών βάσει μελέτης ECCO International (PAE, 2014)

Ο Νόμος 4336/2015 με τίτλο “Συνταξιοδοτικές διατάξεις - Κύρωση του σχεδίου σύμβασης οικονομικής ενίσχυσης από τον Ευρωπαϊκό μηχανισμό σταθερότητας και ρυθμίσεις για την υλοποίηση της συμφωνίας χρηματοδότησης” (ΦΕΚ Α΄ 94/14.08.2015) θεσμοθέτησε, μεταξύ άλλων, τις απαιτήσεις στον τομέα της ενέργειας, το χρονικό περιθώριο υλοποίησής τους και την κοινοποίηση ολοκλήρωσής τους στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, στο πλαίσιο διαρθρωτικών πολιτικών για την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας και της ανάπτυξης της Ελλάδας (Μνημόνιο συνεννόησης για τριετές πρόγραμμα του Ευρωπαϊκού Μηχανισμού Σταθερότητας, ΕΜΣ).

Παρακάτω παρουσιάζονται συνοπτικά οι πρόσφατες, ειδικές και ρυθμιστικά ορισμένες αλλαγές στην Ελληνική αγορά Η/Ε, όπως αρχικά ορίστηκαν με τον Νόμο 4336/2015 και όπως έχει εκπληρωθεί, επί του παρόντος, η δέσμευση υλοποίησής τους (υφιστάμενη κατάσταση).

Βασική ρύθμιση για την ηλεκτρική ενέργεια

Από 01.01.2020: Παραγωγή ή εισαγωγή ποσότητας Η/Ε από επιχείρηση, η οποία δραστηριοποιείται σε αγορές Η/Ε στο διασυνδεδεμένο σύστημα και δίκτυο της χώρας, επιτρέπεται να φτάνει μέχρι το 50% του συνόλου της Η/Ε από εγχώριες μονάδες παραγωγής και εισαγωγές σε ετήσια βάση. Σε περίπτωση μη συμμόρφωσης, επιβολή προστίμου από την Επιτροπή Ανταγωνισμού, 5%-10% επί του ετήσιου κύκλου εργασιών της επιχείρησης κατά το προηγούμενο έτος.

Μέχρι την 01.01.2019: Εκτίμηση της δυνατότητας εκπλήρωσης του ανωτέρω στόχου από την Επιτροπή Ανταγωνισμού και σε περίπτωση αδυναμίας επίτευξης απαιτείται πρόταση κατάλληλων μέτρων.

1. Εφαρμογή καθεστώτος για το προσωρινό και μόνιμο σύστημα πληρωμών δυναμικότητας

Παράδοση: Έως τον Σεπτέμβριο 2015

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Νόμος 4389/2016** (ΦΕΚ Α΄ 94/27.05.2016): Θέσπιση μεταβατικού μηχανισμού αποζημίωσης ευελιξίας μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (ΜΜΑΕ), όπως παρουσιάζεται στην ενότητα 4.5.3.

- **Απόφαση ΡΑΕ 284/2016** (ΦΕΚ Β΄ 2519/16.08.2016): Τροποποίηση διατάξεων του κώδικα διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ αναφορικά με τον ΜΜΑΕ και έγκριση του εντύπου - υποδείγματος για την υποβολή αιτήσεων ένταξης στον μηχανισμό.
- **Δημόσια Διαβούλευση ΡΑΕ** (25.07.2016): Βασικά σημεία πρότασης για θέσπιση ενός μηχανισμού αποζημίωσης επάρκειας ισχύος (ΜΑΕΙ), ο οποίος θα διαδεχθεί τον ΜΜΑΕ, στο πλαίσιο υλοποίησης επιμέρους μεταρρυθμίσεων, μέχρι την πλήρη ενσωμάτωση στην ενιαία εσωτερική Ευρωπαϊκή αγορά Η/Ε και τη συμμόρφωση με τις απαιτήσεις του Μοντέλου Στόχου, οι οποίες θα επιτρέψουν την ομαλή μετάβαση στη σχεδιαζόμενη δομή αγοράς, διασφαλίζοντας ταυτόχρονα την ορθολογική αποζημίωση των μονάδων παραγωγής για τις παρεχόμενες υπηρεσίες.

Η ΡΑΕ έλαβε υπ' όψη και το ενωσιακό θεσμικό πλαίσιο και πιο συγκεκριμένα τις "Κατευθυντήριες Γραμμές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του περιβάλλοντος και της ενέργειας για την περίοδο 2014-2020" (2014/C 200/01), τις δεσμεύσεις της χώρας που απορρέουν ιδίως από τον Νόμο 4336/2015 καθώς και τα συμπεράσματα που αποτυπώνονται στην "Ενδιάμεση έκθεση της τομεακής έρευνας για τους μηχανισμούς δυναμικότητας" της Ευρωπαϊκής Επιτροπής [C(2016) 2107 final].

Ο εν λόγω μηχανισμός θα πρέπει να δίνει κατάλληλα σήματα για την αποφυγή πρόωγων αποσύρσεων μονάδων, οι οποίες είναι απαραίτητες για τη λειτουργία του συστήματος, σύμφωνα με τη μελέτη επάρκειας του Διαχειριστή, καθώς και για την έγκαιρη υλοποίηση των απαραίτητων επενδύσεων με τεχνικά χαρακτηριστικά που κρίνονται κατάλληλα για την αντιμετώπιση των αναμενόμενων λειτουργικών απαιτήσεων του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος σε μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα. Ταυτόχρονα θα πρέπει να βασίζεται σε διαγωνιστικές διαδικασίες και να περιλαμβάνει μέτρα για την αποφυγή απροσδόκητων κερδών (windfall profits). Σύμφωνα με τις βασικές πτυχές του προτεινόμενου ΜΑΕΙ, η κύρια υπηρεσία που θα αποζημιώνεται είναι η διαθεσιμότητα ισχύος, η οποία καθορίζεται από το επίπεδο της ισχύος που απαιτείται, ώστε να καλύπτεται μακροπρόθεσμα το κριτήριο αξιοπιστίας του Συστήματος.

- **Απόφαση ΡΑΕ 403/2016** (ΦΕΚ Β΄3784/23.11.2016): Τροποποίηση διατάξεων του εγχειριδίου εκκαθάρισης αγοράς του κώδικα διαχείρισης ΕΣΜΗΕ, αναφορικά με την εφαρμογή του ΜΜΑΕ, με την προσθήκη νέου κεφαλαίου.

2. Τροποποίηση κανόνων της Αγοράς Η/Ε για αποφυγή λειτουργίας σταθμών κάτω από το μεταβλητό κόστος τους

Παράδοση: Έως τον Σεπτέμβριο 2015

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Απόφαση ΡΑΕ 392/2015 και 468/2015** (ΦΕΚ Β΄ 2552/26.11.2015 και Β΄ 3012/31.12.2015 αντίστοιχα): Τροποποίηση του κώδικα διαχείρισης ΕΣΜΗΕ για επαναφορά σε ισχύ και εφαρμογή υπό νέες προϋποθέσεις του μηχανισμού ανάκτησης μεταβλητού κόστους (ΜΑΜΚ). Ο συγκεκριμένος μηχανισμός προβλέπει την αποζημίωση μονάδας (κάλυψη του μεταβλητού της κόστους), όταν η μονάδα εγχέει ενέργεια στο σύστημα με εντολή κατανομής από τον Διαχειριστή, όπως παρουσιάζεται στην ενότητα 4.5.5.

3. Εφαρμογή συμβάσεων διακοψιμότητας, όπως εγκρίθηκαν από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Παράδοση: Έως τον Σεπτέμβριο 2015

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Νόμος 4203/2013** (ΦΕΚ Α΄ 235/01.11.2013): Ορισμός της υπηρεσίας διακοπτόμενου φορτίου (ΥΔΦ), μέσω τροποποίησης του Νόμου 4001/2011. Ο ΑΔΜΗΕ δύναται να συνάπτει συμβάσεις με καταναλωτές Η/Ε, δυνάμει των οποίων συμφωνείται η παροχή ΥΔΦ από τους καταναλωτές προς τον ΑΔΜΗΕ (συμβάσεις διακοπτόμενου φορτίου). Η ΥΔΦ συνίσταται στη συνολολόγηση του δικαιώματος του ΑΔΜΗΕ να προβαίνει μονομερώς σε πρόσκαιρο περιορισμό της ενεργού ισχύος των αντισυμβαλλομένων καταναλωτών μέχρι ενός συμφωνημένου ορίου, έναντι οικονομικού αντισταθμίματος. Επίσης, ορίζεται το μεταβατικό τέλος ασφάλειας εφοδιασμού, το οποίο διαφοροποιείται ανά κατηγορία μονάδων παραγωγής και υπολογίζεται για κάθε

κατηγορία μονάδων παραγωγής σύμφωνα με έναν συντελεστή διαφοροποίησης και τα συνολικά έσοδα της μονάδας. Ο συντελεστής διαφοροποίησης ανά κατηγορία μονάδων παραγωγής καθορίζεται έτσι ώστε η χρέωση που προκύπτει να λαμβάνει υπόψη την επίδραση της κάθε κατηγορίας μονάδων παραγωγής στην ασφάλεια του εφοδιασμού Η/Ε και να εξισορροπεί τις οικονομικές συνέπειες μεταξύ των κατηγοριών. Οι χρεώσεις που προκύπτουν από την επιβολή του τέλους εισπράττονται μηνιαίως ως εξής:

α) Όσον αφορά στις μονάδες παραγωγής του μητρώου μονάδων του ΑΔΜΗΕ, υπολογίζονται και εισπράττονται από τον ΑΔΜΗΕ.

β) Όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά του ειδικού προγράμματος στεγών υπολογίζονται και παρακρατούνται απευθείας και με ευθύνη του εκάστοτε προμηθευτή και αποδίδονται στον ΑΔΜΗΕ.

γ) Όσον αφορά στις λοιπές ΑΠΕ, υπολογίζονται και παρακρατούνται απευθείας και με ευθύνη του ΛΑΓΗΕ και αποδίδονται στον ΑΔΜΗΕ.

Η εφαρμογή της ΥΔΦ και αντίστοιχα του μεταβατικού τέλους ασφάλειας εφοδιασμού έχουν οριστεί μέχρι τις 15.10.2017.

- **Απόφαση του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας αριθμ. ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ. 184898** (ΦΕΚ Β΄ 2861/28.12.2015): Καθορισμός βασικών παραμέτρων της υπηρεσίας (ενδεικτικά: κατηγορίες καταναλωτών, τρόπος, χρόνος και προϋποθέσεις καταβολής του οικονομικού αντισταθμίματος, ανάκτηση ποσών από τον Διαχειριστή του συστήματος, μητρώο διακοπτόμενου φορτίου, διαδικασίες ενεργοποίησης, τύποι υπηρεσιών, δημοπρασίες για τη σύναψη συμβάσεων διακοπτόμενου φορτίου, γενικοί όροι, τύπος και ελάχιστο περιεχόμενο των συμβάσεων).
- **Κανονισμός δημοπρασιών ΥΔΦ**: Κανονισμός που καθορίζει τους όρους που διέπουν την διενέργεια δημοπρασιών με σκοπό την σύναψη συμβάσεων διακοπτόμενου φορτίου μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και του διακοπτόμενου καταναλωτή, όπως δημοσιοποιείται στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ (ΑΔΜΗΕ-ΥΔΦ, 2016).
- **Διενέργεια δημοπρασιών ΥΔΦ**: Ο ΑΔΜΗΕ, σε εφαρμογή της σχετικής υπουργικής απόφασης και κατά τη διάρκεια του έτους 2016, έχει διενεργήσει

πέντε (5) δημοπρασίες ΥΔΦ (29.02.2016, 31.03.2016, 27.04.2016, 27.09.2016 και 28.12.2016) (ΑΔΜΗΕ-ΥΔΦ, 2016).

- 4. Σχεδιασμός του συστήματος δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε με φυσική παράδοση και με ρυθμιστικά καθοριζόμενη τιμή εκκίνησης (τύπου NOME) με στόχο τη μείωση μεριδίων λιανικής και χονδρικής αγοράς κάτω από 50% έως το 2020**

Παράδοση: Από Σεπτέμβριο 2015 έως τέλη Οκτωβρίου 2015

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Απόφαση Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής (ΚΥΣΟΙΠ) 35 (ΦΕΚ Β΄ 1473/25.05.2016):** Έγκριση του σχεδίου εφαρμογής δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων με φυσική παράδοση (NOME), η θεσμοθέτηση και η υλοποίηση αυτού σύμφωνα με έγγραφη εισήγηση του υπουργού περιβάλλοντος και ενέργειας.

Όπως αιτιολογείται στην απόφαση, οι Ελληνικές αρχές σε συνεννόηση με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή εκπόνησαν τον σχεδιασμό του συστήματος των δημοπρασιών, με στόχο να μειωθούν κατά 25% τα μερίδια λιανικής και χονδρικής αγοράς της καθετοποιημένης επιχείρησης και να πέσουν κάτω από το 50% έως το 2020, ενώ οι οριακές τιμές θα καλύπτουν το κόστος παραγωγής και θα συμμορφώνονται πλήρως με τους κανόνες της. Το ΚΥΣΟΙΠ ενέκρινε το σχέδιο εφαρμογής δημοπρασιών (NOME) προκειμένου οι Ελληνικές αρχές να αρχίσουν την εφαρμογή του χάρτη πορείας, ακολουθώντας το Μοντέλο Στόχους της ΕΕ για την αγορά της Η/Ε, που πρέπει να ολοκληρωθεί έως τον Δεκέμβριο του 2017 και η αγορά εξισορρόπησης αντίστοιχα έως τον Ιούνιο του 2017.

- **Νόμος 4389/2016 (ΦΕΚ Α΄ 94/27.05.2016):** Θέσπιση μηχανισμού πώλησης Η/Ε από τη ΔΕΗ Α.Ε., μέσω δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε με φυσική παράδοση, και με ρυθμιστικά καθοριζόμενη τιμή εκκίνησης προς τους επιλέξιμους προμηθευτές, στο πλαίσιο του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού (ΗΕΠ), και με σκοπό την ισότιμη πρόσβαση επιλέξιμων προμηθευτών Η/Ε στο εγχώριο ενεργειακό μίγμα, την ανάπτυξη υγιούς ανταγωνισμού μεταξύ των προμηθευτών και τη βελτίωση της ποιότητας και των

τιμών παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, όπως παρουσιάζεται αναλυτικά στις ενότητες 4.5.1 και 4.5.2.

- **Απόφαση Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής (ΚΥΣΟΠ) 38** (ΦΕΚ Β΄ 1593/06.06.2016): Έγκριση εκ νέου του σχεδίου εφαρμογής των δημοπρασιών, σύμφωνα με την κατατεθείσα εισήγηση του υπουργού περιβάλλοντος και ενέργειας, όπως αυτή συμπληρώθηκε με προσθήκη παραγράφου, σχετικά με την αναπροσαρμογή των προς δημοπράτηση ποσοτήτων όταν αποκλίνει κατά δύο (2) ποσοστιαίες μονάδες η απομείωση του μεριδίου της ΔΕΗΑ.Ε. με βάση τον στόχο απομείωσης του αντίστοιχου χρονικού διαστήματος και στην οποία προβλέπεται λήψη εναλλακτικών δομικών μέτρων σε περίπτωση που οι αναπροσαρμοσμένες ποσότητες δεν έχουν ακόμη απορροφηθεί από την αγορά.
- **Νόμος 4393/2016** (ΦΕΚ Α΄ 106/06.06.2016): Τροποποίηση του Νόμου 4389/2016, σχετικά με την ετήσια ποσότητα της Η/Ε προς δημοπράτηση και τους ελεγκτικούς μηχανισμούς των ΡΑΕ και ΛΑΓΗΕ προς επίτευξη των οριζόμενων από τον νόμο ποσοστών απομείωσης.
- **Απόφαση ΡΑΕ 329/2016** (ΦΕΚ Β΄ 3164/30.09.2016): Έγκριση του κώδικα συναλλαγών δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε (ΚΣΔΠΠΗΕ), όπως συντάχθηκε από τον ΛΑΓΗΕ και οι διατάξεις του οποίου διέπουν όλες τις απαραίτητες λειτουργικές και οικονομικές διαδικασίες και διεργασίες, τις σχέσεις των αντισυμβαλλομένων και τυχόν δικαιώματα και υποχρεώσεις τρίτων, που αφορούν τις δημοπρασίες των προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε.
- **Διενέργεια δημοπρασίας:** Στις 25 Οκτωβρίου 2016 διενεργήθηκε η δημοπρασία για το έτος 2016, για ποσότητα ετήσιου προθεσμιακού προϊόντος ίση με 460 MW (01.12.2016-30.11.2017), σύμφωνα με την απόφαση ΡΑΕ 353/2016 (ΦΕΚ Β΄ 3314/14.10.2016) και με τιμή εκκίνησης 37,37 €/MWh, όπως ορίστηκε από υπ' αριθμ. ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ. 182348 κοινή υπουργική απόφαση (ΦΕΚ Β΄ 2848/07.09.2016). Ενώ με σχετικές αποφάσεις ΡΑΕ εγκρίθηκαν οι διοικητικά οριζόμενες τιμές, τα ανταποδοτικά τέλη που αφορούν στην ανάκτηση του κόστους διεξαγωγής της δημοπρασίας για τον Λειτουργό της αγοράς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά και οι όροι της δημοπρασίας σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΣΔΠΠΗΕ.

- **Δημόσια διαβούλευση ΡΑΕ (06.10.2016):** Η πρόταση του ΛΑΓΗΕ για τον καθορισμό της ετήσιας ποσότητας προθεσμιακών προϊόντων προς δημοπράτηση για το 2017, τον καταμερισμό αυτής και το πρόγραμμα διεξαγωγής των δημοπρασιών. Σύμφωνα με την εισήγηση του ΛΑΓΗΕ, η ετήσια ποσότητα για το 2017 είναι ίση με 675 MW και επιμερίζεται σε τέσσερα (4) ετήσια προθεσμιακά προϊόντα, τα οποία θα δημοπρατηθούν ανά τρίμηνο.

5. Μεταφορά της Ευρωπαϊκής Οδηγίας 2012/27/ΕΕ για την ενεργειακή απόδοση στο εσωτερικό δίκαιο

Παράδοση: Έως τον Οκτώβριο 2015

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Νόμος 4342/2015 (ΦΕΚ Α'143/09.11.2015):** Ενσωμάτωση στο Ελληνικό Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Οδηγίας 2012/27/ΕΕ. Σύμφωνα με τις διατάξεις του νόμου:
 - εναρμονίζεται η Ελληνική νομοθεσία με την Οδηγία 2012/27/ΕΕ για την ενεργειακή απόδοση,
 - θεσπίζεται πλαίσιο μέτρων για την προώθηση της ενεργειακής απόδοσης προκειμένου η χώρα να συνεισφέρει στην επίτευξη του πρωταρχικού στόχου 2020 της Ένωσης για είκοσι τοις εκατό (20%) αύξηση της ενεργειακής απόδοσης και να προετοιμάσει το έδαφος για περαιτέρω βελτιώσεις της ενεργειακής απόδοσης πέραν της προαναφερόμενης χρονολογίας
 - θεσπίζονται ενδεικτικοί εθνικοί στόχοι ενεργειακής απόδοσης για το 2020, μέτρα για την προώθησή τους και κανόνες που αποσκοπούν στην υπερνίκηση των αδυναμιών της αγοράς ενέργειας που παρεμποδίζουν την απόδοση στον εφοδιασμό και τη χρήση ενέργειας.
 - θεσπίζεται, από την 1η Ιανουαρίου 2017, καθεστώς επιβολής της υποχρέωσης ενεργειακής απόδοσης, με το οποίο εξασφαλίζεται ότι οι διανομείς ενέργειας ή/και οι εταιρείες λιανικής πώλησης ενέργειας επιτυγχάνουν έναν σωρευτικό στόχο εξοικονόμησης ενέργειας στην τελική χρήση έως τις 31 Δεκεμβρίου 2020, ο οποίος ισοδυναμεί

τουλάχιστον με την πραγματοποίηση νέων ετήσιων εξοικονομήσεων ενέργειας από την 1η Ιανουαρίου 2014 έως τις 31 Δεκεμβρίου 2020 ίσων με το ενάμισο τοις εκατό (1,5%) των κατ' όγκο ετήσιων πωλήσεων ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές όλων των διανομέων ενέργειας είτε όλων των επιχειρήσεων λιανικής πώλησης ενέργειας, του μέσου όρου των τριών (3) τελευταίων ετών πριν από την 1η Ιανουαρίου 2013.

- καθορίζονται οι υποχρεώσεις των διανομέων ενέργειας ή/και των επιχειρήσεων λιανικής πώλησης ενέργειας ως προς την αποστολή στοιχείων ετησίως στο υπουργείο περιβάλλοντος και ενέργειας σχετικά με τους τελικούς καταναλωτές και την κατανάλωσή τους.
 - καθορίζονται οι υποχρεώσεις των διανομέων ενέργειας ή/και των επιχειρήσεων λιανικής πώλησης ενέργειας ως προς την παροχή στοιχείων, συμβουλών και πληροφοριών προς τους πελάτες τους, σχετικά με την ενεργειακή τιμολόγηση και το ιστορικό της κατανάλωσης τους
 - καθορίζονται πρόστιμα με υπουργική απόφαση στις περιπτώσεις μη συμμόρφωσης με τις υποχρεώσεις που ορίζονται με τον νόμο και κατ' επέκταση με την Ευρωπαϊκή Οδηγία.
- **Απόφαση του υπουργείου περιβάλλοντος και ενέργειας Αριθμ. ΔΕΠΕΑ/Γ/οικ. 185496 (ΦΕΚ Β' 3023/31.12.2015):** Έγκριση του εθνικού σχεδίου δράσης ενεργειακής απόδοσης (ΕΣΔΕΑ) και στο οποίο εμπεριέχεται ο εθνικός στόχος ενεργειακής απόδοσης στην τελική κατανάλωση ενέργειας για το 2020.
 - **Απόφαση του υπουργείου περιβάλλοντος και ενέργειας Αριθμ. ΔΕΠΕΑ/Γ/οικ. 179566 (ΦΕΚ Β' 1940/29.06.2016):** Έγκριση της έκθεσης προόδου του έτους 2015 σχετικά με την επίτευξη του εθνικού ενδεικτικού στόχου ενεργειακής απόδοσης σύμφωνα με τον Νόμο 4342/2015.

6. Έγκριση νέου πλαισίου για στήριξη των ΑΠΕ και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης

Παράδοση: Έως τον Δεκέμβριο 2015

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Νόμος 4414/2016** (ΦΕΚ Α΄ 149/09.08.2016): Θέσπιση του νέου καθεστώτος στήριξης των σταθμών παραγωγής Η/Ε από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Σκοπός του νόμου είναι η ανάπτυξη ενός νέου καθεστώτος στήριξης συμβατού, πέραν των άλλων, με την Ανακοίνωση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής 2014/C 200/01 σχετικά με τις κρατικές ενισχύσεις καθώς και η επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων, σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28/ΕΚ, σχετικά με την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέχρι το έτος 2020.

Επιχειρείται η σταδιακή ενσωμάτωση και συμμετοχή των σταθμών παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στην αγορά Η/Ε με τον βέλτιστο τρόπο σε επίπεδο κόστους-οφέλους για την κοινωνία. Στόχος της θέσπισης του νέου καθεστώτος είναι η πραγματοποίηση νέων επενδύσεων, οι οποίες θα αξιοποιούν το εγχώριο δυναμικό για παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ και η παρακολούθηση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αυτές, ώστε να αποφεύγονται μη απαραίτητες ενισχύσεις στη λειτουργία τους.

Σύμφωνα με τις προβλέψεις του νόμου θεσπίζονται:

- ο νέο καθεστώσ στήριξης, το οποίο βασίζεται στην ανάπτυξη ενός νέου μηχανισμού λειτουργίας των ως άνω μονάδων, ο οποίος προβλέπει προσαύξηση (premium) επιπλέον της τιμής, όπως αυτή διαμορφώνεται στη χονδρεμπορική αγορά Η/Ε. Η εν λόγω προσαύξηση θα χορηγείται για τον χρόνο ισχύος της στήριξης κάθε μονάδας παραγωγής Η/Ε, λαμβανομένων υπόψη των εσόδων από τη συμμετοχή στην αγορά. Εν προκειμένω, υιοθετείται η μορφή της διαφορικής προσαύξησης σε επίπεδο κατηγορίας σταθμών (sliding premium) και όχι της σταθερής προσαύξησης (fixed premium), ώστε να υπάρχει από-συσχέτιση από μελλοντικές διαφοροποιήσεις στην εξέλιξη της τιμής που θα καθορίζεται στη χονδρεμπορική αγορά, ώστε κάθε φορά να υπάρχει έλεγχος και προκαθορισμένο μέγεθος του συνολικού εσόδου που λαμβάνουν οι συγκεκριμένοι σταθμοί ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ελαχιστοποίηση φαινομένων υπερ-αποζημίωσης ή υπο-αποζημίωσης της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ).

Η συμμετοχή των νέων σταθμών παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στην αγορά Η/Ε θα πραγματοποιείται κατά το μεταβατικό στάδιο μέσω της προημερήσιας αγοράς, όπου και θα υποβάλλουν ωριαίες προσφορές έγχυσης και θα ακολουθούν τον ίδιο κύκλο εκκαθάρισης και διακανονισμού συναλλαγών με τις υπόλοιπες συμβατικές μονάδες παραγωγής και εισαγωγές. Η εκκαθάριση του κυμαινόμενου τμήματος της προσαύξεσης θα γίνεται σύμφωνα με την πραγματικά εγχυθείσα ενέργεια.

Κατά το μεταβατικό στάδιο, προβλέπεται να εφαρμοστεί μηχανισμός προς τους σταθμούς παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, ο οποίος θα λειτουργεί προς την κατεύθυνση βελτιστοποίησης των προβλέψεων ωριαίας έγχυσης που θα παρέχουν κατά τη συμμετοχή τους στην προημερήσια αγορά. Αυτό κρίνεται σκόπιμο ελλείψει της ενδοημερήσιας αγοράς, ώστε να μειώνονται οι σχετικές αποκλίσεις από τις προβλέψεις του ΗΕΠ και ανάλογα οι απαιτήσεις χρήσεως υπηρεσιών αλλά και για να λειτουργήσει σταδιακά ως προετοιμασία για τους σταθμούς παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ αναφορικά με τις υπηρεσίες και τις υποχρεώσεις που θα αναλάβουν με την εφαρμογή του νέου μοντέλου αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Για τη διευκόλυνση συμμετοχής όλων των υπόχρεων κατόχων σταθμών παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στην αγορά, θα θεσπιστεί και θα αναπτυχθεί ειδικό πλαίσιο λειτουργίας Φορέων Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ). Οι εν λόγω φορείς θα αναλαμβάνουν για λογαριασμό των παραγωγών υποχρεώσεις αναφορικά με τη συμμετοχή τους στην αγορά, όπως αυτές θα διαμορφωθούν σε αντίστοιχη διμερή σύμβαση φορέα εκπροσώπησης - κατόχου σταθμού παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.

Σε περιπτώσεις προσωρινής αδυναμίας παροχής των εν λόγω υπηρεσιών από τους παραπάνω φορείς ή και λόγω μη ανεπτυγμένης αγοράς λειτουργίας των συγκεκριμένων φορέων θα θεσπιστεί Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης τύπου «Τελευταίου Καταφυγίου» (ΦοΣΕΤεΚ) με συγκεκριμένες υποχρεώσεις και τρόπο λειτουργίας. Ο φορέας αυτός για το αρχικό στάδιο εφαρμογής του νέου σχήματος υποστήριξης θα μπορεί να λειτουργήσει αντιπροσωπεύοντας σημαντικό αριθμό παραγωγών, στο πλαίσιο συγκεκριμένων και κλιμακούμενων χρεώσεων, αλλά σταδιακά και μέχρι την

εφαρμογή του νέου μοντέλου αγοράς προβλέπεται να αναλαμβάνει τις συγκεκριμένες υπηρεσίες μόνο για λόγους έκτακτης ανάγκης και χρονικά περιορισμένης διάρκειας ανά παραγωγό. Για τους παραπάνω λόγους, θα εφαρμοστούν σταδιακά συγκεκριμένα αντικίνητρα, ώστε να μην χρησιμοποιείται ως μόνιμος φορέας παροχής των συγκεκριμένων υπηρεσιών από τους παραγωγούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.

Επιπλέον, δίνεται η δυνατότητα για σταθμούς παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ μέχρις ενός ορίου εγκατεστημένης ισχύος να μπορούν εφόσον το επιθυμούν να συνεχίσουν να εντάσσονται σε μορφή λειτουργικής ενίσχυσης στη βάση μιας σταθερής τιμής (Feed in Tariff -FiT).

Από την 1η Ιανουαρίου 2017 η Ελληνική Πολιτεία προτίθεται να υιοθετήσει ένα σχήμα χορήγησης των ενισχύσεων λειτουργίας μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών, με στόχο την αναγνώριση του βέλτιστου επιπέδου υποστήριξης της παραγόμενης Η/Ε από τους σταθμούς παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ που απαιτούνται για την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων. Η υιοθέτηση ανταγωνιστικών διαδικασιών θα επιλεγεί και θα εφαρμοστεί εφόσον αυτό αξιολογηθεί ότι δε θα οδηγήσει σε μη βέλτιστα αποτελέσματα και τα οποία θα δικαιολογούσαν είτε τη μερική είτε την ολική μη υιοθέτηση τους. Πρόθεση είναι η διενέργεια ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών να εφαρμοστεί αρχικά στις περιπτώσεις που απελευθερώνεται ή δημιουργείται νέος ηλεκτρικός χώρος για σταθμούς παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ειδικά για ώριμες τεχνολογίες ΑΠΕ. Επισημαίνεται επιπλέον, ότι για τις νέες φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, μεγαλύτερες ενός ορίου εγκατεστημένης ισχύος, το σχήμα των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών θα εφαρμοστεί καθολικά με τη νομοθετική εφαρμογή του παρουσιαζόμενου νέου καθεστώτος στήριξης.

Στο πλαίσιο αυτό, σε αρχικό στάδιο για την αξιολόγηση αναφορικά με τη γενικευμένη εφαρμογή ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών για τα νέα έργα ΑΠΕ, αποφασίστηκε (Απόφαση ΡΑΕ 417/2016, ΦΕΚ Β' 3627/09.11.2016) και διενεργήθηκε από τη ΡΑΕ, τον Δεκέμβριο του 2016, πιλοτική ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για επιλογή

φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων προς ένταξη σε καθεστώς στήριξης με τη μορφή λειτουργικής ενίσχυσης.

Η υποστήριξη της παραγωγής Η/Ε από σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ), συνεχίζεται και με το νέο καθεστώς στήριξης λαμβάνοντας υπόψη τις ειδικές συνθήκες εκκαθάρισης και λειτουργίας της αγοράς Η/Ε στα ΜΔΝ.

Με το νέο καθεστώς στήριξης συνεχίζεται επίσης η υποστήριξη της λειτουργίας της Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού - Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) με στόχο τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας, σύμφωνα με τις διατάξεις της Οδηγίας 2004/8/ΕΚ και των όσων επίσης προβλέπονται με την Οδηγία 2012/27/ΕΕ. Οι προϋποθέσεις ένταξης σταθμών υπό το νέο καθεστώς στήριξης, στην κατηγορία ΣΗΘΥΑ πληρούνται εφόσον η εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας μέσω της ενιαίας διαδικασίας υπερβαίνει το 10% σε σχέση με την χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας.

- ο νέα διάρθρωση του ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ του Νόμου 2773/1999 (ΕΛΑΠΕ), μέσω τροποποιήσεων του Νόμου 4001/2011, σύμφωνα με την οποία ο λογαριασμός εφεξής, διακρίνεται σε:
 - i. Ειδικό λογαριασμό ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ διασυνδεδεμένου συστήματος και δικτύου και
 - ii. Ειδικό λογαριασμό ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ ΜΔΝ.

Κάθε ένας από αυτούς τους λογαριασμούς διαχωρίζεται λογιστικά σε δύο υπολογαριασμούς, αγοράς Η/Ε και ενισχύσεων και ορίζονται αναλυτικά τα έσοδα των παραπάνω λογαριασμών.

- ο σταδιακή από 1.10.2016 πρόσθετη χρέωση στους εκπροσώπους φορτίου (ΠΧΕΦΕΛ) συνολικά για την ενέργεια που απορροφούν στη χονδρεμπορική αγορά, για την πρόσθετη αξία της ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ-ΣΗΘΥΑ, όπως αυτή προσδιορίζεται λόγω υποκατάστασης αντίστοιχης συμβατικής παραγωγής, βάσει μεθοδολογίας που καθορίζεται στον κώδικα συναλλαγών Η/Ε (ΚΣΗΕ).

- **Απόφαση ΡΑΕ 334/2016** (ΦΕΚ Β΄ 3169/03.10.2016): Τροποποίηση του ΚΣΗΕ και του εγχειριδίου ΚΣΗΕ για τη θέσπιση μεθοδολογίας υπολογισμού του εσόδου του υπολογαριασμού αγοράς του ΕΛΑΠΕ.

Επίσης γίνεται προσθήκη νέου λογαριασμού προσαυξήσεων (Λ-ΣΤ) για τις προσαυξήσεις χρέωσης εκπροσώπων φορτίου του ΕΛΑΠΕ, στο πλαίσιο του νέου καθεστώτος.

Σύμφωνα με τη μεθοδολογία της νέας χρέωσης (προσαύξηση χρέωσης εκπροσώπων φορτίου) απαιτείται ο υπολογισμός της εικονικής οριακής τιμής συστήματος (Virtual System Marginal Price, VSMP), η οποία υπολογίζεται και δημοσιοποιείται από τον ΛΑΓΗΕ.

Καθορίζεται η διαδικασία υπολογισμού και κατάθεσης εγγυήσεων στο πλαίσιο της εκκαθάρισης του λογαριασμού προσαυξήσεων Λ-ΣΤ.

- **Νόμος 4427/2016** (ΦΕΚ Α΄ 188/08.10.2016): Τροποποίηση του Νόμου 4001/2011, όπως τροποποιήθηκε με τον Νόμο 4414/2016 και σύμφωνα με την οποία:

- ο Η χρέωση που επιβάλλεται σταδιακά στους εκπροσώπους φορτίου για την πρόσθετη αξία της ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ-ΣΗΘΥΑ, όπως αυτή προσδιορίζεται λόγω υποκατάστασης αντίστοιχης συμβατικής παραγωγής, ανέρχεται για το έτος 2016 στο πενήντα τοις εκατό (50%) της χρέωσης που προκύπτει με την εφαρμογή της μεθοδολογίας και από το έτος 2017 και στο εξής στο εκατό τοις εκατό (100%).

- ο Προσδιορίζονται ρυθμίσεις σχετικά με την αναπροσαρμογή των μοναδιαίων χρεώσεων του ειδικού τέλους για τη μείωση εκπομπών αερίων ρύπων (ETMEAP), το οποίο αποτελεί βασικό έσοδο του ΕΛΑΠΕ, με στόχο την εξάλειψη του λογιστικού χρέους του συγκεκριμένου λογαριασμού. Ειδικά, για το έτος 2017, η ως άνω αναπροσαρμογή των μοναδιαίων χρεώσεων του ETMEAP διενεργείται από τη ΡΑΕ με αποφάσεις που εκδίδονται το Δεκέμβριο του έτους 2016 και τους μήνες Μάρτιο, Ιούνιο και Σεπτέμβριο του έτους 2017 (μήνες αναπροσαρμογής). Κατά τους μήνες αναπροσαρμογής, σε περίπτωση που η διαφορά του τρέχοντος λογιστικού χρέους ΕΛΑΠΕ, στη βάση των τελευταίων διαθέσιμων πραγματικών στοιχείων, είναι μεγαλύτερη από 15 εκατομμύρια ευρώ σε σύγκριση με την

αντίστοιχη εκτίμηση του λογιστικού χρέους του ίδιου χρονικού σημείου, όπως αυτό εκτιμήθηκε κατά τον προηγούμενο μήνα αναπροσαρμογής σύμφωνα με τα ανωτέρω, η ΡΑΕ υπολογίζει το ύψος των χρεώσεων του ETMEAP κατά τρόπο ώστε η ως άνω διαφορά να καλυφθεί στους επόμενους μήνες μέχρι και τον Δεκέμβριο του έτους 2017 και το σωρευτικό λογιστικό χρέος του ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ να εξαιρεθεί μέχρι το τέλος του μήνα Δεκεμβρίου του έτους 2017.

- **Ανακοίνωση ΡΑΕ (21.10.2016):** Η ΡΑΕ, αφού εξέτασε την εξέλιξη των εσόδων και εξόδων του ΕΛΑΠΕ και αφού έλαβε υπόψη, αφενός το εύλογο των σχετικών εκτιμήσεων για το μέγεθος των κρίσιμων παραμέτρων, αφετέρου το ότι εξ αυτών προκύπτει κατά το τέλος του μήνα Δεκεμβρίου του έτους 2017 σωρευτικό πλεόνασμα στον ΕΛΑΠΕ ύψους 2,5 εκ. €, καθώς και τον στόχο για την εξάλειψη του λογιστικού χρέους του ΕΛΑΠΕ μέχρι το τέλος του έτους 2017, έκρινε ότι δεν παρίσταται υπό τις παρούσες συνθήκες ανάγκη αναπροσαρμογής του ETMEAP και συνεπώς οι σχετικές μοναδιαίες χρεώσεις παραμένουν αμετάβλητες.

Παράλληλα θα παρακολουθεί την εξέλιξη των εισροών του ΕΛΑΠΕ, εξετάζοντας ιδίως τη διαμόρφωση του ύψους των κρίσιμων παραμέτρων στη βάση απολογιστικών στοιχείων, ζητώντας από τους αρμόδιους φορείς ή και προβαίνοντας η ίδια σε σχετική μελέτη και τεκμηρίωση και συνεκτιμώντας τις επιπτώσεις από την εφαρμογή των νέων μεταρρυθμίσεων στη χονδρεμπορική αγορά Η/Ε, καθώς και τα αποτελέσματα από την εν εξελίξει διαβούλευση μεταξύ των ελληνικών αρχών και της Ευρωπαϊκής Επιτροπής στο πλαίσιο της υποβολής «Σχεδίου Προσαρμογής» σύμφωνα με τις «Κατευθυντήριες Γραμμές για τις Κρατικές Ενισχύσεις στους τομείς περιβάλλοντος και ενέργειας 2014-2020», προκειμένου για την έκδοση της απόφασής της εντός του Δεκεμβρίου 2016 περί προσδιορισμού των μοναδιαίων χρεώσεων ETMEAP, όπως απαιτείται, σύμφωνα με το νομικό πλαίσιο.

7. Εφαρμογή του χάρτη πορείας ακολουθώντας το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος (εναρμόνιση της Ελληνικής αγοράς Η/Ε)

Παράδοση: Έως τον Δεκέμβριο 2017

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Νόμος 4425/2016** (ΦΕΚ Α΄ 185/30.09.2016): Θέσπιση διατάξεων που αφορούν στην αναδιοργάνωση της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, σε εφαρμογή της νομοθεσίας για την ολοκλήρωση της ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα ορίζονται:
 - i. η χονδρική αγορά προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε, η αγορά επόμενης ημέρας, η ενδοημερήσια αγορά και η αγορά εξισορρόπησης. Επίσης, τα χαρακτηριστικά των αγορών αυτών, οι αρμοδιότητες και τα καθήκοντα της ΡΑΕ και των Διαχειριστών των επιμέρους αγορών, καθώς και θέματα που αφορούν στους κώδικες των αγορών και στην εκκαθάριση/συναλλαγές στο πλαίσιο αυτών.
 - ii. οι μεταβατικές διατάξεις, έως την επίτευξη της ενιαίας ενδοημερήσιας σύζευξης των Ευρωπαϊκών αγορών, καθώς και καταργούμενες διατάξεις του Νόμου 4001/2011, με την έναρξη των επιμέρους αγορών.

Αναλυτικότερα, οι αγορές έχουν τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- A. Χονδρική αγορά προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε
 - α. Οι συμμετέχοντες δύνανται να συνάπτουν συμβάσεις αγοράς και πώλησης Η/Ε, με υποχρέωση φυσικής παράδοσης, σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά των προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε, όπως ορίζονται στον κώδικα της αγοράς.
 - β. Η λειτουργία της αγοράς διενεργείται από τον Διαχειριστή της αγοράς, τον ΛΑΓΗΕ, όπως ορίζεται στον ίδιο νόμο και σύμφωνα με τις διατάξεις του κώδικα της συγκεκριμένης αγοράς.
- B. Αγορά επόμενης ημέρας
 - α. Οι συμμετέχοντες υποβάλλουν εντολές συναλλαγών Η/Ε με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα (ημέρα εκπλήρωσης φυσικής παράδοσης). Στην αγορά επόμενης ημέρας δηλώνονται και οι ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε, που έχουν πραγματοποιηθεί είτε μέσω της χονδρικής αγοράς προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε, είτε εκτός αυτής. Οι εντολές πώλησης των παραγωγών οφείλουν να εξαντλούν το υπόλοιπο της

διαθέσιμης ισχύος των μονάδων τους, που δεν έχει δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε.

- β. Η λειτουργία της αγοράς επόμενης ημέρας, στο πλαίσιο της ενιαίας σύζευξης των Ευρωπαϊκών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, διενεργείται από τον ορισθέντα Διαχειριστή αγοράς Η/Ε - ΟΔΑΗΕ (Nominated Electricity Market Operator, NEMO), σε συνεργασία με τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ και τους αρμόδιους φορείς, σύμφωνα με τον κώδικα αγοράς επομένης ημέρας.
- γ. Παράλληλα, θα πραγματοποιείται έμμεση κατανομή (implicit allocation) της μεταφορικής ικανότητας στις διασυνδέσεις, μέσω σύζευξης των αγορών επόμενης ημέρας των Ευρωπαϊκών χωρών. Η μεταφορική ικανότητα των διασυνδέσεων υποβάλλεται καθημερινά στον ΟΔΑΗΕ από τον Διαχειριστή του συστήματος. Η αγορά επόμενης ημέρας θα επιλύεται μέσω του αλγόριθμου Euphemia, αρχικά μόνο για την εσωτερική αγορά (isolated mode) και στη συνέχεια θα ολοκληρωθεί η σύζευξη με τις λοιπές Ευρωπαϊκές αγορές. Ο αλγόριθμος Euphemia επιτρέπει δύο εναλλακτικές μεθοδολογίες για τον υπολογισμό της δυναμικότητας μεταφοράς μεταξύ διαφορετικών ζωνών: (α) τη μέθοδο διαθέσιμης ικανότητας μεταφοράς (Available Transfer Capacity, ATC), ή (β) τη μέθοδο με βάση τις ροές των δικτύων (flow based, FB). Η μεθοδολογία ATC υπολογίζει την δυναμικότητα ως το υπόλοιπο που είναι διαθέσιμο για περαιτέρω εμπορική εκμετάλλευση πέραν και πάνω από εκείνη που έχει ήδη δεσμευτεί σε κάθε φάση της διαδικασίας κατανομής. Η μεθοδολογία ροών (FB) βελτιστοποιεί τις ροές της αγοράς (δηλαδή τη συμφωνία προσφοράς και ζήτησης) για μια επιλεγμένη περιοχή, που υπόκειται σε τοπολογία δικτύου και λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς ασφάλειας του δικτύου.

Γ. Ενδοημερήσια αγορά

- α. Οι συμμετέχοντες δύνανται να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών για φυσική παράδοση την ημέρα εκπλήρωσης φυσικής παράδοσης, μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής εντολών συναλλαγών στην αγορά επόμενης ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη τις ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε τις οποίες έχουν πραγματοποιήσει, τα αποτελέσματα της αγοράς επόμενης ημέρας,

καθώς και τυχόν περιορισμούς που έχουν προκύψει από την αγορά εξισορρόπησης. Οι συμμετέχοντες δύνανται να προβαίνουν σε συναλλαγές προκειμένου να ελαχιστοποιήσουν την απόκλιση της καθαρής θέσης τους που προκύπτει από τις συναλλαγές σε όλες τις αγορές, από τις πωλούμενες/αγορασθείσες ποσότητες σε πραγματικό χρόνο. Η συμμετοχή στην αγορά αυτή είναι προαιρετική.

- β. Η λειτουργία της ενδοημερήσιας αγοράς, στο πλαίσιο της ενιαίας σύζευξης των Ευρωπαϊκών αγορών Η/Ε, καθώς και των συμπληρωματικών ενδοημερήσιων περιφερειακών δημοπρασιών, διενεργείται από τον ορισθέντα Διαχειριστή αγοράς Η/Ε (ΟΔΑΗΕ) σε συνεργασία με τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ και τους αρμόδιους φορείς, σύμφωνα με τον κώδικα ενδοημερήσιας αγοράς. Μέχρι την επίτευξη της ενιαίας ενδοημερήσιας σύζευξης των Ευρωπαϊκών αγορών κατά τα προβλεπόμενα στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222, ο ΛΑΓΗΕ αναλαμβάνει τα καθήκοντα του Διαχειριστή της ενδοημερήσιας αγοράς.

Δ. Αγορά Εξισορρόπησης

- α. Η Αγορά εξισορρόπησης περιλαμβάνει την αγορά ισχύος εξισορρόπησης, την αγορά ενέργειας εξισορρόπησης, καθώς και τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων. Οι Συμμετέχοντες σε αυτήν έχουν υποχρέωση υποβολής προσφορών με υποχρέωση φυσικής παράδοσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος τους, τόσο στην αγορά ενέργειας εξισορρόπησης όσο και στην αγορά ισχύος εξισορρόπησης.
- β. Η διαχείριση της αγοράς εξισορρόπησης είναι αρμοδιότητα του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ, ως υπευθύνου για την εξισορρόπηση του ΕΣΜΗΕ. Η λειτουργία της αγοράς διενεργείται σύμφωνα με τον κώδικα αγοράς εξισορρόπησης και τον κώδικα διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ.

Με απόφαση του υπουργού περιβάλλοντος και ενέργειας, ύστερα από γνώμη της ΡΑΕ και υπό την προϋπόθεση της προηγούμενης έκδοσης των κωδίκων των επιμέρους αγορών, ορίζεται το χρονικό σημείο έναρξης της λειτουργίας κάθε αγοράς, καθώς και των απαιτούμενων ενεργειών για την επίτευξη της λειτουργίας αυτής.

Επίσης, για τους σκοπούς του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, στην Ελληνική επικράτεια υφίσταται εθνικό νόμιμο μονοπώλιο υπηρεσιών συναλλαγών επόμενης ημέρας και ενδοημερησίως, το οποίο αποκλείει τον ορισμό περισσότερων του ενός ΟΔΑΗΕ. Στο πλαίσιο αυτό, με την υπ' αριθμ. ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.184866 υπουργική απόφαση (Β' 2678/11.12.2015), έχει οριστεί ο ΛΑΓΗΕ ως αρμόδιος Διαχειριστής αγοράς Η/Ε (NEMO), για την εκτέλεση της ενιαίας σύζευξης επόμενης ημέρας και ενιαίας ενδοημερήσιας σύζευξης και η θητεία του ορίζεται για χρονικό διάστημα τεσσάρων ετών. Η εφαρμογή των διατάξεων του συγκεκριμένου νόμου δεν θίγει την ισχύ της παραπάνω απόφασης. Κατά τα λοιπά, η αρμοδιότητα για την παρακολούθηση της τήρησης από τον ΛΑΓΗΕ των κριτηρίων ορισμού του ως ΟΔΑΗΕ, η έγκριση των τελών που δύναται να χρεωθούν αναφορικά με τις υπηρεσίες του ΛΑΓΗΕ λόγω εθνικού μονοπωλίου, καθώς και η ανάκληση του ανωτέρω Διαχειριστή, αποτελούν αρμοδιότητα της ΡΑΕ, σύμφωνα με τα κριτήρια που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222. Στον ίδιο Κανονισμό, προσδιορίζονται και οι αρμοδιότητες που ασκεί ο ΟΔΑΗΕ.

- **Δημόσια διαβούλευση ΡΑΕ (05.12.2016):** Σχέδιο κατευθυντήριων γραμμών για την κατάρτιση των κωδίκων των επιμέρους νέων αγορών, όπως αυτές ορίστηκαν με τον Νόμο 4425/2016 και το οποίο περιλαμβάνει βασικές κατευθύνσεις λειτουργίας των νέων αγορών και οι οποίες θα εξειδικευτούν περαιτέρω από τους Διαχειριστές, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων τους, υπό τη μορφή εισηγήσεων για τη θέσπιση των κωδίκων, με στόχο την άμεση και ευχερή μετάβαση στο νέο σύστημα της αγοράς Η/Ε, επιδιώκοντας ταυτόχρονα τη σταδιακή υλοποίηση των προβλεπόμενων μεταρρυθμίσεων, ώστε να διασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία της αγοράς κατά το μεταβατικό στάδιο. Περίληψη του υπό διαβούλευση από την ΡΑΕ σχεδίου κατευθύνσεων και οδηγιών, όσον αφορά την προσαρμογή της Ελληνικής αγοράς στο Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος, δίνεται στον Πίνακα 4, στο τέλος της ενότητας 2.4.

8. Ολοκλήρωση της αγοράς εξισορρόπησης στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Μοντέλου Στόχου

Παράδοση: Έως τον Ιούνιο 2017

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Νόμος 4425/2016** (ΦΕΚ Α΄ 185/30.09.2016)
- **Δημόσια διαβούλευση ΡΑΕ** (05.12.2016),

όπως περιγράφονται παραπάνω.

Οι λοιπές ρυθμιστικές αλλαγές του Νόμου 4336/2015, των οποίων η ρυθμιστική επίδραση βρίσκεται εκτός της πεδίου της παρούσας εργασίας, παρατίθενται παρακάτω για λόγους ολοκληρωμένης παρουσίασης των μεταρρυθμίσεων στην Ελληνική αγορά Η/Ε.

- 9. Λήψη μη αναστρέψιμων μέτρων για την ιδιωτικοποίηση του ΑΔΜΗΕ ή πρόταση εναλλακτικού σχεδίου με ισοδύναμα αποτελέσματα σε ότι αφορά τον ανταγωνισμό και τις προοπτικές επενδύσεων σύμφωνα με βέλτιστες Ευρωπαϊκές πρακτικές και πλήρης ιδιοκτησιακός διαχωρισμός από τη ΔΕΗ Α.Ε.**

Παράδοση: Έως τον Οκτώβριο 2015

Υφιστάμενη κατάσταση

- **Νόμος 4389/2016** (ΦΕΚ Α΄ 94/27.05.2016): Θέσπιση ρυθμίσεων για τον πλήρη ιδιοκτησιακό διαχωρισμό του ΑΔΜΗΕ από τη ΔΕΗ Α.Ε., σε εφαρμογή της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ, με τη διατήρηση δημόσιου ελέγχου αυτής.

- 10. Θέσπιση νέου σχεδίου για αναβάθμιση των δικτύων Η/Ε με στόχο τη βελτίωση απόδοσης, την ενίσχυση διαλειτουργικότητας και τη μείωση κόστους για τους καταναλωτές**

Παράδοση: Έως τον Δεκέμβριο 2015

- 11. Επανεξέταση της φορολόγησης ενέργειας**

Παράδοση: Έως τον Οκτώβριο 2015

12. Ενίσχυση της οικονομικής και επιχειρησιακής ανεξαρτησίας της ΡΑΕ

Παράδοση: Έως τον Οκτώβριο 2015

13. Άνοιγμα της αγοράς μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ)

Κρίνεται σκόπιμο να αναφερθούν και οι βασικές εξελίξεις, όσον αφορά το άνοιγμα της αγοράς των μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ), στο πλαίσιο εφαρμογής της Ευρωπαϊκών κανόνων και του Ελληνικού ρυθμιστικού πλαισίου.

- **Απόφαση ΡΑΕ 39/2014** (ΦΕΚ Β΄ 304/11.02.2014): Θέσπιση του κώδικα διαχείρισης των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ, ακολουθώντας τις διατάξεις της Ευρωπαϊκής Οδηγίας 2009/72/ΕΚ και του Νόμου 4001/2011.
- **Απόφαση Ευρωπαϊκής Επιτροπής 2014/536/ΕΕ**: Χορήγηση παρέκκλισης, μέχρι την 17η Φεβρουαρίου 2019, από τις διατάξεις του άρθρου 33 της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ για ορισμένα Ελληνικά νησιά, τα οποία δεν διασυνδέονται στο δίκτυο Η/Ε της ηπειρωτικής Ελλάδας (ΜΔΝ). Σύμφωνα με την απόφαση, από την 17η Φεβρουαρίου 2016, και κατόπιν σε ετήσια βάση έως την 17η Φεβρουαρίου 2019, οι Ελληνικές αρχές οφείλουν να καταρτίζουν έκθεση στην οποία θα προσδιορίζονται, για κάθε απομονωμένο δίκτυο ΜΔΝ: α) κατά πόσον έχει συντελεστεί άνοιγμα της αγοράς β) η κατάσταση των επενδύσεων σε υποδομές σε σχέση με το αντίστοιχο σχέδιο γ) τα ουσιώδη και ουσιαστικά προβλήματα που εξακολουθούν να υφίστανται για το άνοιγμα της αγοράς και δ) κατά πόσον τα προβλήματα αυτά μπορούν να αποδοθούν άμεσα στη μη ολοκλήρωση των επενδύσεων σε υποδομές, όπως προβλέπεται στο άρθρο 237 του κώδικα ΜΔΝ, δίνοντας προτεραιότητα στα ηλεκτρικά συστήματα της Κρήτης και της Ρόδου.
- **Αποφάσεις ΡΑΕ 330/2015 και 389/2015**: Έγκριση του σχεδίου δράσης υλοποίησης υποδομών του ΔΕΔΔΗΕ, ως Διαχειριστή των ΜΔΝ, σύμφωνα με την απόφαση 2014/536/ΕΕ της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και με στόχο την πλήρη εφαρμογή των διατάξεων του κώδικα διαχείρισης των ΜΔΝ, τόσο ως προς τη διαχείριση της λειτουργίας των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων, όσο και ως προς το άνοιγμα της αγοράς Η/Ε σε τρίτους προμηθευτές Η/Ε.

- **Αποφάσεις ΡΑΕ 46/2016 και 47/2016** (ΦΕΚ Β'1203/26.04.2016 και Β'1167/22.04.2016 αντίστοιχα): Έγκριση των αναγκαίων μεθοδολογιών (υπολογισμού εγγυήσεων εκπροσώπων φορτίου, εκτίμησης ενέργειας κατανάλωσης, ενέργειας χρέωσης & ποσοστού εκπροσώπησης εκπροσώπων φορτίου) για τη λειτουργία της αγοράς στα ΜΔΝ, κατά το μεταβατικό στάδιο εφαρμογής του κώδικα διαχείρισης ΜΔΝ. Ενώ η ΡΑΕ εξακολουθεί να παρακολουθεί την πορεία υλοποίησης του κώδικα διαχείρισης των ΜΔΝ για το άνοιγμα της αγοράς Η/Ε στα ΜΔΝ και ιδίως την εφαρμογή του κατά το αρχικό και μεταβατικό στάδιο, σύμφωνα με το εγκεκριμένο σχέδιο δράσης για την υλοποίηση των υποδομών στα ΜΔΝ και τις επιταγές της Απόφασης 2014/536/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.
- **Ανακοίνωση ΔΕΔΔΗΕ**: Ο ΔΕΔΔΗΕ, ως Διαχειριστής των ΜΔΝ, ανακοίνωσε το από 21.06.2016 άνοιγμα της αγοράς στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης.
- **Νόμος 4414/2016**: Ρυθμίσεις για τη συμμόρφωση του Ελληνικού δικαίου προς την απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, με τη συμπλήρωση και την τροποποίηση του Νόμου 4001/2011. Ειδικότερα, η Κρήτη που δεν υπάγεται πλέον στο καθεστώς παρέκκλισης για την προμήθεια Η/Ε και η Ρόδος που απεντάσσεται από το καθεστώς παρέκκλισης για την προμήθεια Η/Ε ενέργειας την 1η Ιανουαρίου 2017.

Για τα υπόλοιπα απομονωμένα μικροδίκτυα, η ΡΑΕ, με απόφασή της που εκδίδεται εντός τριμήνου από την υποβολή της ετήσιας έκθεσης του Διαχειριστή των ΜΔΝ και με βάση το περιεχόμενο της έκθεσης αυτής, επαληθεύει το αν εξακολουθούν να υφίστανται σε κάθε δεδομένο απομονωμένο δίκτυο ουσιώδη προβλήματα που δεν επιτρέπουν το άνοιγμα της αγοράς. Σε περίπτωση που η ΡΑΕ διαπιστώνει την άρση των εν λόγω προβλημάτων, αποφασίζει την απένταξη του σχετικού συστήματος ΜΔΝ από το καθεστώς της παρέκκλισης.

Πίνακας 4: Περίληψη σχεδίου κατευθύνσεων και οδηγιών για την προσαρμογή της Ελληνικής αγοράς στο Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος

ΑΓΟΡΑ	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ	ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ
Αγορά προθεσμιακών προϊόντων (ΠΠ) Η/Ε	ΛΑΓΗΕ	<p>Προαιρετική συμμετοχή - Υποχρέωση φυσικής παράδοσης - Πρόβλεψη ανώτατου ποσοστού συναλλαγών μέσω ΠΠ - Εντολές συναλλαγών ανά χαρτοφυλάκιο - Απλές και σύνθετες εντολές συναλλαγών - Ανώτατο και κατώτατο όριο τιμής εντολών συναλλαγών με απόφαση ΡΑΕ (δύναται) - Συναλλαγές ενέργειας ΠΠ εντός και εκτός της αγοράς</p>	<p>Διεπαφή με αγορά επόμενης μέρας:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Δηλώσεις χρήσης για κατανομή (allocation) ποσοτήτων βάσει χαρτοφυλακίου στην πλατφόρμα δηλώσεων (NEMO Nomination Platform) μέχρι απόγευμα ημέρας D-2 για ημέρα κατανομής D: <ol style="list-style-type: none"> 1. αυτόματα για συναλλαγές εντός αγοράς 2. από τους συμμετέχοντες για συναλλαγές εκτός αγοράς • Υπολογισμός καθαρών θέσεων (net delivery positions – NPDs)
Αγορά επόμενης ημέρας	<p>ΛΑΓΗΕ (ως ΟΔΑΗΕ) και συνεργασία με Διαχειριστή Συστήματος και αρμόδιους φορείς</p>	<p>Συναλλαγές αγοράς και πώλησης Η/Ε με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα - Έμμεση κατανομή μεταφορικής ικανότητας διασυνδέσεων - Ανώτατο και κατώτατο όριο τιμής εντολών συναλλαγών με απόφαση ΡΑΕ - Σύζευξη αγοράς επόμενης μέρας: Ενιαία επίλυση αγοράς σε Ευρωπαϊκό επίπεδο - Επίλυση μέσω αλγορίθμου Eurhemia</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Δηλώσεις χρήσης από τους συμμετέχοντες για κατανομή (allocation) καθαρών θέσεων (NPDs) στην πλατφόρμα δηλώσεων (NEMO Nomination Platform) εντός ημέρας D-1 για ημέρα κατανομής D: <ul style="list-style-type: none"> • πωληθείσες ποσότητες ανά μονάδα παραγωγής ή σύνορο • αγορασθείσες ποσότητες ανά ζώνη ή σύνορο 2. Αυτόματα υποβολή μη τιμολογούμενων

		(αρχικά μόνο στην εσωτερική αγορά, isolated mode) - Προσφορές παραγωγών ανά μονάδα, υπολοίπων ανά ζώνη προσφορών ή σύνορο - Έγχυση ΑΠΕ και ΦοΣΕ ανά χαρτοφυλάκιο και ζώνη φορτίου (δύνανται)	<p>ωριαίων προσφορών στη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς επόμενης μέρας από ΟΔΑΗΕ εκ μέρους των συμμετεχόντων βάσει δηλώσεων χρήσης τους (για λόγους φυσικής εκπλήρωσης των καθαρών θέσεων)</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Υποβολή καθαρών θέσεων των συμμετεχόντων και εκχωρηθείσα δυναμικότητα διασυνδέσεων από ΟΔΑΗΕ στον Διαχειριστή συστήματος 4. Εκκαθαρίσεις
Ενδοημερήσια αγορά	ΛΑΓΗΕ (ως ΟΔΑΗΕ)	Συναλλαγές αγοράς και πώλησης Η/Ε με υποχρέωση φυσικής παράδοσης, μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής εντολών συναλλαγών στην αγορά επόμενης ημέρας και αφορούν την ημέρα εκπλήρωσης φυσικής παράδοσης - Προαιρετική συμμετοχή - Εντολές συναλλαγών ανά χαρτοφυλάκιο - Έλεγχος δηλώσεων από ΟΔΑΗΕ και Διαχειριστή συστήματος - Ανώτατο και κατώτατο όριο τιμής εντολών συναλλαγών με απόφαση ΡΑΕ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Πρώτο στάδιο: εφαρμογή ενδοημερησίων δημοπρασιών (intra-day sessions) με διαδοχικές εκκαθαρίσεις κατά τις ημέρες D-1 και D για την εσωτερική αγορά ενέργειας ή/και σε περιφερειακό επίπεδο με τις γειτονικές αγορές. Επόμενο στάδιο: εφαρμογή συνεχών ενδοημερησίων συναλλαγών (continuous intraday trading) σε συνδυασμό ή όχι με τις ενδοημερήσιες δημοπρασίες στο πλαίσιο της σύζευξης των Ευρωπαϊκών αγορών 2. Δηλώσεις χρήσης από τους συμμετέχοντες για κατανομή (allocation) καθαρών θέσεων (NPDs) στην πλατφόρμα του Διαχειριστή (TSO Nomination Platform): <ul style="list-style-type: none"> • πωληθείσες ποσότητες ανά

			<p>μονάδα παραγωγής ή σύνορο (ΑΠΕ: ανά ζώνη φορτίου)</p> <ul style="list-style-type: none"> • αγορασθείσες ποσότητες ανά ζώνη φορτίου ή σύνορο <p>3. Υποβολή καθαρών θέσεων συμμετεχόντων και εκχωρηθείσα δυναμικότητα διασυνδέσεων από ΟΔΑΗΕ στον Διαχειριστή συστήματος</p> <p>4. Εκκαθαρίσεις</p>
Αγορά ισχύος και ενέργειας εξισορρόπησης	ΑΔΜΗΕ (Διαχειριστής συστήματος)	<p>1. Αγορά ισχύος εξισορρόπησης: υποβολή προσφορών για εξασφάλιση αναγκαίων εφεδρειών και ασφαλή λειτουργία συστήματος σε πραγματικό χρόνο:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Υποχρεωτική συμμετοχή των επιλέξιμων μονάδων παραγωγής • Σε 2 φάσεις: εσωτερική αγορά και μετά συμμόρφωση με Ευρωπαϊκό κώδικα εξισορρόπησης <p>2. Αγορά ενέργειας εξισορρόπησης: προσφορές, για αύξηση ή μείωση της εγγεόμενης ή απορροφούμενης ενέργειας</p>	<p>Κεντρικός προγραμματισμός κατανομής των μονάδων παραγωγής από Διαχειριστή συστήματος:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Από ημέρα D-1 (μετά την αγορά επόμενης ημέρας) και με διαδοχικές επαναλήψεις κατά τις ημέρες D-1 και D (κατανομή εφεδρειών, διευθέτηση προβλεπόμενων ανισοροπιών, ενδεικτικά προγράμματα παραγωγής - unit commitment) • Οι προσφορές συμμετεχόντων για ισχύ εξισορρόπησης και ανοδική/καθοδική ενέργεια εξισορρόπησης υποβάλλονται σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους που ορίζονται για κάθε επίλυση (όχι πάνω από 8 ώρες από τον πραγματικό χρόνο παράδοσης) • Περίοδος κατανομής: μικρότερη ή ίση της μίας ώρας (60 λεπτά)

		<p>3. Βασική αρχή: Κεντρικός προγραμματισμός κατανομής των μονάδων παραγωγής (unit based central dispatch) από Διαχειριστή συστήματος</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Προσφορές ενέργειας εξισορρόπησης τροποποιούνται μόνο για βελτιωμένες τιμές • Τιμές προϊόντων ισχύος εξισορρόπησης: οριακή τιμολόγηση (marginal pricing) ή βάσει προσφοράς • Τιμές προϊόντων ενέργειας εξισορρόπησης: οριακή τιμολόγηση • Προϊόντα εξισορρόπησης ενέργειας και ισχύος: πρώτα σε εθνικό επίπεδο και μετά με τυποποιημένα προϊόντα βάσει Ευρωπαϊκού κώδικα εξισορρόπησης • Περίοδος εκκαθάρισης αποκλίσεων (imbalance settlement period): 15 λεπτά
--	--	---	--

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Μοντέλο Ενεργειακού Ισοζυγίου

3.1 Εισαγωγή

Για την ανάλυση και την επεξεργασία των δεδομένων, που αφορούν την προσομοίωση της Ελληνικής αγοράς Η/Ε κατά το χρονικό διάστημα 2017 - 2019, χρησιμοποιήθηκε Μοντέλο Ετήσιου Ενεργειακού Ισοζυγίου, το οποίο έχει αναπτυχθεί από το Εργαστήριο Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Πολιτικής του Πανεπιστημίου Πειραιά σε συνεργασία με τη Διεύθυνση Διαχείρισης Ενέργειας της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.). Το συγκεκριμένο μοντέλο βασίζεται στην εφαρμογή της μεθόδου Monte Carlo, με τη χρήση της γλώσσας προγραμματισμού GAMS σε περιβάλλον Microsoft Excel (Koltsaklis et al, 2014).

3.2 Μοντέλο υπολογισμού ενεργειακού ισοζυγίου

Προκειμένου για τη διερεύνηση και την ανάλυση των ετήσιων οικονομικών αποτελεσμάτων καθετοποιημένης εταιρίας που δραστηριοποιείται στην Ελληνική αγορά Η/Ε για τα έτη 2017-2019 θα χρησιμοποιηθεί μαθηματικό υπόδειγμα το οποίο υλοποιεί στοχαστικό οικονομικό μοντέλο ετήσιου ενεργειακού ισοζυγίου που βασίζεται στη μέθοδο Monte Carlo, για την ετήσια προσομοίωση της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς Η/Ε στην τρέχουσα μορφή της με την κατάστρωση εναλλακτικών σεναρίων (Koltsaklis et al, 2014).

Οι παραπάνω προσομοιώσεις πραγματοποιούνται με στοχαστικό τρόπο, δηλαδή παίρνοντας τα δεδομένα στοιχεία εισόδου (inputs) με μορφή ορίων (ελάχιστη και μέγιστη τιμή), αποτυπώνοντας την αβεβαιότητα που τα χαρακτηρίζει, με στόχο να προκύπτουν πιθανοτικά αποτελέσματα, σε μορφή κατανομών, κάνοντας τυχαία δειγματοληψία στο εύρος τιμών που μπορούν να λάβουν τα δεδομένα εισόδου. Κατά την προσομοίωση, το μαθηματικό υπόδειγμα εκτελεί αλγόριθμο, σύμφωνα με τον οποίο επιλέγονται τυχαίες τιμές από το εύρος τιμών που έχουν οριστεί για κάθε σύνολο δεδομένων εισόδου, εφαρμόζονται οι συναρτήσεις που περιγράφουν την αγορά Η/Ε και προκύπτουν αποτελέσματα για προκαθορισμένο από τον χρήστη αριθμό επαναλήψεων υπολογισμού του ενεργειακού ισοζυγίου (Κολτσακλής et al, 2016) .

Με το παραπάνω μαθηματικό υπόδειγμα θα εξετασθούν με πιθανοτικό τρόπο τα μεγέθη που έχουν μεγάλη επίπτωση στη μεταβολή του κόστους καθετοποιημένης εταιρίας (ταυτόχρονη μεταβολή σε κόστος παραγωγής και προμήθειας, με έμφαση στην ανάλυση κόστους της συνολικής δραστηριότητας), σύμφωνα με τις ρυθμιστικά οριζόμενες μεταβολές για μείωση μεριδίων της εταιρίας στη χονδρική και λιανική αγορά Η/Ε.

Το οικονομικό μοντέλο που περιγράφει τις συναρτήσεις βελτιστοποίησης, οι οποίες χρησιμοποιούνται για την επίλυση της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς Η/Ε ορίζεται ρυθμιστικά και περιγράφεται αναλυτικά στο εγχειρίδιο του κώδικα συναλλαγών Η/Ε (ΚΣΗΕ1, 2016). Η οριακή τιμή του συστήματος (ΟΤΣ) διαμορφώνεται από τον συνδυασμό:

1. των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής Η/Ε και
2. του ωριαίου φορτίου ζήτησης Η/Ε, που δηλώνουν οι εκπρόσωποι φορτίου Η/Ε και διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές.

Σκοπός του μαθηματικού μοντέλου προσδιορισμού της ΟΤΣ είναι η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου Η/Ε υπό όρους καλής και ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος και διασφάλισης επαρκών εφεδρειών σε εικοσιτετράωρη βάση, δηλαδή:

$$\min\{\sum_{i,t} \pi_i(t) \cdot q_i(t) + \text{κόστος εκκίνησης} + \text{κόστος εφεδρειών}\} \quad (1)$$

$$\sum_i q_i(t) = Demand(t) \quad (2)$$

Ο τύπος (1) αφορά την ελαχιστοποίηση, σε ενιαία εικοσιτετράωρη επίλυση, των προσφορών i , για κάθε ώρα κατανομής t , με τιμή π και ποσότητα ενέργειας q και υπόκειται στους περιορισμούς του ενεργειακού ισοζυγίου, των απαιτούμενων εφεδρειών, των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων και δυνητικά των περιορισμών μεταφοράς του συστήματος (Μπακιρτζής, 2009).

Επομένως, η επίλυση της αγοράς αποτελεί ένα μη γραμμικό πρόβλημα, καθώς στην επίλυσή του υπεισέρχονται μη γραμμικοί περιορισμοί, όπως η ανάγκη ικανοποίησης των απαιτούμενων εφεδρειών και της τήρησης των τεχνικών περιορισμών των μονάδων (όπως τα τεχνικά ελάχιστα και οι ρυθμοί μεταβολής εξόδου αυτών). Για τον

υπολογισμό του ετήσιου ενεργειακού ισοζυγίου της Ελληνικής αγοράς Η/Ε, τύπος (2), έχουν αναπτυχθεί δύο μοντέλα ενεργειακού ισοζυγίου, ένα “αναλυτικό”, το οποίο λαμβάνει υπόψη όλους τους περιορισμούς που ισχύουν κατά την επίλυση της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς Η/Ε και ένα “οικονομικό”, το οποίο πραγματοποιεί απλή οικονομική κατανομή των μονάδων (merit order). Καθώς η εκτέλεση του αναλυτικού ισοζυγίου για πολλά έτη με πιθανοτικό τρόπο αποτελεί μία σύνθετη και ιδιαίτερα χρονοβόρα διαδικασία (ενδεικτικά αναφέρεται ότι μία επανάληψη του αναλυτικού μοντέλου είναι έως και εξήντα φορές πιο αργή από το οικονομικό μοντέλο) και καθώς και τα αποτελέσματα του οικονομικού μοντέλου σε ετήσιο ορίζοντα είναι εξίσου ικανοποιητικά με το αναλυτικό μοντέλο, για την παρούσα διπλωματική έρευνα επιλέχθηκε το οικονομικό μοντέλο ενεργειακού ισοζυγίου.

Επομένως, το εφαρμοζόμενο οικονομικό μοντέλο ενεργειακού ισοζυγίου ακολουθεί οικονομική κατανομή των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη μόνο περιορισμούς διαθεσιμότητας των μονάδων και ελάχιστη και μέγιστη ισχύ εξόδου των μονάδων, αγνοώντας τεχνοοικονομικά στοιχεία των μονάδων, όπως το κόστος σβέσης των μονάδων και τον ρυθμό μεταβολής της εξόδου των μονάδων (rump up and rump down range) καθώς και τις απαιτήσεις του συστήματος (πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία, περιορισμοί μεταφοράς).

Επιχειρώντας μια απλή περιγραφή, σύμφωνα με τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορεί να αναφερθεί ότι οι προσφορές έγχυσης κατατάσσονται σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από τη χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή. Στο σημείο, όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η οριακή τιμή του συστήματος, η οποία συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας παραγωγής που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση της Η/Ε.

3.3 Μέθοδοι Monte Carlo

Η μέθοδος Monte Carlo είναι μια στοχαστική διαδικασία για τη λύση προβλημάτων με τη χρήση τυχαίων αριθμών και της στατιστικής. Αποτελεί μια αριθμητική τεχνική επίλυσης μαθηματικών προβλημάτων με τη χρήση τυχαίων αριθμών και χρησιμοποιείται κυρίως σε προβλήματα τα οποία είναι πολύ περίπλοκα για να

επιλυθούν αναλυτικά, με τη χρήση κλασικών αριθμητικών μεθόδων. Η χρήση της μεθόδου Monte Carlo στη μοντελοποίηση φυσικών προβλημάτων επιτρέπει την εξέταση πολύπλοκων συστημάτων, τα οποία αλλιώς θα ήταν δύσκολο έως αδύνατο να εξεταστούν.

Η μέθοδος Monte Carlo αποτελεί υπολογιστικό αλγόριθμο που στηρίζεται σε επαναλαμβανόμενες τυχαίες δειγματοληψίες για τον υπολογισμό των αποτελεσμάτων τους. Είναι ιδιαίτερα χρήσιμη για τη μοντελοποίηση συστημάτων και φαινομένων με σημαντική αβεβαιότητα όσον αφορά τους διαθέσιμους πόρους. Υπάρχουν διάφορες προσεγγίσεις για την υλοποίηση μεθόδων Monte Carlo, αλλά όλες ακολουθούν την εξής βασική επαναληπτική διαδικασία (Kroese et al, 2014):

1. Προσδιορισμός θεματικών συνόλων των δεδομένων εισόδου
2. Τυχαία επιλογή δεδομένων εισόδου βάσει πιθανοτικής κατανομής
3. Διεξαγωγή ντετερμινιστικών υπολογισμών με βάση τα επιλεχθέντα δεδομένα εισόδου
4. Προσδιορισμός συγκεντρωτικών τιμών των αποτελεσμάτων υπολογισμών σε πιθανοτική μορφή

Η μέθοδος Monte Carlo “γεννήθηκε” το 1949 με τη δημοσίευση των N. Metropolis και S. Ulam με τίτλο “Η μέθοδος Monte Carlo” στο περιοδικό “Journal of the American Statistics Association”. Παρόλα αυτά, η θεωρητική βάση της μεθόδου ήταν γνωστή νωρίτερα από το 1949, αφού αρκετά προβλήματα στατιστικής λύνονταν μέσω τυχαίας δειγματοληψίας. Η μέθοδος δανείστηκε το όνομά της από την ομώνυμη πόλη του Πριγκιπάτου του Μονακό, η οποία είναι διάσημη για το καζίνο της, θεωρώντας ότι η ρουλέτα είναι μία απλοποιημένη συσκευή παραγωγής (γεννήτρια) τυχαίων αριθμών. Οι μέθοδοι Monte Carlo εφαρμόζονται σε πάρα πολλούς επιστημονικούς τομείς, από την οικονομία, την πυρηνική φυσική και τη χημεία και ως τη ρύθμιση της κυκλοφορίας.

Ως θεωρητικά τυχαίος αριθμός ορίζεται μια συγκεκριμένη τιμή σε μια τυχαία μεταβλητή. Μια ακολουθία πραγματικά τυχαίων αριθμών είναι απρόβλεπτη και για το λόγο αυτό μη επαναληπτικά αναπαραγόμενη, ακόμα και με τη χρήση Ηλεκτρονικού Υπολογιστή. Για τον λόγο αυτό χρησιμοποιούνται ψευδοτυχαίοι αριθμοί, οι οποίοι δημιουργούνται με τη χρήση διάφορων μαθηματικών τεχνικών και οι οποίοι πρέπει να ικανοποιούν κάποιες δοκιμές τυχειότητας. Με τον τρόπο αυτό εξασφαλίζεται ότι οι

ψευδοτυχαίοι αριθμοί έχουν παρόμοιες ιδιότητες με τους πραγματικά τυχαίους αριθμούς (Κυριακού, 2010).

Ο υπολογισμός συγκεκριμένων ποσοτήτων, όπως οι πιθανότητες πραγματοποίησης ορισμένων γεγονότων σε καθορισμένο τμήμα του χώρου ή/και του χρόνου, σε πολλές περιπτώσεις είναι είτε δύσκολος είτε αδύνατος με μια ντετερμινιστική (deterministic, δηλαδή προκαθορισμένη) μέθοδο, με χρήση καθορισμένων εξισώσεων που περιγράφουν το εξεταζόμενο φαινόμενο και οι οποίες ενδεχομένως δεν υπάρχουν ή είναι αδύνατο να εξαχθούν. Στις περιπτώσεις αυτές εξετάζεται η δυνατότητα εφαρμογής μιας μη ντετερμινιστικής ή στοχαστικής (stochastic) μεθόδου (Sobol, 1994).

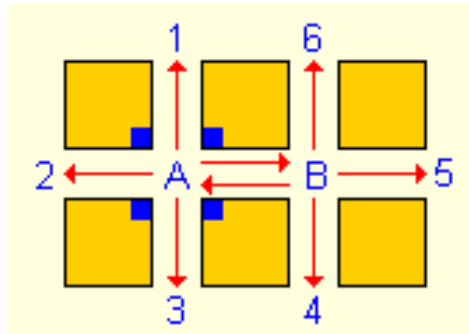
Προϋπόθεση για την εφαρμογή μιας στοχαστικής μεθόδου είναι η χρήση υπολογιστή, με τον οποίο πραγματοποιείται μεγάλος αριθμός τυχαίων δοκιμών, που είναι γνωστές ως προσομοιώσεις (simulations) και στη συνέχεια γίνεται επεξεργασία πλήθους αριθμητικών δεδομένων και αποτελεσμάτων.

Μια δεύτερη προϋπόθεση είναι να διατίθεται ένα μεγάλος αριθμός τυχαίων αριθμών (random numbers) με γνωστή συνάρτηση πιθανοκατανομής. Οι υπολογισμοί που βασίζονται σε τυχαίους αριθμούς είναι γενικά γνωστοί ως μέθοδοι Monte Carlo. Οι υπολογισμοί αυτοί δεν περιορίζονται μόνο σε υπολογισμούς πιθανοτήτων, αλλά εφαρμόζονται και σε μαθηματικούς υπολογισμούς, όπως η ολοκλήρωση πολύπλοκων συναρτήσεων, οι οποίοι είναι αδύνατον να πραγματοποιηθούν με συμβατικές τεχνικές.

Για την καλύτερη κατανόηση της μεθόδου Monte Carlo, παρατίθεται το πρόβλημα πιθανοτήτων, που είναι γνωστό στη διεθνή βιβλιογραφία ως πρόβλημα του μεθυσμένου ναύτη ("drunken sailor" problem) (Efstathiou, 2000). Στο πρόβλημα αυτό, ένας ναύτης μεθυσμένος σε μια πόλη ψάχνει να βρει την έξοδο. Σε κάθε σταυροδρόμι έχει ίση πιθανότητα να επιλέξει ένα από τους 4 δρόμους. Ζητείται η πιθανότητα που έχει ο ναύτης να εξέλθει σε κάθε μια από τις εξόδους της πόλης. Αν τα οικοδομικά τετράγωνα είναι λίγα (π.χ. 3 x 2 οικοδομικά τετράγωνα), η πιθανότητα μπορεί να υπολογιστεί εύκολα με μαθηματικούς υπολογισμούς. Στην περίπτωση μιας πραγματικής πόλης το πρόβλημα είναι πολύ δύσκολο να λυθεί με απλές μαθηματικές πράξεις, αλλά μπορεί να λυθεί με τη μέθοδο Monte Carlo, χρησιμοποιώντας μια μηχανή τυχαίων αριθμών σε ένα υπολογιστή προσομοιώνοντας την κίνηση του ναύτη μέχρι να εξέλθει από την πόλη. Το

πείραμα εκτελείται πολλές φορές και στο τέλος υπολογίζεται κατά προσέγγιση η κάθε πιθανότητα να βγει από κάθε έξοδο της πόλης.

Αναλυτικότερα, το πρόβλημα αυτό έχει ως εξής: Έστω ότι η πόλη αποτελείται από έξι (3x2) οικοδομικά τετράγωνα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 13.



Σχήμα 13: Το πρόβλημα του μεθυσμένου ναύτη (Μέθοδος Monte Carlo)

Ένας "μεθυσμένος ναύτης" στέκεται στο ένα από τα δύο σταυροδρόμια και θέλει να βγει έξω από τη πόλη. Επειδή ο ναύτης είναι αρκετά μεθυσμένος, οι πιθανότητες να κινηθεί προς οποιαδήποτε από τις τέσσερις κατευθύνσεις είναι ίδιες. Ποια είναι η πιθανότητα να φθάσει ο ναύτης σε κάθε μία από τις έξι εξόδους της πόλης;

Το πρόβλημα λύνεται με ντετερμινιστικό τρόπο εύκολα όταν ο αριθμός των σταυροδρομιών και των εξόδων είναι μικρός. Ξεκινώντας από το σταυροδρόμι A η πιθανότητα να κινηθεί προς κάθε μία από τις εξόδους 1, 2, 3, όπως επίσης και προς το σταυροδρόμι B, είναι 1/4. Αν ο ναύτης κινηθεί προς το σταυροδρόμι B, η πιθανότητα να κινηθεί από εκεί προς κάθε μία από τις εξόδους 4, 5, 6, όπως επίσης πάλι πίσω προς το σταυροδρόμι A είναι ίση προς το 1/4 της αρχικής πιθανότητας να βρεθεί στο B, είναι δηλαδή $(1/4) \times (1/4) = 1/4^2$. Πάλι, υποθέτοντας ότι επέστρεψε στο σταυροδρόμι A, η πιθανότητα να κινηθεί προς κάθε μία από τις εξόδους 1, 2, 3, όπως επίσης και πάλι πίσω προς το σταυροδρόμι B είναι $(1/4) \times (1/4^2) = 1/4^3$. Επομένως, αθροίζοντας τις πιθανότητες που έχει ο ναύτης να φθάσει σε κάθε έξοδο, τελικά προκύπτουν:

Πιθανότητα άφιξης σε κάθε μία από τις εξόδους 1, 2, 3:

$$\frac{1}{4^2} + \frac{1}{4^4} + \frac{1}{4^6} + \dots = \sum_{i=1}^{\infty} \left(\frac{1}{4^{2i}} \right) = 0,666 \dots$$

Το πρόβλημα μπορεί να λυθεί με αντίστοιχο τρόπο, αλλά με αρκετά πιο περίπλοκους υπολογισμούς για μια πόλη 4 x 2 ή 3 x 3, αλλά απαιτείται ανάπτυξη μεθοδολογίας για μεγαλύτερες πόλεις με οικοδομικά τετράγωνα διατεταγμένα σε κανονικό ή σε ακανόνιστο σχηματισμό. Σε αυτές τις περιπτώσεις, η λύση υπολογίζεται με τη μέθοδο Monte Carlo με τη χρήση υπολογιστή. Το πρόγραμμα προσομοιώνει την "πόλη" και οι "περίπατοι" του ναύτη, δηλαδή το προς τα πού θα κινηθεί ο ναύτης από κάθε σταυροδρόμι, επιλέγονται κατά τρόπο τυχαίο, αξιοποιώντας τη συνάρτηση παραγωγής τυχαίων αριθμών της προγραμματιστικής πλατφόρμας.

Χιλιάδες ή εκατομμύρια "περιπάτων" (N) (walks) πραγματοποιούνται με προσομοίωση και απαριθμούνται οι αφίξεις (n_j) του ναύτη σε κάθε έξοδο j . Το πηλίκο n_j/N αποτελεί μια εκτίμηση της πιθανότητας άφιξης στην έξοδο j . Η εκτίμηση αυτή για λίγες επαναλήψεις είναι πολύ χονδρική, αλλά γίνεται ακριβέστερη, όσο αυξάνει ο αριθμός N των επαναλήψεων και θα κατέληγε στην πραγματική τιμή μόνο μετά από άπειρο αριθμό προσομοιώσεων. Αυτή η προσομοίωση μπορεί να επεκταθεί και σε μία "τριδιάστατη πόλη", δηλαδή στον χώρο.

3.4 Δεδομένα εισόδου

Η εισαγωγή δεδομένων πραγματοποιείται σε αρχείο τύπου Excel (SIMPLE_NEW.xlsx). Τα δεδομένα και οι παράμετροι που εισάγονται σε ετήσια βάση ανά υπολογιστικό φύλλο περιγράφονται ακολούθως.

3.4.1 Φύλλο Central

Το φύλλο αυτό χρησιμεύει για την επικοινωνία μεταξύ του αρχείου εισαγωγής δεδομένων (SIMPLE.xlsx) και του μαθηματικού μοντέλου, ώστε να αναγνωστούν όλα τα δεδομένα εισόδου για τον υπολογισμό του ενεργειακού ισοζυγίου.

3.4.2 Φύλλο SETS

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο δηλώνονται τα δεδομένα του προγράμματος, δηλαδή οι μονάδες του συστήματος, κατηγοριοποιημένες ανά σταθμό, τεχνολογία, τύπο καυσίμου και συμμετέχοντα στην αγορά και οι διασυνδέσεις του συστήματος. Επίσης, ορίζεται ο αριθμός βημάτων προσφορών για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και τις διασυνδέσεις (εισαγωγές/εξαγωγές), καθώς και τα διαστήματα του εύρους τιμών για την παρουσίαση των αποτελεσμάτων των υπολογισμών που αφορούν την παραγόμενη και

καταναλισκόμενη ενέργεια και την οριακή τιμή του συστήματος (ΟΤΣ). Αναλυτικότερα δηλώνονται:

- Οι συνολικές μονάδες i του συστήματος
- Οι θερμικές μονάδες του συστήματος
- Οι υδροηλεκτρικές μονάδες του συστήματος
- Οι λιγνιτικές μονάδες του συστήματος
- Οι μονάδες φυσικού αερίου του συστήματος
- Οι πετρελαϊκές μονάδες του συστήματος
- Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) του συστήματος
- Οι εισαγωγικές διασυνδέσεις
- Οι εξαγωγικές διασυνδέσεις
- Οι υδραντλητικοί σταθμοί
- Τα βήματα της συνάρτησης προσφορών για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής
- Τα βήματα της συνάρτησης προσφορών για τις διασυνδέσεις
- Οι λιγνιτικές μονάδες ανά σταθμό
- Οι μονάδες φυσικού αερίου ανά συμμετέχοντα
- Τα διαστήματα εύρους τιμών για την παρουσίαση των υπολογισμών ενέργειας
- Τα διαστήματα εύρους τιμών για την παρουσίαση των υπολογισμών της οριακής τιμής του συστήματος (ΟΤΣ).

3.4.3 Φύλλο Power

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο δηλώνονται τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων του συστήματος καθώς και στοιχεία κόστους αυτών. Αναλυτικότερα για κάθε μονάδα δηλώνονται:

- Η μέγιστη ισχύς (MW)
- Η ελάχιστη ισχύς (MW)
- Ο βαθμός βέλτιστης απόδοσης (%)
- Ο συντελεστής εκπομπών CO₂ (€/t CO₂)
- Το κόστος πρώτων υλών (€/MWh)
- Το κόστος συντήρησης (€/MWh)
- Ο τύπος μονάδας βάσει καυσίμου

Επίσης, δηλώνονται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών μονάδων (ΥΗΣ) και των μονάδων Η/Ε από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ).

3.4.4 Φύλλο Annual Maintenance

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο δηλώνονται τα στοιχεία διαθεσιμότητας των μονάδων του συστήματος. Αναλυτικότερα δηλώνονται:

- Ο αριθμός ημερών προγραμματισμένων συντηρήσεων κάθε θερμικής μονάδας
- Η πιθανότητα επιρόσθετης μη διαθεσιμότητας λόγω βλαβών κάθε θερμικής μονάδας (αυτόματα υπολογίζεται και η τελική διαθεσιμότητα κάθε θερμικής μονάδας (%), λαμβάνοντας υπόψη και τόσο την προγραμματισμένη συντήρηση όσο και την επιρόσθετη μη διαθεσιμότητα)
- Ο συντελεστής διαθεσιμότητας (%) ως προς τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ, για κάθε τεχνολογία των ΑΠΕ, δηλαδή αιολικά, φωτοβολταϊκά, μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες, βιομάζα, συμπαραγωγή θερμότητας-ηλεκτρικής ενέργειας (αυτόματα προκύπτει και η ετήσια παραγωγή κάθε τεχνολογίας των ΑΠΕ)
- Η διαθεσιμότητα των υδροηλεκτρικών μονάδων (ΥΗΣ), ορίζοντας το ποσοστό χρησιμοποίησης τους (%) ως προς τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ τους (μοντελοποιούνται ως μία ισοδύναμη υδροηλεκτρική μονάδα) ως εξής: 1) στο τμήμα της υποχρεωτικής έγχυσης, η οποία αφορά την ποσότητα ενέργειας που εγχέεται υποχρεωτικά και χωρίς να προσδιορίζεται τιμή ενέργειας και η οποία αντιστοιχεί στις εξής υποχρεωτικές λειτουργίες: α) ύδρευσης, β) άρδευσης και γ) οικολογικής παροχής (υποχρεωτικά νερά) (ΚΔΣ, 2016) και 2) στο τμήμα της τιμολογούμενης έγχυσης, επιμερισμένη ισομερώς σε τέσσερα (4) βήματα (αυτόματα υπολογίζεται και η μέγιστη ετήσια ποσότητα ενέργειας, η οποία μπορεί να παραχθεί για κάθε ένα από τα βήματα).

3.4.5 Φύλλο Fuel CO₂ Heat Value

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο δηλώνονται τα στοιχεία που σχετίζονται με το κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων του συστήματος. Αναλυτικότερα δηλώνονται ανά τύπο μονάδας:

- Η θερμογόνο δύναμη κάθε καυσίμου (GJ/t, GJ/m³)
- Η μέση ετήσια τιμή καυσίμου (€/t, €/m³)

- Το μέσο ετήσιο κόστος απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (€/t CO₂), όπου καύσιμο: λιγνίτης, φυσικό αέριο και μαζούτ.

3.4.6 Φύλλο Interconnections

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο δηλώνονται τα στοιχεία που αφορούν τις διασυνδέσεις και τη ζήτηση Η/Ε. Σημειώνεται ότι οι διασυνδέσεις Αλβανίας και της ΠΓΔΜ έχουν μοντελοποιηθεί ως μία ισοδύναμη διασύνδεση, δεδομένου ότι η ηλεκτροπαραγωγική τους βάση δεν είναι εκτεταμένη.

Αναλυτικότερα δηλώνονται ανά έτος:

- Η μέση τιμή της διασυνδετικής ικανότητας για εισαγωγές ανά σύνορο (MW)
- Η μέση τιμή της διασυνδετικής ικανότητας για εξαγωγές ανά σύνορο (MW)
- Η μέση τιμή προσφορών για εισαγωγές ανά σύνορο (€/MWh)
- Η μέση τιμή προσφορών για εξαγωγές ανά σύνορο (€/MWh)
- Η μέση διαθεσιμότητα (%) εισαγωγών κάθε διασύνδεσης (αυτόματα προκύπτει η ποσότητα εισαγωγών Η/Ε (GWh))
- Η μέση διαθεσιμότητα (%) εξαγωγών κάθε διασύνδεσης (αυτόματα προκύπτει η ποσότητα εξαγωγών Η/Ε (GWh))
- Η ζήτηση Η/Ε από τους εκπροσώπους φορτίου (GWh)
- Οι απώλειες φορτίου του συστήματος (%) (αυτόματα προκύπτει και η αναλογούσα ενέργεια (GWh))
- Το μέσο φορτίο άντλησης (GWh)
- Η μέση διαθεσιμότητα άντλησης (%) (αυτόματα προκύπτει και η κατανάλωση Η/Ε λόγω άντλησης (GWh))
- Η μέση τιμή της προσφοράς φορτίου άντλησης (€/MWh).

3.4.7 Φύλλο Coefficients

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο δηλώνονται οι συντελεστές βηματικής προσαύξησης των τιμών προσφορών ενέργειας ανά μονάδα ηλεκτροπαραγωγής και ανά διασύνδεση, για τα βήματα των συναρτήσεων προσφορών αυτών, όπως ορίστηκαν στο υπολογιστικό φύλλο SETS και περιγράφονται στην ενότητα 3.5.

3.4.8 Φύλλο Probability

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο δηλώνονται τα όρια που αφορούν το εύρος διακύμανσης των τιμών (ελάχιστη και μέγιστη τιμή), σύμφωνα με μία τυχαία (uniform) κατανομή, των μεγεθών που υπόκεινται σε αβεβαιότητα, και σύμφωνα με τη μέση ετήσια τιμή των εξεταζόμενων μεγεθών Αναλυτικότερα δηλώνονται:

- Τα όρια διακύμανσης τιμής του φυσικού αερίου (€/m³)
- Τα όρια διακύμανσης τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (€/t CO₂)
- Τα όρια διακύμανσης τιμών εισαγωγών ανά διασύνδεση (€/MWh)
- Τα όρια διακύμανσης τιμών εξαγωγών ανά διασύνδεση (€/MWh)
- Τα όρια διακύμανσης της ζήτησης Η/Ε σε ετήσια βάση (GWh)
- Τα όρια διακύμανσης της διαθεσιμότητας υποχρεωτικής παραγωγής από ΥΗΣ, βάσει της μέσης ετήσιας τιμής διαθεσιμότητας (προκύπτουν αυτόματα η ελάχιστη, η μέγιστη και η τιμή αναφοράς της ετήσιας παραγωγής ΥΗΣ (GWh))
- Τα όρια διακύμανσης της διαθεσιμότητας παραγωγής κάθε ΑΠΕ τεχνολογίας, βάσει της μέσης ετήσιας τιμής διαθεσιμότητας (προκύπτουν αυτόματα η ελάχιστη, η μέγιστη και η τιμή αναφοράς της ετήσιας παραγωγής κάθε ΑΠΕ τεχνολογίας (GWh))
- Τα όρια διακύμανσης διαθεσιμότητας εισαγωγών ανά διασύνδεση, βάσει της μέσης ετήσιας τιμής διαθεσιμότητας (προκύπτουν αυτόματα η ελάχιστη, η μέγιστη και η τιμή αναφοράς συνεισφοράς Η/Ε ανά διασύνδεση (GWh))
- Τα όρια διακύμανσης διαθεσιμότητας εξαγωγών ανά διασύνδεση, βάσει της μέσης ετήσιας τιμής διαθεσιμότητας (προκύπτουν αυτόματα η ελάχιστη, η μέγιστη και η τιμή αναφοράς απορρόφησης Η/Ε ανά διασύνδεση (GWh))
- Τα όρια διακύμανσης της επιπρόσθετης μη προγραμματισμένης μη-διαθεσιμότητας κάθε θερμικής μονάδας παραγωγής, βάσει της μέσης ετήσιας τιμής διαθεσιμότητας (προκύπτουν αυτόματα η ελάχιστη, η μέγιστη και η τιμή αναφοράς της ετήσιας παραγωγής κάθε θερμικής μονάδας παραγωγής (GWh))

Επίσης, ορίζεται:

- ο επιθυμητός αριθμός επαναλήψεων του αλγορίθμου (υπολογισμού του ενεργειακού ισοζυγίου).

3.5 Υπολογισμός προσφορών ενέργειας

Το μαθηματικό υπόδειγμα προσομοίωσης, όπως αναφέρθηκε στην εισαγωγή, έχει υλοποιηθεί σε περιβάλλον GAMS και εκτελείται μέσω του αρχείου merit_order.gms. Στο μαθηματικό υπόδειγμα έχουν ορισθεί κατάλληλες συναρτήσεις, οι οποίες περιγράφονται στο εγχειρίδιο χρήσης του (Κολτσακλής et al, 2016) και στην αντίστοιχη δημοσίευση (Koltsaklis et al, 2014) και οι οποίες υπολογίζουν τα ακόλουθα μεγέθη σε κάθε επανάληψη του αλγορίθμου:

- Το ελάχιστο μεταβλητό κόστος παραγωγής (EMK) ανά θερμική μονάδα παραγωγής
- Τις οικονομικές προσφορές ενέργειας από παραγωγούς με δυναμικό τρόπο
- Τις οικονομικές προσφορές ενέργειας για εισαγωγές και εξαγωγές στις διασυνδέσεις με δυναμικό τρόπο.

3.5.1 Ελάχιστο μεταβλητό κόστος παραγωγής ανά θερμική μονάδα παραγωγής

Η συνάρτηση που περιγράφει το ελάχιστο μεταβλητό κόστος παραγωγής μιας θερμικής μονάδας περιλαμβάνει το κόστος καυσίμου (αβεβαιότητα), το κόστος απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (αβεβαιότητα), το κόστος πρώτων υλών και το κόστος συντήρησης αυτής.

3.5.2 Οικονομικές προσφορές θερμικών μονάδων

Η συνάρτηση προσφοράς ενέργειας των θερμικών μονάδων υλοποιείται σε ισόποσα βήματα ενέργειας, εκκινώντας από το τεχνικό ελάχιστο και φθάνοντας έως το μέγιστο της μονάδας, τα οποία προσδιορίζει ο χρήστης στο φύλλο SETS του αρχείου δεδομένων εισόδου, SIMPLE.xlsx. Για τις ανάγκες της παρούσας έρευνας, χρησιμοποιήθηκε μοντελοποίηση των προσφορών ενέργειας των θερμικών μονάδων σε τέσσερα ισόποσα βήματα, με διαφοροποιήσεις ανάλογα με το προφίλ του συμμετέχοντα στην αγορά.

Όσον αφορά τον πρώην μονοπωλιακό καθετοποιημένο συμμετέχοντα (incumbent), θεωρείται ότι για το χρονικό διάστημα 2017-2019 η θέση του στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε είναι αυτή του καθαρού αγοραστή, καθώς για το διάστημα αυτό το προβλεπόμενο μερίδιο προμήθειας είναι μεγαλύτερο από αυτό της παραγωγής στη χονδρεμπορική αγορά. Επομένως η κυρίαρχη στρατηγική προσφορών του συμμετέχοντα είναι η διατήρηση της ΟΤΣ σε όσο το δυνατόν χαμηλότερα επίπεδα. Με

βάση αυτό το σκεπτικό, οι τιμές προσφορών των λιγνιτικών μονάδων, των πετρελαικών μονάδων και των μονάδων φυσικού αερίου του συμμετέχοντα διαμορφώνονται ως εξής:

- 1^ο βήμα: Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος (EMK) μονάδας προσαυξημένο κατά τον συντελεστή απωλειών
- 2^ο – 4^ο βήμα: Οικονομική προσφορά προηγούμενου βήματος προσαυξημένη κατά τον συντελεστή προσαύξησης που ορίζεται στο φύλλο Coefficients του αρχείου δεδομένων εισόδου, SIMPLE.xlsx.

Όσον αφορά τους υπόλοιπους συμμετέχοντες, θεωρείται ότι κατά το διάστημα 2017-2019 η θέση τους στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε θα επιδιώκεται να είναι τουλάχιστον ισοσκελισμένη στις δραστηριότητες παραγωγής και προμήθειας. Επομένως, η κυρίαρχη στρατηγική προσφορών των συμμετεχόντων θα είναι η επιδίωξη ένταξης των μονάδων κατά τον πιο ανταγωνιστικό τρόπο με δυναμική αναπροσαρμογή των προσφορών τους ανάλογα με τη διαφαινόμενη διαφορά του εκάστοτε EMK των μονάδων τους ως προς το EMK της φθηνότερης και της ακριβότερης λιγνιτικής μονάδας του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου συμμετέχοντα, εξασφαλίζοντας το μεγαλύτερο δυνατό κέρδος ως προς το σκέλος της παραγωγής. Με βάση αυτό το σκεπτικό, διακρίνονται οι ακόλουθες περιπτώσεις:

Εάν το EMK των μονάδων τους είναι μικρότερο από το EMK της φθηνότερης λιγνιτικής μονάδας τότε οι τιμές προσφορών των μονάδων φυσικού αερίου των συμμετεχόντων διαμορφώνονται ως εξής:

- 1^ο βήμα: $(EMK \text{ μονάδας} + EMK \text{ φθηνότερης λιγνιτικής μονάδας})/2$
- 2^ο – 4^ο βήμα: Ομοιόμορφη αύξηση της τιμής ώστε το τελευταίο βήμα να είναι ίσο με το EMK της φθηνότερης λιγνιτικής μονάδας μείον 0,001.

Εάν το EMK των μονάδων τους είναι μεγαλύτερο από το EMK της ακριβότερης λιγνιτικής μονάδας τότε οι τιμές προσφορών των μονάδων φυσικού αερίου των συμμετεχόντων διαμορφώνονται ως εξής:

- 1^ο βήμα: EMK μονάδας προσαυξημένο κατά τον συντελεστή απωλειών
- 2^ο – 4^ο βήμα: Οικονομική προσφορά προηγούμενου βήματος προσαυξημένη κατά τον συντελεστή προσαύξησης που ορίζεται στο φύλλο Coefficients του αρχείου δεδομένων εισόδου, SIMPLE.xlsx.

Εάν το EMK των μονάδων τους είναι μεγαλύτερο από το EMK της φθηνότερης λιγνιτικής μονάδας και μικρότερο από το EMK της ακριβότερης λιγνιτικής μονάδας, τότε οι τιμές προσφορών των μονάδων φυσικού αερίου των συμμετεχόντων διαμορφώνονται ως εξής:

- 1^ο βήμα: $EMK \text{ μονάδας} + (EMK \text{ ακριβότερης λιγνιτικής μονάδας} - EMK \text{ μονάδας})/2$
- 2^ο – 4^ο βήμα: Ομοιόμορφη αύξηση της τιμής ώστε το τελευταίο βήμα να είναι ίσο με το EMK της ακριβότερης λιγνιτικής μονάδας μείον 0,001.

3.5.3 Οικονομικές προσφορές υδροηλεκτρικών μονάδων

Σε κάθε επανάληψη του αλγορίθμου, το μοντέλο ταξινομεί το ελάχιστο μεταβλητό κόστος όλων των επιλεγμένων θερμικών μονάδων από το ελάχιστο προς το μέγιστο. Με βάση αυτή την ταξινόμηση και τις τιμές που προκύπτουν, η τιμή που ανατίθεται στα βήματα των (μη υποχρεωτικών) προσφορών των υδροηλεκτρικών μονάδων είναι:

- 1^ο βήμα: Το μέγιστο από όλα τα ελάχιστα μεταβλητά κόστη (EMK) όλων των επιλεγμένων θερμικών μονάδων
- 2^ο – 4^ο βήμα: Προσφορά προηγούμενου βήματος συν 1 ευρώ.

3.5.4 Οικονομικές προσφορές διασυνδέσεων

Η συνάρτηση προσφοράς ή ζήτησης ενέργειας των διασυνδέσεων, για εισαγωγές ή εξαγωγές αντίστοιχα, υλοποιείται σε ισόποσα βήματα ενέργειας για το σύνολο της μέσης διαθέσιμης διασυνδετικής ικανότητας κάθε συνόρου (Ιταλία, Αλβανία, ΠΓΔΜ, Βουλγαρία, Τουρκία), το οποίο προσδιορίζει ο χρήστης στο φύλλο SETS του αρχείου δεδομένων εισόδου, SIMPLE.xlsx. Για τις ανάγκες της παρούσας έρευνας, χρησιμοποιήθηκε μοντελοποίηση των προσφορών εισαγωγών ή εξαγωγών για κάθε διασύνδεση σε δέκα βήματα, με διαφοροποιήσεις ανάλογα με τη χώρα διασύνδεσης. Ο τρόπος με τον οποίο μοντελοποιήθηκαν οι προσφορές εισαγωγών και εξαγωγών στις διασυνδέσεις βασίζεται σε ρεαλιστικές θεωρήσεις που έχουν εξαχθεί από τη μέχρι τώρα συμπεριφορά των συμμετεχόντων ανά σύνορο. Οι τιμές προσφορών των διασυνδέσεων έχουν μοντελοποιηθεί, κατά αντιστοιχία με τις τιμές προσφορών των θερμικών μονάδων, δυναμικά και εξαρτώνται από:

- Την τιμή της αγοράς H/E στο σύνορο για κάθε χώρα

- Το EMK της φθηνότερης και της ακριβότερης πιθανά εντασσόμενης μονάδας στην επίλυση της Ελληνικής αγοράς Η/Ε
- Την τιμή του χρηματιστηρίου Η/Ε της Ουγγαρίας HUPX
- Την χώρα από/στην οποία θα πραγματοποιηθεί εισαγωγή/εξαγωγή.

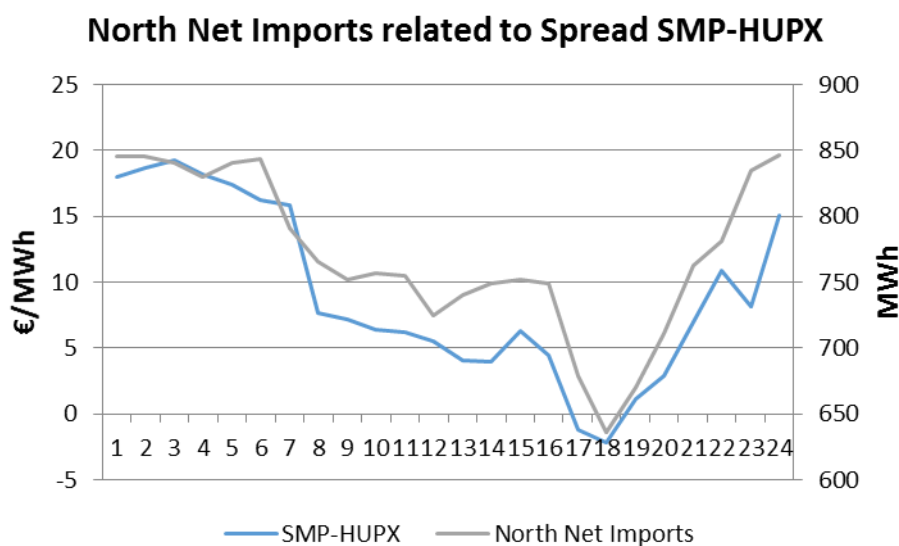
Οι οικονομικές προσφορές ενέργειας στις διασυνδέσεις μπορούν να πραγματοποιηθούν από τον πρώην μονοπωλιακό καθετοποιημένο συμμετέχοντα, από τους υπόλοιπους καθετοποιημένους συμμετέχοντες, από εμπόρους Η/Ε, με σκοπό είτε τη διαμετακόμιση ενέργειας από την Ελλάδα προς άλλη χώρα με υψηλότερη τιμή από την Ελληνική αγορά (transit), είτε την κερδοφορία λόγω ύπαρξης διαφορικού τιμών ανάμεσα στην Ελληνική αγορά Η/Ε και τη χώρα προέλευσης. Θεωρείται σκόπιμο, αντί να αναλυθούν οι πολλές διαφορετικές συναρτήσεις που χρησιμοποιήθηκαν για τη μοντελοποίηση των οικονομικών προσφορών των διασυνδέσεων, να παρουσιαστεί το σκεπτικό στο οποίο βασίστηκαν, ενσωματώνοντας τις ανωτέρω πληροφορίες.

Η στρατηγική του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου συμμετέχοντα, όπως προαναφέρθηκε, είναι να διατηρήσει όσον το δυνατόν σε χαμηλά επίπεδα την ΟΤΣ. Επομένως, έχει ως συμφέρον να προσφέρει την εισαγόμενη ενέργεια στη χαμηλότερη δυνατή τιμή, δηλαδή μηδέν (0). Οι υπόλοιποι καθετοποιημένοι συμμετέχοντες δεν είναι εκτεθειμένοι στις διακυμάνσεις της ΟΤΣ όσον αφορά τη δραστηριότητα της προμήθειας, επομένως η στρατηγική τους είναι να χρησιμοποιούν το διασυνοριακό εμπόριο ως μέσο κερδοφορίας. Οι έμποροι Η/Ε δραστηριοποιούνται στην Ελληνική αγορά Η/Ε όταν υπάρχει ικανό διαφαινόμενο περιθώριο κέρδους ανάμεσα στην ΟΤΣ και τις τιμές των αγορών εξωτερικού. Λόγω του γεγονότος ότι η Ελλάδα, παραδοσιακά, εμφανίζει υψηλή ΟΤΣ, σε σχέση με τις γειτονικές αγορές και τα χρηματιστήρια ενέργειας της ευρύτερης περιοχής, συνήθως υπάρχει ένας ικανός αριθμός προγραμματισμένων μακροχρόνιων εισαγωγών, ειδικότερα στο σύνορο της Βουλγαρίας. Οι εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται με τη χρήση μακροχρόνιων εισαγωγικών Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ, Physical Transmission Rights, PTRs) είναι υποχρεωτικό να προσφέρονται στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε με τιμή μηδέν (0). Με βάση τα ανωτέρω, ένα τμήμα των προσφερόμενων ποσοτήτων εισαγωγών, αυξημένο στο σύνορο της Βουλγαρίας, έχει μοντελοποιηθεί ώστε να προσφέρεται με τιμή μηδέν.

Όπως αναφέρθηκε, ο σκοπός όλων των συμμετεχόντων, πλην του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου, κατά τη δραστηριοποίησή τους στο διασυνοριακό εμπόριο είναι η κερδοφορία. Επομένως, οι τιμές των υπολοίπων βημάτων των προσφορών εισαγωγών ή εξαγωγών έχουν μοντελοποιηθεί ώστε να είναι αυξημένες ή αντίστοιχα μειωμένες βηματικά, σε σχέση με την τιμή της χώρας προέλευσης, προκειμένου να εξασφαλίζουν κερδοφορία. Η εξασφάλιση του μέγιστου δυνατού κέρδους επιτυγχάνεται με τη δυναμική αναπροσαρμογή των τιμών των βημάτων προσφορών σε σχέση με τις τιμές αναφοράς των χωρών (όπως έχουν προσδιοριστεί στο φύλλο Interconnections του αρχείου δεδομένων εισόδου, SIMPLE.xlsx), το EMK της φθηνότερης και της ακριβότερης πιθανής εντασσόμενης μονάδας και την τιμή του χρηματιστηρίου HUPX.

Το χρηματιστήριο HUPX αποτελεί σημαντικό ενεργειακό κόμβο στη Νότιο-Ανατολική Ευρώπη (South-Eastern Europe, SEE) και οι τιμές των προθεσμιακών του προϊόντων καθώς και οι τιμές της προημερήσιας χρηματιστηριακής αγοράς H/E αποτελούν σημείο αναφοράς για τις τιμές H/E που διαμορφώνονται στις γειτονικές χώρες και στην ευρύτερη γεωγραφική περιοχή (HUPX, 2016). Επομένως, οι ροές ενέργειας καθώς και οι τιμές των διασυνδεδετικών δικαιωμάτων στις χώρες των Βαλκανίων, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας, εξαρτώνται σε πολύ μεγάλο βαθμό από την τιμή του χρηματιστηρίου HUPX, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 14.

Για τον λόγο αυτό και προκειμένου η μοντελοποίηση των οικονομικών προσφορών των διασυνδέσεων να είναι όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστική, επιλέχθηκε η τιμή του HUPX να αποτελεί επιπλέον κριτήριο κατά τη δυναμική διαμόρφωση των τιμών προσφορών εισαγωγών και εξαγωγών.



Σχήμα 14: Μέση τιμή καθαρών εισαγωγών ανά ώρα στην Ελλάδα από Βόρεια σύνορα και διαφορικό SMP-HUPX, Δεκέμβριος 2015

Συνοψίζοντας τα παραπάνω, οι τιμές των προσφορών/καταναλώσεων ενέργειας των διασυνδέσεων διαμορφώνονται γενικά ως εξής:

1. Αν η τιμή συνόρου-χώρας < EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας

- Εισαγωγές
 - 1^ο βήμα: τιμή 0 ευρώ
 - 2^ο έως 10^ο βήμα: από το μισό του EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας μέχρι το (EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας - 0.001) με ομοιόμορφα βήματα
- Εξαγωγές
 - από την τιμή συνόρου-χώρας έως το 0 με ομοιόμορφα βήματα

2. Αν η τιμή συνόρου-χώρας > EMK της ακριβότερης θερμικής μονάδας

- Εισαγωγές
 - 1^ο βήμα: τιμή συνόρου-χώρας + συντελεστής προσαύξησης
 - 2^ο έως 10^ο βήμα: τιμή προηγούμενου βήματος + συντελεστής προσαύξησης
- Εξαγωγές
 - 1^ο βήμα: τιμή συνόρου-χώρας
 - 2^ο έως 10^ο βήμα: κατανεμημένο ομοιόμορφα μέχρι την (EMK της ακριβότερης θερμικής μονάδας + 0.001)

3. Αν η τιμή συνόρου-χώρας $>$ EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας & τιμή συνόρου-χώρας $<$ EMK της ακριβότερης θερμικής μονάδας

- Εισαγωγές
1^ο βήμα: τιμή συνόρου-χώρας
2^ο έως 10^ο βήμα: τιμή προηγούμενου βήματος μέχρι το (EMK της ακριβότερης θερμικής μονάδας - 0.001) με ομοιόμορφα βήματα
- Εξαγωγές
1^ο βήμα: τιμή συνόρου-χώρας
2^ο έως 10^ο βήμα: τιμή προηγούμενου βήματος έως το (EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας + 0.001) με ομοιόμορφα βήματα

Ειδικά για τη διασύνδεση της Βουλγαρίας, οι τιμές προσφοράς/κατανάλωσης ενέργειας διαμορφώνονται και αυτές σε 10 βήματα, με το 40% της δυναμικότητας της διασύνδεσης να κατανέμεται στο 1ο βήμα και η υπόλοιπη ενέργεια να κατανέμεται ομοιόμορφα στα υπόλοιπα 9 βήματα και πιο συγκεκριμένα :

1. Αν η τιμή Βουλγαρίας $<$ EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας & τιμή Σκοπίων (HUPX) $<$ EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας

- Εισαγωγές
1^ο βήμα: τιμή 0 ευρώ
2^ο έως 10^ο βήμα: από το μισό του EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας μέχρι το (EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας - 0.001)
- Εξαγωγές
Από την τιμή Βουλγαρίας έως το 0 με ομοιόμορφα βήματα

2. Αν η τιμή Βουλγαρίας $<$ EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας & τιμή Σκοπίων (HUPX) $>$ EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας

- Εισαγωγές
1^ο βήμα: τιμή 0 ευρώ (40% δυναμικότητας διασύνδεσης)
2^ο – 7^ο βήμα: από το μισό του EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας έως το (EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας - 0.001) με ομοιόμορφα βήματα (40% δυναμικότητας διασύνδεσης)
8^ο – 10^ο βήμα: από το (EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας + 0.001) έως την (τιμή Σκοπίων (HUPX) - 0.001) (20% δυναμικότητας διασύνδεσης)

- Εξαγωγές
Από την τιμή Σκοπίων (HUPX) έως το EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας με ομοιόμορφα βήματα
3. Αν η τιμή Βουλγαρίας > EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας & τιμή Βουλγαρίας < EMK της ακριβότερης θερμικής μονάδας
- Εισαγωγές
1^ο βήμα: τιμή Βουλγαρίας
2^ο έως 10^ο βήμα: τιμή προηγούμενου βήματος + συντελεστής προσαύξησης κατανεμημένα ομοιόμορφα έως το (EMK της ακριβότερης θερμικής μονάδας - 0,001)
 - Εξαγωγές
1^ο βήμα: τιμή Βουλγαρίας
2^ο έως 10^ο βήμα: τιμή προηγούμενου βήματος έως το (EMK της φθηνότερης θερμικής μονάδας + 0,001) με ομοιόμορφα βήματα
4. Αν η τιμή Βουλγαρίας > EMK της ακριβότερης θερμικής μονάδας
- Εισαγωγές
1^ο βήμα: τιμή Βουλγαρίας + συντελεστής προσαύξησης
2^ο έως 10^ο βήμα: τιμή προηγούμενου βήματος + συντελεστής προσαύξησης
 - Εξαγωγές
από την τιμή Βουλγαρίας έως το (EMK της ακριβότερης θερμικής μονάδας + 0.001) με ομοιόμορφα βήματα.

3.6 Δεδομένα Εξόδου

Ο χρήστης καλείται να επιλέξει τον επιθυμητό αριθμό επαναλήψεων υλοποίησης του ετήσιου ενεργειακού ισοζυγίου. Σε κάθε μία από τις επαναλήψεις, κάθε δεδομένο με αβεβαιότητα λαμβάνει μια τυχαία τιμή μεταξύ του δηλωθέντος επιθυμητού εύρους και για τον συγκεκριμένο συνδυασμό όλων των αβέβαιων παραμέτρων που προκύπτει, επιλύεται το μαθηματικό μοντέλο για την συγκεκριμένη επανάληψη και συλλέγονται τα αποτελέσματα στο αρχείο δεδομένων εξόδου, αρχείο τύπου Excel (RESULTS_SIMPLE.xlsx). Τα αποτελέσματα της επίλυσης, τα οποία αποθηκεύονται σε κάθε υπολογιστικό φύλλο περιγράφονται ακολούθως (Κολτσακλής et al, 2016).

3.6.1 Φύλλο Unit Production

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο αποθηκεύονται τα αποτελέσματα που αφορούν τις παραγωγές των μονάδων παραγωγής, τις εισαγωγές, τις εξαγωγές και τα φορτία άντλησης των ΥΗΣ (τιμολογούμενα φορτία). Αναλυτικότερα, αποθηκεύονται οι ακόλουθοι υπολογισμοί για κάθε έτος και για κάθε επανάληψη του αλγορίθμου (για κάθε επίλυση Monte Carlo):

- Παραγωγή ανά μονάδα (θερμικές, ΥΗΣ, ΑΠΕ) (MWh)
- Ενέργεια εισαγωγών (MWh)
- Ενέργεια εξαγωγών (MWh)
- Ενέργεια φορτίου άντλησης (MWh).

Επίσης, στο ίδιο φύλλο υπολογίζεται η μέση τιμή των παραπάνω ετήσιων μεγεθών, όπως προκύπτει από τα συνολικά αποτελέσματα των επαναλήψεων.

3.6.2 Φύλλο Technology Production

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο αποθηκεύονται τα αποτελέσματα που αφορούν τις παραγωγές, το φορτίο ζήτησης ενέργειας και την ΟΤΣ, όπως προκύπτουν από τις επαναλήψεις για την επίλυση του ενεργειακού ισοζυγίου και παρουσιάζονται σε πιθανοτική μορφή. Αναλυτικότερα αποθηκεύονται οι ακόλουθοι υπολογισμοί για κάθε έτος και για κάθε επανάληψη του αλγορίθμου:

- Παραγωγή Η/Ε θερμικών μονάδων ανά τεχνολογία (λιγνίτης, φυσικό αέριο, πετρέλαιο) (MWh)
- Παραγωγή Η/Ε ΥΗΣ (MWh)
- Παραγωγή Η/Ε ΑΠΕ (αιολικά, φωτοβολταϊκά, μικροί ΥΗΣ, συμπαραγωγή θερμότητας-Η/Ε) (MWh)
- Σύνολο ενέργειας εισαγωγών (Ιταλία, Αλβανία, ΠΓΔΜ, Βουλγαρία, Τουρκία) (MWh)
- Σύνολο ενέργειας εξαγωγών (Ιταλία, Αλβανία, ΠΓΔΜ, Βουλγαρία, Τουρκία) (MWh)
- Ενέργεια φορτίου άντλησης των ΥΗΣ (MWh)
- Ζήτηση ενέργειας (φορτίο προμήθειας) (MWh)
- Απώλειες ενέργειας συστήματος (MWh)
- Μέση οριακή τιμή συστήματος (€/MWh).

Επίσης, στο ίδιο φύλλο υπολογίζονται:

- οι μέσες σταθμισμένες ετήσιες τιμές των ανωτέρω μεγεθών
- η πιθανοτική κατανομή των ανωτέρω μεγεθών ενέργειας (δηλαδή η πιθανότητα εμφάνισης των υπολογιζόμενων τιμών ενέργειας για κάθε μέγεθος), ανά διάστημα εύρους τιμών ενέργειας
- η πιθανοτική κατανομή της ΟΤΣ, ανά εύρος τιμών ΟΤΣ,

όπως ορίστηκαν τα διαστήματα εύρους τιμών υπολογισμών ενέργειας και ΟΤΣ αντίστοιχα, στο φύλλο SETS του αρχείου δεδομένων εισόδου, SIMPLE.xlsx.

3.6.3 Φύλλο Fuel Consumption

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο αποθηκεύονται τα αποτελέσματα για κάθε έτος, που αφορούν τις καταναλώσεις καυσίμου των θερμικών μονάδων (λιγνίτης και φυσικό αέριο). Αναλυτικότερα, τα αποτελέσματα αποθηκεύονται για κάθε επανάληψη του αλγορίθμου, ανά θερμική μονάδα παραγωγής και ανά συμμετέχοντα:

- Κατανάλωση λιγνίτη (Mt)
- Κατανάλωση φυσικού αερίου (bcm)

Επίσης υπολογίζονται για κάθε έτος και για το σύνολο των σεναρίων:

- Μέση κατανάλωση λιγνίτη (Mt)
- Μέση κατανάλωση φυσικού αερίου (bcm).

3.6.4 Φύλλο CO₂ emissions

Στο υπολογιστικό αυτό φύλλο αποθηκεύονται τα αποτελέσματα που αφορούν τις εκπομπές CO₂ των θερμικών μονάδων. Αποθηκεύονται οι ακόλουθοι υπολογισμοί:

- Ετήσια ποσότητα εκπομπών CO₂ ανά θερμική μονάδα και ανά επανάληψη του αλγορίθμου (Mt)
- Ετήσια ποσότητα εκπομπών CO₂ όλων των θερμικών μονάδων ανά επανάληψη του αλγορίθμου (Mt)
- Μέση ετήσια ποσότητα εκπομπών CO₂ όλων των θερμικών μονάδων από το σύνολο των επαναλήψεων του αλγορίθμου (Mt).

3.7 Επεξεργασία και χρήση αποτελεσμάτων

Τα αποτελέσματα του προγράμματος θα χρησιμοποιηθούν προκειμένου για τον υπολογισμό των παρακάτω μεγεθών και τη διαμόρφωση των αντίστοιχων στρατηγικών της πρώην μονοπωλιακής καθετοποιημένης εταιρίας ανά έτος εφαρμογής:

- ενεργειακά ισοζύγιο
- κέρδη από τη δραστηριότητα της παραγωγής Η/Ε
- έξοδα από τη δραστηριότητα της προμήθειας Η/Ε

Η ανάλυση των δεδομένων θα πραγματοποιηθεί σε βοηθητικό υπολογιστικό φύλλο που αναπτύχθηκε για τις ανάγκες της παρούσας έρευνας με βάση τις υποχρεώσεις που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 2 και τις υποθέσεις που θα παρουσιαστούν στη συνέχεια της έρευνας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Δεδομένα εισόδου: σενάρια 2017 - 2019

4.1 Εισαγωγή

Τα δεδομένα εισόδου για την εξέλιξη του συστήματος βασίζονται στη μελέτη επάρκειας ισχύος 2017 – 2023, που διενεργήθηκε το 2016 από τον ΑΔΜΗΕ και η οποία αποτελεί ειδική μελέτη σχετικά με την επάρκεια ηλεκτρικής ισχύος και τα επαρκή περιθώρια εφεδρείας ισχύος, λαμβάνοντας υπόψη το εγκεκριμένο από τη ΡΑΕ δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ περιόδου 2014 – 2023 ((Αποφάσεις ΡΑΕ 560/2013 και 77Α/2014, ΦΕΚ Β΄ 3297/24.12.2013 και 556/05.03.2014 αντίστοιχα), καθώς και το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας. Κατά τη διαμόρφωση της μελέτης επάρκειας ισχύος, ο ΑΔΜΗΕ προβαίνει σε εύλογες παραδοχές όσον αφορά τη διαθεσιμότητα του παραγωγικού δυναμικού, την εξέλιξη της ζήτησης και του διασυνοριακού εμπορίου, λαμβάνοντας υπόψη τα επενδυτικά σχέδια για τα περιφερειακά δίκτυα και τα δίκτυα κοινοτικής εμβέλειας (ΑΔΜΗΕ, 2016).

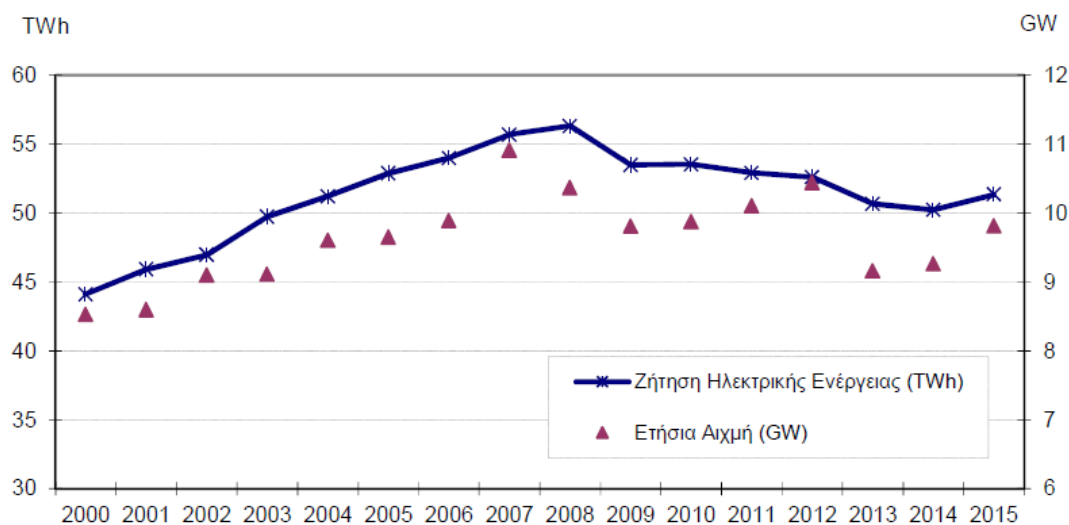
Σε αυτό το κεφάλαιο θα παρουσιαστούν οι παραδοχές για τα εξής δεδομένα εισόδου του προγράμματος, όσον αφορά την εξεταζόμενη περίοδο 2017 – 2019: την εξέλιξη της ζήτησης, την παραγωγή και τις εισαγωγές/εξαγωγές Η/Ε, λαμβάνοντας υπόψη τα μεγέθη που υπόκεινται σε αβεβαιότητα και ορίζονται στο αρχείο των δεδομένων εισόδου, SIMPLE.xlsx.

Επίσης, θα παρουσιαστούν οι εκτιμήσεις για τις εξελίξεις του ρυθμιστικού πλαισίου που έχουν επίπτωση στα οικονομικά αποτελέσματα των συμμετεχόντων στην αγορά Η/Ε.

Σύμφωνα με τις παραδοχές που παρουσιάζονται αναλυτικά στις ενότητες 4.2 - 4.5, στην ενότητα 4.6 εξετάζονται τρία σενάρια βάσης, ένα για κάθε έτος, προκειμένου για τον υπολογισμό του ετήσιου ενεργειακού ισοζυγίου. Τα σενάρια αυτά κρίνονται ως τα πιθανότερα για την εξέλιξη της Ελληνικής αγοράς Η/Ε κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα. Επίσης, θεωρούνται ειδικές ακραίες μεταβολές για ορισμένα από τα μεγέθη που υπόκεινται σε αβεβαιότητα, ώστε να εξεταστεί η επίδρασή τους στη διαμόρφωση του ενεργειακού ισοζυγίου μέσω τεσσάρων επιπλέον ειδικών σεναρίων.

4.2 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η συνολική ζήτηση στο Εθνικό σύστημα Μεταφοράς Η/Ε (ΕΣΜΗΕ) για την περίοδο 2000 – 2015 παρουσιάζεται στο Σχήμα 15. Την περίοδο 2000 - 2008 υπήρξε συνεχής αύξηση της συνολικής καθαρής ζήτησης. Έκτοτε, ως επακόλουθο της οικονομικής κρίσης, παρατηρείται συνεχής μείωση, με εξαίρεση το 2015. Σημειώνεται ότι η καθαρή συνολική ζήτηση περιλαμβάνει και την παραγωγή από ΑΠΕ σε επίπεδο διανομής, δηλαδή τις ΑΠΕ που είναι διασυνδεδεμένες σε χαμηλή και μέση τάση (ΧΤ και ΜΤ).



Σχήμα 15: Εξέλιξη συνολικής ζήτησης στο ΕΣΜΗΕ για την περίοδο 2000 – 2015
(ΑΔΜΗΕ, 2016)

Οι κύριοι παράγοντες που επιδρούν, σε μακροπρόθεσμη βάση, στη διαμόρφωση της ζήτησης Η/Ε σε μία χώρα είναι οι εξής:

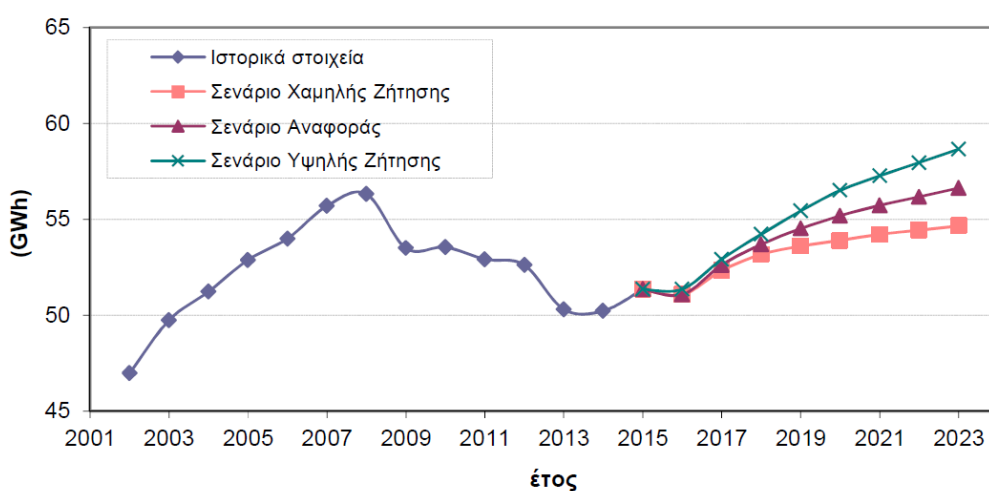
- Οι οικονομικές συνθήκες της χώρας, με βασικό δείκτη μέτρησης το Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν (ΑΕΠ)
- Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες λόγω βελτίωσης βιοτικού επιπέδου (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, κ.α.), αλλά και η βελτίωση των συνθηκών διαβίωσης συγκεκριμένων πληθυσμιακών ομάδων (π.χ. οικονομικοί μετανάστες)
- Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς ηλεκτρισμού (επίπεδο τιμών Η/Ε, ανταγωνισμός με Φυσικό Αέριο κ.α.)
- Ειδικές συνθήκες (π.χ. υλοποίηση έργων Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης)
- Πληθυσμιακή εξέλιξη

- Διάφορα ειδικά μέτρα ενεργειακών πολιτικών (π.χ. εξοικονόμηση ενέργειας, περιβαλλοντικοί περιορισμοί κ.α.)

Τα αποτελέσματα των υπολογισμών του ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της ζήτησης για το διάστημα 2017 - 2023 παρατίθενται στον Πίνακα 5 και στο Σχήμα 16. Στις προβλέψεις συμπεριλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των προς διασύνδεση Κυκλάδων (Άνδρος, Τήνος, Σύρος, Πάρος, Νάξος και Μύκονος). Η ζήτηση Η/Ε που θα διακινείται από το ηπειρωτικό σύστημα προς την Κρήτη κατά την περίοδο 2020-2023, δηλαδή μετά την ολοκλήρωση της Φάσης Ι (διασύνδεση Πελοποννήσου-Κρήτης με γραμμή εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) 250MW) δεν περιλαμβάνεται στις προβλέψεις.

Πίνακας 5: Σενάρια για την εξέλιξη της συνολικής ζήτησης ενέργειας στο Ελληνικό σύστημα Η/Ε (2017-2023) (ΑΔΜΗΕ, 2016)

Σενάριο	Χαμηλής Ζήτησης	Αναφοράς	Υψηλής Ζήτησης
Έτος	Ζήτηση σε GWh		
2017	52.335	52.620	52.915
2018	53.170	53.690	54.220
2019	53.600	54.510	55.430
2020	53.900	55.180	56.500
2021	54.210	55.720	57.260
2022	54.430	56.165	57.950
2023	54.650	56.620	58.650



Σχήμα 16: Εξέλιξη συνολικής ζήτησης στο Ελληνικό σύστημα για την περίοδο 2000 – 2023 (ΑΔΜΗΕ, 2016)

Στο πλαίσιο της παρούσας έρευνας, για τις διεξαγόμενες προσομοιώσεις αποφασίστηκε η χρήση του σεναρίου χαμηλής ζήτησης ως τιμή αναφοράς για την ετήσια ζήτηση Η/Ε. Επίσης, κατά τις επαναλήψεις, αποφασίστηκε η διακύμανση της ζήτησης, σε σχέση με την τιμή αναφοράς ζήτησης, να είναι της τάξης του 1% για τα σενάρια βάσης. Στον Πίνακα 6 παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου, όπως προέκυψαν για τα εξεταζόμενα έτη 2017-2019.

Πίνακας 6: Ζήτηση Η/Ε για τα εξεταζόμενα σενάρια 2017-2019

Σενάριο	Τιμή αναφοράς	Ελάχιστη τιμή	Μέγιστη τιμή
Έτος	Ζήτηση Η/Ε (GWh)		
2017	52.300	51.777	52.823
2018	53.100	52.569	53.631
2019	53.600	53.064	54.136

Για το εξεταζόμενο διάστημα οι απώλειες του συστήματος θεωρήθηκαν σταθερές και ίσες με 2%, ενώ το συνολικό ετήσιο φορτίο άντλησης θεωρήθηκε επίσης σταθερό και ίσο με 40 GWh ανά έτος.

4.3 Σύστημα ηλεκτροπαραγωγής

Σε αυτή την ενότητα θα παρουσιαστούν οι μονάδες παραγωγής που είναι διασυνδεδεμένες στο ΕΣΜΗΕ και θα ληφθούν υπόψη για την εξεταζόμενη περίοδο 2017 - 2019. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων την 1^η Μαΐου 2015 είναι 17,5 GW, όπως φαίνεται στον Πίνακα 7 (ΑΔΜΗΕ, 2016).

Πίνακας 7: Υφιστάμενη κατάσταση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία (1/5/2016) (ΑΔΜΗΕ, 2016)

	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Ποσοστό (%)
Θερμικές Μονάδες	9.834,3	56,1
Υδροηλεκτρικές Μονάδες	3.017,7	17,2
ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	4.676,3	26,7
ΣΥΝΟΛΟ	17.528,3	100,0

4.3.1 Θερμικές Μονάδες

Η πλειονότητα του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, δηλαδή το 56% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, αποτελείται από θερμικές μονάδες, οι οποίες περιλαμβάνουν τις λιγνιτικές, τις πετρελαϊκές μονάδες και τις μονάδες φυσικού αερίου, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 8. Οι μονάδες αυτές καλύπτουν και το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης Η/Ε (51,9% για το 2015) (ΑΔΜΗΕ, 2016).

Πίνακας 8: Υφιστάμενοι Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής 2016 (ΑΔΜΗΕ, 2016)

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ
Λιγνιτικές Μονάδες				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος Ι	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙΙ	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙΙΙ	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙV	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αμυνταίου	Αμύνταιο Ι	300	273
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αμυνταίου	Αμύνταιο ΙΙ	300	273
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά Ι	300	275
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙΙ	300	275
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙΙΙ	306	280
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙV	306	280
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Α	Μεγαλόπολη ΙΙΙ	300	255
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη ΙV	300	256
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μελίτης	Μελίτη Ι	330	289
ΔΕΗ	ΑΗΣ Πτολεμαΐδας	Πτολεμαΐδα ΙΙΙ	125	116
Σύνολο ισχύος Λιγνιτικών Μονάδων:			4462	4028
Πετρελαϊκές Μονάδες				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι ΙΙΙ	150	144
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι ΙV	150	144
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο Ι	130	123
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙΙ	300	287
Σύνολο ισχύος Πετρελαϊκών Μονάδων:			730	698
Μονάδες Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι V	426,9	417
ΔΕΗ	ΑΗΣ Κομοτηνής	ΜΣΚ Κομοτηνής	484,6	476,3
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙV	560	550,2
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο V	385,2	377,6
ELPEDISON ENERΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΜΣΚ ΕΝΘΕΣ	408,4	400,2
ΗΡΩΝ ΙΙ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ ΙΙ	ΜΣΚ ΗΡΩΝ ΙΙ	432	422,1
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	ΘΗΣ Αγ. Θεοδώρων	ΜΣΚ Αγ. Θεοδώρων	436,6	433,5
ELPEDISON ENERΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ Θίεβης	ΜΣΚ Θίεβης	421,6	410
PROTERGIA S.A.	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	ΜΣΚ Αγ. Νικολάου	444,5	432,7
Σύνολο ισχύος Μονάδων ΦΑ Συνδυασμένου Κύκλου:			3999,8	3919,6
Μονάδες Φυσικού Αερίου Ανοικτού Κύκλου				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Γεωργίου	Αγ. Γεώργιος VΙΙΙ	160	151
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	3 μονάδες	148,5	147,8
Σύνολο ισχύος Ατμοστροβιλικών Μονάδων ΦΑ:			308,5	298,8
Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ				
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ ΘΗΣ Αλουμινίου 3 μονάδες			334	334
Σύνολο ισχύος Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ:			334	334
Σύνολο ισχύος Θερμοηλεκτρικών Σταθμών:			9834,3	9278,4

Οι κύριοι λιγνιτικοί σταθμοί είναι εγκατεστημένοι στην περιοχή της Πτολεμαΐδας, στην κεντρική Μακεδονία και στη περιοχή της Μεγαλόπολης, στην Πελοπόννησο. Οι πετρελαϊκές μονάδες και οι μονάδες φυσικού αερίου βρίσκονται κυρίως κοντά στην περιοχή της πρωτεύουσας, Αττική, Βοιωτία και Πελοπόννησο, όπου συγκεντρώνεται περίπου το 30% της συνολικής ζήτησης του συστήματος.

Για τους σκοπούς αυτής της μελέτης έχει ληφθεί υπόψη η λειτουργία της νέας μονάδας παραγωγής συνδυασμένου κύκλου της ΔΕΗ Α.Ε. στη Μεγαλόπολη, ισχύος 810 MW, που είναι σε καθεστώς δοκιμαστικής λειτουργίας, με όριο παραγωγής τα 400 MW για τα έτη 2017-2018. Ο νέος λιγνιτικός σταθμός παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. Πτολεμαΐδα V θεωρείται ότι δε θα έχει ολοκληρωθεί εντός του εξεταζόμενου διαστήματος 2017-2019, επομένως δεν λαμβάνεται υπόψη στις προσομοιώσεις.

Στο πλαίσιο της υφιστάμενης νομοθεσίας και των ειδικών όρων των αδειών παραγωγής των νέων μονάδων της, η ΔΕΗ Α.Ε. οφείλει να αποσύρει ή να θέσει σε καθεστώς εφεδρείας εκτάκτων αναγκών πεπαλαιωμένες μονάδες ισόποσης ισχύος. Για τον σκοπό αυτό, η ΔΕΗ Α.Ε. πρότεινε ένα εκτεταμένο πρόγραμμα αποσύρσεων και εγκρίθηκε, κατόπιν σύμφωνης γνώμης του Διαχειριστή του συστήματος (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.), με τις υπ' αριθμ. 111/2014, 343/2014, 654/2014, 184/2015 και 405/2016 αποφάσεις της ΡΑΕ (ΡΑΕ, 2016). Η προκύπτουσα αποσυρόμενη ισχύς (551 MW) θα συναρτηθεί με μελλοντική ένταξη παραγωγικού δυναμικού της ΔΕΗ Α.Ε.

Επιπλέον, με την Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου 2010/75/ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών (ολοκληρωμένη πρόληψη και έλεγχος της ρύπανσης) (EUR-LEX, 2010) και συγκεκριμένα στο άρθρο 32 αυτής, κατά την περίοδο μεταξύ 1-1-2016 και 30-6-2020, τα κράτη-μέλη μπορούν να καθορίσουν και να εφαρμόσουν μεταβατικό εθνικό σχέδιο που θα καλύπτει τις εκπομπές ενός ή περισσότερων εκ των ακολούθων ρύπων: οξειδίων του αζώτου, διοξειδίου του θείου και αιωρούμενων σωματιδίων από τις μονάδες καύσης που υπάγονται στο συγκεκριμένο σχέδιο.

Στο πλαίσιο συμμόρφωσης της Ελλάδας, η Ελλάδα επεξεργάστηκε και υπέβαλε προς έγκριση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή το Μεταβατικό Εθνικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών, (ΜΕΣΜΕ), που αφορούσε:

- τις μονάδες I - V του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου
- τις μονάδες III και IV του ΑΗΣ Καρδιάς

- τη μονάδα III του ΑΗΣ Μεγαλόπολης Α
- τη μονάδα IV του ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β και
- τη μονάδα I του ΑΗΣ Μελίτης,

και το οποίο εγκρίθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή μέσα στο 2013.

Τον Νοέμβριο του 2013 η ΔΕΗ Α.Ε. αιτήθηκε την τροποποίηση του ΜΕΣΜΕ, με την απένταξη των μονάδων III και IV του ΑΗΣ Καρδιάς. Το τροποποιημένο ΜΕΣΜΕ επανακατατέθηκε την 18.03.2014 από την Ελλάδα, εγκρίθηκε με την υπό στοιχεία C (2014) 4533/07.07.2014 απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (EUR-LEX3, 2014) και μεταφέρθηκε στην Ελληνική νομοθεσία με την υπ' αριθμ. Η.Π. 34062/957/Ε103 κοινή υπουργική απόφαση (ΦΕΚ Β' 1793/20.08.2015). Τελικά, σύμφωνα με το αναθεωρημένο ΜΕΣΜΕ εντάσσονται οι μονάδες των ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου, Μελίτης, Μεγαλόπολης Α και Β.

Παράλληλα, η ΔΕΗ Α.Ε. έχει αιτηθεί την ένταξη στο καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας (opt-out) του άρθρου 33 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ, των μονάδων I - II του ΑΗΣ Αμυνταίου και των μονάδων I, II, III και IV του ΑΗΣ Καρδιάς και έχει αποφασίσει την υλοποίηση των απαραίτητων, για τη συμμόρφωση με τους στόχους του ΜΕΣΜΕ, περιβαλλοντικών επενδύσεων στις μονάδες I - V του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου, σύμφωνα με επικαιροποιημένο χρονικό προγραμματισμό.

Η υλοποίηση των απαραίτητων περιβαλλοντικών επενδύσεων στη μονάδα του Αγ. Δημητρίου V θα έχουν ως συνέπεια τη μείωση της καθαρής ισχύος της μονάδας από 342 MW σε 326 MW (πρώτο εξάμηνο του 2019). Στο πλαίσιο συμμόρφωσης με την Οδηγία 2010/75/ΕΕ, η μονάδα III του ΑΗΣ Πτολεμαΐδας θα πρέπει να έχει αποσυρθεί μέχρι την 01.01.2016. Η εν λόγω μονάδα τελεί σε καθεστώς μείζονος βλάβης και η ΔΕΗ Α.Ε. έχει ήδη αιτηθεί την οριστική της απόσυρση.

Η ένταξη των μονάδων των ΑΗΣ Αμυνταίου και Καρδιάς στο καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας του άρθρου 33 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ συνεπάγεται τον περιορισμό της λειτουργίας κατά την περίοδο 2016-2023 σε 17.500 ώρες ανά καμινάδα. Με τη συμπλήρωση των ωρών αυτών οι μονάδες αποσύρονται οριστικά. Σύμφωνα με τη ΔΕΗ Α.Ε., έχει επιλεγεί το σενάριο μειωμένης λειτουργίας, δεδομένου ότι οι μονάδες εξυπηρετούν ανάγκες τηλεθέρμανσης. Ειδικότερα, οι εν λόγω μονάδες προβλέπεται να λειτουργούν σε πλήρη ισχύ για έξι μήνες τον χρόνο (Οκτώβριο -

Μάρτιο) μέχρι την εξάντληση των επιτρεπόμενων ωρών. Βάσει αυτών, εκτιμάται ότι οι μονάδες Καρδιάς και Αμυνταίου θα πρέπει να αποσυρθούν την άνοιξη του 2020.

Πίνακας 9: Δεδομένα φύλλου *Annual_Maintenance* έτους 2017 (ΑΔΜΗΕ, 2016)

Unit	Number of maintenance days of each unit (Total)	Unavailability (p.u.)	Additional Unavailability (p.u.)	Final Availability (p.u.)	GWh
AG_DIMITRIOS1	35	9,60%	20,00%	70,40%	1690
AG_DIMITRIOS2	120	32,90%	20,00%	47,10%	1131
AG_DIMITRIOS3	120	32,90%	20,00%	47,10%	1168
AG_DIMITRIOS4	23	6,30%	20,00%	73,70%	1827
AG_DIMITRIOS5	35	9,60%	20,00%	70,40%	2109
KARDIA1	40	11,00%	30,00%	59,00%	1421
KARDIA2	40	11,00%	30,00%	59,00%	1421
KARDIA3	40	11,00%	30,00%	59,00%	1447
KARDIA4	40	11,00%	30,00%	59,00%	1447
MEGALOPOLI3	40	11,00%	10,00%	79,00%	1765
MEGALOPOLI4	122	33,40%	10,00%	56,60%	1269
AMYNDEO1	40	11,00%	30,00%	59,00%	1411
AMYNDEO2	40	11,00%	30,00%	59,00%	1411
MELITI	0	0,00%	30,00%	70,00%	1772
LAVRIO1	0	0,00%	30,00%	70,00%	754
LAVRIO2	0	0,00%	30,00%	70,00%	1760
ALIVERI3	0	0,00%	30,00%	70,00%	883
ALIVERI4	0	0,00%	30,00%	70,00%	883
AG_GEORGIOS8	0	0,00%	30,00%	70,00%	926
AG_GEORGIOS9	0	0,00%	30,00%	70,00%	1153
LAVRIO3	0	0,00%	30,00%	70,00%	1061
LAVRIO4	0	0,00%	30,00%	70,00%	3373
LAVRIO5	0	0,00%	30,00%	70,00%	2318
KOMOTINI	90	24,70%	30,00%	45,30%	1889
HERON1	0	0,00%	30,00%	70,00%	300
HERON2	0	0,00%	30,00%	70,00%	300
HERON3	0	0,00%	30,00%	70,00%	300
HERON_CC	20	5,50%	30,00%	64,50%	2384
ELPEDISON_THESS	40	11,00%	30,00%	59,00%	2016
ELPEDISON_THISVI	35	9,60%	30,00%	60,40%	2169
ALOUMINIO	0	0,00%	30,00%	70,00%	2048
PROTERGIA_CC	28	7,70%	30,00%	62,30%	2363
KORINTHOS_POWER	40	11,00%	30,00%	59,00%	2238
ALIVERI5	10	2,70%	30,00%	67,30%	2458
MEGALOPOLI5	0	0,00%	30,00%	70,00%	2514

Για τις ανάγκες των προσομοιώσεων, εκτός από την καθαρή εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων, λήφθηκαν υπόψη τα προγράμματα προγραμματισμένων συντηρήσεων που βρίσκονται αναρτημένα στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του συστήματος (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.), καθώς και ένας επιπρόσθετος συντελεστής μη διαθεσιμότητας για την προσομοίωση βλαβών και τακτικών επιλεκτικής μη ένταξης των μονάδων. Λόγω του

μεγάλου όγκου των δεδομένων, στον Πίνακα 9 παρατίθενται ενδεικτικά τα δεδομένα εισόδου των θερμικών μονάδων για το 2017 προκειμένου τη συμπλήρωση του φύλλου Annual_Maintenance του αρχείου δεδομένων εισόδου, SIMPLE.xlsx.

Για τη συνολική ετήσια παραγωγή των θερμικών μονάδων, η διακύμανση της παραγωγής κατά τις επαναλήψεις αποφασίστηκε να είναι της τάξης του 10%, συγκριτικά με τη συνολική ετήσια ενέργεια αναφοράς, όπως παρουσιάζεται στην τελευταία στήλη του Πίνακα 9. Επίσης λήφθηκαν υπόψη οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί στο πλαίσιο του ΜΕΣΜΕ και του καθεστώσ opt-out.

Όσον αφορά τους συντελεστές κατανάλωσης και τους συντελεστές ειδικής κατανάλωσης των θερμικών μονάδων έγινε η παραδοχή ότι για την εξεταζόμενη τριετία διατηρούνται στα ίδια επίπεδα με τις τρέχουσες τιμές για το 2016.

Πραγματοποιήθηκε παραδοχή αύξησης 10% στην τιμή του φυσικού αερίου για το έτος 2017, σε σχέση με το 2016, λόγω της επικείμενης αύξησης του μεταφορικού κόστους από τον Διαχειριστή του εθνικού συστήματος φυσικού αερίου (ΔΕΣΦΑ Α.Ε.), σύμφωνα με την απόφαση ΡΑΕ 339/2016 (ΦΕΚ Β΄ 3181/04.10.2016), με την οποία εγκρίθηκε αναθεωρημένος κανονισμός τιμολόγησης βασικών δραστηριοτήτων του εθνικού συστήματος φυσικού αερίου και της ανόδου της τιμής προμήθειας της ΔΕΠΑ.

Όσον αφορά την εξέλιξη τιμών του φυσικού αερίου, παρατηρήθηκε μία μεσοσταθμική άνοδος της τάξης του ενός ευρώ ανά έτος για το διάστημα 2017 - 2019, εξετάζοντας τις τιμές των προϊόντων futures για το φυσικό αέριο και το πετρέλαιο. Επομένως, κατά τις επαναλήψεις του αλγορίθμου, θεωρήθηκε ότι οι τιμές αναφοράς του φυσικού αερίου αυξάνονται κατά 2% ανά έτος σε σχέση με τις τιμές του 2017 και παρουσιάζουν διακύμανση της τάξης του 10% για τα σενάρια βάσης.

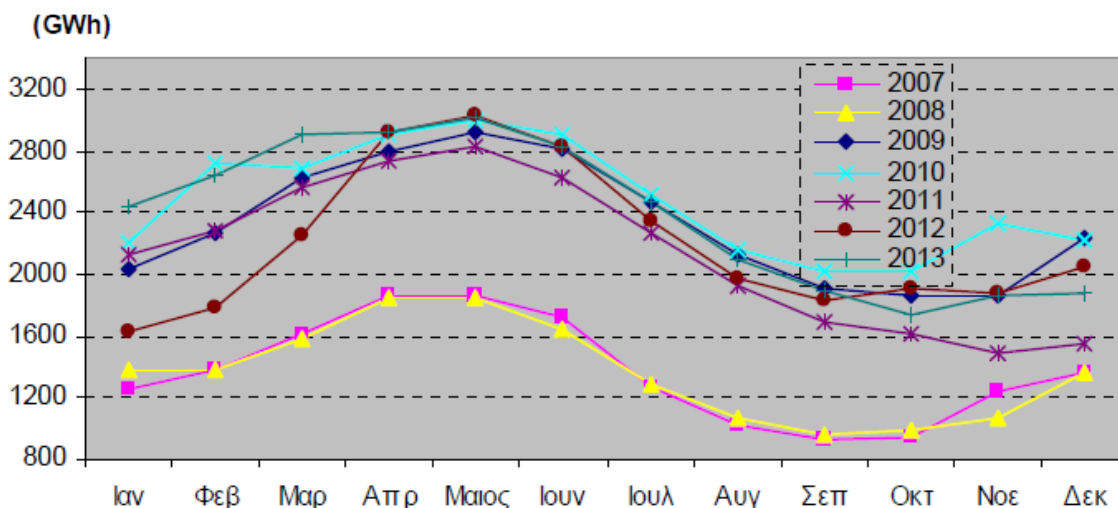
Η τιμή του λιγνίτη θεωρήθηκε σταθερή για το διάστημα 2017-2019, με τιμή ίση με αυτή του έτους 2016.

Τέλος, η τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ θεωρήθηκε ότι λαμβάνει μέση τιμή 6,5 €/tn, 7,5 €/tn, 8,5 €/tn για τα έτη 2017, 2018, 2019 αντίστοιχα, με διακύμανση 10%.

4.3.2 Υδροηλεκτρικές μονάδες

Οι υδροηλεκτρικές (Υ/Η) μονάδες λειτουργούν με περιορισμούς ενέργειας (energy constrain), καθώς η παραγωγή τους εξαρτάται από το ύψος της στάθμης του ταμιευτήρα τους, δηλαδή από την ποσότητα διαθέσιμων υδάτων, ενώ οι θερμικές μονάδες λειτουργούν με περιορισμούς εγκατεστημένης ισχύος (capacity constrain), εφόσον θεωρείται η τροφοδοσία καυσίμου αδιάλειπτη (Amundsen, 2006). Στο Σχήμα 17 παρουσιάζεται η εξέλιξη των υδατικών αποθεμάτων των ταμιευτήρων των υδροηλεκτρικών σταθμών κατά το διάστημα 2007-2013. Λόγω του περιορισμού ενέργειας, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών μονάδων στο Ελληνικό σύστημα παραγωγής είναι σημαντική (~17%), η συνεισφορά τους στο ενεργειακό ισοζύγιο είναι σχετικά μικρή, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 10. Ο συντελεστής χρησιμοποίησής των υδροηλεκτρικών μονάδων στην Ελλάδα κυμαίνεται από 10-20%, ανάλογα με τις υδραυλικές συνθήκες του έτους.

Για το έτος 2016, οι υφιστάμενοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παρουσιάζονται στον Πίνακα 12. Για τους σκοπούς αυτής της μελέτης έχει ληφθεί υπόψη η ένταξη του υδροηλεκτρικού σταθμού της ΔΕΗ Α.Ε., ΥΗΣ Ιλαρίωνα στον Αλιάκμονα, ισχύος 153 MW, ο οποίος έχει ήδη τεθεί σε δοκιμαστική λειτουργία.



Σχήμα 17: Υδατικά αποθέματα ταμιευτήρων κατά το διάστημα 2007 – 2013 (ΑΔΜΗΕ, 2016)

Πίνακας 10: Παραγωγή των Υ/Η μονάδων κατά το διάστημα 2004- 2015

	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Καθαρή Παραγωγή (GWh)	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)
2004	3059,7	4926,6	18,33
2005	3059,7	5420,5	20,22
2006	3059,7	6229,4	23,24
2007	3017,7	3142,7	11,89
2008	3017,7	2973,5	11,22
2009	3017,7	4955,4	18,75
2010	3017,7	6702,6	25,35
2011	3017,7	3675,5	13,90
2012	3017,7	3891,7	14,68
2013	3017,7	5639,9	21,33
2014	3017,7	3906,2	14,78
2015	3017,7	5390,7	20,39

Οι ταμειυτήρες των Υ/Η μονάδων του Ελληνικού συστήματος είναι σχετικά μικροί και επομένως η παραγωγή των ΥΗΣ εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από τις υδραυλικές συνθήκες του έτους. Παράλληλα, αξίζει να αναφερθεί, ότι από τον παραπάνω πίνακα φαίνεται ότι υπάρχει μία σχετική κυκλικότητα στις υδραυλικές συνθήκες των τελευταίων ετών.

Για τις ανάγκες των προσομοιώσεων και ελλείπει καλύτερης εκτίμησης, θεωρήθηκε ότι ο συντελεστής χρησιμοποίησης των Υ/Η μονάδων κυμαίνεται σε τιμές από 17% έως 19% κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα, σύμφωνα με τον Πίνακα 11 (σενάρια βάσης). Κατά τις επαναλήψεις του αλγορίθμου, η διακύμανση της παραγωγής ενέργειας από ΥΗΣ είναι της τάξης του 5%, σε σχέση με την τιμή αναφοράς.

Πίνακας 11: Δεδομένα εισόδου για τους ΥΗΣ, σενάρια βάσης 2017-2019

Έτος	Συντελεστής Φόρτισης	Μέση ενέργεια αναφοράς
2017	17%	4.720,8
2018	18%	4.998,5
2019	19%	5.276,1

Πίνακας 12: Υφιστάμενοι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής Συνδεδεμένοι στο σύστημα

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΔΕΗ	ΥΗΣ Άγρα	Άγρας I	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Άγρα	Άγρας II	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα I	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα II	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Εδεσσαίου	Εδεσσαίος	19	19
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός I	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός II	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός III	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι I	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι II	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι III	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι IV	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά I	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά II	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά III	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά IV	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λάδωνα	Λάδωνας I	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λάδωνα	Λάδωνας II	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αώου	Πηγές Αώου I	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αώου	Πηγές Αώου II	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας I	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας II	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας III	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση I	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση II	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο I	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο II	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο III	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα I	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα II	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα III	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα I	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα II	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα III	1,6	1,6
ΔΕΗ	ΥΗΣ Στράτου	Στράτος I	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Στράτου	Στράτος II	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά I	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά II	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά III	105	105
Σύνολο ισχύος Υδροηλεκτρικών Μονάδων:			3017,7	3017,7

4.3.3 Μονάδες ΑΠΕ

Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της παραγωγής ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα Η/Ε παρουσιάζεται στον Πίνακα 13 (ΑΔΜΗΕ, 2016).

Πίνακας 13: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Σταθμούς Παραγωγής ΑΠΕ στο Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα (ΑΔΜΗΕ, 2016)

ΕΤΟΣ	Α/Π		Φ/Β		ΜΥΗΣ		ΒΙΟΜΑΖΑ		ΣΗΘΥΑ		ΣΥΝΟΛΟ	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2010	1039	2.062	153	132	197	754	41	194	125	115	1.555	3.256
2011	1363	2.596	439	442	205	581	45	199	89	142	2.141	3.959
2012	1466	3.161	1.126	1.510	213	669	45	197	90	149	2.940	5.686
2013	1520	3.392	2.419	3.408	220	771	46	210	90	119	4.295	7.900
2014	1662	3.009	2.436	3.557	220	701	47	207	99	159	4.464	7.633
2015	1775	3.856	2.444	3.629	224	707	52	222	100	188	4.595	8.602

Η συνεισφορά των ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο ενεργειακό ισοζύγιο ανήλθε από 6,1% το 2009 σε 16,7% το 2015. Εάν στη συνεισφορά των ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ για το 2015 προστεθεί και η παραγωγή των ΥΗΣ, η συνολική συνεισφορά από πράσινες πηγές ενέργειας στο ισοζύγιο ενέργειας είναι της τάξης του 27,2%. Η παραγωγή των ΑΠΕ παρουσιάζει διακυμάνσεις λόγω εποχικότητας μέσα στο έτος, αλλά υπάρχει μία σαφής συσχέτιση εγκατεστημένης ισχύος και συνολικής ετήσιας παραγόμενης ενέργειας. Ο μέσος συντελεστής φόρτισης για κάθε τεχνολογία με βάση τον Πίνακα 13 παρουσιάζεται στον Πίνακα 14.

Πίνακας 14: Μέσος ετήσιος συντελεστής φόρτισης ανά τεχνολογία ΑΠΕ 2011-2015 (ΑΔΜΗΕ, 2016)

ΕΤΟΣ	Α/Π	Φ/Β	ΜΥΗΣ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΣΗΘΥΑ
2010	22,66%	9,85%	43,69%	54,01%	10,50%
2011	21,74%	11,49%	32,35%	50,48%	18,21%
2012	24,61%	15,31%	35,85%	49,97%	18,90%
2013	25,47%	16,08%	40,01%	52,11%	15,09%
2014	20,67%	16,67%	36,37%	50,28%	18,33%
2015	24,80%	16,95%	36,03%	48,74%	21,46%
ΜΟ	23,33%	14,39%	37,39%	50,93%	17,08%

Η πρόβλεψη της εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ παρουσιάζει μεγαλύτερες δυσχέρειες από αυτές της πρόβλεψης φορτίου, καθώς εξαρτάται τόσο από την πρόοδο της αδειοδοτικής διαδικασίας των έργων, όσο και από τις επενδυτικές πρωτοβουλίες και δυνατότητες των επενδυτών. Στον Πίνακα 15 περιγράφεται το σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ που έχει χρησιμοποιηθεί στη μελέτη επάρκειας ισχύος του ΑΔΜΗΕ για το διάστημα 2016 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2016)

Πίνακας 15: Διείσδυση ΑΠΕ για το διάστημα 2016 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2016)

	2016	2017	2018	2019
Αιολικά	1.857	2.175	2.350	2.525
Φωτοβολταϊκά	2.444	2.564	2.640	2.720
ΜΥΗΣ	223	245	248	250
Βιομάζα/Βιοαέριο	52	105	135	170
ΣΥΘΗΑ	100	125	125	125
ΣΥΝΟΛΟ	4.676	5.214	5.498	5.790

Για τις ανάγκες της παρούσας έρευνας, με βάση τους παραπάνω πίνακες, θεωρήθηκαν οι τιμές αναφοράς παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ για το διάστημα 2017-2019 που παρουσιάζονται στον Πίνακα 16 και βασίζονται στη μελέτη του ΑΔΜΗΕ. Η διακύμανση της παραγωγής από ΑΠΕ, κατά τις επαναλήψεις του αλγορίθμου, είναι της τάξης του 5%, σε σχέση με την τιμή αναφοράς.

Πίνακας 16: Τιμές αναφοράς παραγόμενης ενέργεια από ΑΠΕ

Τεχνολογία	Συντελεστής Φόρτισης	Εγκατεστημένη Ισχύς			Ενέργεια ανά έτος		
		2017	2018	2019	2017	2018	2019
Α/Π	24%	2.016	2.263	2.438	4238,4	4756,7	5124,6
Φ/Β	17%	2.504	2.602	2.680	3729,0	3874,9	3991,1
ΜΥΗΣ	38%	234	247	249	778,9	820,5	828,9
Βιομάζα	51%	79	120	153	350,7	536,1	681,3
ΣΥΘΗΑ	20%	113	125	125	197,1	219,0	219,0
ΣΥΝΟΛΟ		4.945	5.356	5.644	9.294,1	10.207,2	10.844,8

4.4 Διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό σύστημα Η/Ε υπό τον γενικότερο

συντονισμό του ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity), που αποτελεί, από τον Ιούνιο του 2009, διάδοχο και ευρύτερο σχήμα της UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité), ως προς τα θέματα λειτουργίας και ανάπτυξης του συστήματος (ENTSO-E2, 2016).

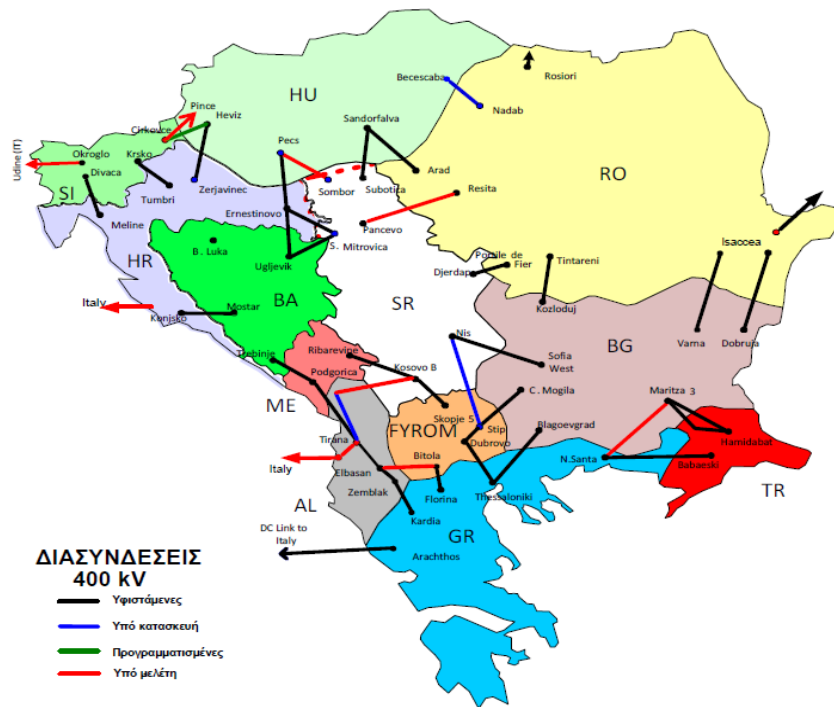
Η παράλληλη λειτουργία του Ελληνικού συστήματος με το Ευρωπαϊκό σύστημα επιτυγχάνεται μέσω διασυνδεδειγμένων γραμμών εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) 400 kV υψηλής τάσης με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ (FYROM). Επιπλέον, το Ελληνικό σύστημα συνδέεται με την Ιταλία μέσω υποβρυχίου καλωδίου συνεχούς ρεύματος (DC) 400 kV. Από τις 18 Σεπτεμβρίου 2010, το Ελληνικό σύστημα έχει συνδεθεί και με το σύστημα της Τουρκίας μέσω διασυνδεδειγμένης γραμμής εναλλασσόμενου ρεύματος 400 kV, το οποίο περαιτέρω έχει συνδεθεί και με το σύστημα της Βουλγαρίας. Το σύστημα της Τουρκίας είναι μέχρι σήμερα σε δοκιμαστική παράλληλη λειτουργία με το Ευρωπαϊκό σύστημα και έχει αποφασιστεί η μόνιμη σύνδεση της Τουρκίας με το Ευρωπαϊκό σύστημα.

Η τοπολογία των υφιστάμενων και υπό ανάπτυξη διασυνδέσεων φαίνεται στο Σχήμα 18, όπου παριστάνονται με διαφορετικούς χρωματισμούς οι υφιστάμενες, οι υπό κατασκευή, οι προγραμματισμένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις (ΑΔΜΗΕ, 2016).

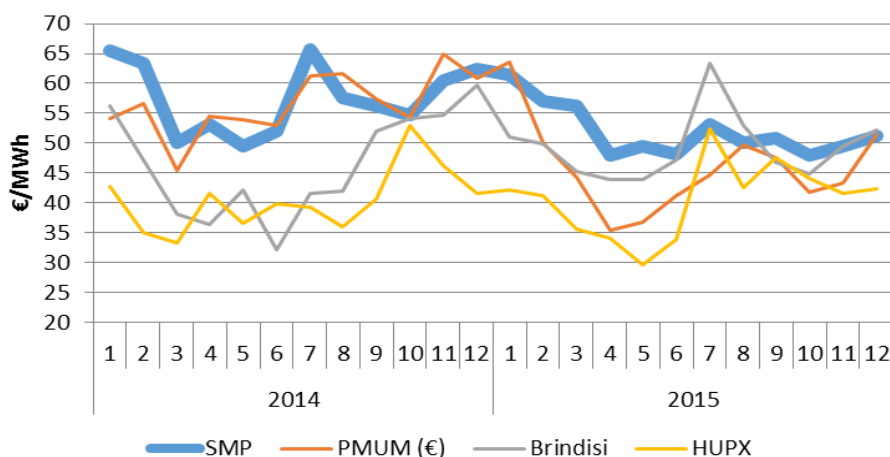
Στον Πίνακα 17 φαίνεται αναλυτικά η συνεισφορά των διασυνδέσεων στο ενεργειακό ισοζύγιο κατά την τελευταία δεκαετία. Από τα στοιχεία του πίνακα φαίνεται ότι η Ελλάδα είναι καθαρά εισαγωγική χώρα (η μόνη εξαίρεση ήταν το 2000 όπου οι εξαγωγές ξεπέρασαν οριακά τις εισαγωγές). Οι εισαγωγές Η/Ε γίνονται για οικονομικούς λόγους, δεδομένου ότι η προσφερόμενη τιμή της εισαγόμενης ενέργειας είναι κατά κανόνα χαμηλότερη από το εγχώριο κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων του Ελληνικού συστήματος.

Οι αγορές Η/Ε της νοτιοανατολικής Ευρώπης παρουσιάζουν μεγάλες διαφορές σχετικά με τη δομή τους, εφόσον υπάρχουν αγορές που στηρίζονται αποκλειστικά σε διμερή συμβόλαια (Over The Counter, OTC, bilateral contracts) και αγορές με χρηματιστήρια ενέργειας και διμερή συμβόλαια. Επίσης, η διασυνοριακή ικανότητα μεταφοράς ανάμεσα στα διάφορα κράτη της περιοχής μεταβάλλεται ανά μήνα και διαφοροποιείται ανά σύνορο. Όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 3.5.2, κάθε σύνορο αντιμετωπίζεται με διαφορετικό τρόπο κατά την προσομοίωση. Για το εξεταζόμενο διάστημα θεωρήθηκε

μία τιμή αναφοράς για εισαγωγές και μία τιμή αναφοράς για εξαγωγές ανά σύνορο και ανά έτος. Η τιμή αυτή βασίστηκε σε ανάλυση παρελθοντικών χρονοσειρών τιμών ενέργειας (όπως αυτή που παρουσιάζεται στο Σχήμα 19) και στις τιμές προϊόντων μελλοντικής εκπλήρωσης των χρηματιστηρίων HUPX και EEX (HUPX, 2016· EEX, 2016).



Σχήμα 18: Σχηματικό Διάγραμμα των διασυνδεδεμένων συστημάτων της Βαλκανικής (ΑΔΜΗΕ, 2016)



Σχήμα 19: Σύγκριση τιμών Ελληνικής αγοράς με άλλες Ευρωπαϊκές αγορές Η/Ε 2014-2015

Πίνακας 17: Αξιοποίηση Διασυνδέσεων κατά τη δεκαετία 2006-2015 (ΑΔΜΗΕ, 2016)

	ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (GWh)	ΕΞΑΓΩΓΕΣ (GWh)	ΙΣΟΖΥΓΙΟ (GWh)
2006	6139,46	1937,08	4202,38
2007	6411,50	2057,31	4354,19
2008	7574,76	1960,79	5613,97
2009	7600,77	3233,07	4367,70
2010	8517,36	2811,23	5706,13
2011	7179,77	3947,44	3232,33
2012	5954,04	4169,88	1784,17
2013	4703,54	2600,83	2102,70
2014	9461,66	642,25	8819,41
2015	11080,97	1472,22	9608,75

Όπως αναφέρθηκε, οι διασυνδέσεις Αλβανίας και Σκοπίων έχουν μοντελοποιηθεί ως μία ισοδύναμη μονάδα, δεδομένου ότι η ηλεκτροπαραγωγική τους βάση δεν είναι εκτεταμένη και δεν διαθέτουν ώριμες αγορές Η/Ε.

Πίνακας 18: Ενδεικτικές τιμές εισαγωγών και εξαγωγών προσομοίωσης 2017 -2019
(HUPX, 2016· EEX, 2016)

	2017	2018	2019	NTC
Imports from Bulgaria	35	34	35	400
Imports from Albania & FYROM	35	34	35	600
Imports from Italy	40	39	39	500
Imports from Turkey	47	46	46	50
Exports to Bulgaria	35	34	34	400
Exports to Albania & FYROM	35	34	34	600
Exports to Italy	40	39	39	500
Exports to Turkey	47	46	46	216

Για τις ανάγκες της προσομοίωσης χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές αναφοράς για τις εισαγωγές και εξαγωγές, καθώς η διαθέσιμη καθαρή ικανότητα μεταφοράς (net transfer capacity, NTC) ανά σύνορο που παρατίθενται στον Πίνακα 18. Οι τιμές αυτές αφορούν την ενδεικτική τιμή αγοράς ή πώλησης ενέργειας για εισαγωγές ή εξαγωγές στο σύνορο, συμπεριλαμβανομένου του κόστους των διασυνδετικών δικαιωμάτων

μεταφοράς Η/Ε. Η διακύμανση της τιμής, κατά τις επαναλήψεις του αλγορίθμου, ορίστηκε σε 5%, σε σχέση με την τιμή αναφοράς.

4.5 Ρυθμιστικό πλαίσιο

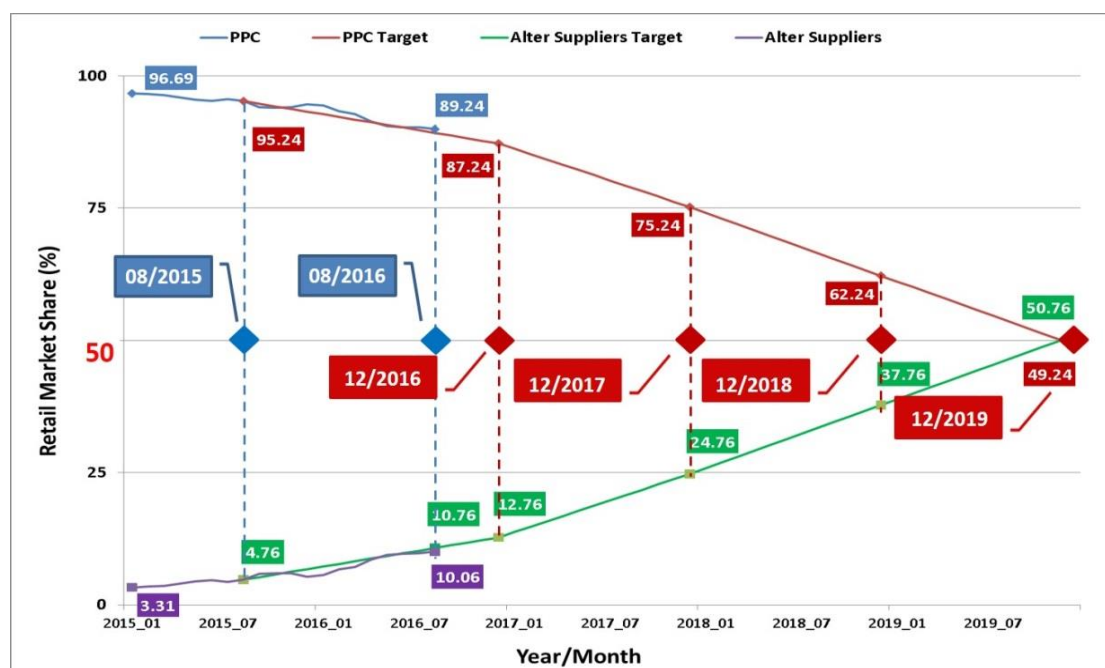
Το ρυθμιστικό πλαίσιο, συγκεκριμένα οι ρυθμιστικές μεταβολές στην αγορά που αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 2, παρόλο που δεν αποτελεί δεδομένο εισόδου, έχει καθοριστικό ρόλο στη διαμόρφωση των τελικών οικονομικών αποτελεσμάτων για τον πρώην μονοπωλιακό καθετοποιημένο συμμετέχοντα. Επίσης, το ρυθμιστικό πλαίσιο έχει καθοριστικό ρόλο στη διαμόρφωση επιπρόσθετων στοιχείων κόστους που προκύπτουν εκτός της επίλυσης της χονδρεμπορικής αγοράς, λόγω εφαρμογής συγκεκριμένων πολιτικών, ενδεικτικά η στήριξη των ΑΠΕ και ο μηχανισμός διασφάλισης επάρκειας ισχύος (Capacity Remuneration Mechanism, CRM). Ο προσδιορισμός των επιπρόσθετων στοιχείων κόστους ρυθμίζεται ετησίως από τη ΡΑΕ, αυξάνοντας την έκθεση στον κίνδυνο των συμμετεχόντων στην αγορά, ιδιαιτέρως των προμηθευτών, λόγω απρόβλεπτων ρυθμιστικών αλλαγών (Chassot, 2014).

Στις ακόλουθες ενότητες θα αναλυθούν τα κυριότερα στοιχεία του ρυθμιστικού πλαισίου που επηρεάζουν άμεσα τα οικονομικά αποτελέσματα των συμμετεχόντων στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε.

4.5.1 Εξέλιξη μεριδίων αγοράς

Σύμφωνα με τον Νόμο 4389/2016 (ΦΕΚ Α' 94/27.05.2016) επιβάλλεται η ανακατανομή των ποσοστών συμμετοχής στη λιανική αγορά Η/Ε, με απομείωση του ποσοστού του πρώην μονοπωλιακού παίκτη από αυτό που κατείχε τον Αύγουστο του έτους 2015, σε ποσοστό μικρότερο του 50%, μέχρι και το έτος 2019. Για την επίτευξη αυτού του στόχου έχει θεσπιστεί μηχανισμός πώλησης Η/Ε μέσω δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε με φυσική παράδοση και με ρυθμιστικά καθοριζόμενη τιμή εκκίνησης από τον πρώην μονοπωλιακό παίκτη προς τους επιλέξιμους προμηθευτές, στο πλαίσιο του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού.

Το Σχήμα 20 παρουσιάζει την εξέλιξη των μεριδίων αγοράς των προμηθευτών Η/Ε, σύμφωνα με τον Νόμο 4389/2016 (ΛΑΓΗΕ, 2016).



Σχήμα 20: Εξέλιξη μεριδίων Ελληνικής αγοράς Η/Ε 2016-2019 (ΛΑΓΗΕ, 2016)

Για τις ανάγκες αυτής της έρευνας θεωρείται ότι ο πρώην μονοπωλιακός παίκτης μειώνει τα μερίδια του κατά αντίστοιχο τρόπο στη χονδρεμπορική και στη λιανική αγορά σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα αυτό. Επομένως, σύμφωνα με όσα αναφέρθηκαν στην ενότητα 4.2, το φορτίο που θα εκπροσωπεί ο πρώην μονοπωλιακός παίκτης ανά έτος για το διάστημα 2017-2019 παρουσιάζεται στον Πίνακα 19.

Πίνακας 19: Μέσο φορτίο εκπροσώπησης πρώην μονοπωλιακού παίκτη 2017-2019

Έτος	Φορτίο Αναφοράς (GWh)	Μέσο Ποσοστό Στόχου (%)	Φορτίο Παίκτη (GWh)
2017	52.300	$(87,24+75,24)/2 = 81,24$	42.488
2018	53.100	$(75,24+62,24)/2 = 68,74$	36.500
2019	53.600	$(62,24+49,24)/2 = 55,74$	29.877

4.5.2 Ποσότητες προθεσμιακών προϊόντων

Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 2, η ετήσια ποσότητα της Η/Ε προς δημοπράτηση πρέπει να ισούται κατά έτος, με τα ακόλουθα ποσοστά απομείωσης σε σχέση με τον Αύγουστο του 2015, του μεριδίου του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη

στη λιανική αγορά του διασυνδεδεμένου συστήματος, πολλαπλασιασμένο με τον συνολικό όγκο στο διασυνδεδεμένο σύστημα τον προηγούμενο χρόνο:

- 1) Για το έτος 2016: Οκτώ ποσοστιαίες μονάδες (8%)
- 2) Για το έτος 2017: Δώδεκα ποσοστιαίες μονάδες (12%)
- 3) Για το έτος 2018: Δεκατρείς ποσοστιαίες μονάδες (13%)
- 4) Για το έτος 2019: Δεκατρείς ποσοστιαίες μονάδες (13%)

Ο ΛΑΓΗΕ έχει παρουσιάσει σε σχετική ημερίδα ένα ενδεικτικό πλάνο δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων για τα έτη 2016-2019, σύμφωνα με το οποίο προβλέπονταν ετήσιες ποσότητες δημοπρατούμενων προϊόντων 150, 676, 733 και 733 MW για τα έτη 2016, 2017, 2018 και 2019 αντίστοιχα (ΛΑΓΗΕ, 2016).

Στις 25 Οκτωβρίου 2016 και σε εφαρμογή των διατάξεων της ισχύουσας κείμενης νομοθεσίας, των διατάξεων του κώδικα συναλλαγών δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε (ΚΣΔΠΠΗΕ) και των αποφάσεων ΡΑΕ 353/2016, ΡΑΕ 391/2016, ΡΑΕ 392/2016 και ΡΑΕ 393/2016 (ΡΑΕ, 2016), πραγματοποιήθηκε η δημοπρασία για το 2016, για 460 MW προϊόντος, διάρκειας από 01.12.2016 έως 30.11.2017, ενέργειας 4.029.600 MWh, με τιμή εκκίνησης 37,37 €/MWh, σύμφωνα με την υπ' αριθμ. ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ. 182348 κοινή υπουργική απόφαση (ΦΕΚ Β' 2848/07.09.2016).

Επίσης, έχει τεθεί σε δημόσια διαβούλευση από τη ΡΑΕ, η πρόταση του ΛΑΓΗΕ για τον καθορισμό της ετήσιας ποσότητας προθεσμιακών προϊόντων προς δημοπράτηση για το 2017, τον καταμερισμό αυτής και το πρόγραμμα διεξαγωγής των δημοπρασιών (ΡΑΕ, 2016).

Σύμφωνα με την εισήγηση του ΛΑΓΗΕ, η ετήσια ποσότητα για το 2017 υπολογίστηκε σε 675 MW (ενέργεια 5.913.000 MWh) και επιμερίζεται σε ετήσια προθεσμιακά προϊόντα, τα οποία θα δημοπρατηθούν ανά τρίμηνο σύμφωνα με το πρόγραμμα διεξαγωγής δημοπρασιών που παρουσιάζεται στον Πίνακα 20, που όπως διαφαίνεται δεν θα τηρηθεί, αφού παρουσιάζει ήδη χρονική καθυστέρηση.

Πίνακας 20: Ετήσια προθεσμιακά προϊόντα 2017

ΠΡΟΘΕΣΜΙΑΚΟ ΠΡΟΪΟΝ	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΠΟΣΟΤΗΤΑ (MWh/h)	ΔΙΑΡΚΕΙΑ	ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑ ΔΙΕΞΑΓΩΓΗΣ
2016A02P01	1.182.600	135	01.01.2017-31.12.2017	15/11/2016
2017A01P02	1.226.400	140	01.04.2017-31.03.2018	14/02/2017
2017A02P03	1.752.000	200	01.07.2017-30.06.2018	16/05/2017
2017A03P04	1.752.000	200	01.10.2017-30.09.2018	11/07/2017

Για τις ανάγκες της παρούσας έρευνας, λαμβάνοντας υπόψη τις προβλεπόμενες από τον ΛΑΓΗΕ ετήσιες διατιθέμενες ποσότητες προθεσμιακών προϊόντων και εκτιμώντας τις μεσοσταθμικές τιμές προθεσμιακών προϊόντων, καταρτίζεται ο Πίνακας 21.

Πίνακας 21: Ετήσιες ποσότητες και μεσοσταθμικές τιμές προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε με φυσική παράδοση για τα εξεταζόμενα σενάρια

Έτος	Ποσότητα Προθεσμιακού Προϊόντος (GWh)	Μεσοσταθμική τιμή πώλησης (€/MWh)
2017	7.120	38,0
2018	6.420	38,5
2019	6.420	39,0

4.5.3 Μηχανισμός επάρκειας ισχύος

Τον Μάρτιο του 2016 με την υπό στοιχεία C(2016)/1791 final/31.03.2016 απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής εγκρίθηκε ο μεταβατικός μηχανισμός αποζημίωσης ευελιξίας (ΜΜΑΕ), ως συμβιβάσιμη με το ενωσιακό πλαίσιο κρατική ενίσχυση, προϋπολογισμού 225 εκ. € και διάρκειας 12 μηνών (αριθμός ενίσχυσης: SA 38968) (EUR-LEX, 2016). Στη συνέχεια ο συγκεκριμένος μηχανισμός μεταφέρθηκε στην Ελληνική νομοθεσία με τον Νόμο 4389/2016, ο οποίος ισχύει από τον Μάιο του 2016 έως και τον Απρίλιο του 2017. Ως επιλέξιμες μονάδες παραγωγής για την ένταξή τους στον ΜΜΑΕ θεωρούνται οι μονάδες φυσικού αερίου και οι υδροηλεκτρικές μονάδες. Στον ΜΜΑΕ προβλέπεται για τις επιλέξιμες μονάδες παραγωγής, οι οποίες είναι εγγεγραμμένες στο μητρώο ευέλικτων μονάδων του Διαχειριστή του συστήματος (ΑΔΜΗΕ), η καταβολή ανταλλάγματος για τη διαθεσιμότητά τους προς παροχή της υπηρεσίας ευελιξίας στο

σύστημα Η/Ε και για τους εκπροσώπους φορτίου η καταβολή του αναλογούντος τιμήματος (ΡΑΕ, 2016). Το ανώτατο ποσό για το διάστημα αυτό (225 εκ. €) αφορά τις μονάδες φυσικού αερίου και τις υδροηλεκτρικές μονάδες, με ανώτατο όριο καταβολής ανά μονάδα παραγωγής τα 15 εκ. €. Σύμφωνα με υπολογισμούς, ο πρώην μονοπωλιακός καθετοποιημένος παίκτης, κατά τη διάρκεια ισχύος του μηχανισμού αυτού, αναμένεται να χρεωθεί με περίπου 163 εκ. €, ως εκπρόσωπος φορτίου (δραστηριότητα προμήθειας Η/Ε) και να λάβει περίπου 82 εκ. € ως παραγωγός Η/Ε (δραστηριότητα παραγωγής Η/Ε).

Τον ΜΜΑΕ θα διαδεχτεί ο μόνιμος μηχανισμός επάρκειας ισχύος (ΜΑΕΙ), ο οποίος δεν έχει θεσμοθετηθεί ακόμα και επομένως δεν έχει οριστικοποιηθεί η τελική μορφή του. Ο ΜΑΕΙ θα είναι ένας σύνθετος μηχανισμός κατά το πρότυπο του Ιταλικού μηχανισμού επάρκειας ισχύος, που στην τελική μορφή του προβλέπει δυνητική στήριξη προς όλους τους τύπους μονάδων καθώς και τις διασυνδέσεις. Σύμφωνα με τις βασικές πτυχές του προτεινόμενου ΜΑΕΙ, η κύρια υπηρεσία που θα αποζημιώνεται είναι η διαθεσιμότητα ισχύος, η οποία καθορίζεται από το επίπεδο της ισχύος που απαιτείται, ώστε να καλύπτεται μακροπρόθεσμα το κριτήριο αξιοπιστίας του συστήματος. Η υπηρεσία θα παρέχεται μέσω της δημοπράτησης “Δικαιωμάτων Αξιοπιστίας” (ΔΑ) (reliability options), τα οποία δίνουν τη δυνατότητα αγοράς της απαραίτητης ισχύος για μια προκαθορισμένη περίοδο, κεντρικά από τον Διαχειριστή του συστήματος, σε μια διοικητικά καθορισμένη ανώτατη τιμή καλούμενη και ως τιμή άσκησης (strike price) του ΔΑ. Τα ΔΑ θα συνδυάζονται με την υποχρέωση πραγματικής διάθεσης ισχύος από την πλευρά του παρόχου της υπηρεσίας.

Καθώς η επιβάρυνση του ΜΑΕΙ στους εκπροσώπους φορτίου δεν είναι γνωστή, θεωρήθηκε ότι η επιβάρυνση για το σκέλος προμήθειας του εξεταζόμενου παίκτη θα είναι της τάξης των 4,5 €/MWh.

Για το σκέλος της παραγωγής, καθώς θα αποζημιώνονται όλοι οι τύποι μονάδων του συστήματος και λόγω του μεγάλου μεριδίου εγκατεστημένης ισχύος που κατέχει ο παίκτης θεωρήθηκε ότι θα λαμβάνει περίπου τα 3/5 του συνολικού εσόδου του μηχανισμού ανά έτος. Οι παραπάνω θεωρήσεις παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πίνακα 22.

Πίνακας 22: Εκτίμηση επίδρασης ΜΜΑΕ και ΜΑΕΙ στο σκέλος προμήθειας και παραγωγής του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη

Έτος	Επιβάρυνση προμήθειας (€)	Κέρδη παραγωγής (€)
2017	182.000.000	121.000.000
2018	164.000.000	143.000.000
2019	135.000.000	145.000.000

4.5.4 Μηχανισμός στήριξης ΑΠΕ

Σύμφωνα με τον Νόμο 4414/2016 (ΦΕΚ Α΄ 149/09.08.2016) θεσπίστηκε νέο καθεστώς στήριξης των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και ακολούθησε σχετική τροποποίηση του κώδικα συναλλαγών Η/Ε και του εγχειριδίου του κώδικα συναλλαγών Η/Ε, για τον προσδιορισμό της μεθοδολογίας υπολογισμού του εσόδου του υπολογαριασμού αγοράς του ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ. Σύμφωνα με το νέο αυτό καθεστώς οι εκπρόσωποι φορτίου καλούνται να υποβάλουν για τη μείωση του ελλείμματος του ειδικού λογαριασμού αυτού τίμημα ανάλογο με το σύνολο του φορτίου που εκπροσωπούν. Η επιπλέον αυτή χρέωση θα προσδιορίζεται με χρήση δεικτών που σχετίζονται με τη σύγκριση της τιμής της χονδρεμπορικής αγοράς Η/Ε με την εικονική τιμή της αγοράς εάν δεν υπήρχαν ΑΠΕ και ένα ρυθμιστικά οριζόμενο κατώφλι χρέωσης.

Καθώς δεν υπάρχουν δεδομένα για το 2017, βάσει εκτιμήσεων, θεωρήθηκε ότι η μέση επιβάρυνση των προμηθευτών για το εξεταζόμενο διάστημα θα είναι σταθερή και ίση ανά έτος με 5 €/MWh εκπροσωπούμενου φορτίου, θεωρώντας ότι το καθεστώς στήριξης ΑΠΕ θα ισχύει για όλο το διάστημα 2017-2019.

4.5.5 Μηχανισμός ανάκτησης μεταβλητού κόστους

Σύμφωνα με την απόφαση ΡΑΕ 392/2015 (ΦΕΚ Β΄ 2552/26.11.2015), μέσω τροποποίησης του κώδικα διαχείρισης ΕΣΜΗΕ, από τις 26 Νοεμβρίου 2015 επανήλθε σε ισχύ και εφαρμόζεται υπό νέες προϋποθέσεις ο μηχανισμός ανάκτησης μεταβλητού κόστους (ΜΑΜΚ).

Ο συγκεκριμένος μηχανισμός προβλέπει την αποζημίωση μονάδας (κάλυψη του μεταβλητού της κόστους), όταν η μονάδα εγγείει ενέργεια στο σύστημα με εντολή κατανομής από τον Διαχειριστή στις παρακάτω περιπτώσεις:

- (i) Όταν η εν λόγω Μονάδα εντάσσεται με Εντολή του Διαχειριστή και χωρίς να έχει προγραμματισθεί η λειτουργία της κατά την κατάρτιση του ΗΕΠ,
- (ii) Όταν κατά την κατάρτιση του ΗΕΠ εντάσσεται σε συγκεκριμένο επίπεδο φόρτισης αμιγώς για λόγους εξυπηρέτησης απαιτήσεων εφεδρείας.

Σε αυτές τις περιπτώσεις, ενδέχεται να μην καλύπτεται το μεταβλητό της κόστος, γιατί εντάσσεται όχι βάσει της οικονομικότητας της προσφοράς έγχυσής της, αλλά κυρίως εξαιτίας των απαιτήσεων και αναγκών του συστήματος, οπότε η τιμή της προσφοράς έγχυσης της εν λόγω μονάδας ενδέχεται να είναι υψηλότερη της υπολογιζόμενης από τον αλγόριθμο οριακής τιμής του συστήματος (ΟΤΣ), στην οποία εκκαθαρίζεται ο ΗΕΠ.

Το κόστος αυτό επιβαρύνονται οι προμηθευτές και οι καθαροί εξαγωγείς και περιλαμβάνεται στον δευτεροβάθμιο Λογαριασμό Προσαυξήσεων (ΛΠ-3) του ΑΔΜΗΕ. Το κόστος αυτό (€/MWh) έχει μεταβληθεί σημαντικά μέσα στον τελευταίο χρόνο, αλλά εκτιμάται ότι θα κυμανθεί στα 1-1,2 €/MWh για το 2017, προσεγγίζοντας τις τιμές που έχουν προκύψει για τον Αύγουστο και τον Σεπτέμβριο του 2016.

Για τις ανάγκες της παρούσας έρευνας θεωρήθηκε επιβάρυνση 1,1 €/MWh για το σκέλος της προμήθειας, καθώς και ότι το 80% του συνολικού εσόδου του μηχανισμού αυτού αποδίδεται στις μονάδες παραγωγής του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη, εξαιτίας του μεγάλου ποσοστού εγκατεστημένης θερμικής ισχύος που κατέχει στο σύστημα.

4.5.6 Πρόσθετες χρεοπιστώσεις λογαριασμών προσαυξήσεων

Οι εκπρόσωποι φορτίου και οι καθαροί εξαγωγείς επιβαρύνονται επιπρόσθετα με το κόστος του λογαριασμού προσαυξήσεων ΛΠ2, ενώ οι εκπρόσωποι φορτίου επιβαρύνονται και με το κόστος του λογαριασμού προσαυξήσεων ΛΠ3. Οι λογαριασμοί αυτοί αποτελούν δευτεροβάθμιους λογιστικούς λογαριασμούς του λογαριασμού προσαυξήσεων (Λ-ΙΔ) που τηρεί ο ΑΔΜΗΕ. Τα κόστη αυτά αφορούν προσαυξήσεις, δηλαδή χρεώσεις και πιστώσεις όπως προκύπτουν από τη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς Η/Ε, της εκκαθάρισης των αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης και την παροχή

επικουρικών υπηρεσιών και λοιπών υπηρεσιών (ενδεικτικά, ΜΑΜΚ, αποζημίωση εφεδρειών, αποκλίσεις προγραμμάτων εισαγωγών και εξαγωγών, αποζημίωση κόστους εκκίνησης θερμικών μονάδων, απώλειες του συστήματος) (ΚΔΣ, 2016).

Κατά το εξεταζόμενο διάστημα, θεωρήθηκε ότι τα κόστη αυτά είναι σταθερά, και ίσα με 1 €/MWh, για τους προμηθευτές Η/Ε. Ενώ, οποιοδήποτε αντίστοιχο έσοδο προκύψει αναλογικά για τις θερμικές μονάδες παραγωγής του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη θεωρείται μικρό, λόγω των τεχνικών χαρακτηριστικών και του τρόπου λειτουργίας των μονάδων αυτών και δεν λαμβάνεται υπόψη.

4.6 Εξεταζόμενα σενάρια

Τα στοιχεία που παρουσιάστηκαν στις προηγούμενες ενότητες αποτελούν τα δεδομένα εισόδου, στα οποία βασίζονται τα σενάρια βάσης, για την ανάλυση των οικονομικών στοιχείων του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη. Τα σενάρια βάσης περιγράφουν την πιο πιθανή εξέλιξη της Ελληνικής αγοράς Η/Ε σύμφωνα με τα τρέχοντα δεδομένα προβλέψεων.

Εκτός από τα σενάρια βάσης για τα έτη 2017-2019, επιλέχτηκε να εξεταστούν για την ίδια τριετία ειδικές ακραίες μεταβολές για ορισμένα από τα μεγέθη με αβεβαιότητα (ειδικά σενάρια), προκειμένου να εξεταστεί η επίδρασή τους στο ενεργειακό ισοζύγιο και επομένως στην οικονομική απόδοση του εξεταζόμενου παίκτη. Τα ειδικά σενάρια που εξετάστηκαν είναι τα ακόλουθα.

1. Μεγάλη αύξηση της τιμής φυσικού αερίου: Σύμφωνα με αυτό το σενάριο, οι διεθνείς τιμές φυσικού αερίου αυξάνονται από τις αρχές του 2017 και διατηρούνται σε υψηλά επίπεδα, παρουσιάζοντας αύξηση 25% έναντι των σεναρίων βάσης για την εξεταζόμενη τριετία.
2. Μεγάλη αύξηση τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂: Σύμφωνα με αυτό το σενάριο, η ΕΕ αποφασίζει να αποσύρει μέρος των δημοπρατούμενων δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, προκειμένου να διασφαλίσει τη σύγκλιση με τους περιβαλλοντικούς στόχους που έχουν τεθεί για το έτος 2030, προκαλώντας μεγάλη αύξηση στις τιμές εκπομπών CO₂, και συγκεκριμένα θεωρήθηκαν οι τιμές 9, 12 και 15 €/t CO₂ για τα έτη 2017, 2018 και 2019 αντίστοιχα (EC, 2016).

3. Μεγάλη αύξηση της ζήτησης Η/Ε: Σύμφωνα με αυτό το σενάριο, παρατηρείται μεγάλη αύξηση στο φορτίο του Ελληνικού συστήματος Η/Ε, λόγω προόδου της Ελληνικής οικονομίας. Οι τιμές αναφοράς που χρησιμοποιούνται σε αυτό το σενάριο είναι οι τιμές του σεναρίου υψηλής ζήτησης του ΑΔΜΗΕ, όπως παρουσιάστηκαν στην ενότητα 4.2 (ΑΔΜΗΕ, 2016).
4. Μεγάλη βλάβη δύο λιγνιτικών μονάδων: Σύμφωνα με αυτό το σενάριο, προκύπτει μεγάλη βλάβη σε δύο λιγνιτικές μονάδες, καθιστώντας τις μονάδες αυτές μη διαθέσιμες για το εξεταζόμενο διάστημα. Οι μονάδες που επιλέχθηκαν για τις ανάγκες αυτού του σεναρίου είναι οι μονάδες Αγ. Δημήτριος IV και Αγ. Δημήτριος V.

Στα ειδικά σενάρια, πλην του ακραία μεταβαλλόμενου μεγέθους ανά σενάριο (τιμή φυσικού αερίου, τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, ζήτηση Η/Ε, πλήρης μη διαθεσιμότητα δύο λιγνιτικών μονάδων), οι παραδοχές των υπόλοιπων μεγεθών παραμένουν ίδιες, όπως ορίστηκαν για τα σενάρια βάσης.

Επιπρόσθετα, ο συντελεστής χρησιμοποίησης των ΥΗΣ θεωρήθηκε σταθερός και για τα τρία έτη, σε ποσοστό 17%, ορίζοντας όμως μεγάλη διακύμανση για την παραγωγή Η/Ε από τους ΥΗΣ, της τάξης του 20%, σε σχέση με την τιμή αναφοράς της.

Στον Πίνακα 23 παρουσιάζονται συνοπτικά οι παραδοχές των μεγεθών με αβεβαιότητα, όπως θεωρήθηκαν στα εξεταζόμενα σενάρια.

Πίνακας 23: Παραδοχές για μεγέθη με αβεβαιότητα βάσει των εξεταζόμενων σεναρίων

Έτος	Τιμή απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO2 (€/t)		Τιμή φυσικού αερίου (€/m3)		Ετήσια ζήτηση Η/Ε (GWh)		Μέγιστη διαθέσιμη καθαρή ισχύς λιγνιτικών μονάδων (MW)		Χαρακτηριστικά υδροηλεκτρικών μονάδων (YHΣ)			
	Σενάριο βάσης	Ειδικό σενάριο	Σενάριο βάσης	Ειδικό σενάριο	Σενάριο βάσης	Ειδικό σενάριο	Σενάριο βάσης	Ειδικό Σενάριο (Βλάβη 2 λιγνιτικών μονάδων)	Σενάριο βάσης		Ειδικό σενάριο	
									Συντελεστής Φόρτισης	Διακύμανση παραγωγής	Συντελεστής Φόρτισης	Διακύμανση παραγωγής
2017	6,5	9	τιμή 2016+10%	τιμή βάσης+25%	52.300	52.900	3.912	3.287	17%	5%	17%	20%
2018	7,5	12	τιμή 2017+2%		53.100	54.200			18%			
2019	8,5	15	τιμή 2018+2%		53.600	55.400			19%			

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Αποτελέσματα Προσομοιώσεων

5.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για τα εξεταζόμενα έτη 2017 - 2019. Για τα έτη αυτά παρουσιάζονται τα σενάρια βάσης καθώς και τα αντίστοιχα ειδικά σενάρια. Τα αποτελέσματα προέκυψαν από 200 επαναλήψεις του αλγορίθμου για τα σενάρια βάσης και από 50 επαναλήψεις του αλγορίθμου για τα ειδικά σενάρια. Λόγω του εξαιρετικά μεγάλου όγκου των δεδομένων, για κάθε σενάριο θα παρουσιαστούν:

- Η μέση σταθμισμένη ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία μονάδων
- Η μέση σταθμισμένη ετήσια ενέργεια εισαγωγών
- Η μέση σταθμισμένη ετήσια ενέργεια εξαγωγών
- Το μέσο σταθμισμένο ετήσιο φορτίο ζήτησης και άντλησης
- Η πιθανοτική κατανομή των ανωτέρω μεγεθών ενέργειας (δηλαδή η πιθανότητα εμφάνισης των υπολογιζόμενων τιμών ενέργειας για κάθε μέγεθος), ανά διάστημα εύρους τιμών ενέργειας
- Η πιθανοτική κατανομή της ΟΤΣ, ανά εύρος τιμών ΟΤΣ.

Στην τελευταία ενότητα του κεφαλαίου παρουσιάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα, που προκύπτουν από τη συμμετοχή του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε, σύμφωνα με τα αποτελέσματα των σεναρίων που εξετάστηκαν και τα δεδομένα της Ελληνικής αγοράς που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 2.

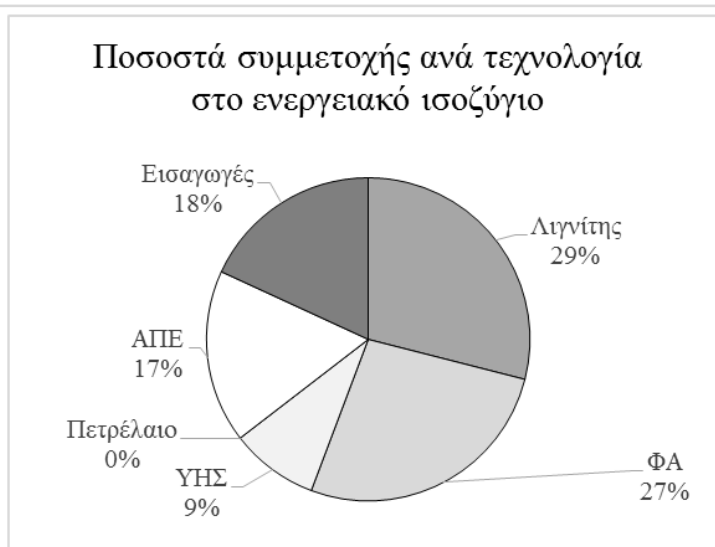
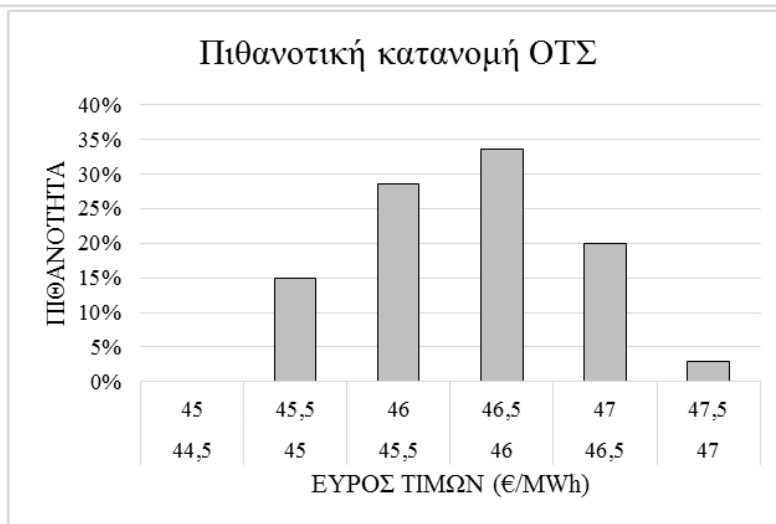
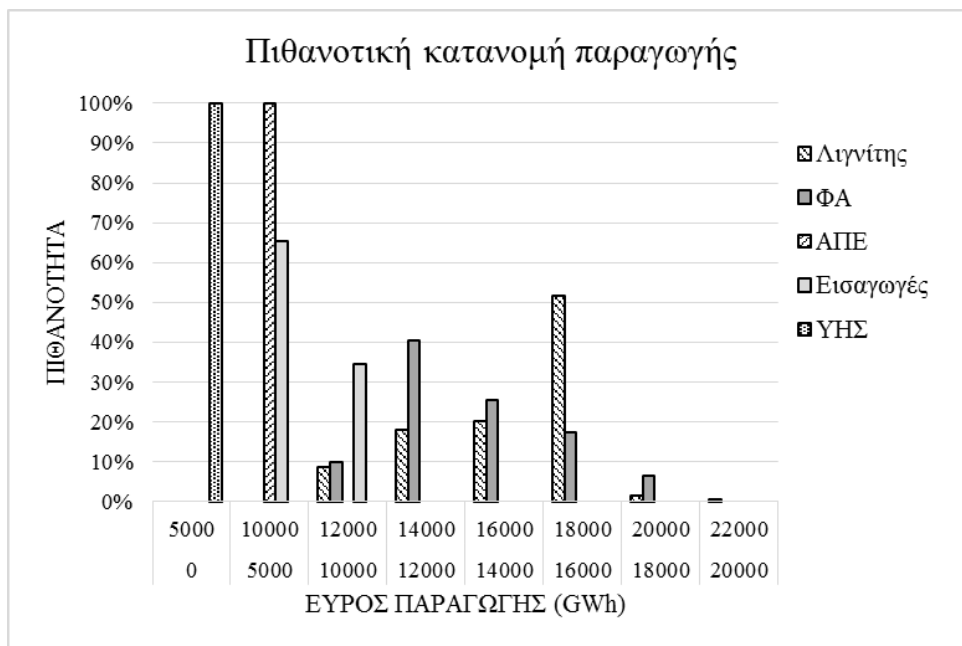
Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται διακριτά για τη δραστηριότητα της προμήθειας και της παραγωγής αλλά και συνολικά, για την αποτίμηση της οικονομικής επίδοσης της εταιρίας.

5.2 Σενάρια Βάσης 2017 - 2019

5.2.1 Σενάριο βάσης 2017

Πίνακας 24: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου βάσης 2017

Εύρος τιμών		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση	Εύρος τιμών		ΟΤΣ
0	5000	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	42	43	0,00%
5000	10000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	65,50%	0,00%	0,00%	0,00%	43	43,5	0,00%
10000	12000	8,50%	10,00%	0,00%	0,00%	0,00%	34,50%	0,00%	0,00%	0,00%	43,5	44	0,00%
12000	14000	18,00%	40,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44	44,5	0,00%
14000	16000	20,00%	25,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44,5	45	0,00%
16000	18000	51,50%	17,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	15,00%
18000	20000	1,50%	6,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	28,50%
20000	22000	0,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	33,50%
22000	24000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	20,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	3,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	23,50%	47,5	48	0,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	76,50%	48	48,5	0,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		15.532	14.336	4.723	0	9.284	9.715	248	40	52.321	Μέσος όρος (€/MWh)		46,094

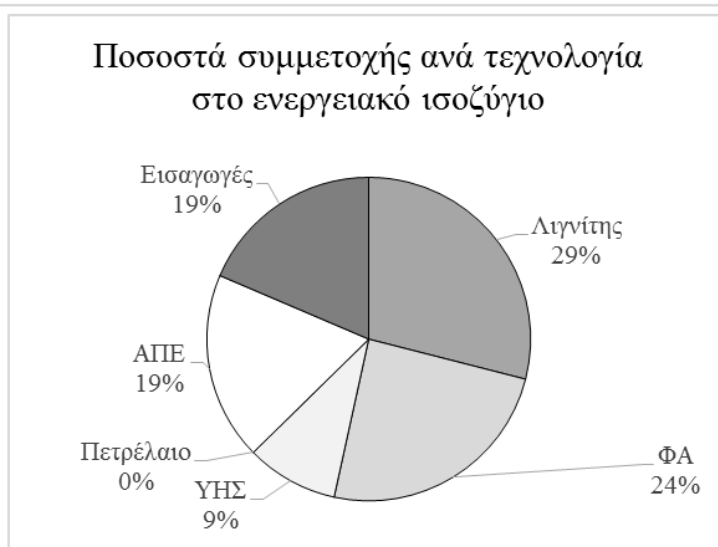
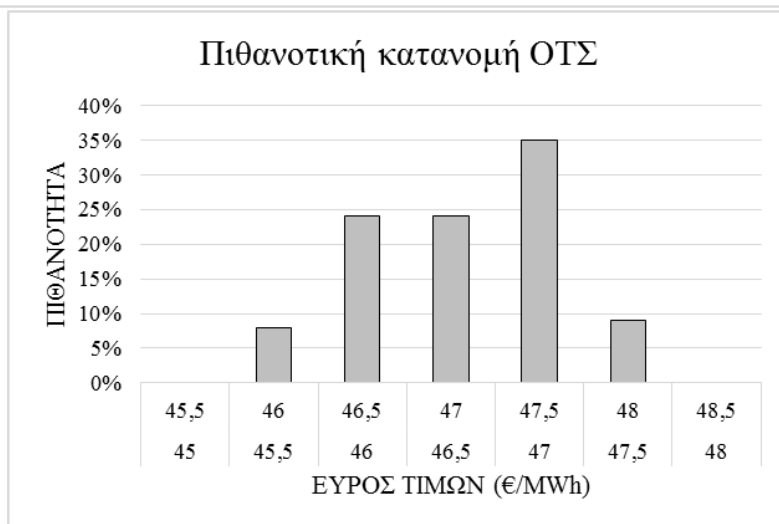
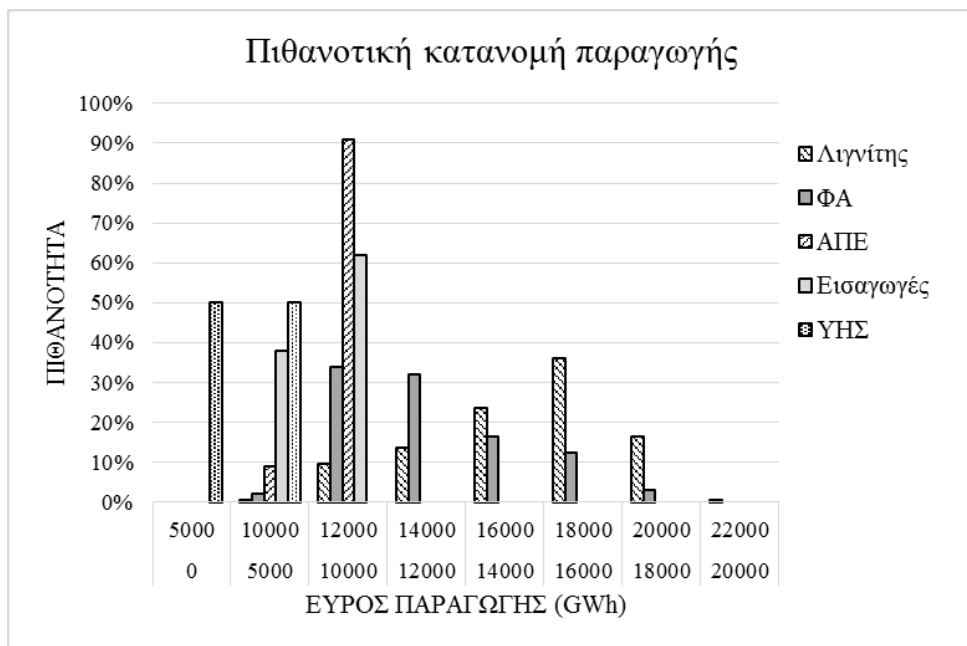


Σχήμα 21: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2017

5.2.2 Σενάριο βάσης 2018

Πίνακας 25: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου βάσης 2018

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	50,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	42	43	0,00%
5000	10000	0,50%	2,00%	50,00%	0,00%	9,00%	38,00%	0,00%	0,00%	0,00%	43	43,5	0,00%
10000	12000	9,50%	34,00%	0,00%	0,00%	91,00%	62,00%	0,00%	0,00%	0,00%	43,5	44	0,00%
12000	14000	13,50%	32,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44	44,5	0,00%
14000	16000	23,50%	16,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44,5	45	0,00%
16000	18000	36,00%	12,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	0,00%
18000	20000	16,50%	3,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	8,00%
20000	22000	0,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	24,00%
22000	24000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	24,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	35,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	9,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	0,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		15.735	13.273	5.001	0	10.196	10.083	211	40	53.121	Μέσος όρος (€/MWh)		46,827

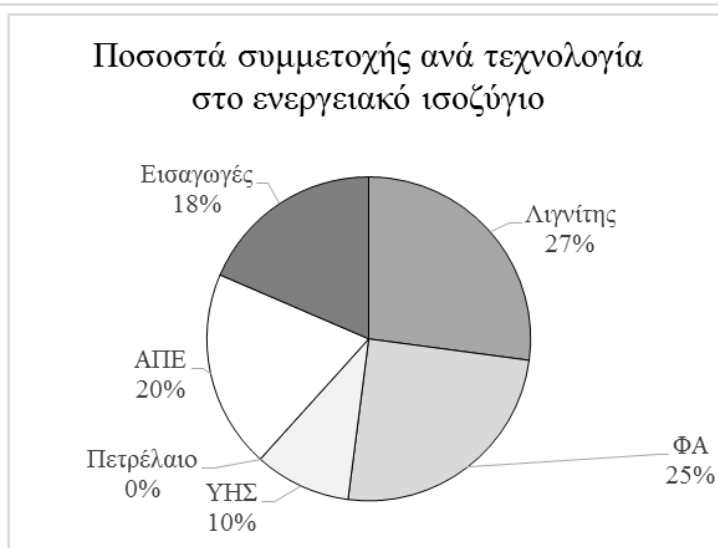
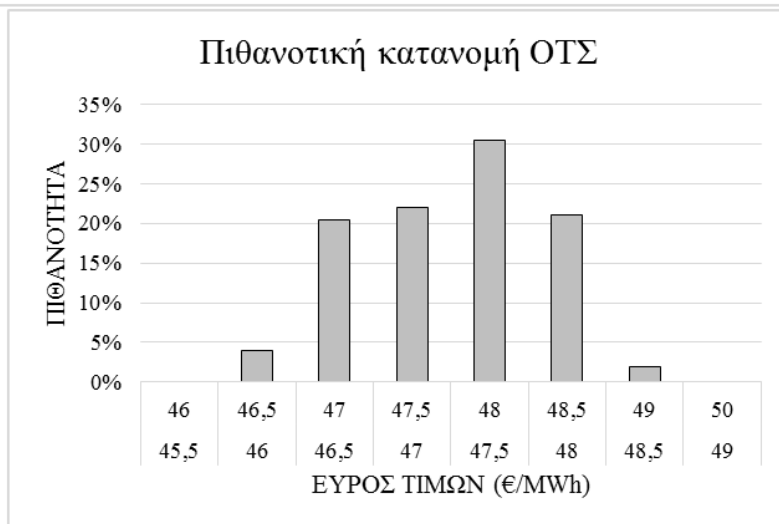
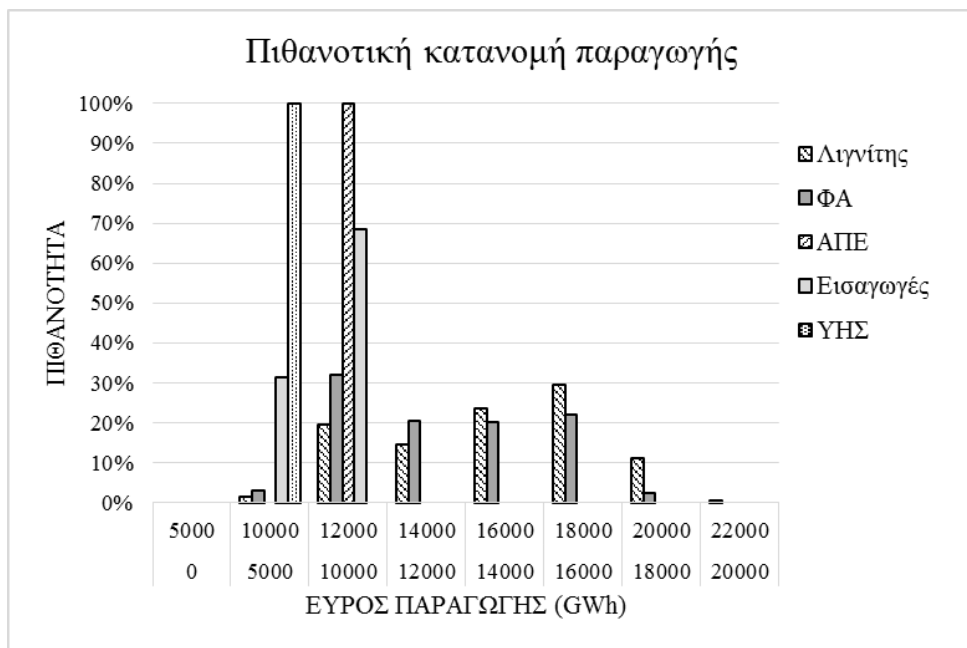


Σχήμα 22: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2018

5.2.3 Σενάριο βάσης 2019

Πίνακας 26: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου βάσης 2019

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ					ΖΗΤΗΣΗ				Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	42	43	0,00%
5000	10000	1,50%	3,00%	100,00%	0,00%	0,00%	31,50%	0,00%	0,00%	0,00%	43	43,5	0,00%
10000	12000	19,50%	32,00%	0,00%	0,00%	100,00%	68,50%	0,00%	0,00%	0,00%	43,5	44	0,00%
12000	14000	14,50%	20,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44	44,5	0,00%
14000	16000	23,50%	20,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44,5	45	0,00%
16000	18000	29,50%	22,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	0,00%
18000	20000	11,00%	2,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	0,00%
20000	22000	0,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	4,00%
22000	24000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	20,50%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	22,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	30,50%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	21,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	81,50%	48,5	49	2,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	18,50%	49	50	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		14.850	13.652	5.279	0	10.833	10.149	199	40	53.621	Μέσος όρος (€/MWh)		47,508



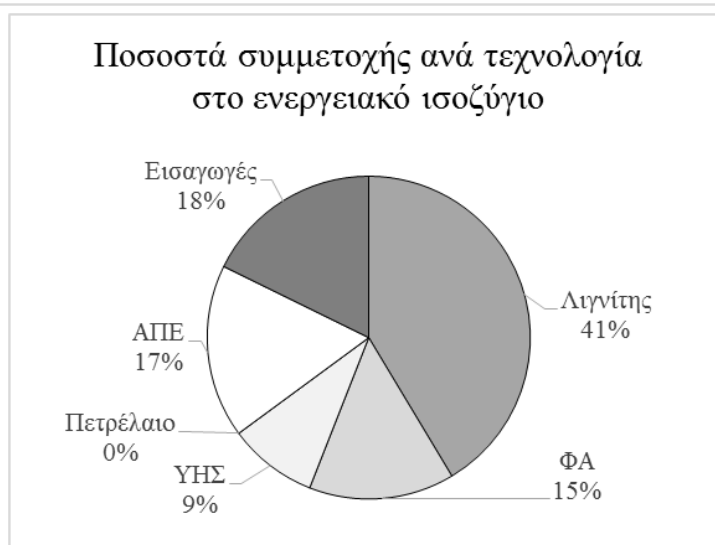
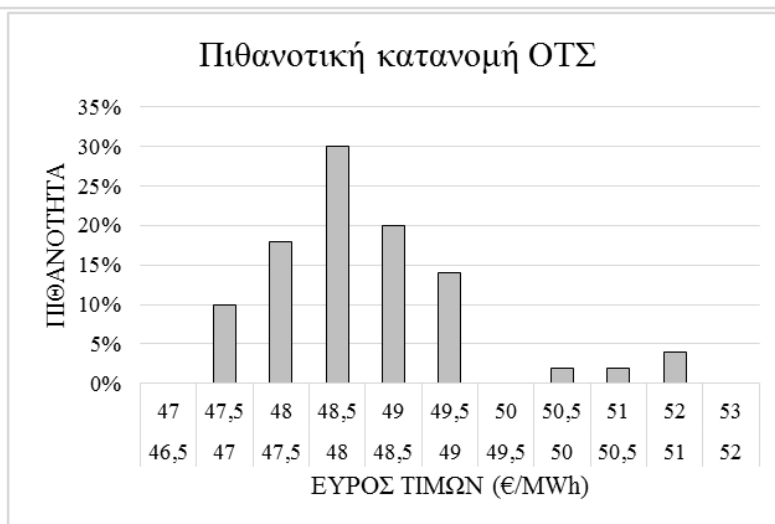
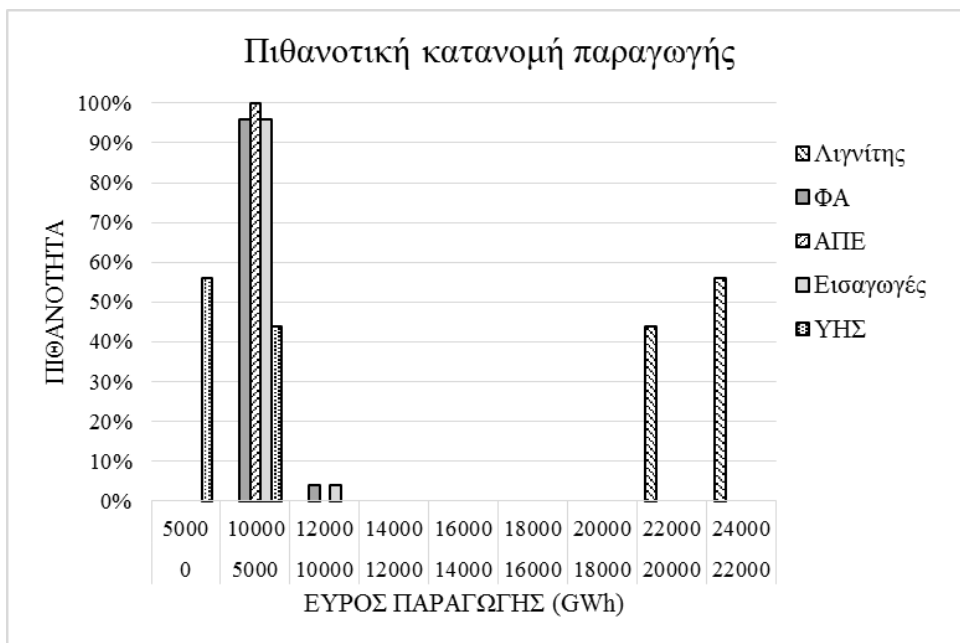
Σχήμα 23: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2019

5.3 Σενάρια μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2017 - 2019

5.3.1 Σενάριο μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2017

Πίνακας 27: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2017

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	44	45	0,00%
5000	10000	0,00%	96,00%	44,00%	0,00%	100,00%	96,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	46	0,00%
10000	12000	0,00%	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	0,00%
12000	14000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	0,00%
14000	16000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	10,00%
16000	18000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	18,00%
18000	20000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	30,00%
20000	22000	44,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	20,00%
22000	24000	56,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	49,5	14,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,5	50	0,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	50,5	2,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	80,00%	50,5	51	2,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	52	4,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52	53	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		22.118	7.781	4.777	0	9.278	9.476	193	40	52.309	Μέσος όρος (€/MWh)		48,519

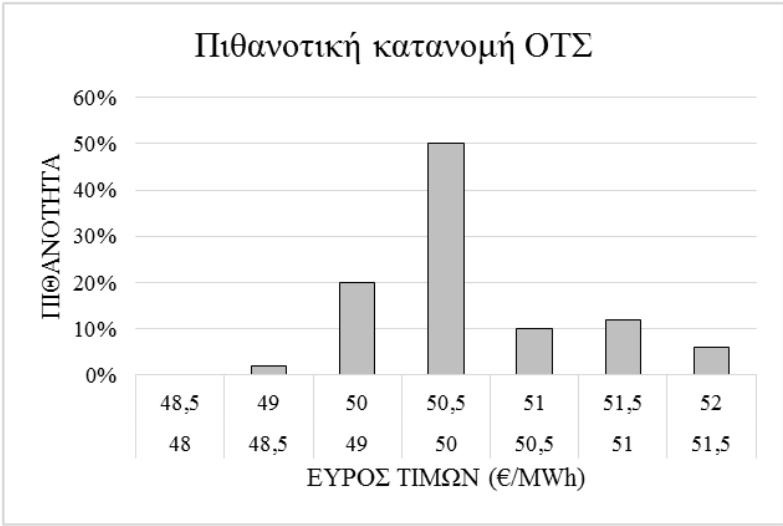
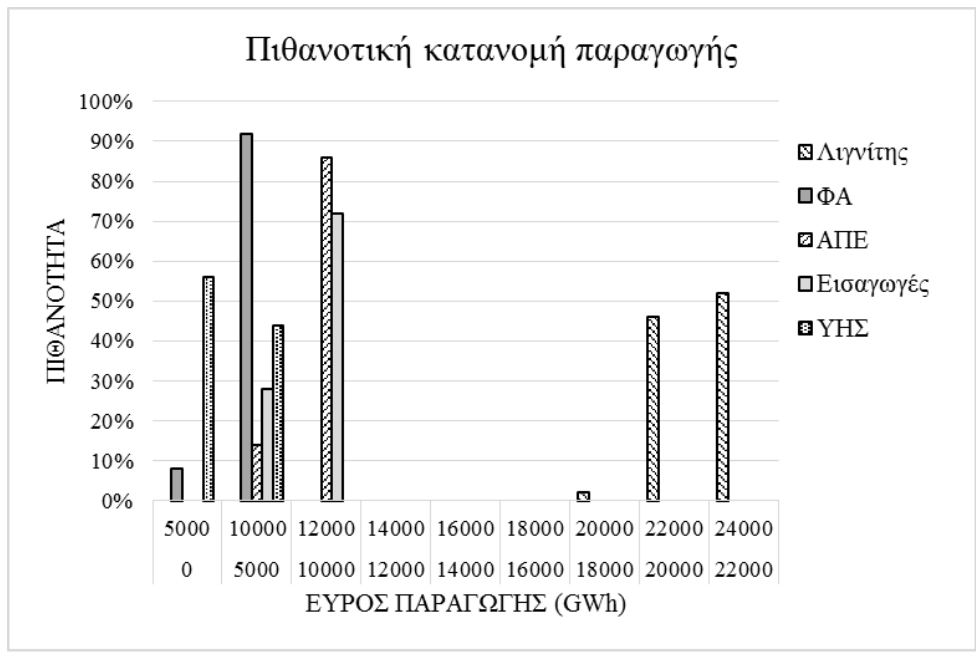


Σχήμα 24: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2017

5.3.2 Σενάριο μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2018

Πίνακας 28: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2018

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	8,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	44	46	0,00%
5000	10000	0,00%	92,00%	44,00%	0,00%	14,00%	28,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	47	0,00%
10000	12000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	86,00%	72,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	48	0,00%
12000	14000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	2,00%
14000	16000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	20,00%
16000	18000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	50,00%
18000	20000	2,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	50,5	10,00%
20000	22000	46,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,5	51	12,00%
22000	24000	52,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	51,5	6,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51,5	52	0,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52	53	0,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	53	54	0,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	54	55	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	55	57	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		22.212	6.840	4.777	0	10.188	10.194	0	40	53.109	Μέσος όρος (€/MWh)		49,704

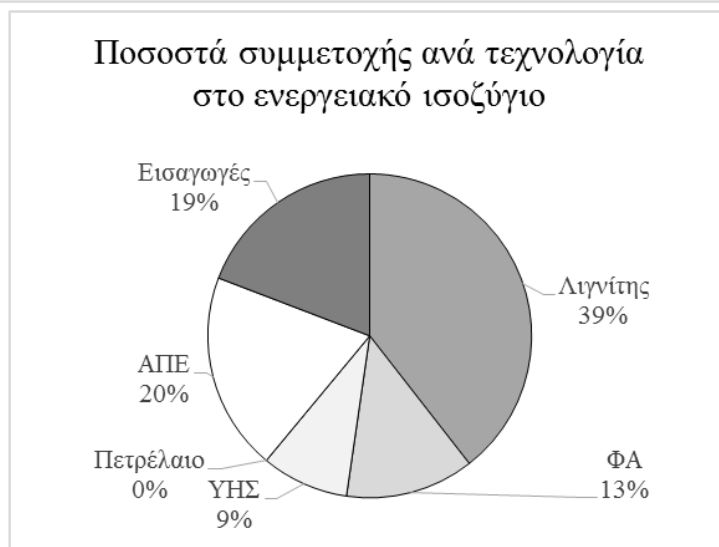
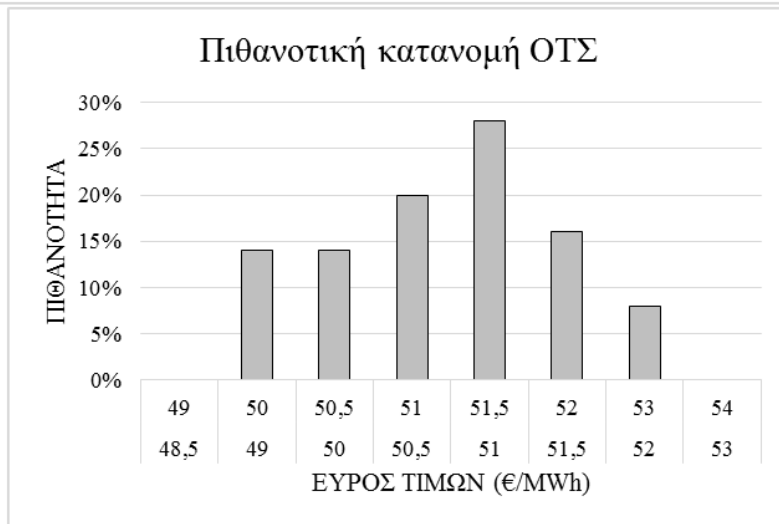
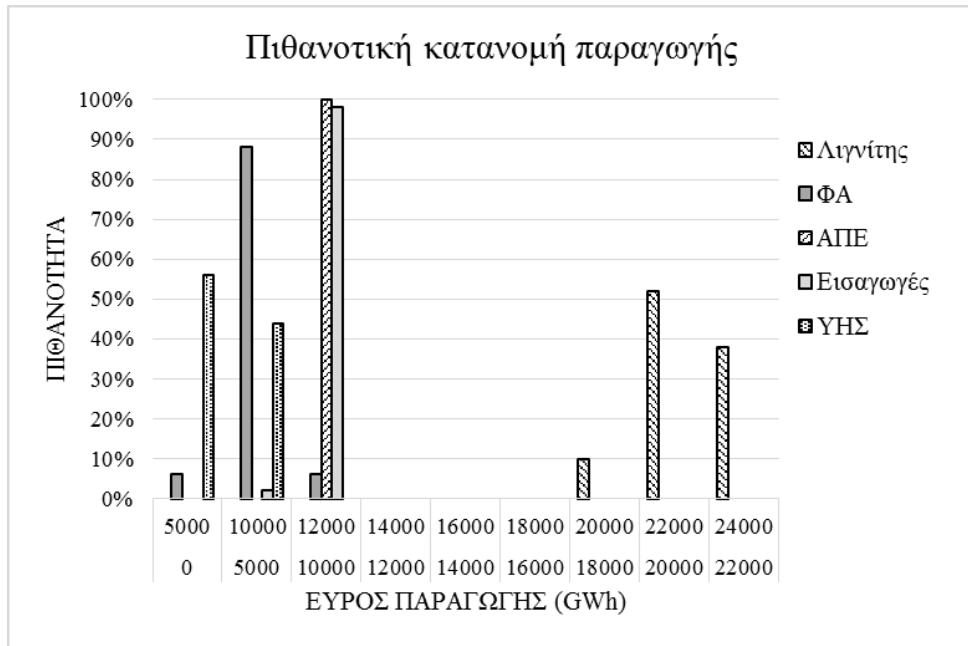


Σχήμα 25: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2018

5.3.3 Σενάριο μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2019

Πίνακας 29: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2019

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	6,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	44	46	0,00%
5000	10000	0,00%	88,00%	44,00%	0,00%	0,00%	2,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	47	0,00%
10000	12000	0,00%	6,00%	0,00%	0,00%	100,00%	98,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	48	0,00%
12000	14000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	0,00%
14000	16000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	0,00%
16000	18000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	14,00%
18000	20000	10,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	50,5	14,00%
20000	22000	52,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,5	51	20,00%
22000	24000	38,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	51,5	28,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51,5	52	16,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52	53	8,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	53	54	0,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	80,00%	54	55	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	20,00%	55	57	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		21.592	7.028	4.777	0	10.824	10.500	0	40	53.609	Μέσος όρος (€/MWh)		50,978



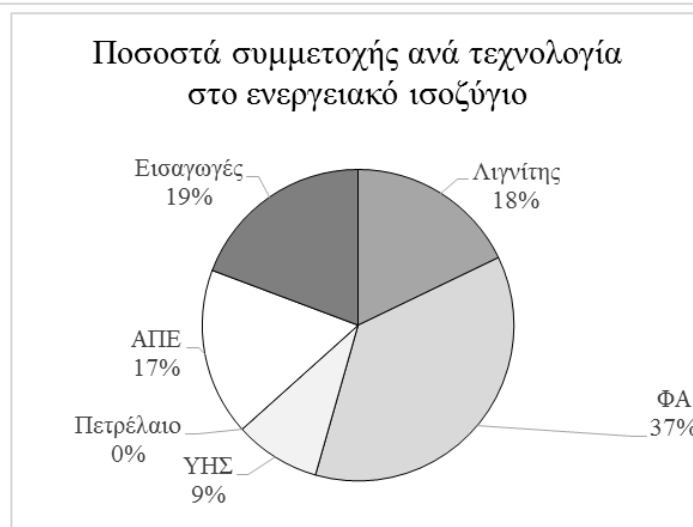
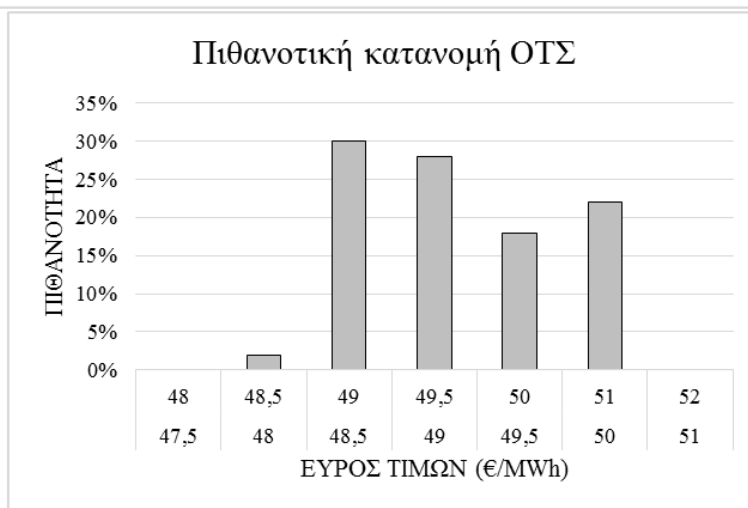
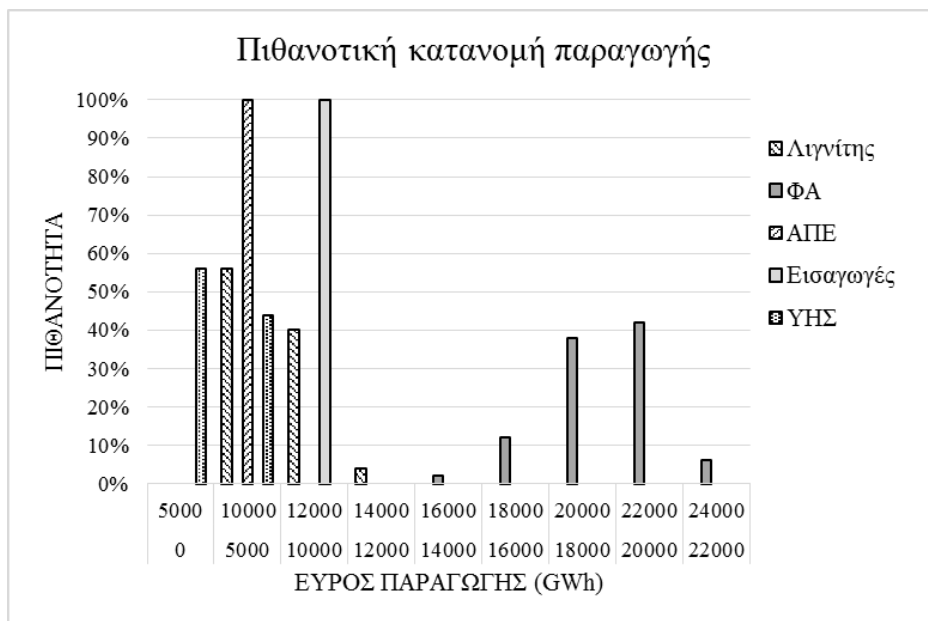
Σχήμα 26: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2019

5.4 Σενάρια υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2017 - 2019

5.4.1 Σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2017

Πίνακας 30: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2017

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ					ΖΗΤΗΣΗ				Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	44	45	0,00%
5000	10000	56,00%	0,00%	44,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	0,00%
10000	12000	40,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	0,00%
12000	14000	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	0,00%
14000	16000	0,00%	2,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	0,00%
16000	18000	0,00%	12,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	0,00%
18000	20000	0,00%	38,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	0,00%
20000	22000	0,00%	42,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	2,00%
22000	24000	0,00%	6,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	30,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	49,5	28,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,5	50	18,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	51	22,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	52	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52	53	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		9.531	19.523	4.777	0	9.278	10.286	0	40	52.309	Μέσος όρος (€/MWh)		49,431

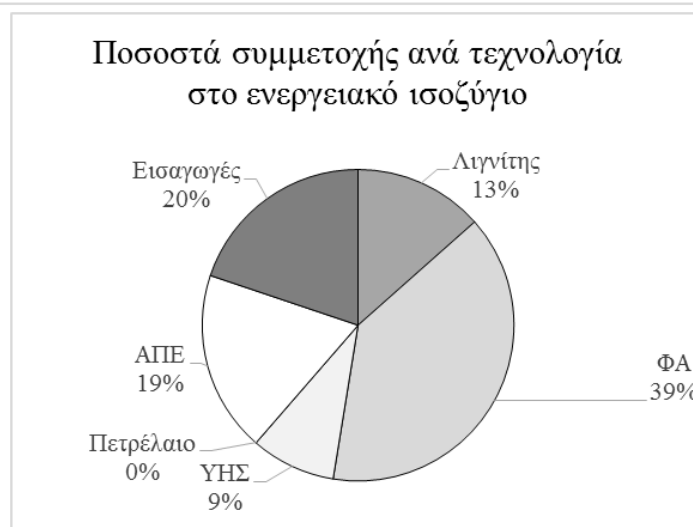
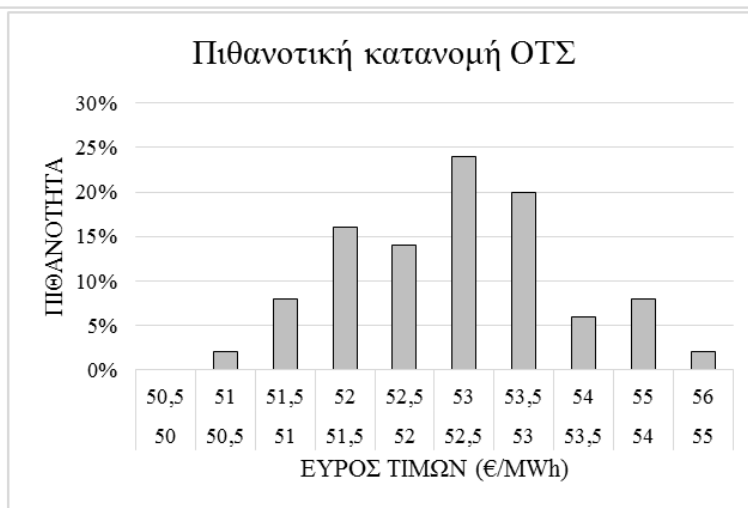
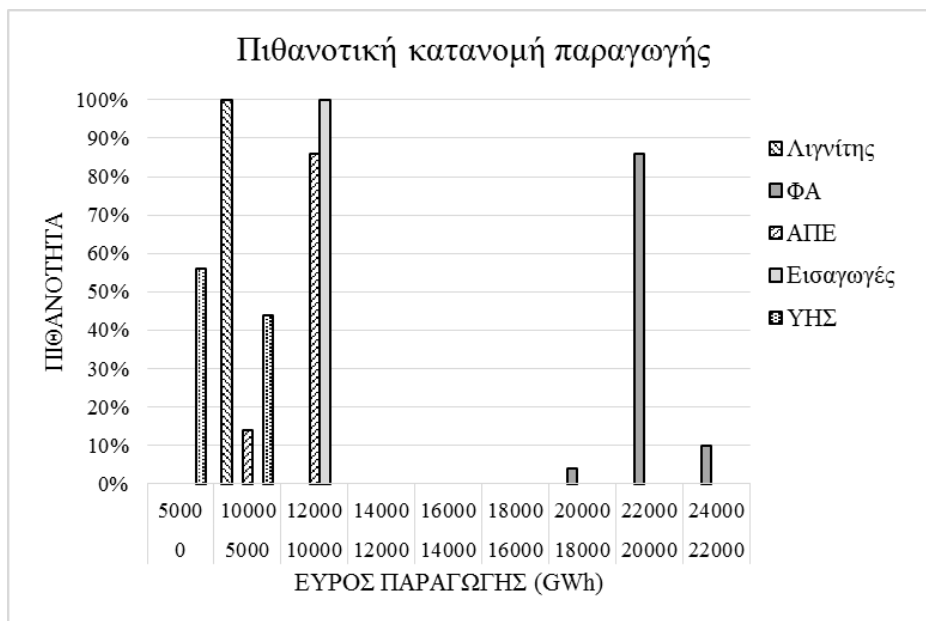


Σχήμα 27: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2017

5.4.2 Σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2018

Πίνακας 31: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2018

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	47	48	0,00%
5000	10000	100,00%	0,00%	44,00%	0,00%	14,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	0,00%
10000	12000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	86,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	0,00%
12000	14000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	0,00%
14000	16000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	50,5	0,00%
16000	18000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,5	51	2,00%
18000	20000	0,00%	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	51,5	8,00%
20000	22000	0,00%	86,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51,5	52	16,00%
22000	24000	0,00%	10,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52	52,5	14,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52,5	53	24,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	53	53,5	20,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	53,5	54	6,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	54	55	8,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	55	56	2,00%
Μέσος όρος (GWh)		7.293	21.203	4.777	0	10.188	10.750	0	40	53.109	Μέσος όρος (€/MWh)		52,716

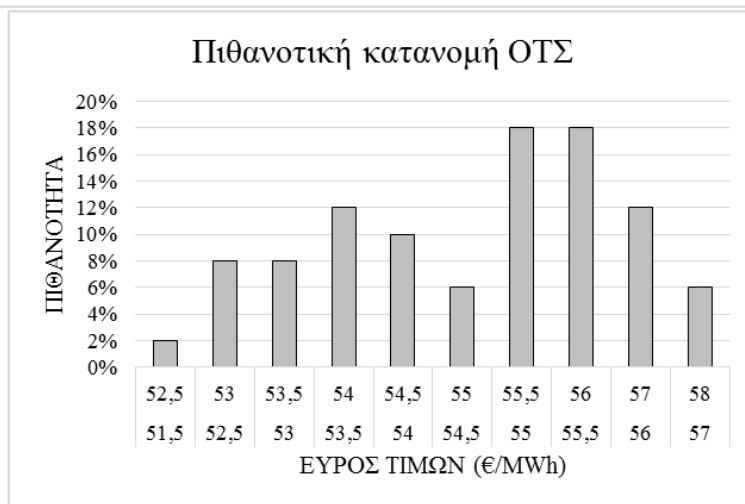
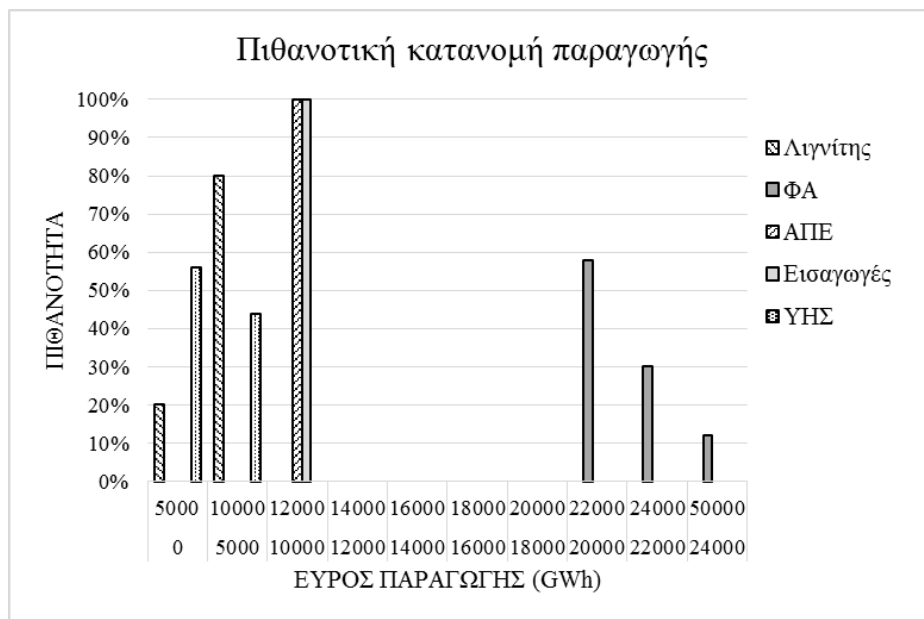


Σχήμα 28: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2018

5.4.3 Σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2019

Πίνακας 32: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2019

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ					ΖΗΤΗΣΗ				Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	20,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	49	50	0,00%
5000	10000	80,00%	0,00%	44,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	50,5	0,00%
10000	12000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,5	51	0,00%
12000	14000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	51,5	0,00%
14000	16000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51,5	52,5	2,00%
16000	18000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52,5	53	8,00%
18000	20000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	53	53,5	8,00%
20000	22000	0,00%	58,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	53,5	54	12,00%
22000	24000	0,00%	30,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	54	54,5	10,00%
24000	50000	0,00%	12,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	54,5	55	6,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	55	55,5	18,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	55,5	56	18,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	80,00%	56	57	12,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	20,00%	57	58	6,00%
Μέσος όρος (GWh)		6.258	22.111	4.777	0	10.824	10.751	0	40	53.609	Μέσος όρος (€/MWh)		54,854



Σχήμα 29: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO₂

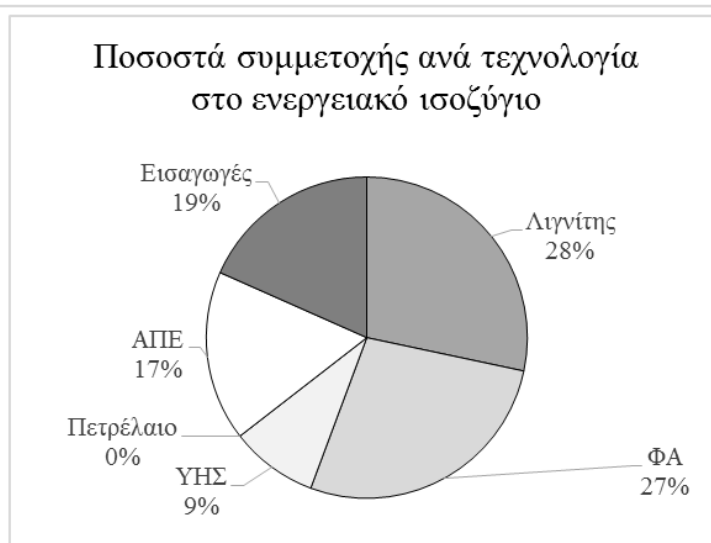
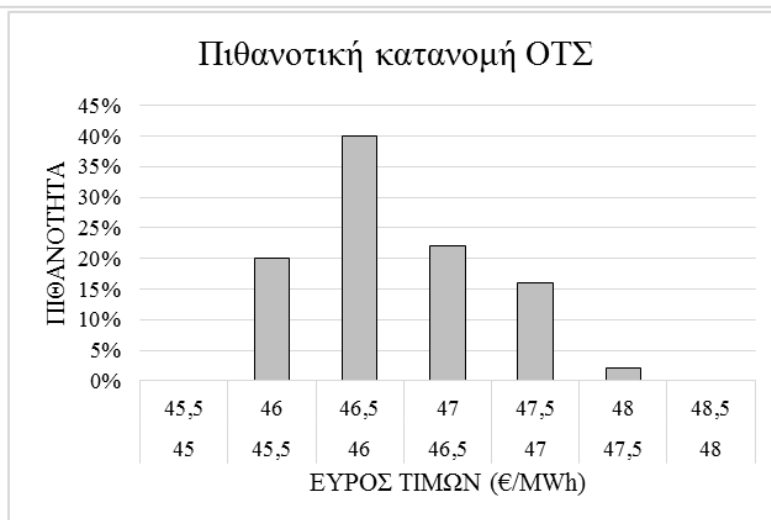
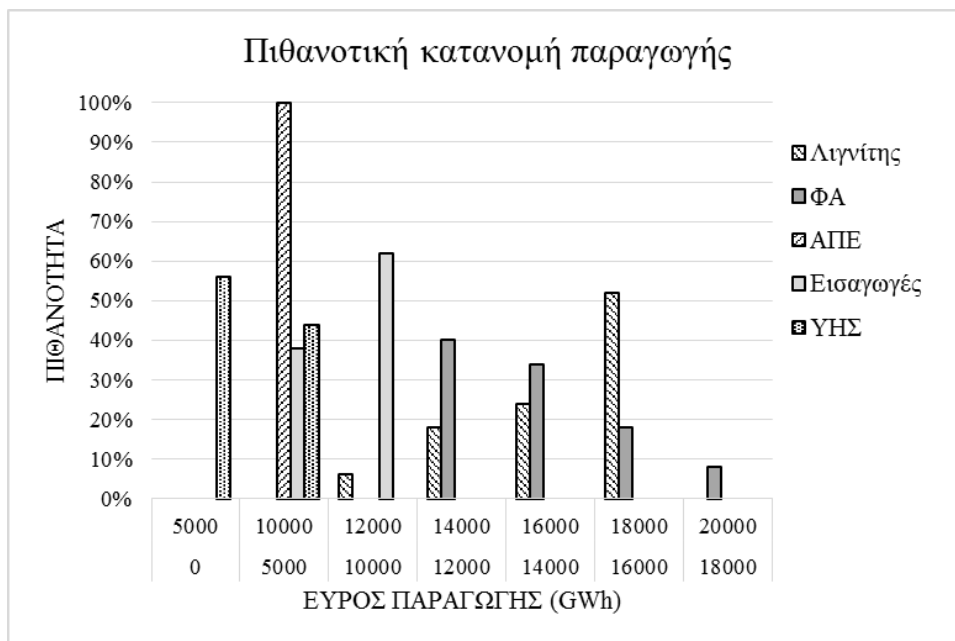
2019

5.5 Σενάρια υψηλής ζήτησης Η/Ε 2017 - 2019

5.5.1 Σενάριο υψηλής ζήτησης Η/Ε 2017

Πίνακας 33: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής ζήτησης Η/Ε 2017

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	42	43	0,00%
5000	10000	0,00%	0,00%	44,00%	0,00%	100,00%	38,00%	0,00%	0,00%	0,00%	43	43,5	0,00%
10000	12000	6,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	62,00%	0,00%	0,00%	0,00%	43,5	44	0,00%
12000	14000	18,00%	40,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44	44,5	0,00%
14000	16000	24,00%	34,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44,5	45	0,00%
16000	18000	52,00%	18,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	0,00%
18000	20000	0,00%	8,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	20,00%
20000	22000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	40,00%
22000	24000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	22,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	16,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	2,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	60,00%	48	48,5	0,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	40,00%	48,5	49	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		15.339	14.807	4.777	0	9.278	9.942	250	40	52.909	Μέσος όρος (€/MWh)		46,449

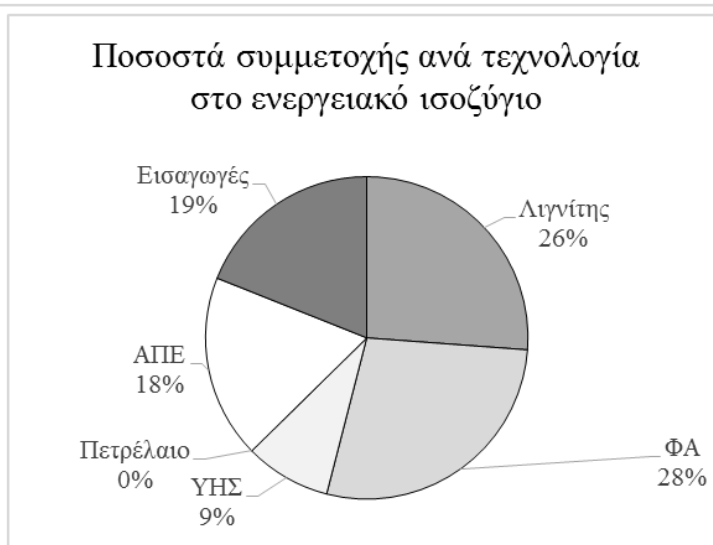
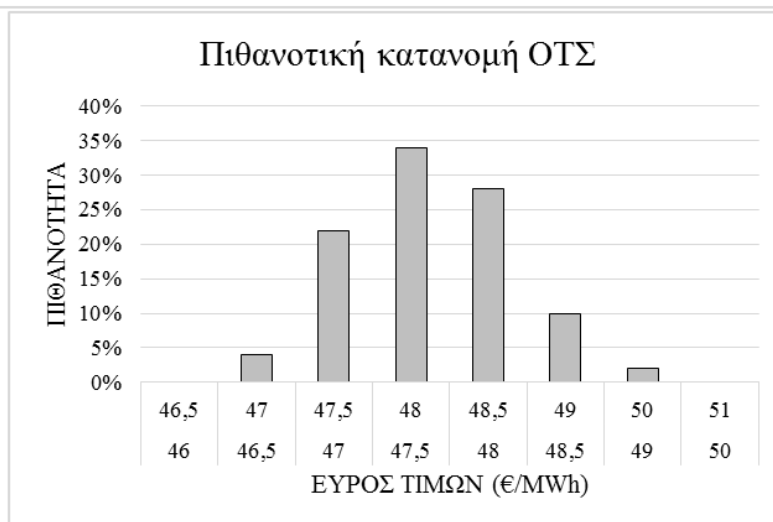
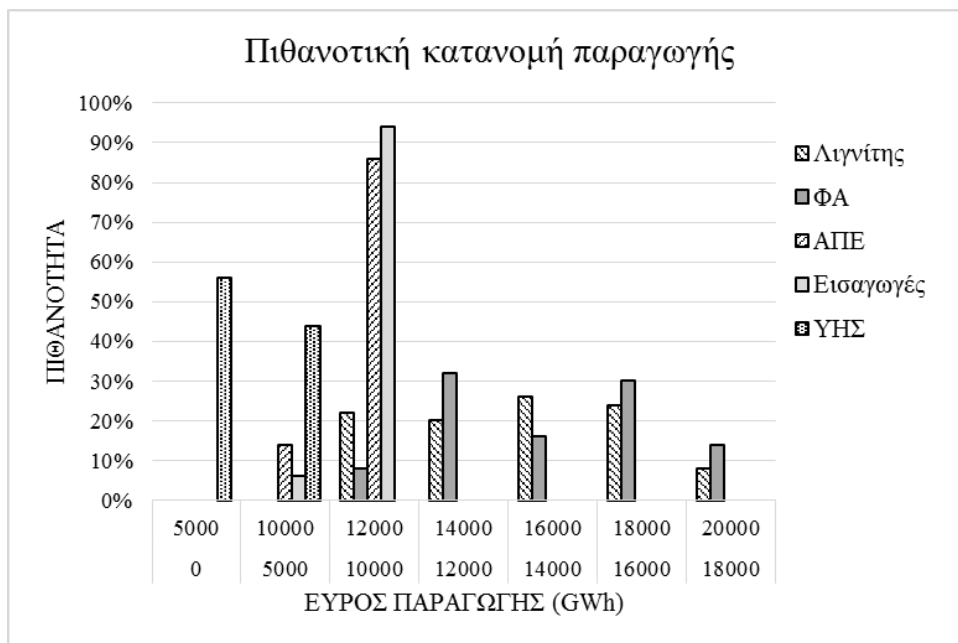


Σχήμα 30: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2017

5.5.2 Σενάριο υψηλής ζήτησης Η/Ε 2018

Πίνακας 34: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής ζήτησης Η/Ε 2018

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	43	43,5	0,00%
5000	10000	0,00%	0,00%	44,00%	0,00%	14,00%	6,00%	0,00%	0,00%	0,00%	43,5	44	0,00%
10000	12000	22,00%	8,00%	0,00%	0,00%	86,00%	94,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44	44,5	0,00%
12000	14000	20,00%	32,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44,5	45	0,00%
14000	16000	26,00%	16,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	0,00%
16000	18000	24,00%	30,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	0,00%
18000	20000	8,00%	14,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	0,00%
20000	22000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	4,00%
22000	24000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	22,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	34,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	28,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	10,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	38,00%	49	50	2,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	62,00%	50	51	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		14.493	15.404	4.777	0	10.188	10.491	193	40	54.209	Μέσος όρος (€/MWh)		47,853

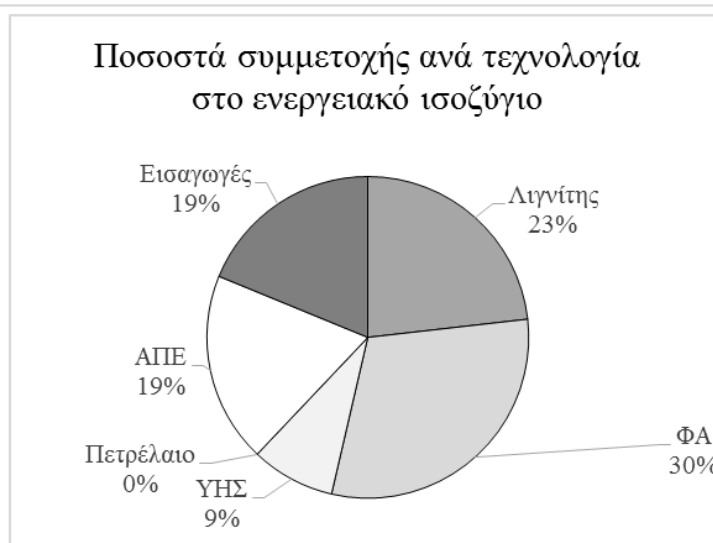
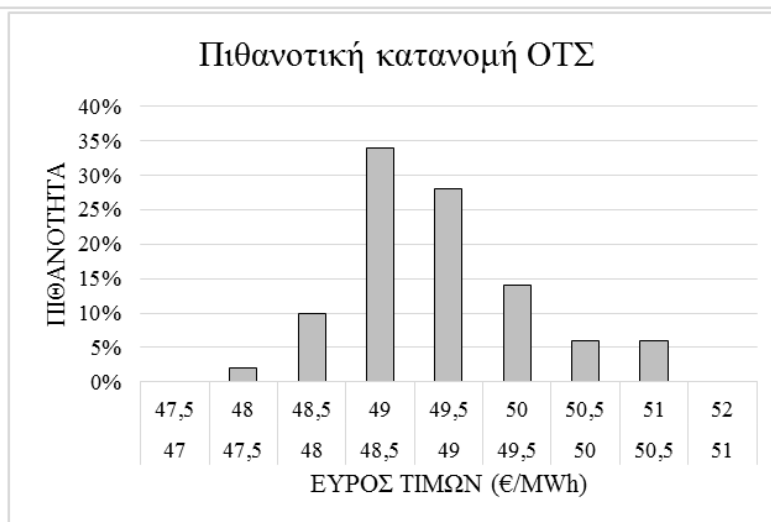
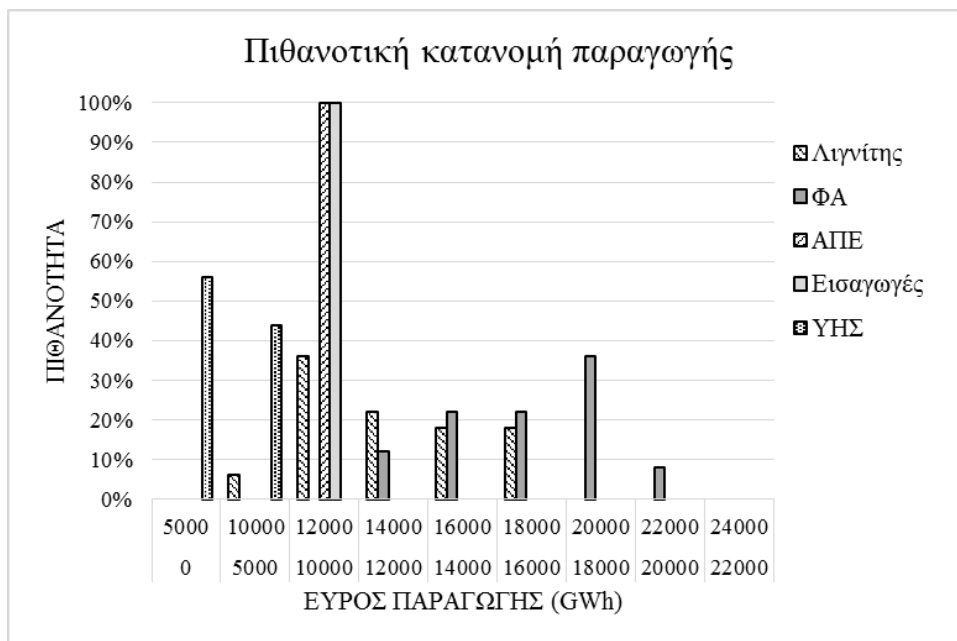


Σχήμα 31: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2018

5.5.3 Σενάριο υψηλής ζήτησης Η/Ε 2019

Πίνακας 35: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου υψηλής ζήτησης Η/Ε 2019

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	45	46	0,00%
5000	10000	6,00%	0,00%	44,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	0,00%
10000	12000	36,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	0,00%
12000	14000	22,00%	12,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	0,00%
14000	16000	18,00%	22,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	2,00%
16000	18000	18,00%	22,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	10,00%
18000	20000	0,00%	36,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	34,00%
20000	22000	0,00%	8,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	49,5	28,00%
22000	24000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,5	50	14,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	50,5	6,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,5	51	6,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	52	0,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52	53	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	53	54	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		13.119	17.207	4.777	0	10.824	10.631	0	40	55.409	Μέσος όρος (€/MWh)		49,154



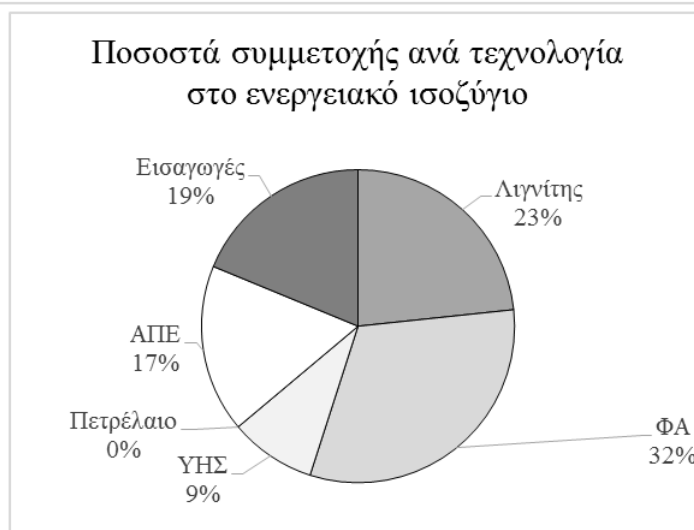
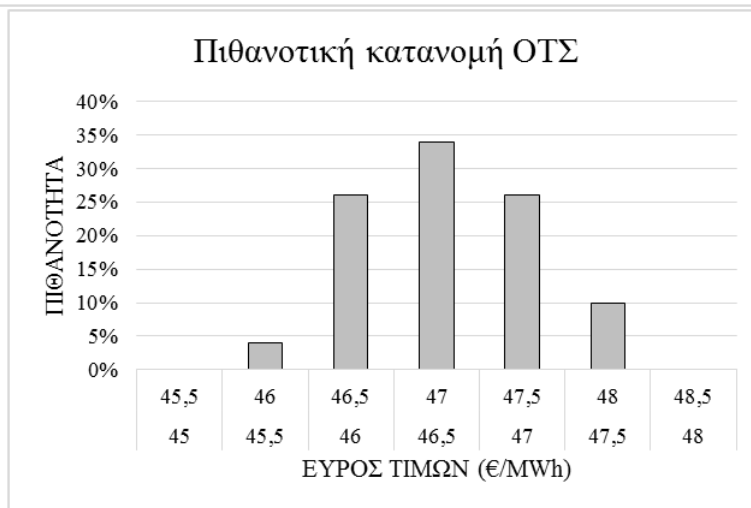
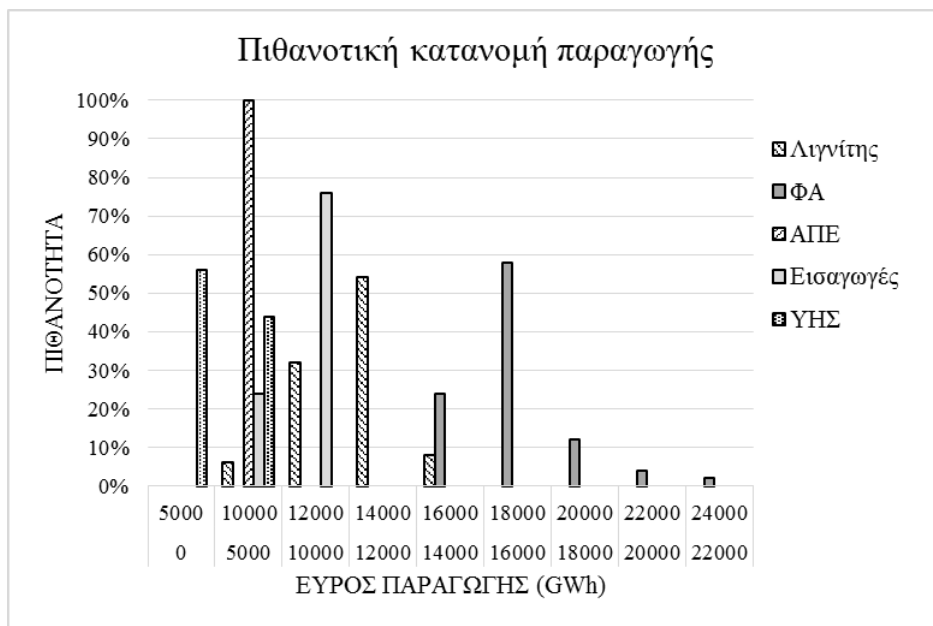
Σχήμα 32: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2019

5.6 Σενάρια μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών μονάδων 2017 - 2019

5.6.1 Σενάριο μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017

Πίνακας 36: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	42	43	0,00%
5000	10000	6,00%	0,00%	44,00%	0,00%	100,00%	24,00%	0,00%	0,00%	0,00%	43	43,5	0,00%
10000	12000	32,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	76,00%	0,00%	0,00%	0,00%	43,5	44	0,00%
12000	14000	54,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44	44,5	0,00%
14000	16000	8,00%	24,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	44,5	45	0,00%
16000	18000	0,00%	58,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	0,00%
18000	20000	0,00%	12,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	4,00%
20000	22000	0,00%	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	26,00%
22000	24000	0,00%	2,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	34,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	26,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	10,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	80,00%	48	48,5	0,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		12.472	16.931	4.777	0	9.278	10.043	238	40	52.309	Μέσος όρος (€/MWh)		46,811

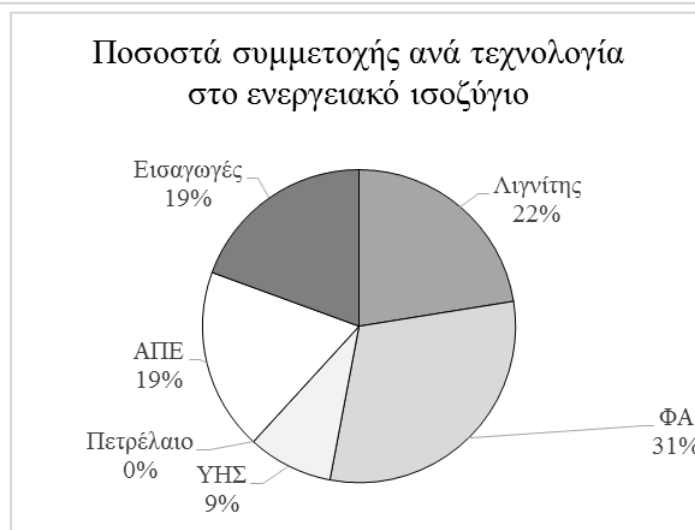
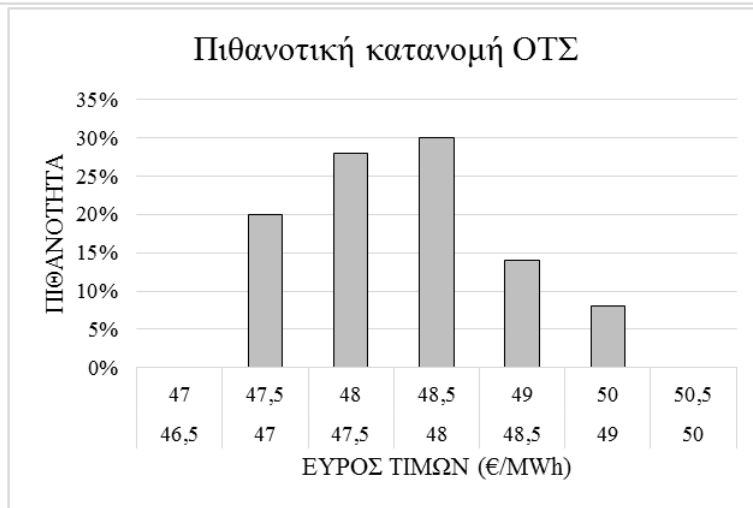
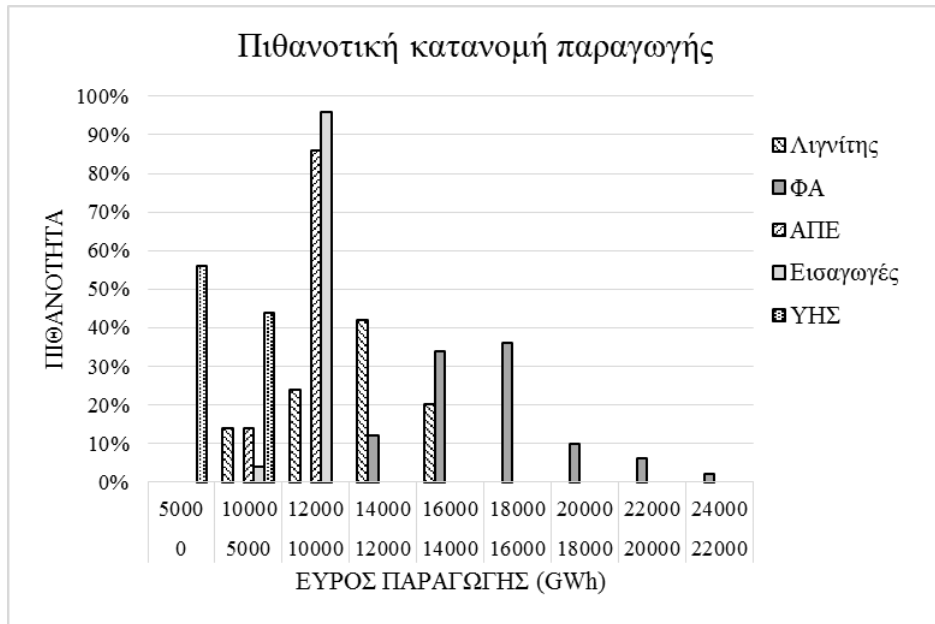


Σχήμα 33: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017

5.6.2 Σενάριο μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2018

Πίνακας 37: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2018

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	44	45	0,00%
5000	10000	14,00%	0,00%	44,00%	0,00%	14,00%	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	0,00%
10000	12000	24,00%	0,00%	0,00%	0,00%	86,00%	96,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	0,00%
12000	14000	42,00%	12,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	0,00%
14000	16000	20,00%	34,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	0,00%
16000	18000	0,00%	36,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	20,00%
18000	20000	0,00%	10,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	28,00%
20000	22000	0,00%	6,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	30,00%
22000	24000	0,00%	2,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	14,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	8,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	50,5	0,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,5	51	0,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	52	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52	53	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		12.174	16.556	4.777	0	10.188	10.529	153	40	53.109	Μέσος όρος (€/MWh)		48,043



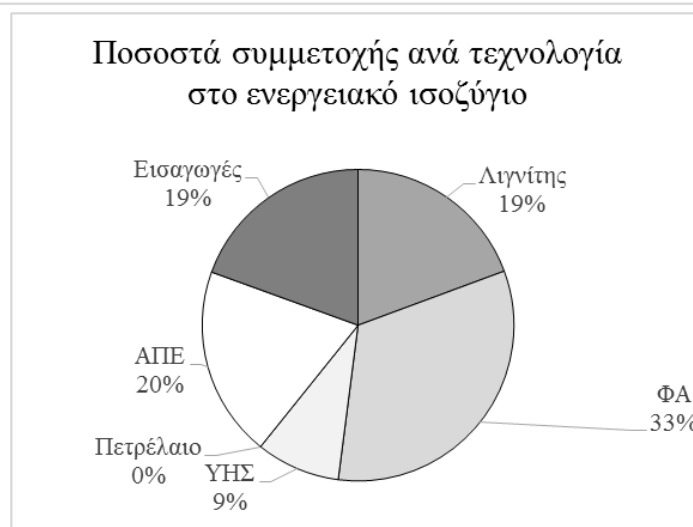
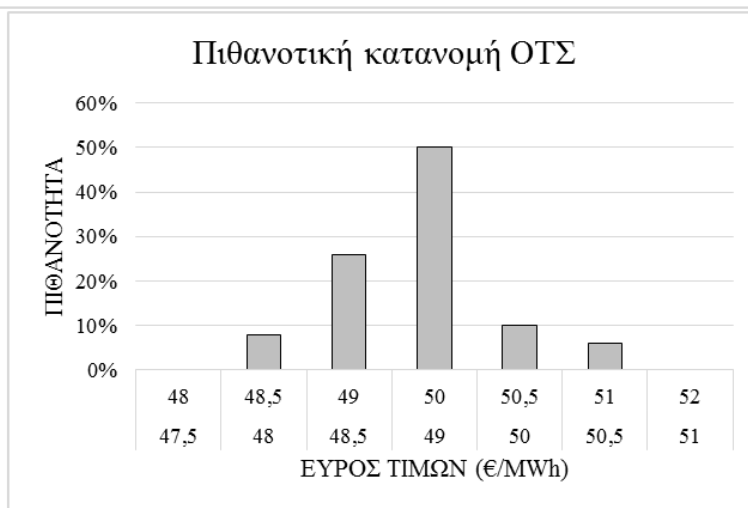
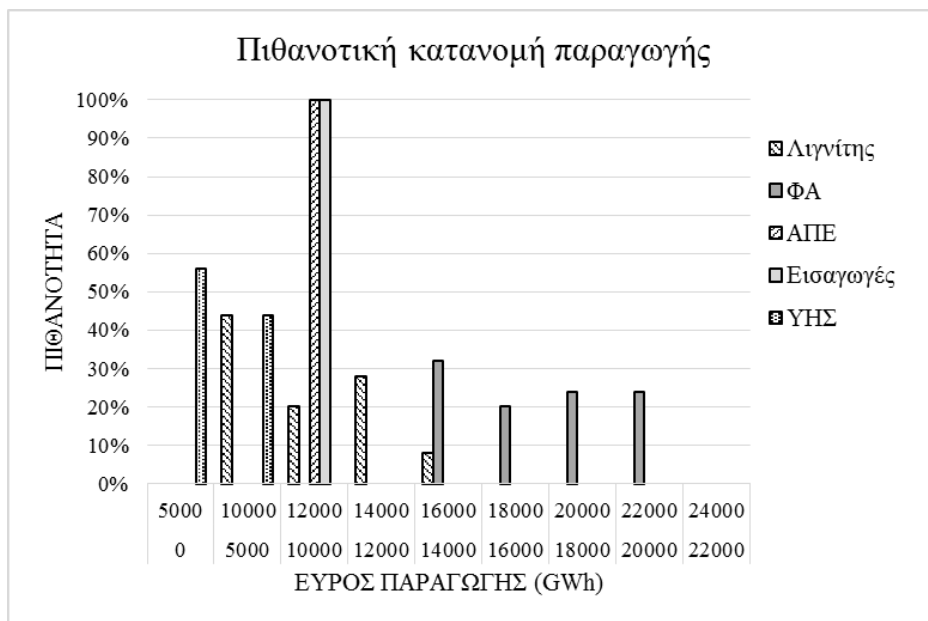
Σχήμα 34: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών

2018

5.6.3 Σενάριο μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2019

Πίνακας 38: Πίνακας αποτελεσμάτων σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2019

Εύρος τιμών		ΠΡΟΣΦΟΡΑ						ΖΗΤΗΣΗ			Εύρος τιμών		ΟΤΣ
		Λιγνίτης	ΦΑ	ΥΗΣ	Πετρέλαιο	ΑΠΕ	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Φορτίο Αντλησης	Ζήτηση			
0	5000	0,00%	0,00%	56,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	44	45	0,00%
5000	10000	44,00%	0,00%	44,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45	45,5	0,00%
10000	12000	20,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	45,5	46	0,00%
12000	14000	28,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46	46,5	0,00%
14000	16000	8,00%	32,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,5	47	0,00%
16000	18000	0,00%	20,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47	47,5	0,00%
18000	20000	0,00%	24,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	47,5	48	0,00%
20000	22000	0,00%	24,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48	48,5	8,00%
22000	24000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	48,5	49	26,00%
24000	50000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49	50	50,00%
50000	52000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50	50,5	10,00%
52000	53000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,5	51	6,00%
53000	54000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	51	52	0,00%
54000	60000	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	52	53	0,00%
Μέσος όρος (GWh)		10.587	17.887	4.777	0	10.824	10.645	0	40	53.609	Μέσος όρος (€/MWh)		49,313



Σχήμα 35: Σχηματικά αποτελέσματα σεναρίου μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών

2019

5.7 Παρουσίαση οικονομικών αποτελεσμάτων μεγάλου παίκτη

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν τα οικονομικά αποτελέσματα αποκλειστικά για τη συμμετοχή του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε για το διάστημα 2017-2019. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται διακριτά για τις δραστηριότητες της προμήθειας και της παραγωγής Η/Ε πριν ενοποιηθούν για την αποτίμηση της συνολικής οικονομικής απόδοσης της εταιρίας.

5.7.1 Μεθοδολογία υπολογισμού οικονομικών στοιχείων

Αρχικά, πρέπει να επισημανθεί ότι τα ενδεχόμενα κέρδη ή ζημιές που προκύπτουν από τη δραστηριοποίηση στο διασυνοριακό εμπόριο είναι κατά κανόνα μικρά, της τάξης των 1-10 εκ. € σε επίπεδο έτους και αποτελούν πολύ μικρό μέρος της δραστηριότητας της εταιρίας, της τάξης των 1.800 GWh ανά έτος. Επομένως, θεωρήθηκε σκόπιμο το ενδεχόμενο όφελος ή ζημία να αγνοηθεί λόγω τάξης μεγέθους και μεταβλητότητας ανά έτος. Ομοίως το κόστος της υπηρεσίας διακοπτόμενου φορτίου που επιβαρύνει όλους τους παραγωγούς, επομένως και τις μονάδες παραγωγής του εξεταζόμενου παίκτη, είναι μικρό σε σχέση με τη συνολική ετήσια δραστηριότητα της επιχείρησης και αγνοείται.

Η μεθοδολογία υπολογισμού των οικονομικών στοιχείων βασίζεται στην διακριτή αποτίμηση της οικονομικής απόδοσης των δραστηριοτήτων της προμήθειας και της παραγωγής Η/Ε, όπως περιγράφονται παρακάτω.

Για τη δραστηριότητα της προμήθειας Η/Ε αναγνωρίζονται τα ακόλουθα κόστη:

Κόστος Προμήθειας

Το βασικό κόστος προμήθειας αφορά το κόστος ενέργειας που αγοράζει ο παίκτης στη χονδρεμπορική αγορά για την κάλυψη του φορτίου του. Το κόστος αυτό ισούται με το γινόμενο του φορτίου Q που εκπροσωπεί, επί την οριακή τιμή του συστήματος P για κάθε ώρα. Στην παρούσα ανάλυση, χάριν διευκόλυνσης, το κόστος αυτό προσδιορίζεται ως το γινόμενο του συνολικού φορτίου του έτους \tilde{Q} επί το μέσο ετήσιο μερίδιο αγοράς του παίκτη \tilde{k} επί τη μέση ετήσια οριακής τιμή \tilde{P} . Δηλαδή:

$$\text{Κόστος Χονδρεμπορικής} = \sum_{t=1}^{8760} Q \cdot P \simeq \tilde{k} \cdot \tilde{Q} \cdot \tilde{P}$$

Χάριν διευκόλυνσης, οι μέσες ετήσιες τιμές θα παρουσιάζονται εφεξής χωρίς δείκτη και όλοι οι υπολογισμοί που αναφέρονται θα αφορούν μέσες τιμές.

Το κόστος αποζημίωσης επάρκειας ισχύος για το 2017 προέρχεται για τους τέσσερις πρώτους μήνες από τον επιμερισμό του ποσού που έχει υπολογιστεί μέσω του μηχανισμού MMAE για τον παίκτη, και για τους υπόλοιπους οκτώ μήνες, καθώς και για τα επόμενα έτη, εφόσον θεσμοθετηθεί ο υπό διαβούλευση μηχανισμός αποζημίωσης επάρκειας ισχύος, θεωρείται ότι το κόστος για τον μηχανισμό ισούται με το γινόμενο της εκτιμώμενης μέσης τιμής c_{MAEI} του μηχανισμού επί το μέσο συνολικό φορτίο του έτους επί το μέσο ετήσιο μερίδιο αγοράς του παίκτη k . Δηλαδή:

$$\text{Κόστος επάρκειας ισχύος} = \begin{cases} MMAE \cdot \frac{4}{12} + k \cdot c_{MAEI} \cdot Q \cdot \frac{8}{12}, & 2017 \\ k \cdot c_{MAEI} \cdot Q, & 2018 - 2019 \end{cases}$$

Όσον αφορά το κόστος για την ενίσχυση των ΑΠΕ, το κόστος του ΜΑΜΚ και το κόστος που προκύπτει από τα υπόλοιπα πεδία του λογαριασμού προσαυξήσεων, αυτά θα είναι ανάλογα με το μέσο συνολικό φορτίο του έτους επί το μέσο ετήσιο μερίδιο αγοράς του παίκτη k . Δηλαδή:

$$\text{Κόστος (ΑΠΕ, ΜΑΜΚ, ΑΠ)} = k \cdot Q \cdot (c_{ΑΠΕ} + c_{ΜΑΜΚ} + c_{ΑΠ})$$

Το συνολικό κόστος της προμήθειας είναι το αλγεβρικό άθροισμα των ανωτέρω στοιχείων κόστους.

Για τη δραστηριότητα της παραγωγής Η/Ε αναγνωρίζονται τα ακόλουθα κόστη και κέρδη:

Κέρδη Παραγωγής

Το κύριο έσοδο της παραγωγής προέρχεται από την ενέργεια που εγχέει ο παίκτης στη χονδρεμπορική αγορά από τις μονάδες παραγωγής. Το έσοδο αυτό ισούται με το γινόμενο της παραγωγής Q' που εκκαθαρίζεται στην αγορά, επί την οριακή τιμή του συστήματος P για κάθε ώρα. Καθώς όμως ο παίκτης είναι υποχρεωμένος να διαθέτει προθεσμιακά προϊόντα σε σταθερή τιμή για το σύνολο των δηλώσεων χρήσης των επιλέξιμων προμηθευτών, το έσοδο για την ενέργεια αυτή αποζημιώνεται σε σταθερή τιμή P_{NOME} . Στην παρούσα ανάλυση θεωρείται ότι η δήλωση χρήσης προθεσμιακών προϊόντων είναι ίση με τη συνολική ετήσια δημοπρατούμενη ποσότητα Q_{NOME} .

Επομένως, μόνο ένα τμήμα της παραγωγής των μονάδων αποζημιώνεται στην ΟΤΣ.
Δηλαδή:

$$\text{Έσοδο Χονδρεμπορικής} = Q_{NOME} \cdot P_{NOME} + P \cdot (Q' - Q_{NOME})$$

Όσον αφορά το κέρδος που προκύπτει από την λειτουργία του μηχανισμού επάρκειας ισχύος, για τους τέσσερις πρώτους μήνες προκύπτει από τον επιμερισμό του ποσού που έχει υπολογιστεί μέσω του MMAE για τον παίκτη, και για τους υπόλοιπους οκτώ μήνες, καθώς και για τα επόμενα έτη, εφόσον θεσμοθετηθεί ο υπό διαβούλευση μηχανισμός αποζημίωσης επάρκειας ισχύος (MAEI), θεωρείται ότι το κέρδος από τον μηχανισμό ισούται με το γινόμενο της εκτιμώμενης μέσης τιμής c_{MAEI} του μηχανισμού επί τη μέση ετήσια παραγωγή Q' του παίκτη. Δηλαδή:

$$\text{Κέρδος επάρκειας ισχύος} = \begin{cases} MMAE' \cdot \frac{4}{12} + c_{MAEI} \cdot Q' \cdot \frac{8}{12}, & 2017 \\ k \cdot c_{MAEI} \cdot Q', & 2018 - 2019 \end{cases}$$

Όσον αφορά το κέρδος από τον MAMK, αυτός είναι ανάλογος της παραγωγής Q' του παίκτη επί την μέση τιμή αποζημίωσης του μηχανισμού c_{MAMK} , επί τον συντελεστή 0,8 σύμφωνα με όσα αναφέρθηκαν στην ενότητα 4.5.5. Δηλαδή:

$$\text{Κέρδος MAMK} = 0,8 \cdot Q' \cdot c_{MAMK}$$

Κόστη Παραγωγής

Το κόστος λειτουργίας των μονάδων εξαρτάται από την κατανάλωση του καυσίμου (€/tn ή €/bcm) C_f , τον συντελεστή εκπομπών CO₂ (€/tn) C_{em} , το μεταβλητό κόστος συντήρησης (€/MWh) C_m , την ποσότητα καταναλισκόμενου καυσίμου (tn ή bcm) q_f και την τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ q_{em} . Δηλαδή:

$$\text{Κόστος λειτουργίας} = Q' \cdot (C_f \cdot q_f + C_{em} \cdot q_{em} + C_m)$$

Τέλος, η παραγωγή επιβαρύνεται με το ειδικό τέλος λιγνίτη q_l για κάθε παραγόμενη MWh από λιγνιτικές μονάδες Q_l . Δηλαδή:

$$\text{Κόστος τέλους λιγνίτη} = Q_l \cdot q_l$$

Το συνολικό κέρδος της παραγωγής είναι το αλγεβρικό άθροισμα των ανωτέρω στοιχείων κέρδους και κόστους.

Να σημειωθεί ότι οι χρεώσεις που προκύπτουν για τις μονάδες παραγωγής Η/Ε του εξεταζόμενη παίκτη, από την επιβολή του μεταβατικού τέλους ασφάλειας εφοδιασμού, στο πλαίσιο εφαρμογής της υπηρεσίας διακοπτόμενου φορτίου, είναι της τάξης των 4 εκ. € σε επίπεδο έτους (εφαρμογή ρυθμιστικού μέτρου μέχρι 15.10.2017) και αποτελούν πολύ μικρό μέρος της δραστηριότητας της παραγωγής της εταιρίας. Επομένως, θεωρήθηκε σκόπιμο η προβλεπόμενη ζημία να αγνοηθεί λόγω τάξης μεγέθους.

Συνολική δραστηριότητα εταιρίας

Η συνολική οικονομική δραστηριότητα της εταιρίας προκύπτει από την άθροιση των στοιχείων κέρδους και κόστους για την παραγωγή και την προμήθεια. Η αποτίμηση της δραστηριότητας πραγματοποιείται αποκλειστικά σε επίπεδο χονδρεμπορικής αγοράς. Συνεπώς, δεν λαμβάνονται υπόψη τα πάγια έξοδα, όπως το σταθερό κόστος λειτουργίας των ορυχείων, οι αποσβέσεις των πάγιων στοιχείων και τα μισθολογικά κόστη της εταιρίας.

Επίσης, η ανάλυση δεν περιλαμβάνει τη δραστηριότητα της εταιρίας στη λιανική αγορά Η/Ε, επομένως δεν λαμβάνονται υπόψη στοιχεία που αφορούν τις πωλήσεις σε τελικούς καταναλωτές.

Τέλος, διευκρινίζεται ότι η οικονομική δραστηριότητα που εξετάζεται δεν αφορά τον κύκλο εργασιών της εταιρίας και κατ' επέκταση δεν είναι άμεσα συγκρίσιμη με τις ετήσιες οικονομικές καταστάσεις που δημοσιεύει η εταιρία, στις οποίες παρουσιάζονται οικονομικά στοιχεία και αποτελέσματα χρήσης ανά έτος.

Ακολούθως παρατίθενται τα αποτελέσματα που προκύπτουν για την οικονομική δραστηριότητα της εταιρίας στη χονδρεμπορική αγορά, σύμφωνα με τη μεθοδολογία και τις παραδοχές που περιεγράφηκαν σε αυτή την ενότητα για τα σενάρια βάσης και τα ειδικά σενάρια που εξετάστηκαν.

5.7.2 Σενάρια Βάσης

Πίνακας 39: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2017

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	46,094
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	28,98%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	26,75%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,81%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	17,32%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	18,13%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	52.321
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	42.505
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	27.438
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	51,20%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	6,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	81,24%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ ((€/MWh)	38
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	7.120
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.959.232.967
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	181.849.381
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	46.755.884
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	42.505.349
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	212.526.746
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.442.870.326
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	57,47
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-976.078.105
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.207.101.011
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-31.063.631
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	121.510.621
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.042.229
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	367.512.126
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	13,39
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-2.075.358.201
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	48,826

Πίνακας 40: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2018

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	46,827
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	28,99%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	24,45%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	9,21%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	18,78%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	18,57%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	53.121
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	36.515
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	28.056
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	51,68%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	7,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	68,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	38,5
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.709.897.110
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	164.319.289
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	40.166.937
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	36.515.398
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	182.576.988
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.133.475.721
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	58,43
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-1.024.476.261
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.260.309.990
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-31.470.616
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	143.426.787
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.746.508
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	394.536.408
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	14,06
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.738.939.312
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	47,622

Πίνακας 41: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βάσης 2019

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	47,508
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	27,12%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	24,93%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	9,64%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	19,78%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	18,53%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	53.621
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	29.888
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	28.291
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	51,66%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	8,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	55,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ ((€/MWh)	39
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.419.927.435
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	134.498.132
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	32.877.321
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	29.888.474
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	149.442.369
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	1.766.633.731
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	59,11
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-1.048.567.046
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.289.412.544
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-29.699.493
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	144.777.322
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	47.186.683
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	403.110.009
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	14,25
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.363.523.722
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	45,620

5.7.3 Σενάρια υψηλής τιμής φυσικού αερίου

Πίνακας 42: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2017

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	48,519
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	41,40%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	14,56%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,94%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	17,36%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	17,74%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	52.309
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	42.495
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	29.582
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	55,37%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	6,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	81,24%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	38
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	7.120
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	2.061.849.266
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	181.819.751
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	46.745.020
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	42.495.472
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	212.477.362
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.545.386.872
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	59,90
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-1.104.626.287
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.360.417.099
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-44.235.056
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	121.488.738
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.031.531
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	379.076.024
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	12,81
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-2.166.310.848
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	50,977

Πίνακας 43: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2018

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	49,704
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	40,97%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	12,62%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,81%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	18,79%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	18,80%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	53.109
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	36.507
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	29.567
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	54,54%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	7,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ ((€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	68,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ ((€/MWh)	38,5
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.814.552.941
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	164.281.107
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	40.157.604
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	36.506.913
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	182.534.564
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.238.033.129
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	61,30
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-1.140.018.280
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.397.657.890
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-44.424.023
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	143.393.460
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.735.646
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	403.344.692
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	13,64
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.834.688.437
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	50,256

Πίνακας 44: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής φυσικού αερίου 2019

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	50,978
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	39,46%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	12,84%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,73%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	19,78%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	19,19%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	53.609
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	29.882
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	29.579
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	54,05%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΠΙΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	8,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	55,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ ((€/MWh)	39
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.523.295.494
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	134.466.879
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	32.869.682
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	29.881.529
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	149.407.644
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	1.869.921.228
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	62,58
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-1.144.109.392
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.430.987.196
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-43.184.306
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	144.743.681
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	47.175.718
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	435.612.897
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	14,73
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.434.308.331
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	48,000

5.7.4 Σενάρια υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂

Πίνακας 45: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων CO₂ 2017

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	49,431
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	17,85%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	36,56%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,95%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	17,38%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	19,26%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	52.309
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	42.495
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	24.501
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	45,89%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	9
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	81,24%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	38
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	7.120
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	2.100.601.916
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	181.819.751
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	46.745.020
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	42.495.472
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	212.477.362
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.584.139.522
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	60,81
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-882.380.392
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.129.702.392
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-19.061.617
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	121.488.738
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.031.531
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	395.780.652
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	16,15
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-2.188.358.869
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	51,496

Πίνακας 46: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων CO₂ 2018

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	52,716
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	13,45%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	39,11%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,81%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	18,79%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	19,83%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	53.109
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	36.507
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	24.481
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	45,16%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	12
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	68,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	38,5
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.924.514.322
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	164.281.107
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	40.157.604
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	36.506.913
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	182.534.564
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.347.994.510
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	64,32
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-936.666.982
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.199.291.785
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-14.585.846
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	143.393.460
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.735.646
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	438.168.062
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	17,90
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.909.826.447
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	52,314

Πίνακας 47: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής τιμής δικαιωμάτων CO₂ 2019

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	54,854
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	11,44%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	40,41%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,73%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	19,78%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	19,65%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	53.609
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	29.882
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	25.532
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	46,66%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΠΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	15
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	55,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	39
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.639.109.150
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	134.466.879
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	32.869.682
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	29.881.529
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	149.407.644
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	1.985.734.883
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	66,45
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-1.021.808.917
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.298.743.483
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-12.516.280
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΜΑΕ	144.743.681
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	47.175.718
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	456.337.685
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	17,87
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.529.397.198
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	51,182

5.7.5 Σενάρια υψηλής ζήτησης Η/Ε

Πίνακας 48: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2017

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	46,449
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	28,33%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	27,35%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,82%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	17,14%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	18,36%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	52.909
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	42.983
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	27.317
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	50,45%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	6,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	81,24%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	38
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	7.120
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.996.521.067
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	183.282.310
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	47.281.291
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	42.982.992
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	214.914.961
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.484.982.622
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	57,81
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-966.688.441
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.208.670.610
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-30.677.148
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	122.568.914
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.559.617
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	380.433.553
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	13,93
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-2.104.549.069
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	48,962

Πίνακας 49: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2018

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	47,853
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	26,18%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	27,83%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,63%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	18,41%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	18,95%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	54.209
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	37.263
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	27.601
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	49,86%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΠΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	7,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	68,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	38,5
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.783.152.740
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	167.684.294
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	40.989.494
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	37.263.176
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	186.315.882
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.215.405.587
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	59,45
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-1.010.817.064
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.260.742.651
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-28.985.868
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	146.363.946
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	47.703.805
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	415.007.469
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	15,04
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.800.398.118
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	48,316

Πίνακας 50: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου υψηλής ζήτησης 2019

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	49,154
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	23,20%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	30,42%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,45%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	19,14%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	18,80%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	55.409
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	30.885
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	28.087
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	49,66%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΠΙΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	8,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ ((€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	55,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ ((€/MWh)	39
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.518.129.854
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	138.982.558
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	33.973.514
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	30.885.013
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	154.425.065
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	1.876.396.004
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	60,75
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-1.057.317.942
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.315.410.047
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-26.238.007
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	149.604.476
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	48.759.977
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	430.218.552
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	15,32
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.446.177.452
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	46,825

5.7.6 Σενάρια μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών

Πίνακας 51: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	46,811
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	23,31%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	31,65%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,93%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	17,34%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	18,77%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	52.309
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	42.495
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	25.379
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	47,44%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	6,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	81,24%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	38
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	7.120
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.989.245.592
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	181.819.751
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	46.745.020
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	42.495.472
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	212.477.362
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.472.783.197
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	58,19
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-887.026.441
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.125.260.200
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-24.943.858
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΜΑΕ & ΜΑΕΙ	121.488.738
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.031.531
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	380.810.170
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	15,01
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-2.091.973.027
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	49,228

Πίνακας 52: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2018

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	48,043
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	22,45%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	30,53%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,81%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	18,79%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	19,42%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	53.109
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	36.507
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	25.732
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	47,46%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	7,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	68,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	38,5
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.753.909.863
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	164.281.107
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	40.157.604
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	36.506.913
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	182.534.564
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	2.177.390.051
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	59,64
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-929.185.104
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.174.980.745
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-24.347.665
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	143.393.460
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	46.735.646
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	411.577.082
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	15,99
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.765.812.969
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	48,369

Πίνακας 53: Οικονομικά αποτελέσματα σεναρίου βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2019

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ	
ΟΤΣ (€/MWh)	49,313
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ (%)	19,35%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ (%)	32,69%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ (%)	8,73%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ (%)	19,78%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ (%)	19,45%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	53.609
ΦΟΡΤΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	29.882
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΑΙΚΤΗ (GWh)	25.881
ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕΓΑΛΟΥ ΠΑΙΚΤΗ (%)	47,30%
ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΛΟΙΠΩΝ ΛΠ (€/MWh)	1
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΕ (€/MWh)	5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (€/tn)	8,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΕΙ (€/MWh)	4,5
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΜΑΜΚ (€/MWh)	1,1
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΠΑΙΚΤΗ (%)	55,74%
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΝΟΜΕ (€/MWh)	39
ΕΤΗΣΙΑ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΝΟΜΕ (GWh)	6.420
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ	1.473.549.920
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΕΙ	134.466.879
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΜΑΜΚ	32.869.682
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΕΩΝ	29.881.529
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ	149.407.644
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€)	1.820.175.654
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	60,91
ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	-956.278.116
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΜΕ ΝΟΜΕ	1.210.079.893
ΤΕΛΟΣ ΛΙΓΝΙΤΗ	-21.174.862
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΕΙ	144.743.681
ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΜΑΜΚ	47.175.718
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)	424.546.314
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	16,40
ΣΥΝΟΛΟ ΕΤΑΙΡΙΑΣ	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ ΕΤΑΙΡΙΑΣ (€)	-1.395.629.340
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	46,705

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Συμπεράσματα

6.1 Συμπεράσματα προσομοιώσεων ενεργειακού ισοζυγίου

Επιχειρώντας μια αποτίμηση των αποτελεσμάτων των υπολογισμών του ενεργειακού ισοζυγίου για τα εξεταζόμενα έτη 2017 – 2019, παρατηρούνται τα εξής:

Σενάριο βάσης 2017

- Μείωση της παραγωγής Η/Ε από φυσικό αέριο σε σχέση με την αντίστοιχη του έτους 2016, λόγω αύξησης της τιμής του φυσικού αερίου.
- Αύξηση της ΟΤΣ σε σχέση με την αντίστοιχη του έτους 2016, λόγω αύξησης του φορτίου ζήτησης και της τιμής φυσικού αερίου.
- Τα λοιπά μεγέθη παραμένουν σε επίπεδα αντίστοιχα με εκείνα του έτους 2016.

Σενάριο βάσης 2018

- Αύξηση της ΟΤΣ σε σχέση με την αντίστοιχη του έτους 2017, λόγω αύξησης του φορτίου ζήτησης, σε συνδυασμό με την αύξηση της τιμής φυσικού αερίου και της τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂.
- Αύξηση της παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ, στο Ευρωπαϊκό πλαίσιο ενίσχυσης της πράσινης ενέργειας σύμφωνα με το οποίο αυξάνεται σημαντικά η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ.
- Αύξηση εισαγωγών Η/Ε, λόγω χαμηλής τιμής των βόρειων αγορών Η/Ε σε σύγκριση με την τιμή της Ελληνικής αγοράς.

Σενάριο βάσης 2019

- Αύξηση της ΟΤΣ σε σχέση με την αντίστοιχη του έτους 2018, λόγω αύξησης της φορτίου ζήτησης, σε συνδυασμό με την αύξηση της τιμής φυσικού αερίου και της τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂.
- Περαιτέρω αύξηση της παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ, στο Ευρωπαϊκό πλαίσιο ενίσχυσης της πράσινης ενέργειας.
- Αύξηση εισαγωγών Η/Ε, λόγω χαμηλής τιμής των βόρειων αγορών Η/Ε σε σύγκριση με την τιμή της Ελληνικής αγοράς.

Σενάρια μεγάλης αύξησης τιμής φυσικού αερίου 2017-2019

- Μεγάλη αύξηση της ΟΤΣ οφειλόμενη κυρίως στην ιδιαίτερα υψηλή τιμή φυσικού αερίου.
- Μεγάλη μείωση της παραγωγής Η/Ε από φυσικό αέριο και παράλληλα μεγάλη αύξηση της παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη, σε επίπεδα παρελθοντικών ετών, πριν το 2014.
- Τίθεται υπό αμφισβήτηση εάν η λιγνιτική παραγωγή είναι επιτεύξιμη δεδομένων των περιορισμών ωρών λειτουργίας, των περιορισμών στις ποσότητες εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και της διαθεσιμότητας των παλαιότερων λιγνιτικών μονάδων.
- Αύξηση των εισαγωγών, η οποία αντισταθμίζει σε μεγάλο βαθμό τη μεγάλη μείωση της παραγωγής μονάδων φυσικού αερίου. Θεωρείται ότι η άνοδος της τιμής φυσικού αερίου επηρεάζει λιγότερο τις γειτονικές χώρες λόγω ιδιαίτερα περιορισμένης χρήσης του στο ενεργειακό τους μείγμα.

Σενάρια υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ 2017-2019

- Μεγάλη αύξηση της ΟΤΣ, η μεγαλύτερη στα εξεταζόμενα σενάρια, λόγω ενσωμάτωσης του κόστους απόκτησης των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στις προσφορές έγχυσης των θερμικών μονάδων παραγωγής.
- Μεγάλη μείωση παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη, όπως αναμενόταν λόγω σημαντικής επιβάρυνσης του κόστους αυτών.
- Αύξηση των εισαγωγών, η οποία αντισταθμίζει σε μεγάλο βαθμό τη μεγάλη μείωση της παραγωγής λιγνιτικών μονάδων. Θεωρείται ότι η άνοδος της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών δεν επηρεάζει τις γειτονικές χώρες λόγω της μη υπαγωγής τους στο Ευρωπαϊκό σύστημα εμπορίας ρύπων.

Σενάρια υψηλής ζήτησης Η/Ε 2017-2019

- Αύξηση της ΟΤΣ, όπως αναμενόταν, καθώς η αύξηση της ζήτησης προκαλεί αύξηση των τιμών.
- Το ενεργειακό ισοζύγιο δεν διαφοροποιείται σημαντικά, ενδεχομένως λόγω της μεγάλης διακύμανσης παραγωγής Η/Ε από ΥΗΣ. Οι αυξημένες απαιτήσεις παραγωγής Η/Ε καλύπτονται πρωτίστως από μονάδες φυσικού αερίου, όπως

διαφαίνεται από τη σύγκριση της παραγωγής Η/Ε από φυσικό αέριο με την παραγωγή των λιγνιτικών μονάδων.

Σενάρια μεγάλης βλάβης δύο λιγνιτικών σταθμών 2017-2019

- Μεγάλη αύξηση της ΟΤΣ και αξίζει να σημειωθεί ότι η αύξηση της τιμής σε αυτά τα σενάρια είναι μεγαλύτερη από την αύξηση της τιμής των αντίστοιχων σεναρίων υψηλής ζήτησης Η/Ε.
- Μειωμένη λιγνιτική παραγωγή, όπως αναμενόταν, λόγω του περιορισμού της μέγιστης συνολικής διαθέσιμης καθαρής ισχύος των λιγνιτικών μονάδων.
- Κάλυψη της διαφοράς της παραγωγής Η/Ε από μονάδες φυσικού αερίου και εισαγωγές Η/Ε.

Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα υπολογισμών του ενεργειακού ισοζυγίου όσον αφορά την ΟΤΣ και το μείγμα παραγωγής και οι μεταβολές των μεγεθών αυτών, ποσοστιαία και σε απόλυτες τιμές, στη διάρκεια του εξεταζόμενου διαστήματος 2017-2019, σύμφωνα με τις παραδοχές των σεναρίων βάσης και των ειδικών σεναρίων, παρουσιάζονται αναλυτικά στους παρακάτω Πίνακες 54-56.

Πίνακας 54: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα υπολογισμών ενεργειακού ισοζυγίου σύμφωνα με σενάρια βάσης και ειδικά σενάρια

ΜΕΓΕΘΗ	ΣΕΝΑΡΙΑ ΒΑΣΗΣ			ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ ΦΑ			ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ CO ₂			ΥΨΗΛΗ ΖΗΤΗΣΗ			ΒΛΑΒΗ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
ΟΤΣ (€/MWh)	46,094	46,827	47,508	48,519	49,704	50,978	49,431	52,716	54,854	46,449	47,853	49,154	46,811	48,043	49,313
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ	28,98%	28,99%	27,12%	41,40%	40,97%	39,46%	17,85%	13,45%	11,44%	28,33%	26,18%	23,20%	23,31%	22,45%	19,35%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ	26,75%	24,45%	24,93%	14,56%	12,62%	12,84%	36,56%	39,11%	40,41%	27,35%	27,83%	30,42%	31,65%	30,53%	32,69%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ	8,81%	9,21%	9,64%	8,94%	8,81%	8,73%	8,95%	8,81%	8,73%	8,82%	8,63%	8,45%	8,93%	8,81%	8,73%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ	17,32%	18,78%	19,78%	17,36%	18,79%	19,78%	17,38%	18,79%	19,78%	17,14%	18,41%	19,14%	17,34%	18,79%	19,78%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ	18,13%	18,57%	18,53%	17,74%	18,80%	19,19%	19,26%	19,83%	19,65%	18,36%	18,95%	18,80%	18,77%	19,42%	19,45%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	52.321	53.121	53.621	52.309	53.109	53.609	52.309	53.109	53.609	52.909	54.209	55.409	52.309	53.109	53.609

Πίνακας 55: Μεταβολές βασικών μεγεθών ενεργειακού ισοζυγίου ειδικών σεναρίων έναντι αντίστοιχων σεναρίων βάσης

ΜΕΓΕΘΗ	ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ ΦΑ			ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ CO ₂			ΥΨΗΛΗ ΖΗΤΗΣΗ			ΒΑΑΒΗ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
ΟΤΣ (€/MWh)	2,425	2,878	3,470	3,337	5,890	7,346	0,355	1,026	1,647	0,717	1,216	1,806
ΠΟΣΟΣΤΟ ΛΙΓΝΙΤΩΝ	12,41%	11,99%	12,34%	-11,13%	-15,53%	-15,68%	-0,65%	-2,80%	-3,92%	-5,67%	-6,53%	-7,77%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΦΑ	-12,19%	-11,83%	-12,09%	9,81%	14,66%	15,48%	0,60%	3,38%	5,49%	4,90%	6,08%	7,76%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΥΗΣ	0,13%	-0,40%	-0,91%	0,13%	-0,40%	-0,91%	0,01%	-0,58%	-1,19%	0,11%	-0,40%	-0,91%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΠΕ	0,04%	0,01%	0,00%	0,05%	0,01%	0,00%	-0,19%	-0,38%	-0,64%	0,02%	0,01%	0,00%
ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ	-0,39%	0,23%	0,66%	1,14%	1,26%	1,11%	0,23%	0,38%	0,26%	0,64%	0,84%	0,92%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ (GWh)	-12	-12	-12	-12	-12	-12	588	1.088	1.788	-12	-12	-12

Πίνακας 56: Ποσοστιαίες μεταβολές βασικών μεγεθών ενεργειακού ισοζυγίου ειδικών σεναρίων έναντι αντίστοιχων σεναρίων βάσης

ΜΕΓΕΘΗ	ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ ΦΑ			ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ CO ₂			ΥΨΗΛΗ ΖΗΤΗΣΗ			ΒΑΑΒΗ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
ΟΤΣ (€/MWh)	5,26%	6,15%	7,30%	7,24%	12,58%	15,46%	0,77%	2,19%	3,47%	1,56%	2,60%	3,80%
ΛΙΓΝΙΤΕΣ	42,83%	41,36%	45,51%	-38,41%	-53,59%	-57,82%	-2,25%	-9,67%	-14,46%	-19,56%	-22,54%	-28,65%
ΦΑ	-45,56%	-48,39%	-48,48%	36,69%	59,98%	62,09%	2,24%	13,82%	22,04%	18,30%	24,88%	31,12%
ΥΗΣ	1,44%	-4,35%	-9,44%	1,50%	-4,35%	-9,44%	0,10%	-6,32%	-12,39%	1,30%	-4,37%	-9,44%
ΑΠΕ	0,23%	0,06%	-0,01%	0,30%	0,06%	-0,01%	-1,09%	-2,00%	-3,26%	0,10%	0,04%	-0,01%
ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	-2,17%	1,25%	3,54%	6,26%	6,77%	6,02%	1,29%	2,05%	1,43%	3,54%	4,55%	4,98%
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ	-0,02%	-0,02%	-0,02%	-0,02%	-0,02%	-0,02%	1,12%	2,05%	3,33%	-0,02%	-0,02%	-0,02%

6.2 Οικονομικά αποτελέσματα συνολικής δραστηριότητας εταιρίας

Για τα οικονομικά αποτελέσματα του χρονικού διαστήματος 2017-2019, τα οποία αφορούν αποκλειστικά τη συμμετοχή του πρώην μονοπωλιακού καθετοποιημένου παίκτη στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε (και όχι τον ετήσιο κύκλο εργασιών της εταιρίας), διαπιστώνονται τα παρακάτω, λαμβάνοντας υπόψη τη ρυθμιστική υποχρέωση απομείωσης του μεριδίου του στην Ελληνική αγορά Η/Ε.

Κόστος προμήθειας

Το κόστος προμήθειας εξαρτάται άμεσα από την ΟΤΣ, καθώς οι συναλλαγές Η/Ε πραγματοποιούνται στη δεδομένη μορφή της χονδρεμπορικής αγοράς (υποχρεωτική κοινοπραξία).

Σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, το κόστος προμήθειας μειώνεται κατά την εξεταζόμενη τριετία, λόγω της ρυθμιστικής απομείωσης του μεριδίου του παίκτη στη λιανική αγορά άρα και της μειούμενης ζήτησης φορτίου του στη χονδρεμπορική αγορά.

Το κόστος προμήθειας σε όλα τα ειδικά σενάρια είναι αυξημένο συγκριτικά με το αντίστοιχο κόστος προμήθειας των σεναρίων βάσης, ακολουθώντας την παρατηρούμενη αύξηση της ΟΤΣ.

Η μεγαλύτερη αύξηση της ΟΤΣ και αντίστοιχα του κόστους προμήθειας παρατηρείται στο ειδικό σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και κατά δεύτερον στο ειδικό σενάριο υψηλής τιμής φυσικού αερίου.

Κέρδος παραγωγής

Το κέρδος παραγωγής εξαρτάται από την ΟΤΣ, καθώς και από το κόστος λειτουργίας των μονάδων και κατ' επέκταση των τιμών των καυσίμων.

Όσον αφορά το σενάριο υψηλής τιμής φυσικού αερίου, κατά τα έτη 2017 και 2018, παρουσιάζεται μικρή αύξηση του συνολικού κέρδους παραγωγής έναντι των σεναρίων βάσης, λόγω της αύξησης της λιγνιτικής παραγωγής στο ενεργειακό ισοζύγιο. Παρόλα αυτά, το μοναδιαίο κέρδος για αυτά τα έτη είναι μειωμένο σε σχέση με τα σενάρια βάσης λόγω της υψηλής τιμής του φυσικού αερίου. Παρόλα αυτά, το έτος 2019, τόσο το μοναδιαίο όσο και το συνολικό κέρδος παραγωγής παρουσιάζονται αυξημένα, καθώς η συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου του παίκτη στο ενεργειακό ισοζύγιο είναι πλέον περιορισμένη.

Όσον αφορά το σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, το συνολικό κέρδος της παραγωγής είναι ιδιαίτερα αυξημένο συγκριτικά με τα υπόλοιπα σενάρια. Το γεγονός αυτό οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στην αυξημένη ΟΤΣ και στο μεγάλο μερίδιο συμμετοχής των υδροηλεκτρικών μονάδων του παίκτη στο ενεργειακό ισοζύγιο, οι οποίες έχουν χαμηλό μεταβλητό κόστος λειτουργίας. Επιπλέον, το μοναδιαίο κέρδος παραγωγής αυξάνεται κατά πολύ, της τάξης του 20%, λόγω και της παράλληλης μείωσης του μέσου μεριδίου παραγωγής του παίκτη.

Στο σενάριο υψηλής ζήτησης Η/Ε παρατηρείται αναμενόμενη αύξηση του συνολικού και μοναδιαίου κέρδους παραγωγής, γραμμικά ανάλογη της αύξησης της ΟΤΣ στο συγκεκριμένο σενάριο.

Τέλος, στο σενάριο βλάβης δύο λιγνιτικών μονάδων, παρατηρείται αύξηση του συνολικού κέρδους παραγωγής, λόγω της αύξησης της ΟΤΣ, ενώ παράλληλα το μοναδιαίο κέρδος παραγωγής παρουσιάζει σημαντική αύξηση λόγω της μείωσης του μέσου μεριδίου παραγωγής του παίκτη.

Μέσο μερίδιο παραγωγής

Το μέσο μερίδιο παραγωγής στα σενάρια βάσης παραμένει σταθερό, στην τάξη του 51,5%.

Στο σενάριο υψηλής τιμής φυσικού αερίου, το μερίδιο παραγωγής του παίκτη αυξάνεται, σε επίπεδα πάνω από 54% (αύξηση 5-8% συγκριτικά με τα σενάρια βάσης). Το γεγονός αυτό οφείλεται στη μειωμένη συμμετοχή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο, η οποία καλύπτεται κυρίως από την ιδιαίτερα αυξημένη συμμετοχή λιγνιτικών μονάδων, οι οποίες είναι σε αποκλειστική κυριότητα του εξεταζόμενου παίκτη.

Αντίστοιχα στο σενάριο υψηλής τιμής CO₂, το μέσο μερίδιο παραγωγής του παίκτη παρουσιάζεται μειωμένο, λόγω της αναμενόμενης μείωσης της λιγνιτικής παραγωγής.

Στο σενάριο υψηλής ζήτησης, το μέσο μερίδιο παραγωγής του παίκτη είναι μειωμένο, καθώς η αύξηση της ζήτησης καλύπτεται από τις φθηνότερες μονάδες φυσικού αερίου που δεν ανήκουν στον εξεταζόμενο παίκτη.

Τέλος, στο σενάριο βλάβης δύο λιγνιτικών μονάδων, παρατηρείται η αναμενόμενη μείωση των μεριδίων του παίκτη λόγω περιορισμού της συνολικής διαθέσιμης καθαρής ισχύος των μονάδων του παίκτη.

Συνολική δραστηριότητα

Η συνολική δραστηριότητα του παίκτη εξαρτάται από το κόστος προμήθειας και το κέρδος παραγωγής, επομένως και από όλους τους παράγοντες που επηρεάζουν επιμέρους αυτά τα μεγέθη, δηλαδή από την ΟΤΣ, το κόστος καυσίμου και τα ποσοστά συμμετοχής στην αγορά (προμήθεια και παραγωγή).

Δείκτης της δραστηριότητας του παίκτη είναι και το τελικό κόστος προμήθειας, το οποίο είναι το μοναδιαίο κόστος που προκύπτει από τον συμψηφισμό κόστους προμήθειας και κέρδους παραγωγής Η/Ε προς το φορτίο ζήτησης του παίκτη. Η σημασία του μεγέθους αυτού έγκειται στο γεγονός ότι προσδιορίζει το περιθώριο κέρδους του παίκτη στην πώληση Η/Ε προς τελικούς καταναλωτές (λιανική αγορά).

Στα σενάρια βάσης, το συνολικό κόστος του παίκτη μειώνεται καθώς μειώνεται το ποσοστό προμήθειας. Επιπρόσθετα, το τελικό μοναδιαίο κόστος προμήθειας μειώνεται σημαντικά κατά τη διάρκεια της τριετίας, αυξάνοντας δυνητικά το περιθώριο κέρδους του παίκτη. Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι η προμήθεια του παίκτη καλύπτεται σχεδόν πλήρως από την παραγωγή των μονάδων του.

Σε όλα τα ειδικά σενάρια τόσο το κόστος της συνολικής δραστηριότητας όσο και το τελικό μοναδιαίο κόστος προμήθειας αυξάνονται, με τις μεγαλύτερες αυξήσεις να παρατηρούνται καταρχήν στο σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων CO₂ και κατά δεύτερον στο σενάριο υψηλής τιμής φυσικού αερίου, καταδεικνύοντας την καθοριστική επίδραση της τιμής του καυσίμου στο κόστος της χονδρεμπορικής αγοράς Η/Ε.

Προθεσμιακά Προϊόντα

Για όλα τα σενάρια υπολογίστηκε το διαφυγόν κέρδος του παίκτη λόγω υποχρέωσης παροχής προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε με φυσική παράδοση. Το διαφυγόν αυτό κέρδος εκφράζει τη διαφορά στο κέρδος της παραγωγής από την πώληση μέρους της παραγόμενης Η/Ε από τον παίκτη σε σταθερή τιμή καθορισμένη από τις σχετικές δημοπρασίες, έναντι της ΟΤΣ.

Η τάξη μεγέθους του διαφυγόντος κέρδους είναι μικρή σε σχέση με το συνολικό κόστος της ετήσιας δραστηριότητας του παίκτη. Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο διαφυγόν κέρδος προκύπτει στο σενάριο υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, λόγω και της μεγάλης αύξησης της ΟΤΣ στο σενάριο αυτό.

Γενικά, η διακύμανση του διαφυγόντος κέρδους ανά έτος εξαρτάται από την τήρηση του προγράμματος διεξαγωγής των δημοπρασιών καθώς και των προς δημοπράτηση ποσοτήτων προθεσμιακών προϊόντων ανά έτος, όπως έχουν προβλεφθεί από τον ΛΑΓΗΕ και από τις αντίστοιχες τιμές που θα προκύψουν από τη διεξαγωγή των δημοπρασιών.

Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα υπολογισμών των οικονομικών στοιχείων του εξεταζόμενου παίκτη και οι μεταβολές των μεγεθών αυτών, ποσοστιαία και σε απόλυτες τιμές, κατά το διάστημα 2017-2019, σύμφωνα με τις παραδοχές των σεναρίων βάσης και των ειδικών σεναρίων, παρουσιάζονται αναλυτικά στους παρακάτω Πίνακες 57-59.

Πίνακας 57: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα οικονομικών αποτελεσμάτων εξεταζόμενου συμμετέχοντα σύμφωνα με τα σενάρια βάσης και τα ειδικά σενάρια

ΜΕΓΕΘΗ	ΣΕΝΑΡΙΑ ΒΑΣΗΣ			ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ ΦΑ			ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ CO ₂			ΥΨΗΛΗ ΖΗΤΗΣΗ			ΒΛΑΒΗ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
ΟΤΣ (€/MWh)	46,094	46,827	47,508	48,519	49,704	50,978	49,431	52,716	54,854	46,449	47,853	49,154	46,811	48,043	49,313
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (εκ. €)	2.443	2.133	1.767	2.545	2.238	1.870	2.584	2.348	1.986	2.485	2.215	1.876	2.473	2.177	1.820
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	57,47	58,43	59,11	59,90	61,30	62,58	60,81	64,32	66,45	57,81	59,45	60,75	58,19	59,64	60,91
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (%)	81,24	68,74	55,74	81,24	68,74	55,74	81,24	68,74	55,74	81,24	68,74	55,74	81,24	68,74	55,74
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (εκ. €)	368	395	403	379	403	436	396	438	456	380	415	430	381	412	425
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	13,39	14,06	14,25	12,81	13,64	14,73	16,15	17,90	17,87	13,93	15,04	15,32	15,01	15,99	16,40
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)	51,20	51,68	51,66	55,37	54,54	54,05	45,89	45,16	46,66	50,45	49,86	49,66	47,44	47,46	47,30
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ (εκ. €)	-2.075	-1.739	-1.364	-2.166	-1.835	-1.434	-2.188	-1.910	-1.529	-2.105	-1.800	-1.446	-2.092	-1.766	-1.396
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	48,83	47,62	45,62	50,98	50,26	48,00	51,50	52,31	51,18	48,96	48,32	46,82	49,23	48,37	46,71
ΔΙΑΦΥΓΟΜΕΝΟ ΚΕΡΔΟΣ ΛΟΓΩ ΠΠ (εκ. €)	58	53	55	75	72	77	81	91	102	60	60	65	63	61	66

Πίνακας 58: Μεταβολές οικονομικών αποτελεσμάτων εξεταζόμενου συμμετέχοντα ειδικών σεναρίων έναντι αντίστοιχων σεναρίων βάσης

ΜΕΓΕΘΗ	ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ ΦΑ			ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ CO ₂			ΥΨΗΛΗ ΖΗΤΗΣΗ			ΒΛΑΒΗ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
ΟΤΣ (€/MWh)	2,425	2,878	3,470	3,337	5,890	7,346	0,355	1,026	1,647	0,717	1,216	1,806
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (εκ. €)	103	105	103	141	215	219	42	82	110	30	44	54
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	2,43	2,88	3,47	3,34	5,89	7,35	0,34	1,03	1,65	0,72	1,22	1,81
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (εκ. €)	12	9	33	28	44	53	13	20	27	13	17	21
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	-0,58	-0,42	0,48	2,76	3,84	3,62	0,53	0,97	1,07	1,61	1,93	2,15
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)	4,17	2,86	2,39	-5,31	-6,52	-5,00	-0,75	-1,82	-2,00	-3,76	-4,22	-4,36
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ (εκ. €)	-91	-96	-71	-113	-171	-166	-29	-61	-83	-17	-27	-32
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ (€/MWh)	2,15	2,63	2,38	2,67	4,69	5,56	0,14	0,69	1,20	0,40	0,75	1,09

Πίνακας 59: Ποσοστιαίες μεταβολές οικονομικών αποτελεσμάτων εξεταζόμενου συμμετέχοντα ειδικών σεναρίων έναντι αντίστοιχων σεναρίων βάσης

ΜΕΓΕΘΗ	ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ ΦΑ			ΥΨΗΛΗ ΤΙΜΗ CO ₂			ΥΨΗΛΗ ΖΗΤΗΣΗ			ΒΛΑΒΗ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
ΟΤΣ	5,26%	6,15%	7,30%	7,24%	12,58%	15,46%	0,77%	2,19%	3,47%	1,56%	2,60%	3,80%
ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	4,20%	4,90%	5,85%	5,78%	10,05%	12,40%	1,72%	3,84%	6,21%	1,22%	2,06%	3,03%
ΜΟΝΑΔΙΑΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	4,22%	4,93%	5,87%	5,81%	10,08%	12,43%	0,59%	1,76%	2,79%	1,25%	2,08%	3,05%
ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	3,15%	2,23%	8,06%	7,69%	11,06%	13,20%	3,52%	5,19%	6,72%	3,62%	4,32%	5,32%
ΜΟΝΑΔΙΑΙΟ ΚΕΡΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	-4,33%	-2,99%	3,36%	20,60%	27,28%	25,44%	3,98%	6,92%	7,50%	12,03%	13,74%	15,12%
ΜΕΣΟ ΜΕΡΙΔΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	8,14%	5,53%	4,63%	-10,38%	-12,62%	-9,68%	-1,46%	-3,51%	-3,87%	-7,35%	-8,17%	-8,45%
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ	4,38%	5,51%	5,19%	5,44%	9,83%	12,17%	1,41%	3,53%	6,06%	0,80%	1,55%	2,35%
ΤΕΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ	4,41%	5,53%	5,22%	5,47%	9,85%	12,19%	0,28%	1,46%	2,64%	0,82%	1,57%	2,38%

6.3 Σχολιασμός αποτελεσμάτων

Ένα από τα βασικά ζητήματα στην αγορά Η/Ε αποτελεί η διαμόρφωση της στρατηγικής που θα πρέπει να ακολουθήσουν οι συμμετέχοντες στην αγορά προκειμένου να μεγιστοποιήσουν τα κέρδη τους. Η επιλογή της βέλτιστης αυτής στρατηγικής αποτελεί σύνθετο πρόβλημα, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες της Η/Ε ως προϊόν, αλλά και τη νέα διάρθρωση της αγοράς. Μία από τις βασικές ιδιαιτερότητες αποτελεί ότι δεν υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων Η/Ε, καθώς και ότι η ελαστικότητα της ζήτησης Η/Ε ως προς την τιμή της είναι αρκετά μικρή.

Η ανάλυση των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων του ενεργειακού ισοζυγίου δείχνει ότι ένα μοντέλο προσομοίωσης μπορεί να αποτελέσει ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο για τη μελέτη πιθανών εξελίξεων στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά Η/Ε. Η χρήση τέτοιων μοντέλων μπορεί να χρησιμοποιηθεί τόσο για τη μελέτη της αγοράς υπό δεδομένες συνθήκες, προκειμένου να διερευνηθεί πώς μπορεί να διαμορφωθεί η ανταγωνιστική σχέση μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά, όσο και για τη μελέτη της επιρροής στην αγορά, από την εξέλιξη της τιμής διαφόρων παραμέτρων αυτής. Ακολούθως παρατίθενται τα κυριότερα συμπεράσματα που εξάγονται από τις προσομοιώσεις και την επεξεργασία των οικονομικών αποτελεσμάτων.

Αρχικά, αξιοσημείωτο είναι ότι το μοναδιαίο τελικό κόστος προμήθειας σε όλα τα σενάρια μειώνεται όσο μειώνεται και το μερίδιο προμήθειας στη χονδρεμπορική αγορά. Όπως σχολιάστηκε, το μερίδιο του παίκτη κατά το έτος 2016 στην προμήθεια είναι πολύ μεγαλύτερο από το μερίδιο παραγωγής. Το γεγονός αυτό συνεπάγεται ότι ο παίκτης υποχρεούται να αγοράζει ενέργεια από τη χονδρεμπορική αγορά πέραν από την παραγωγή του, αυξάνοντας τις εκροές του προς τρίτους. Το γεγονός αυτό είναι ιδιαίτερα προφανές στα σενάρια υψηλής τιμής καυσίμων (φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων), όπου το μοναδιαίο τελικό κόστος προμήθειας αυξάνεται έως και 12% (5,5 €/MWh) λόγω της αύξησης της ΟΤΣ.

Φαινομενικά επομένως, ο συμμετέχοντας επιθυμεί μακροπρόθεσμα να μεταβεί σε μία κατάσταση όπου το μερίδιο παραγωγής και το μερίδιο προμήθειας είναι ίσα. Η ανάγκη αυτή δε θα ήταν έντονη εάν ο συμμετέχοντας μπορούσε να συνάψει διμερή συμβόλαια φυσικής παράδοσης Η/Ε με άλλους παραγωγούς ή αποφάσιζε να συνάψει διμερή χρηματοοικονομικά συμβόλαια με βάση την ΟΤΣ. Στην περίπτωση αυτή ο

συμμετέχοντας θα μπορούσε να περιορίσει την έκθεσή του στην ΟΤΣ, διατηρώντας το κόστος της χονδρεμπορικής αγοράς σε προσδιορισμένα όρια κινδύνου. Λόγω της τρέχουσας μορφής του μοντέλου αγοράς, κάτι τέτοιο δεν είναι δυνατό, επομένως διαφαίνεται ότι ο συμμετέχοντας θα επωφεληθεί από την μετάβαση στο Μοντέλο Στόχος, που προβλέπεται να πραγματοποιηθεί εντός της εξεταζόμενης τριετίας και παρέχει τη δυνατότητα σύναψης τέτοιων συμβολαίων (προθεσμιακή αγορά).

Η παρατηρούμενη μείωση του μοναδιαίου τελικού κόστους προμήθειας στη χονδρεμπορική αγορά αποτελεί δείκτη για την κερδοφορία του παίκτη, θεωρώντας ότι οι τιμές πώλησης Η/Ε σε τελικούς καταναλωτές (λιανική αγορά) είναι σταθερές. Παρόλα αυτά, η κερδοφορία εξαρτάται και από τις χρηματοροές που προκύπτουν από τις πωλήσεις ενέργειας στη λιανική αγορά Η/Ε. Επομένως, δεδομένου ότι η μείωση του μεριδίου προμήθειας είναι δεσμευτική, είναι καθοριστικής σημασίας το μερίδιο προμήθειας, το οποίο χάνει ο εξεταζόμενος παίκτης, να μην προέρχεται αποκλειστικά από πελάτες με συνεπές και σταθερό προφίλ πληρωμών.

Δεδομένου ότι ο εξεταζόμενος συμμετέχοντας είναι αποκλειστικός προμηθευτής των πελατών υψηλής τάσης και της συντριπτικής πλειονότητας των κοινωνικών και αγροτικών τιμολογίων (ειδικά τιμολόγια), η απώλεια μεγάλου ποσοστού πελατολογίου υψηλής κερδοφορίας ενδέχεται να προκαλέσει έντονα προβλήματα ρευστότητας στον εξεταζόμενο παίκτη. Επομένως, παρόλο που η μείωση των μεριδίων του παίκτη δεν είναι δεσμευτικά αρνητική, πρέπει να πραγματοποιηθεί με δομημένο τρόπο και να αφορά όλες τις κατηγορίες πελατών.

Τα άνισα μερίδια παραγωγής και προμήθειας δείχνουν την καθοριστική συμβολή που έχει η τιμή του καυσίμου στη διαμόρφωση του μοναδιαίου τελικού κόστους προμήθειας. Σε όλα τα σενάρια που αφορούν την άνοδο τιμής καυσίμου, η παραγωγή αυξάνει σταδιακά το συνολικό και το μοναδιαίο κέρδος της, ακόμα και όταν μειώνεται το μερίδιο αγοράς. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι ο εξεταζόμενος συμμετέχοντας διαθέτει συμβατικές μονάδες όλων των τύπων (λιγνιτικές, φυσικού αερίου, υδροηλεκτρικές) και επομένως η κερδοφορία της παραγωγής διασφαλίζεται ακόμα και όταν η τιμή ενός καυσίμου αυξάνεται σημαντικά. Αντίθετα, η προμήθεια εφόσον είναι υποχρεωμένη να αγοράζει Η/Ε στη χονδρεμπορική αγορά από τρίτους, παρουσιάζει ιδιαίτερη ευαισθησία ως προς το μοναδιαίο κόστος αγοράς Η/Ε κατά τις μεταβολές

τιμών καυσίμων. Η σύγκριση των σεναρίων μεταβολής τιμής καυσίμου (αύξησης τιμής φυσικού αερίου και αύξησης τιμή απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂) σε σχέση με το σενάριο υψηλής ζήτησης και το σενάριο βλάβης λιγνιτικών μονάδων καταδεικνύει ακόμα πιο έντονα την επίδραση της τιμής καυσίμου στο τελικό κόστος προμήθειας, λόγω της μικρότερης μεταβολής του κόστους προμήθειας.

Επομένως, εφόσον ο εξεταζόμενος συμμετέχοντας συνεχίσει να έχει άνισα μερίδια προμήθειας και παραγωγής θα είναι ιδιαίτερα εκτεθειμένος στις διακυμάνσεις των τιμών καυσίμου. Η τιμή φυσικού αερίου και η τιμή απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ καθορίζονται από διεθνείς αγορές και ενδέχεται να προκληθεί κατακόρυφη αύξηση στο κόστος προμήθειας, αν οι μεταβολές αυτές συνοδευτούν από ειδικές συνθήκες της εγχώριας αγοράς (ενδεικτικά χαμηλή υδραυλικότητα).

Το μείγμα παραγωγής του συμμετέχοντα επηρεάζει επίσης σε μεγάλο βαθμό τα οικονομικά του αποτελέσματα. Όπως αναφέρθηκε, η διαφοροποίηση στο χαρτοφυλάκιο παραγωγής διασφαλίζει σταθερή κερδοφορία ακόμα και σε περιπτώσεις έντονων αυξήσεων των τιμών καυσίμου. Καθοριστικό ρόλο σε αυτή την κερδοφορία παίζουν οι υδροηλεκτρικές μονάδες, των οποίων το μεταβλητό κόστος είναι πολύ χαμηλό, επομένως όταν η ΟΤΣ κυμαίνεται σε υψηλά επίπεδα επιτυγχάνεται υψηλό κέρδος από τη λειτουργία τους. Οι λιγνιτικές μονάδες αντιθέτως, δεν διασφαλίζουν αναγκαστικά υψηλή κερδοφορία στον παίκτη, καθώς αυτή εξαρτάται από την τιμή του ανταγωνιστικού καυσίμου (φυσικό αέριο) και από το κόστος απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, το οποίο αποτελεί σημαντικό τμήμα του μεταβλητού κόστους λειτουργίας τους. Εφόσον η τάση για την τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών μοιάζει να είναι ανοδική και εφόσον το φυσικό αέριο διατηρείται σε χαμηλές τιμές, οι λιγνιτικές μονάδες δεν δίνουν ανταγωνιστικό πλεονέκτημα στον εξεταζόμενο παίκτη. Παρέχουν παρόλα αυτά, ένα επίπεδο διασφάλισης λόγω της διαφοροποίησης του χαρτοφυλακίου του παίκτη στην περίπτωση όπου η τιμή φυσικού αερίου αυξηθεί.

Το γεγονός ότι η λιγνιτική παραγωγή δεν αποτελεί δεσμευτικό ανταγωνιστικό πλεονέκτημα αποδεικνύεται από το γεγονός ότι το μοναδιαίο κέρδος παραγωγής μειώνεται στο σενάριο υψηλής τιμής φυσικού αερίου κατά τα έτη 2017 και 2018, ενώ αυξάνεται μόνο κατά το έτος 2019, όπου η τιμή του φυσικού αερίου καθιστά τις μονάδες φυσικού αερίου λιγότερο ελκυστικές (μείωση της παραγωγής φυσικού αερίου

στο ενεργειακό ισοζύγιο κατά σχεδόν 50%). Η εφαρμογή του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ ευνοεί πάντως, τους σταθμούς με χαμηλούς συντελεστές CO₂, αναμορφώνοντας το ανταγωνιστικό πλαίσιο υπέρ των σταθμών φυσικού αερίου. Πιθανή αύξηση της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ θα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους προμήθειας Η/Ε για τους τελικούς καταναλωτές, παρόλα τα περιβαλλοντικά οφέλη. Επίσης, η αύξηση της τιμής δικαιωμάτων συνεπάγεται αυξημένη κερδοφορία για τους σταθμούς φυσικού αερίου, όπως αποδεικνύει το σενάριο μεγάλης αύξησης τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, προσφέροντας σημαντικό κίνητρο για την κατασκευή νέων σταθμών φυσικού αερίου. Το γεγονός αυτό θα επιφέρει μείωση των εκπομπών CO₂ και περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς Η/Ε, παράμετροι προς όφελος του τελικού καταναλωτή.

Επομένως, ο συμμετέχοντας εξαιτίας του μείγματος των μονάδων παραγωγής που διαθέτει μπορεί ευκολότερα να διασφαλίσει την κερδοφορία ως προς τη δραστηριότητα της παραγωγής, αλλά παρόλα αυτά συνολικά εξαιτίας της άνισης κατανομής μεριδίων προμήθειας και παραγωγής καθίσταται ιδιαίτερα εκτεθειμένος στις διακυμάνσεις των διεθνών τιμών καυσίμου. Στην περίπτωση όπου τα μερίδια προμήθειας και παραγωγής εξισορροπηθούν, ο καθετοποιημένος παίκτης, εξαιτίας του μείγματος παραγωγής που διαθέτει, θα διατηρήσει τη δυνατότητα άσκησης κυρίαρχης επιρροής στη διαμόρφωση της ΟΤΣ. Επομένως, ακόμα και η μεγάλη αύξηση της τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, δε συνεπάγεται δεσμευτικά μεταβολή του ανταγωνιστικού πλαισίου.

Η εξέταση των μεριδίων παραγωγής αποδεικνύει ότι οι ρυθμιστικές παρεμβάσεις που έχουν νομοθετηθεί δεν εξασφαλίζουν την μείωση των μεριδίων παραγωγής. Πράγματι, στα σενάρια βάσης, υψηλής ζήτησης και υψηλής τιμής φυσικού αερίου, τα μερίδια παραγωγής παραμένουν σε επίπεδα άνω του 50%. Εύλογη πτώση παρατηρείται στο σενάριο υψηλής τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και προφανώς στο σενάριο βλάβης δύο λιγνιτικών μονάδων που ανήκουν στον εξεταζόμενο συμμετέχοντα. Στα μερίδια αυτά δεν έχουν υπολογιστεί και τα μερίδια που ενδεχομένως διαθέτει ο παίκτης επί των εισαγωγών. Εάν θεωρηθεί ότι ο παίκτης, λόγω του μεγέθους του, πραγματοποιεί το 30% των συνολικών ετήσιων εισαγωγών, τότε ο στόχος της μείωσης των μεριδίων παραγωγής σε επίπεδα κάτω του 50% το 2019 είναι μάλλον ανέφικτος.

Το γεγονός αυτό οφείλεται πρωτίστως στην αύξηση της ζήτησης κατά την εξεταζόμενη τριετία, η οποία δεν συνοδεύεται από κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής. Η αύξηση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ δεν είναι ικανή να περιορίσει την ανάγκη αύξησης της παραγωγής του παίκτη προκειμένου να καλυφθεί το φορτίο του συστήματος. Το φαινόμενο είναι ακόμα πιο έντονο στο σενάριο υψηλής τιμής φυσικού αερίου, όπου το μερίδιο παραγωγής του συμμετέχοντα αυξάνεται σημαντικά, σε επίπεδα αντίστοιχα πριν το έτος 2014, που οι τιμές φυσικού αερίου ήταν υψηλές. Η αύξηση των μεριδίων του συμμετέχοντα οφείλεται επίσης στο γεγονός ότι το ενεργειακό ισοζύγιο πρέπει να καλυφθεί με τον οικονομικότερο δυνατό τρόπο, επομένως δεν είναι δυνατή η παρέμβαση στις τιμές προσφορών ενέργειας του συμμετέχοντα ως παραγωγό, αφού διαθέτει μονάδες παραγωγής χαμηλού κόστους.

Επομένως, δεν διαφαίνεται πιθανό να επιτευχθεί, δεδομένου του χαρτοφυλακίου παραγωγής του εξεταζόμενου συμμετέχοντα, η μείωση των μεριδίων παραγωγής εντός της εξεταζόμενης τριετίας. Ακόμα και στην περίπτωση όπου οι ποσότητες προθεσμιακών προϊόντων προς διάθεση σε τρίτους θεωρηθούν ότι δεν αποτελούν μερίδιο της παραγωγής του συμμετέχοντα, η επίτευξη μεριδίων κάτω από 50% στην παραγωγή δεν μπορεί να διασφαλιστεί. Σε αυτή την περίπτωση, ο Νόμος 4336/2015 προβλέπει ότι η επιτροπή Ανταγωνισμού, μέχρι 1.1.2019, θα προτείνει τα κατάλληλα μέτρα λόγω αδυναμίας επίτευξης του παραπάνω στόχου και όποια επιχείρηση δεν συμμορφώνεται, θα της επιβάλλονται πρόστιμα επί του ετήσιου κύκλου εργασιών της.

Όσον αφορά τα προθεσμιακά προϊόντα με φυσική παράδοση, τα οποία δημιουργήθηκαν για να μειωθεί το ανταγωνιστικό πλεονέκτημα του εξεταζόμενου παίκτη λόγω μονοπωλίου στις λιγνιτικές μονάδες και τις υδροηλεκτρικές μονάδες και παράλληλα να δώσουν κίνητρο στους υπόλοιπους παίκτες να αυξήσουν τα μερίδια προμήθειας, προκαλούν σχετικά περιορισμένη οικονομική ζημία στο πλαίσιο λειτουργίας της ως καθετοποιημένη εταιρία.

Πράγματι, για τα σενάρια βάσης, το διαφυγόν κέρδος της παραγωγής από τον υποχρέωση διάθεσης προθεσμιακών προϊόντων με φυσική παράδοση είναι της τάξης των 50-60 εκ. €, το οποίο συγκρινόμενο με το αντίστοιχο συνολικό κόστος προμήθειας της εταιρίας που είναι της τάξης των 1,5-2 δισ. €, είναι ιδιαίτερα χαμηλό. Παρόλα αυτά, συγκρινόμενο με το καθαρό κέρδος της παραγωγής που για τα σενάρια αυτά είναι της

τάξης των 350-400 εκ. €, διαφαίνεται ότι προκαλεί αξιοσημείωτο διαφυγόν κέρδος της τάξης του 15% για τη δραστηριότητα της παραγωγής. Το διαφυγόν αυτό κέρδος αυξάνεται σημαντικά στα σενάρια υψηλής τιμής φυσικού αερίου και υψηλής τιμής απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Το γεγονός ότι η τιμή εκκίνησης για τις δημοπρασίες προθεσμιακών προϊόντων καθορίζεται με βάση παρελθοντικά στοιχεία κόστους, διαφορετικά δηλαδή από τα τρέχοντα στοιχεία κόστους της αγοράς, θέτει τον συμμετέχοντα στον κίνδυνο να αναγκάζεται να διαθέτει ποσότητες αυτών των προϊόντων ακόμα και με μηδενικό όφελος, ενδεικτικά στην περίπτωση μεγάλης αύξησης των τρεχουσών τιμών καυσίμων, ενισχύοντας τις συνολικές επισφάλειες της παραγωγής.

Σημειώνεται ότι αν δεν τηρηθεί το πρόγραμμα διεξαγωγής των δημοπρασιών καθώς και οι προς δημοπράτηση ποσότητες προθεσμιακών προϊόντων ανά έτος, όπως έχουν προβλεφθεί από τον ΛΑΓΗΕ και υπάρξει διπλασιασμός και τριπλασιασμός ποσοτήτων κατά τα έτη 2018 και 2019 αντίστοιχα, τότε αναμένεται και το διαφυγόν κέρδος να αυξηθεί ανάλογα.

Υπογραμμίζεται ότι το εκτιμώμενο κόστος για τη δραστηριότητα της προμήθειας και το εκτιμώμενο κέρδος για τη δραστηριότητα παραγωγής, αναφορικά με την αποζημίωση επάρκειας ισχύος, λαμβάνεται υπόψη στα ετήσια οικονομικά αποτελέσματα της επιχείρησης, υπό την προϋπόθεση ότι θα θεσπιστεί ο υπό διαβούλευση από τη ΡΑΕ σχετικός μηχανισμός αποζημίωσης επάρκειας ισχύος (ΜΑΕΙ), ο οποίος θα διαδεχθεί τον ισχύοντα, έως και τον Απρίλιο του 2017, μεταβατικό μηχανισμό αποζημίωσης ευελιξίας (ΜΜΑΕ).

Τέλος, διαφαίνεται ότι, από στρατηγικής άποψης, η επιχείρηση καλείται να εξισορροπήσει τις απώλειες στην εγχώρια αγορά και να ανταπεξέλθει στους ρυθμιστικούς περιορισμούς για μείωση του μεριδίου της κάτω από το 50%, και με βελτίωση και διεύρυνση των δραστηριοτήτων της, τόσο τεχνολογικά, όσο και εμπορικά, απαντώντας ταυτόχρονα και στις νέες απαιτήσεις και προκλήσεις της αγοράς (πράσινη ενέργεια, ενεργειακή απόδοση-εξοικονόμηση ενέργειας, ηλεκτροκίνηση, φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης, απόκριση ζήτησης).

Ενδεικτικά και κατά το μοντέλο των μεγάλων καθετοποιημένων Ευρωπαϊκών επιχειρήσεων, να μεταβεί από την παροχή αποκλειστικά ηλεκτρικής ενέργειας στην

παροχή ενεργειακών υπηρεσιών (ενδεικτικά εξοικονόμηση ενέργειας, ηλεκτροκίνηση), καθώς και να αναπτύξει τις επιχειρηματικές δραστηριότητές της και εκτός των συνόρων, στην ευρύτερη και υπό διαμόρφωση αγορά των Βαλκανίων και στο πλαίσιο της ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας.

6.4 Αδυναμίες της παρούσας έρευνας

Οι υπολογισμοί των οικονομικών στοιχείων του εξεταζόμενου συμμετέχοντα βασίζονται σε μέσες ετήσιες τιμές. Παρόλα αυτά, το προφίλ ζήτησης κάθε προμηθευτή μεταβάλλεται εντός του έτους ανά μήνα, λόγω εποχικότητας, ανά τύπο ημέρας (καθημερινές, Σάββατα, Κυριακές, αργίες) και ανά εικοσιτετράωρο, λόγω της διακύμανσης του φορτίου των τελικών καταναλωτών που εκπροσωπεί.

Επίσης, η στρατηγική ένταξης μονάδων, σε μηνιαία και ημερήσια βάση, μπορεί να διαφοροποιήσει σημαντικά τα οικονομικά αποτελέσματα (λαμβάνεται υπόψη στο "αναλυτικό" μοντέλο ενεργειακού ισοζυγίου). Επομένως, οι υπολογισμοί των οικονομικών μεγεθών που πραγματοποιήθηκαν είναι ενδεικτικοί για την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων όσον αφορά τη στρατηγική της εταιρίας. Προκειμένου οι υπολογισμοί να είναι πιο ακριβείς, απαιτείται εκτενής ανάλυση που να λαμβάνει υπόψη αυτές τις μηνιαίες και ημερήσιες διακυμάνσεις των μεγεθών που εξετάζονται.

Τέλος, η ανάλυση βασίστηκε σε αποτελέσματα προσομοιώσεων με τη χρήση προγράμματος που περιγράφει την τρέχουσα μεθοδολογία επίλυσης της Ελληνικής αγοράς Η/Ε. Επομένως, ενδέχεται να παρουσιαστούν σημαντικές μεταβολές στην τιμή της αγοράς και στην ένταξη των μονάδων όταν υιοθετηθεί το Μοντέλο Στόχος.

Παρόλο που με τον Νόμο 4336/2015 (ΦΕΚ Α' 94/14.08.2015) έχει οριστεί ότι οι Ελληνικές αρχές θα πρέπει να εφαρμόσουν χάρτη πορείας ολοκλήρωσης της Ελληνικής αγοράς Η/Ε, ακολουθώντας το Μοντέλο Στόχος της ΕΕ, ο οποίος πρέπει να ολοκληρωθεί έως τον Δεκέμβριο του 2017, θέτοντας έτσι το τέλος του 2017 ως ημερομηνία έναρξης λειτουργίας του Μοντέλου Στόχου, το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης δεν διαφαίνεται να επιτυγχάνεται.

Η αναδιοργάνωση της Ελληνικής αγοράς Η/Ε, σε εφαρμογή της νομοθεσίας για την ολοκλήρωση της ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς Η/Ε, έχει νομοθετηθεί σε πρωτόλειο επίπεδο με τον Νόμο 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185/30.09.2016), χωρίς να έχουν

οριστικοποιηθεί σε εθνικό επίπεδο η λήψη των κατάλληλων ρυθμιστικών μέτρων, η ανάπτυξη των απαραίτητων μηχανισμών και τα λεπτομερή χαρακτηριστικά και οι κανόνες λειτουργίας των επιμέρους αγορών που θα δημιουργηθούν, ώστε να είναι δυνατόν να πραγματοποιηθεί ανάλυση με βάση το νέο μοντέλο αγοράς.

6.5 Προτάσεις για επέκταση

Οι υπολογισμοί των οικονομικών αποτελεσμάτων και η παρουσίαση των συγκεντρωτικών στοιχείων των σεναρίων που εξετάστηκαν πραγματοποιήθηκε με βάση τις σταθμισμένες μέσες τιμές, οι οποίες προέκυψαν από τα πιθανοτικά αποτελέσματα. Μία μελλοντική επέκταση θα μπορούσε να συμπεριλάβει την επεξεργασία των οικονομικών αποτελεσμάτων πιθανοτικά, μέσω πιθανοτικών κατανομών κόστους και με προσδιορισμό των διαστημάτων εμπιστοσύνης αυτών των κατανομών.

Επίσης, κατά τη διάρκεια συγγραφής της παρούσας διπλωματική εργασίας αναπτύχθηκε από το Εργαστήριο Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Πολιτικής του Πανεπιστημίου Πειραιά σε συνεργασία με τη Διεύθυνση Διαχείρισης Ενέργειας της ΔΕΗ Α.Ε. μαθηματικό υπόδειγμα ενεργειακού ισοζυγίου που λαμβάνει μηνιαία στοιχεία ως δεδομένα εισόδου. Εξετάζεται η προσομοίωση των ετήσιων σεναρίων να υλοποιηθεί και σε μηνιαία βάση.

Τέλος, η ανάλυση θα μπορούσε να επεκταθεί ώστε να περιλαμβάνει την πιθανοτική αποτίμηση της κερδοφορίας της εταιρίας λαμβάνοντας υπόψη τα κέρδη πωλήσεων σε τελικούς καταναλωτές, με βάση τα μερίδια προμήθειας της εταιρίας ανά επίπεδο τάσης και εξετάζοντας και λοιπά χαρακτηριστικά των καταναλωτών-πελατών της, όπως το προφίλ κατανάλωσής τους και η συνέπεια πληρωμών αυτών.

Βιβλιογραφικές Αναφορές

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Electricity, (2016). Retrieved online from <http://www.acer.europa.eu/en/electricity/>

ΑΔΜΗΕ, Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Εγχειρίδιο αγοράς (2014). Retrieved online from

http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDSHE/PithmistikaThemata/Egcheiridio_Agoras_version_3.1.pdf

ΑΔΜΗΕ, Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2017 – 2023 (2016). Retrieved online from http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDAS_DSS/AnaptixiSistimatos/Meleti_eparkeias_2017-2023.pdf

ΑΔΜΗΕ, Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Συντήρηση Μονάδων Παραγωγής, (2016). Retrieved online from <http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/dedomena-eisodoy/syntiriseis/>

ΑΔΜΗΕ-ΥΔΦ, Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Υπηρεσία Διακοπτόμενου Φορτίου (2016). Retrieved online from <http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/ypiresia-diakoptomenoy-fortioy/dimoprasies/>

Amundsen, E., S., Bergman, L., (2006). “Why has the Nordic electricity market worked so well?”, *Utilities Policy 14*, p.p. 148-157

Βαζακίδου, Ε., Μέτσιου, Α., (2012). Διπλωματική εργασία “Ανάλυση των επιπτώσεων εφαρμογής του χρηματιστηριακού μοντέλου αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα”, *ΑΠΘ, ΤΗΜΜΥ*

Βουλγαρίδου, Ι., (2016). “Χρηματιστήριο ενέργειας – Προοπτική σύστασης στην Ελλάδα” *Δίκαιο Επιχειρήσεων & Εταιριών*, τεύχος 2, p.p. 151-163

Chassot, S., Hampl, N., Wüstenhagen, R., (2014). “When energy policy meets free-market capitalists: The moderating influence of worldviews on risk perception and

renewable energy investment decisions”, *Energy Research & Social Science* vol. 3, p.p. 143-151

EC, European Commission, Climate Action, EU Action, Strategies, 2030 (2016). Retrieved online from http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index_en.htm

EEX, European Energy Exchange, Market Data, Power, (2016). Retrieved online from <https://www.eex.com/en/market-data/power>

Efstathiou, C., E., (2004). Retrieved online from http://195.134.76.37/applets/AppletSailor/Apl_Sailor2.html

ENTSO-E1, European Network of Transmission System Operators for Electricity, Network Code Overview (2016). Retrieved online from <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx>

ENTSO-E2, European Network of Transmission System Operators for Electricity (2016). Retrieved online from <https://www.entsoe.eu>

EUR-LEX1, EU Legislation (2007). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/?qid=1480944781006&uri=CELEX:12007L/TXT>

EUR-LEX2, EU Legislation (2007). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52006DC0851&from=EL>

EUR-LEX1, EU Legislation (2009). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/ALL/?uri=CELEX:32009L0072>

EUR-LEX2, EU Legislation (2009). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713&rid=12>

EUR-LEX3, EU Legislation (2009). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&rid=3>

EUR-LEX4, EU Legislation (2009). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=EL>

EUR-LEX, EU Legislation (2010). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/?uri=URISERV%3Aev0027>

EUR-LEX, EU Legislation (2011). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227&rid=1>

EUR-LEX, EU Legislation (2012). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:EL:PDF>

EUR-LEX1, EU Legislation (2014). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R1348&rid=1>

EUR-LEX2, EU Legislation (2014). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2014:248:FULL&from=el>

EUR-LEX3, EU Legislation (2014). Retrieved online from [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0716\(02\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0716(02))

EUR-LEX4, EU Legislation (2014). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2014:200:FULL&from=EL>

Consilium (2015). Retrieved online from

<http://www.consilium.europa.eu/el/policies/energy-union>

EUR-LEX, EU Legislation (2015). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015DC0080&from=en>

EUR-LEX, EU Legislation (2016). Retrieved online from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2016:241:FULL&from=EN>

HUPX, Hungarian Power Exchange (2016). Retrieved online from <https://www.hupx.hu/en/Product%20info/Pages/default.aspx>

ΚΔΣ, Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, ΕΣΜΗΕ (2016). Retrieved online from

http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Laws/KDS_v3.pdf

Koltsaklis, N., E., Dagoumas, A., S., Kopanos, G., M., Pistikopoulos, E., N., Georgiadis, M., C., (2014). "A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system", *Applied Energy 115*, p.p. 456-482

Κολτσακλής, Ν., Παναπαπακίδης, Ι., Δαγούμας, Α., Νάζος, Κ., (2016). "Εγχειρίδιο χρήσης του λογισμικού με αντικείμενο "Διαχείριση κινδύνων σχετικών με τις

δραστηριότητες της Διεύθυνσης Διαχείρισης Ενέργειας” Πανεπιστήμιο Πειραιώς - Διεύθυνση Διαχείρισης Ενέργειας ΔΕΗ Α.Ε.

Kroese, D., P., Brereton, T., Taimre, T., Botev, Z., I., (2014). "Why the Monte Carlo method is so important today", *WIREs Computational Statistics* 6, p.p. 386–392

ΚΣΗΕ1, Εγχειρίδιο Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (2016). Retrieved online from

http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Manuals/Egcheiridio_KSIE__Ekdosi_2.1__2016.09.15_.pdf

ΚΣΗΕ2, Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (2016). Retrieved online from [http://www.lagie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikies-](http://www.lagie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikies-kanonismoi/archeia/document/143526/doccat/detail/Document/)

[kanonismoi/archeia/document/143526/doccat/detail/Document/](http://www.lagie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikies-kanonismoi/archeia/document/143526/doccat/detail/Document/)

Κυριακού, Δ., Τ., (2010). Retrieved online from

http://www.physics.ntua.gr/pdf_doc_files/seminario_fysikhs_2010/kyriakou_monte_carlo.odp

ΛΑΓΗΕ, Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Παρουσίαση Συστήματος Συναλλαγών Δημοπρασιών Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Ημερίδα, Αθήνα, (2016). Retrieved online from

http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Public_Consultation/NOME/20160905_NOME_Presentation_Part1a.pptx

Μπακιρτζής, Α., Γ., (2009). “Οριακή Τιμή Ελληνικού Συστήματος σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος & Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Retrieved online from http://library.tee.gr/digital/m2367/m2367_bakirtzis.pdf

PCR, PCR Presentation, August 2016, (2016). Retrieved online from <https://www.epexspot.com/document/35380/PCR%20Presentation%20-%20August%202016>

Πολέμης, Μ., Λ., (2014). “Ανταγωνισμός στις σχετικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα: Ουτοπία ή πραγματικότητα;”, *Ενέργεια: Δίκτυα και Υποδομές*, p.p. 157-181

ΡΑΕ, Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Δημόσιες Διαβουλεύσεις, (2014). Retrieved online from <http://www.rae.gr/system/docs/consultations/30092014/anak.csp>

ΡΑΕ, Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αποφάσεις, (2016). Retrieved online from http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/actions/decision.csp

ΡΑΕ, Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Ανακοινώσεις, (2016). Retrieved online from http://www.rae.gr/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/current/031116.csp

Sobol, I., M., (1994). *A Primer for the Monte Carlo Method*, CRC Press

Τροκούδη, Α., (2014). “Οι υπό συζήτηση προτάσεις για την αναδιάρθρωση της εγχώριας αγοράς ηλεκτρισμού”, Retrieved online from <https://www.des.unipi.gr/files/ma-energy/ENERGY-PAPERS-July-2014.pdf>

Σύντομο Βιογραφικό

Επικοινωνία

e-mail: vlachouas@gmail.com

Εκπαίδευση και κατάρτιση

2015 – Σήμερα: Πανεπιστήμιο Πειραιώς, Τμήμα Διεθνών και Ευρωπαϊκών Σπουδών: Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Σπουδών “Ενέργεια: Στρατηγική, Δίκαιο & Οικονομία”

02/2000 – 02/2003: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών – Μηχανικών Υπολογιστών – Εθνικό και Καποδιστριακό Πανεπιστήμιο, Τμήμα Οικονομικών Σπουδών – Πανεπιστήμιο Πειραιώς, Τμήμα Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας: Διαπανεπιστημιακό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών “Τεχνο-Οικονομικά Συστήματα (MBA)” (Βαθμός: 7,84)

09/1993 – 02/1999: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Μηχανικών Μεταλλείων – Μεταλλουργών (Βαθμός: 7,64)

05/1998 – 08/1998: George August University (Γερμανία), Διπλωματική Εργασία “Μελέτη εκμετάλλευσης και αποκατάστασης ορυχείου λιγνίτη στην Αχλάδα του νομού Φλώρινας με έμφαση στην ανθρακοπετρογραφική ανάλυση”

Επαγγελματική εμπειρία

04/2013 – Σήμερα: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.), Γενική Διεύθυνση Εμπορίας, Διεύθυνση Marketing και Ενεργειακών Υπηρεσιών, Τομέας Ενεργειακού Προγραμματισμού και Ρυθμιστικών Θεμάτων (Υποτομεάρχης)

04/1998 – 03/2013: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.), Γενική Διεύθυνση Ορυχείων, Διεύθυνση Μελετών και Ανάπτυξης Ορυχείων, Τομέας Εκμετάλλευσης και Ανάπτυξης Ορυχείων

09/2001 – 09/2002: Kawasaki Steel Corporation (Ιαπωνία), Υποτροφία Ε.Ε.: Εργαστηριακή Έρευνα – Μεταπτυχιακή Εργασία MBA στη διαχείριση ανθρώπινου δυναμικού (Ανάπτυξη Ιαπωνικού Μοντέλου “Thinking Groups”)

02/1993 – 03/1998: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.), Διεύθυνση Επικοινωνίας

06/1997 – 08/1997: Bakony Bauxite Mines Ltd (Ουγγαρία), Πρακτική Άσκηση στον σχεδιασμό και εκμετάλλευση ορυχείων για υπόγεια κοιτάσματα

Διακρίσεις

Υποτροφία Ε.Ε. για εκπαίδευση και εργασία σε Ιαπωνική βιομηχανία (Vulcanus Program 2001-2002)

Υποτροφία ΕΜΠ για την πρώτη θέση εισαγωγής στη Σχολή Μηχανικών Μεταλλείων –Μεταλλουργών