



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**Διεύρυνση των Ευρωπαϊκών Διαδρομών Ενεργειακού
Ανεφοδιασμού και Ανάλυση Σχετιζόμενων Παραμέτρων.**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΝΙΚΟΛΑΟΣ, ΓΕΩΡΓΙΟΥ ΤΣΑΧΑΛΗΣ

Επιβλέπων : Ι. Ψαρράς

ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

Αθήνα, Οκτώβριος 2008



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**Διεύρυνση των Ευρωπαϊκών Διαδρομών Ενεργειακού
Ανεφοδιασμού και Ανάλυση Σχετιζόμενων Παραμέτρων.**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Νικόλαος, Γεωργίου, Τσάχαλης

Επιβλέπων : Ι. Ψαρράς
Καθηγητής

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή τον Οκτώβριο 2008.

.....
Ι. Ψαρράς
Καθηγητής

.....
Δ. Ασκούνης
Επίκουρος Καθηγητής

.....
Γρ. Μέντζας
Καθηγητής

Αθήνα, Οκτώβριος 2008

.....

Νικόλαος, Γεωργίου Τσάχαλης

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

Copyright © Νικόλαος, Τσάχαλης, 2008

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στον τομέα Ηλεκτρικών Βιομηχανικών Διατάξεων και Συστημάτων Απόφασης της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, στα πλαίσια των ερευνητικών δραστηριοτήτων του Εργαστηρίου Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης.

Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας είναι η καταγραφή και η ανάλυση των πολιτικών των κρατών - μελών της Ε.Ε. όσον αφορά τον ενεργειακό τομέα και ιδιαίτερα τις ενεργειακές εισαγωγές. Ιδιαίτερη έμφαση δόθηκε στην ενεργειακή πολιτική της Ελλάδας, στα πλαίσια των δεσμεύσεων που έχει αναλάβει ως μέλος της Ε.Ε., και στα προβλήματα που αντιμετωπίζει όσον αφορά την εφαρμογή της. Συγκεκριμένα, μελετήθηκαν οι ενεργειακοί διάδρομοι των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, της πυρηνικής ενέργειας, του υδρογόνου και των ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο) καθώς και το νομικό πλαίσιο στο οποίο υπόκεινται.

Θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές και ειλικρινείς μου ευχαριστίες στον Καθηγητή της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου κ. Ιωάννη Ψαρρά για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με το συγκεκριμένο θέμα, καθώς και για την ενθάρρυνση και τη βοήθεια του.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τους υποψήφιους διδάκτορες της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου κ. Μαρία Φλουρή και κ. Χάρη Δούκα για τη συνεχή παρακολούθηση της πορείας της διπλωματικής μου εργασίας, την καθοδήγησή της, τις πολύτιμες συμβουλές και το ενδιαφέρον που έδειξε σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας.

Νικόλαος, Γ., Τσάχαλης

Οκτώβριος 2008

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Είναι γεγονός ότι ένα σημαντικό κομμάτι των ενεργειακών αναγκών της Ευρωπαϊκής Ένωσης καλύπτεται μέσω ενεργειακών εισαγωγών. Το γεγονός αυτό την καθιστά ευάλωτη σε γεωπολιτικές συγκυρίες καθώς επηρεάζεται ο ενεργειακός ανεφοδιασμός της και κατά συνέπεια η οικονομική της ανάπτυξη. Υπάρχει έτσι ανάγκη για διαποικίλιση των ενεργειακών πηγών και μελέτη του τρόπου με τον οποίο μπορεί αυτό να επιτευχθεί. Πέρα από την ανάγκη διαφοροποίησης του ενεργειακού της μείγματος, την Ε.Ε. απασχολεί το ζήτημα της κλιματικής αλλαγής και της εκπλήρωσης των δεσμεύσεων που έχει αναλάβει στα πλαίσια του πρωτοκόλλου του Κιότο.

Η παρούσα διπλωματική στοχεύει στην καταγραφή και την ανάλυση των πολιτικών των κρατών - μελών της Ε.Ε. όσον αφορά τον ενεργειακό τομέα και ιδιαίτερα τις ενεργειακές εισαγωγές. Ιδιαίτερη έμφαση έχει δοθεί στην καταγραφή του υφιστάμενου ενεργειακού τοπίου της Ελλάδας και των προβλημάτων που εντοπίζονται σε αυτό. Πιο αναλυτικά, αντικείμενο μελέτης αποτέλεσαν οι ενεργειακοί δρόμοι του πετρελαίου, του άνθρακα, του φυσικού αερίου, του υδρογόνου, της πυρηνικής ενέργειας και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολική ενέργεια, φωτοβολταϊκά συστήματα, βιομάζα – βιοκαύσιμα) καθώς και του νομοθετικού πλαισίου που διέπει τους παραπάνω ενεργειακούς φορείς.

Για την πραγματοποίηση της διπλωματικής μελετήθηκαν τα ευρωπαϊκά προγράμματα ENCOURAGED, NEEDS, ExternE και RES2020 καθώς και μια σειρά από άλλες διαδικτυακές πηγές. Επίσης, η 1^η Έκθεση για τον μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό 2008 – 2020, που δημοσιεύτηκε από το Υπουργείο Ανάπτυξης, αποτέλεσε αντικείμενο μελέτης προκειμένου να καταγραφεί η υφιστάμενη κατάσταση στην Ελλάδα. Συμπληρωματικά μελετήθηκαν διάφορες δημοσιεύσεις σε περιοδικά και εφημερίδες του ελληνικού έντυπου τύπου προκειμένου να υπάρξει παρακολούθηση των εξελίξεων στον ενεργειακό τομέα κατά την περίοδο διεξαγωγής της διπλωματικής.

Από την μελέτη της παραπάνω βιβλιογραφίας προέκυψαν μια σειρά από συμπεράσματα και παρατηρήσεις. Έτσι, η αύξηση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με τα πλεονεκτήματα της ηλεκτροπαραγωγής από την πυρηνική αναμένεται να ισχυροποιήσει την παρουσία της τελευταίας στο ενεργειακό σκηνικό σε παγκόσμια κλίμακα. Ήδη έχει ανακοινωθεί ένας μεγάλος αριθμός σταθμών που πρόκειται να κατασκευαστεί τα προσεχή χρόνια σε όλο τον κόσμο. Ωστόσο η διαχείριση των ενεργειακών αποβλήτων παραμένει ακόμα ένα δυσεπίλυτο πρόβλημα. Όσον αφορά το υδρογόνο, ενδιαφέρον υπάρχει μόνο για χρήση του ως καύσιμο στον μεταφορικό τομέα. Ωστόσο οι αβεβαιότητες που υπεισέρχονται στον υπολογισμό του κόστους παραγωγής του επηρεάζουν την επιλογή του τύπου παραγωγής. Ενδιαφέρουσα πρόταση που χρήζει περαιτέρω μελέτης συνιστά η παραγωγή του σε εξωτερικά κέντρα εκτός Ε.Ε. και η μετέπειτα εισαγωγή του. Πάντως, η χρήση του υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα προϋποθέτει την ύπαρξη οχημάτων συμβατών με αυτό σε ποσοστό 10% στην επικράτεια της Ε.Ε.

Τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο) θα κυριαρχούν και στο μέλλον. Από αυτά, το φυσικό αέριο παράγει τους λιγότερους αέριους ρύπους και έτσι η διείσδυσή του στα ενεργειακά μείγματα είναι ραγδαία. Οι νέες καθαρές τεχνολογίες άνθρακα που αναπτύσσονται αναμένεται να έχουν κόστος παραγωγής εφάμιλλο της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, υπό ορισμένες συνθήκες, κάτι που σε συνδυασμό με την ωριμότητα των τεχνολογιών του άνθρακα, τον καθιστά την κύρια πηγή ηλεκτρικής ενέργειας και στο μέλλον. Παρομοίως, η ζήτηση για πετρέλαιο

θα αυξηθεί σημαντικά τα επόμενα χρόνια παρά την αύξηση της τιμής του που έχει φτάσει πρωτοφανή επίπεδα ώστε να γίνεται λόγος για πετρελαϊκή κρίση (πάνω από \$100/βαρέλι).

Παρά την τεχνολογική πρόοδο και την αύξηση του βαθμού απόδοσης των θερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, η ανάγκη για μείωση των εκπομπών του CO₂ έχει στρέψει το ενδιαφέρον στις ΑΠΕ. Η Ε.Ε. αποτελεί πρωτοπόρο στην εγκατάσταση και την προώθηση των ΑΠΕ. Με την έκδοση κατάλληλων οδηγιών, που μετατράπηκαν σε εθνικές νομοθεσίες των κρατών μελών της, επιδιώκει την επίτευξη των δεσμεύσεων της στα πλαίσια του πρωτοκόλλου του Κιότο. Επιπλέον, εισάγει την χρήση της έννοιας του εξωτερικού κόστους προκειμένου να προωθηθούν οι περιβαλλοντικά πιο φιλικές λύσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και μελετά τον στατιστικό τρόπο καταγραφής της παραγόμενης ενέργειας προκειμένου να μην υποβαθμίζεται ο ρόλος των ΑΠΕ στο ενεργειακό τοπίο. Ο τομέας των ΑΠΕ αποτελεί αντικείμενο συνεχούς εξέλιξης στην Ε.Ε. γεγονός που καταδεικνύει την πίστη που έχει σε αυτές.

Λέξεις Κλειδιά: Ενεργειακός Διάδρομος, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Εξωτερικό Κόστος, Υδρογόνο, Πετρέλαιο, Άνθρακας, Πυρηνική Ενέργεια.

SUMMARY

It is fact that an important piece of energy needs of European Union is covered via energy imports. This makes her vulnerable to geopolitical economic situations because her energy supply and accordingly her economic growth are influenced. Thus diversification of energy sources and study of ways with which can this be achieved is needed. Beyond the need of differentiation of energy mixture, the EU has concerns about the climatic change and the achievement of the engagements that she has undertaken in the frames of protocol of Kyoto.

The purpose of this study is to record and analyse the policies of the member – states of EU with regard to the energy sector and particularly to the energy imports. Emphasis has been given in the recording of the energy status quo in Greece and in the problems that Greece is facing. Analytically, the energy corridors of oil, coal, natural gas, hydrogen, nuclear energy and renewable sources of energy (aeolian energy, photovoltaic systems, biomass - biofuel) as well as the legislative frame that condition the above energy carriers have been analysed.

In order to achieve the goals of the study, the European programs ENCOURAGED, NEEDS, ExternE and RES2020 as well as information from the internet were taken into consideration. Also, the 1st Report on the long-lasting Energy Planning 2008 - 2020, which was published by the Ministry of Growth, was subject of study so that the existing situation in Greece is recorded. Additionally various publications in of Greek printed press were studied in order to follow-up the developments in the energy.

The study of the above bibliography resulted some conclusions and observations. Thus, the increase demand of electric energy in combination with the advantages of generation of electricity by nuclear is expected to strengthen the presence of nuclear energy in the energy setting in world scale. A big number of stations that are to be manufactured the following years all over the world has already been announced. However the management of energy waste remains still a complex problem. With regard to hydrogen, interest exists only for its use as fuel in the figurative sector. However the uncertainties that enter into the calculation of its cost of production influence the choice of the places of production. Interesting proposal that requires further study recommends its production in exterior centres except EU and its later import. In any case, the use of hydrogen in big scale presupposes the existence of vehicles compatible with this in percentage 10% in the territory of EU.

The fossil fuels (oil, coal, natural gas) will be also dominant in the future. From them, it is the natural gas that produces the less airy pollutants and thus its infiltration in the energy mixtures is rapid. The new clean technologies of coal that are developed are expected to have cost of production in the level of the cost of electricity generation from RES, under certain conditions, which in combination with the maturity of technologies of coal, makes the coal the main source of electric energy in the future. Similarly, the demand for oil will be increased considerably the next years despite the increase of its price that has reached unprecedented levels so that becomes reason for petroleum crisis (above \$100/barrel]).

Despite the technological progress and the efficiency of thermal stations of electricity generation, the need for reduction of emissions of CO₂ has turned the interest in the RES. The EU is pioneer in the installation and the promotion of RES. With the publication of suitable directives, which were transformed into national legislation of her member states, EU seeks the achievement of her

engagements in the frames of protocol of Kyoto. Moreover, EU imports the use of the term “external cost” so that the environmental friendlier solutions of electricity production are promoted and studies the statistical way of recording the produced energy so that the role of RES is not downgraded. The sector of RES is continuously developing in the EU, fact that shows the faith that EU has in them

Key Words: Energy Corridor, Renewable Energy Resource, External Cost, Hydrogen, Oil, Coal, Nuclear Power.

ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 2. 1 Οι ανάγκες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, της Ελβετίας και των Βαλκανίων για εισαγωγή φυσικού αερίου. (Πηγή project report ENCOURAGED).....	24
Εικόνα 2. 2 Δυναμικό των εξαγωγών από τις γύρω περιοχές προς την Ε.Ε., την Ελβετία και τα Βαλκάνια. (Πηγή project report ENCOURAGED)	25
Εικόνα 2. 3 Το υφιστάμενο και μελλοντικό (διακεκομμένες γραμμές) δίκτυο διασύνδεσης της Ρωσίας. (Πηγή project report ENCOURAGED)	25
Εικόνα 2. 4 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (2030) και ποσοστιαία αύξηση (2005 – 2030) (πηγή project report ENCOURAGED).....	28
Εικόνα 2. 5 Ύψος συναλλαγών και ποσοστό χρήσης της δυναμικότητας των ενεργειακών διαδρομών (βασικό σενάριο) (πηγή project report ENCOURAGED)	29
Εικόνα 2. 6 Επιλεγμένα κέντρα παραγωγής υδρογόνου (πηγή project report ENCOURAGED)	31
Εικόνα 2. 7 Η ζήτηση για υδρογόνο σύμφωνα με τα σενάρια του Hyways και το μέγιστο της ικανότητας εισαγωγής το 2040 για τους 12 επιλεγμένους διαδρόμους. (πηγή project report ENCOURAGED).....	31
Εικόνα 2. 8, Εικόνα 2. 9 Σύγκριση κόστους παραγωγής υδρογόνου σε κέντρα εκτός Ε.Ε. και μεταφοράς του με το κόστος παραγωγής του σε εγχώρια κέντρα σε χρονικό ορίζοντα που φτάνει μέχρι το 2040 (πηγή project report ENCOURAGED)	33
Εικόνα 2. 10 Σύγκριση κόστους λειτουργίας των ενεργειακών διαδρόμων βενζίνης και υδρογόνου.	34
Εικόνα 2. 11 Επενδύσεις σε υποδομές για το φυσικό αέριο στην Ευρωπαϊκή Ένωση, την Ελβετία, τα Βαλκάνια και την Τουρκία – reference scenario. (Πηγή project report ENCOURAGED).....	35
Εικόνα 2. 12 Υφιστάμενοι και μελλοντικοί ενεργειακοί δρόμοι Ε.Ε. (πηγές μελέτη DG TREN και (Observatoire Méditerranéen de l’Energie, France→OME)	36
Εικόνα 2. 13 Πρόβλεψη ζήτησης υδρογόνου το 2020, 2030, 2040, 2050 (πηγή project report ENCOURAGED).....	41
Εικόνα 2. 14 Βήματα μεθοδολογίας Impact Pathway Approach (πηγή http://www.externe.info/)...	49
Εικόνα 3. 1 Εξέλιξη του ΑΕΠ και της Προστιθέμενης Αξίας των κλάδων Οικονομικής Δραστηριότητας στην Ελλάδα κατά τα έτη 1990 – 2005(εκατ. €σε σταθερές τιμές του 2000)(πηγή: 1 ^η έκθεση για τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας→ΜΕΣ)	58
Εικόνα 3. 2 Διάθεση πρωτογενούς ενέργειας) (πηγή:ΜΕΣ).....	60
Εικόνα 3. 3 Εξάρτηση Χωρών της Ε.Ε. «15» από το Πετρέλαιο (2004)(πηγή 1 ^η έκθεση ΜΕΣ).....	61
Εικόνα 3. 4 Πρόβλεψη Ζήτησης Φυσικού Αερίου 2007 – 2020(πηγή 1 ^η έκθεση ΜΕΣ)	65
Εικόνα 3. 5 Ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο(πηγή ΜΕΣ)	66
Εικόνα 3. 6 Εξέλιξη έντασης πρωτογενούς & τελικής ενέργειας (πηγή ΜΕΣ).....	74
Εικόνα 3. 7 Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά καύσιμο (1990, 2005 (πηγή ΜΕΣ)	74
Εικόνα 3. 8 Μερίδια τελικής κατανάλωσης ενέργειας ανά τομέα (1990, 2005) (πηγή ΜΕΣ)	75
Εικόνα 3. 9 Δείκτης εξοικονόμησης ενέργειας ODEX (πηγή ENERDATA)	75
Εικόνα 3. 10 Ενεργειακή ένταση ανά τομέα κατανάλωσης(πηγή ΜΕΣ)	76
Εικόνα 3. 11 Ενεργειακή ένταση σε ενεργοβόρους βιομηχανικούς κλάδους(πηγή ΜΕΣ).....	77
Εικόνα 3. 12 Ενεργειακή ένταση σε μη ενεργοβόρους βιομηχανικούς κλάδους(πηγή ΜΕΣ)	78
Εικόνα 3. 13 Κατά κεφαλήν κατανάλωση στον οικιακό τομέα(πηγή ΜΕΣ).....	78
Εικόνα 3. 14 Συνεισφορά στις εκπομπές CO ₂ δραστηριοτήτων που συνδέονται με τη χρήση (καύση) ορυκτών καυσίμων για το 2004(πηγή ΜΕΣ).	80
Εικόνα 3. 15 Δείκτης έντασης εκπομπών CO ₂ ανά τομέα οικονομικής δραστηριότητας	81

Εικόνα 3. 16 MARKAL–ανταγωνισμός τεχνολογιών για την κάλυψη ηλεκτρικών, θερμικών και ψυκτικών φορτίων(πηγή ΜΕΣ).....	85
Εικόνα 3. 17 Τρία σενάρια εξέλιξης των διεθνών τιμών πετρελαίου (Πηγή: “Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030”, Energy Information Administration DOE, “World Energy Outlook 2007”, IEA).....	87
Εικόνα 3. 18 Εξέλιξη διεθνών τιμών καυσίμων στα σενάρια του MARKAL. (Πηγή: “Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030”, Energy Information Administration DOE, “World Energy Outlook 2007”, IEA)	87
Εικόνα 3. 19 Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (PDF) και η συνάρτηση κατανομής (CDF) της συνολικής αιολικής παραγωγής (ωριαίες τιμές) – Πηγή ΚΑΠΕ	88
Εικόνα 3. 20 Μέση ωριαία κατανομή ανά μήνα της συνολικής αιολικής παραγωγής – Πηγή ΚΑΠΕ	88
Εικόνα 3. 21 Εγκατεστημένη ισχύς συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με τα τρία εξετασθέντα σενάρια για την ενεργειακή πολιτικής της Ελλάδας (πηγή ΜΕΣ).....	95
Εικόνα 3. 22 Παραγωγή ηλεκτρισμού σύμφωνα με τα τρία σενάρια για την ενεργειακή πολιτικής της Ελλάδας (πηγή ΜΕΣ)	95
Εικόνα 3. 23 Παραγωγή ηλεκτρισμού ανά καύσιμο σύμφωνα με τα τρία σενάρια εξέλιξης της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας (πηγή ΜΕΣ).....	96
Εικόνα 3. 24 Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά προϊόν και ανά σενάριο εξέλιξης της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας (πηγή ΜΕΣ).....	97
Εικόνα 3. 25 Ποσοστά ενεργειακών προϊόντων στην τελική κατανάλωση ενέργειας σύμφωνα με σενάρια διαμόρφωσης του ενεργειακού τοπίου στην Ελλάδα (πηγή ΜΕΣ).....	98
Εικόνα 3. 26 Συνολική διάθεση ενέργειας και για τα τρία σενάρια εξέλιξης της ελληνικής ενεργειακής πολιτικής (πηγή ΜΕΣ).....	99
Εικόνα 3. 27 Ενεργειακή εξάρτηση (Εισαγωγές / Συνολική διάθεση ενέργειας) σύμφωνα με σενάρια εκτίμησης του ενεργειακού σκηνικού στην Ελλάδα (πηγή ΜΕΣ).....	99
Εικόνα 3. 28 Ποσοστά ενεργειακών προϊόντων στη συνολική διάθεση ενέργειας (3 σενάρια)(πηγή ΜΕΣ).....	100
Εικόνα 4. 1 Ετήσια και συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών 2000–2007. (πηγή Energy Point, τεύχος 10)	106
Εικόνα 4. 2 Χάρτης εγκαταστάσεων και δικτύου μεταφοράς πετρελαίου/φυσικού αερίου. Πηγή: ΔΕΠΑ, 2000.....	116
Εικόνα 5.1 Συνολικά κοινωνικά κόστη για τα 3 εναλλακτικά σενάρια επέκτασης της ισχύος της Κρήτης(πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation). 137	

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 2. 1 Υπό ανάπτυξη έργα φυσικού αερίου της Ε.Ε. (πηγή project report ENCOURAGED)	37
Πίνακας 2. 2 Είδη ρύπων και επιβάρυνση που προκαλούν (πηγή http://www.externe.info/)	48
Πίνακας 2. 3 Εξωτερικά κόστη για την ηλεκτροπαραγωγή από διάφορες πηγές ενέργειας στην Ε.Ε. των 15 όπως υπολογίστηκαν την περίοδο 1990 – 1995. (πηγή http://www.externe.info/)	50
Πίνακας 2. 4 Είδος βιομάζας και βιοκαυσίμου που μοντελοποιείται στο TIMES και τομέας χρήσης του (πηγή Newsletter–1–RES2020 Δεκέμβριος 2007)	56
Πίνακας 3. 1 Εκτίμηση (2004) Αποθεμάτων Λιγνίτη (πηγή 1 ^η έκθεση ΜΕΣ)	62
Πίνακας 3. 2 Τα τέσσερα Ελληνικά Διυλιστήρια (πηγή 1 ^η έκθεση ΜΕΣ)	63
Πίνακας 3. 3 Πωλήσεις Φυσικού Αερίου (εκ. Nm ³), 1997 – 2006	64
Πίνακας 3. 4 Ανάλυση Εγκατεστημένης Ισχύος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (MW). (Πηγή ΔΕΗ–ΔΕΣΜΗΕ)	66
Πίνακας 3. 5 Ανάλυση Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (GWh)	67
Πίνακας 3. 6 Εξέλιξη κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα 1990–2006 (TWh)	67
Πίνακας 3. 7 Ικανότητα Μεταφοράς Ισχύος Διασυνδέσεων του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς(πηγή ΜΕΣ)	68
Πίνακας 3. 8 Άδειες παραγωγής θερμικών σταθμών ανά τεχνολογία και μονάδων ΣΗΘ αυτ/γών που έχουν εκχωρηθεί μέχρι σήμερα (Πηγή ΡΑΕ)	68
Πίνακας 3. 9 Αιχμή Φορτίου 2001– Ιούλιος 2007	69
Πίνακας 3. 10 Εγκατεστημένη Ισχύς ΣΗΘ στην Ελλάδα ανά κλάδο το 2006 (Πηγή ΥΠΙΑΝ)	70
Πίνακας 3. 11 Ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ 2001 – 2006 (MW)	71
Πίνακας 3. 12 Πρόβλεψη ζήτησης αιχμής ηλεκτρικής ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Πηγή ΔΕΣΜΗΕ)	89
Πίνακας 3. 13 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Πηγή ΔΕΣΜΗΕ)	90
Πίνακας 3. 14 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος και ενέργειας στα μη–συνδεδεμένα συστήματα Κρήτης, Ρόδου και Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής (Πηγή ΔΕΗ)	90
Πίνακας 3. 15 Ενδεικτικό πρόγραμμα απόσυρσης μονάδων ΔΕΗ (Πηγή ΔΕΗ)	91
Πίνακας 3. 16 Εντάξεις νέων θερμικών μονάδων ΔΕΗ στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Πηγή ΔΕΗ)	91
Πίνακας 4. 1 Εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών στοιχείων το 2007	106
Πίνακας 4. 2 Θερμικοί σταθμοί παραγωγής ΔΕΗ (Πηγή: ΔΕΗ, 2001)	121
Πίνακας 4. 3 Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής ΔΕΗ (ισχύς μεγαλύτερη από 10 MW) (Πηγή: ΔΕΗ, 2001)	122
Πίνακας 4. 4 Νησιωτικό σύστημα (Πηγή: ΔΕΗ, 2001)	123
Πίνακας 5. 1 Παραγωγή ηλεκτρισμού στην Κρήτη το 2005 ανάλογα με το ακολουθούμενο σενάριο(πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)	133
Πίνακας 5. 2 Κόστος λειτουργίας μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)	134
Πίνακας 5. 3 Εξωτερικά κόστη που σχετίζονται με την ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές μονάδες (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)	134
Πίνακας 5. 4 Εξωτερικά κόστη που σχετίζονται με τις ΑΠΕ (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)	135
Πίνακας 5. 5 Ετήσια έξοδα ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)	135
Πίνακας 5. 6 Κόστη ηλεκτροπαραγωγής ανά μονάδα ενέργειας. (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)	136

Πίνακας 5. 7 Υποθέσεις για τα 5 σενάρια της μελέτης ανάλυσης ευαισθησίας του κοινωνικού κόστους παραγωγής ενέργειας από την διείσδυση των ΑΠΕ(πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation) 136

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

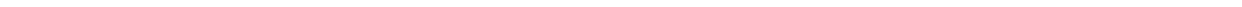
ΠΡΟΛΟΓΟΣ	5
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	6
ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ	10
ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ	12
κεφ.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	17
1.1 ΣΚΟΠΟΣ – ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	18
1.2 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΠΡΑΓΜΑΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	18
1.3 ΒΑΣΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	20
1.4 ΔΟΜΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	20
κεφ.2 ΣΧΕΤΙΖΟΜΕΝΑ ΕΥΡΩΠΑΪΚΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ	22
2.1 ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ENERGY CORRIDOR OPTIMIZATION FOR EUROPEAN MARKETS OF GAS, ELECTRICITY AND HYDROGEN	23
2.1.1 Εισαγωγή	23
2.1.2 Στόχοι έργου	23
2.1.3 Μεθοδολογία	23
2.1.3.1 Φυσικό αέριο	24
2.1.3.2 Ηλεκτρική Ενέργεια	26
2.1.3.3 Υδρογόνο	29
2.1.4 Συμπεράσματα – Αποτελέσματα	35
2.1.4.1 Φυσικό Αέριο	35
2.1.4.2 Ηλεκτρική Ενέργεια	41
2.1.4.3 Υδρογόνο	43
2.2 ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ EXTERNALITIES OF ENERGY	44
2.2.1 Εισαγωγή	44
2.2.2 Στόχος	44
2.2.3 Μεθοδολογία	45
2.2.4 Αποτελέσματα	50
2.3 ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ NEW ENERGY EXTERNALITIES DEVELOPMENTS FOR SUSTAINABILITY	51
2.3.1 Εισαγωγή	51
2.3.2 Στόχος	51
2.3.3 Μεθολογία	51
2.3.4 Αποτελέσματα	53
2.4 ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ RENWABLE ENERGY SOURCES 2020	54
2.4.1 Εισαγωγή	54
2.4.2 Στόχοι	54
2.4.3 Μεθοδολογία	54
2.4.4 Αποτελέσματα	55
2.4.4.1 Ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια	55
2.4.4.2 Κατανεμημένη ηλεκτροπαραγωγή	55
2.4.4.3 Βιομάζα & βιοκαύσιμα	56

κεφ.3 ΔΙΑΡΘΡΩΣΗ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΤΟΜΕΑ: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ & ΣΕΝΑΡΙΑ ΕΞΕΛΙΞΗΣ.....	57
3.1 ΜΕΓΕΘΗ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑΣ	58
3.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ.....	59
3.2.1 Διασυννοριακό Εμπόριο Ενέργειας	60
3.2.2 Στερεά Καύσιμα	61
3.2.3 Πετρελαϊκά προϊόντα	62
3.2.3.1 Έρευνα και Εκμετάλλευση Πετρελαίου στην Ελλάδα	63
3.2.3.2 Διάρθρωση της Ελληνικής Αγοράς Πετρελαιοειδών	63
3.2.4 Φυσικό αέριο	64
3.2.4.1 Πηγές Προμήθειας.....	65
3.2.5 Ηλεκτρισμός	65
3.2.5.1 Το Σύστημα Παραγωγής, Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας..	67
3.2.5.2 Διαχείριση Αιχμής Φορτίου	69
3.2.6 Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας	69
3.2.7 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	70
κεφ.4 ΠΑΡΟΥΣΑ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΤΟΜΕΑ	101
4.1. ΑΝΑΝΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	102
4.1.1. Νομοθετικό Πλαίσιο	102
4.1.2. Υφιστάμενη Κατάσταση στον Ελλαδικό Χώρο	103
4.1.2.1. Βιομάζα - Βιοκαύσιμα.....	103
4.1.2.2. Φωτοβολταϊκά	105
4.1.2.3. Αιολική Ενέργεια.....	108
4.2. ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	109
4.2.1. Νομοθετικό πλαίσιο	109
4.2.2. Υφιστάμενη Κατάσταση.....	112
4.3. ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΕΙΔΗ	114
4.3.1. Νομοθετικό Πλαίσιο	114
4.3.2. Υφιστάμενη κατάσταση	114
4.4. ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	116
4.4.1. Νομοθετικό Πλαίσιο	116
4.4.2. Υφιστάμενη Κατάσταση.....	120
4.5. ΥΔΡΟΓΟΝΟ.....	129
4.6. ΠΥΡΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ.....	129
κεφ.5 ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΙΟΛΟΓΙΚΗΣ ΕΠΙΛΟΓΗΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΡΗΤΗ.....	130
5.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	131
5.2. ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΚΡΗΤΗΣ & ΣΧΕΔΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΟΥ	131
5.3. Συγκριτική αξιολόγηση σχεδίων δράσης	135
κεφ.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ- ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ.....	138
6.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	139
6.2. ΥΔΡΟΓΟΝΟ.....	140
6.3. ΠΥΡΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ.....	140

6.4.	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	141
6.5.	ΒΙΟΜΑΖΑ – ΒΙΟΚΑΥΣΙΜΑ.....	142
6.6.	ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	142
6.7.	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ – ΑΝΘΡΑΚΑΣ	144
	ΑΝΑΦΟΡΕΣ – ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	146

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

κεφ. 1



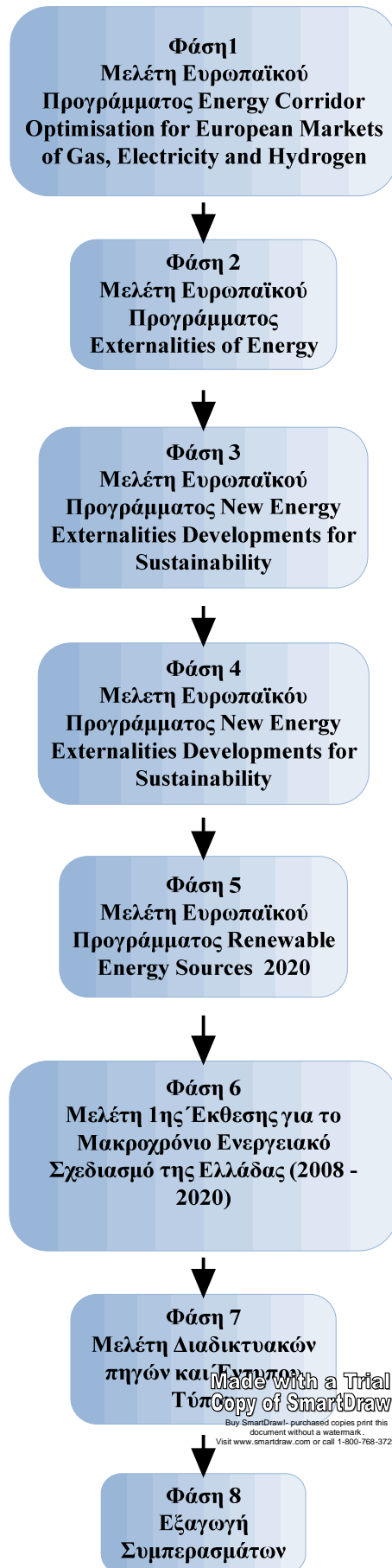
1.1 ΣΚΟΠΟΣ - ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Οι εισαγωγές ενεργειακών πόρων συμβάλλουν σημαντικά στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των χωρών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Μέχρι το 2030 σύμφωνα με έγκυρες μελέτες, το 70% περίπου της ζήτησης της Ε.Ε. θα καλύπτεται από περιοχές εκτός συνόρων της, ορισμένες από τις οποίες είναι αρκετά απομακρυσμένες και γεωπολιτικά ασταθείς. Εγείρονται έτσι ανησυχίες για την ασφάλεια, διαθεσιμότητα και αξιοπιστία του ενεργειακού ανεφοδιασμού της Ε.Ε. Ανησυχία υπάρχει επίσης και εξαιτίας των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που προκαλούνται από τις απαραίτητες υποδομές για τις περιοχές που εμπλέκονται εκτός και εντός της Ε.Ε., αλλά και για τις επιπτώσεις στο περιβάλλον του ενεργειακού μείγματος που η τελευταία χρησιμοποιεί.

Η παρούσα διπλωματική εργασία στοχεύει στην ανάλυση των υφιστάμενων πολιτικών των κρατών μελών αλλά και της ΕΕ για την εισαγωγή ενέργειας καθώς και στην αξιολόγηση των τεχνολογικών, οικονομικών και περιβαλλοντικών παραμέτρων των υφιστάμενων αλλά και μελλοντικών διαδρομών της ενέργειας εντός και εκτός Ε.Ε. Λήφθηκαν υπόψη οι διαφορετικοί τύποι υποδομών και τεχνολογιών καθώς και οι ροές και οι αποστάσεις αναφορικά με τη μεταφορά πετρελαίου, φυσικού αερίου, άνθρακα, ηλεκτρισμού, βιομάζας και υδρογόνου.

1.2 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΠΡΑΓΜΑΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Για να ολοκληρωθεί η συγκεκριμένη διπλωματική εργασία, η οποία πραγματοποιήθηκε την περίοδο 2007-2008, ακολουθήθηκε η παρακάτω διαδικασία που αποτελείται από οχτώ φάσεις:



Στα πλαίσια διεξαγωγής της διπλωματικής, μελετήθηκαν τέσσερα ευρωπαϊκά ερευνητικά προγράμματα. Τα προγράμματα αυτά είναι το Energy Corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen, το Renewable Energy Sources2020, το Externalities of Energy, και το New Energy Externalities Development for Sustainability. Κυρίως μελετήθηκε η δομή τους και η μεθοδολογία τους. Έμφαση δόθηκε στα αποτελέσματα των παραπάνω μελετών που αφορούσαν την Ελλάδα. Πέρα από τα παραπάνω προγράμματα, αντικείμενο μελέτης αποτέλεσε και η 1^η έκθεση για το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδας (2008 – 2020) που εκπονήθηκε από το Υπουργείο Ανάπτυξης. Επιπλέον, οι εξελίξεις στο ενεργειακό σκηνικό, της Ελλάδας κυρίως, αλλά και της Ε.Ε., καταγράφηκαν από το διαδίκτυο και σχετικές εγχώριες οικονομικές αλλά και πολιτικές εφημερίδες και περιοδικά.

1.3 ΒΑΣΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Από την μελέτη της σχετικής βιβλιογραφίας κατά την διεξαγωγή της παρούσας διπλωματικής προέκυψαν μια σειρά από συμπεράσματα και παρατηρήσεις όσον αφορά το υφιστάμενο αλλά και το υπό διαμόρφωση ενεργειακό σκηνικό.

Έτσι, η χρήση του υδρογόνου ως καυσίμου στις μεταφορές δεν αναμένεται να συμβεί πριν ένα σημαντικό τμήμα του στόλου των οχημάτων είναι συμβατό με την τεχνολογία του. Γενικά το ζήτημα της χρήσης του υδρογόνου και της παραγωγής του χρήζει περαιτέρω μελέτης καθώς το κόστος αλλά και ο τόπος παραγωγής του αποτελούν ζητήματα που δεν έχουν διαλευκανθεί πλήρως. Όσον αφορά την πυρηνική ενέργεια, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αυτήν ισχυροποιεί την θέση της στο ενεργειακό σκηνικό καθώς η υψηλή ενεργειακή πυκνότητα των πυρηνικών σε συνδυασμό με την μεγάλη πλέον εμπειρία διαχείρισης των πυρηνικών και την έκρηξη στη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας που αναμένεται δημιουργούν τις προϋποθέσεις για κάτι τέτοιο. Τη θέση τους αναμένεται να ισχυροποιήσουν και οι χώρες παραγωγοί – εξαγωγείς φυσικού αερίου καθώς η αυξανόμενη ζήτηση της Ε.Ε. για εισαγωγή φυσικού αερίου οδηγεί σε νέες συμφωνίες – συμβόλαια. Έτσι, το φυσικό αέριο συμβάλλει στην ενεργειακή διαποικίλιση του ενεργειακού μείγματος της Ε.Ε., και των χωρών μελών της, αλλά όχι στην ενεργειακή ανεξαρτητοποίησή της. Για τα υπόλοιπα ορυκτά καύσιμα, δηλαδή τον άνθρακα και το πετρέλαιο, ο ρόλος τους στο ενεργειακό ισοζύγιο θα παραμείνει σημαντικός αν και υπάρχει πλέον τάση για χρήση εναλλακτικών και περιβαλλοντικά φιλικών πηγών ενέργειας. Ωστόσο οι καθαρότερες τεχνολογίες που αναπτύσσονται για τα καύσιμα αυτά, αναμένεται να είναι οικονομικά ανταγωνιστικές στις τεχνολογίες ΑΠΕ. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με την ωριμότητα των τεχνολογιών άνθρακα και πετρελαίου έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της ζήτησης σε αυτά τα καύσιμα. Τέλος, οι ΑΠΕ αυξάνουν συνεχώς το μερίδιό τους στην ενεργειακή πίτα σε παγκόσμια κλίμακα με πρωτοπόρο δύναμη την Ε.Ε. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην βούληση της παγκόσμιας κοινότητας για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε μια προσπάθεια αντιμετώπισης του προβλήματος της κλιματικής αλλαγής. Στην κατεύθυνση προώθησης των ΑΠΕ, συμβάλλει η υιοθέτηση του εξωτερικού κόστους στις μελέτες καθώς κάτι τέτοιο δημιουργεί ευνοϊκότερο κλίμα για τις ΑΠΕ σε σχέση με τις συμβατικές πηγές ενέργειας. Σε αυτό θα συμβάλλει και η υιοθέτηση της κατάλληλης στατιστικής μεθόδου καταγραφής της ανάπτυξης των ΑΠΕ καθώς αυτή που χρησιμοποιείται σήμερα από την Eurostat υποβαθμίζει τον ρόλο που μπορούν να διαδραματίσουν οι ΑΠΕ.

1.4 ΔΟΜΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Αρχικά υπάρχει η **Περίληψη** της εργασίας, στην ελληνική και την αγγλική γλώσσα, όπου παρουσιάζονται συνοπτικά τα βασικά σημεία της εργασίας. Στο **Κεφάλαιο 1**, το οποίο αποτελεί την εισαγωγή, αναφέρονται ο σκοπός και το αντικείμενο της παρούσας εργασίας, καθώς και η

διαδικασία πραγματοποίησής της και τα βασικά συμπεράσματα προέκυψαν από αυτήν. Στο **Κεφάλαιο 2** περιγράφονται τα τέσσερα προαναφερθέντα ευρωπαϊκά προγράμματα που σχετίζονται με το ζήτημα του ενεργειακού εφοδιασμού και αναλύονται η δομή και η μεθοδολογία τους. Στο **Κεφάλαιο 3** παρουσιάζεται η διάρθρωση του ελληνικού ενεργειακού τομέα και αναλύονται τα βασικά μεγεθη καθώς και σεναρια εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας. Στο **Κεφάλαιο 4** παρουσιάζεται μια εικόνα της παρούσας κατάστασης του ελληνικού συστήματος καθώς και οι προοπτικές προς την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού του.. Στο **Κεφάλαιο 5** παρατίθεται και αναλύεται μια μελέτη περιπτωσιολογικής επιλογής κατάλληλης ενεργειακής πολιτικής για την Κρητη. Στο **Κεφάλαιο 6** εξάγονται συμπεράσματα και οι προοπτικές περαιτέρω ανάλυσης του θέματος.. παρουσιάζονται συμπεράσματα που εξήχθησαν από την διπλωματική εργασία. Τέλος, παρατίθενται οι **αναφορές** και η **βιβλιογραφία** που χρησιμοποιήθηκε.

***ΣΧΕΤΙΖΟΜΕΝΑ ΕΥΡΩΠΑΪΚΑ
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ***

κεφ. 2

2.1 ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ENERGY CORRIDOR OPTIMIZATION FOR EUROPEAN MARKETS OF GAS, ELECTRICITY AND HYDROGEN

2.1.1 Εισαγωγή

Το ENCOURAGED αποτέλεσε ένα ευρωπαϊκό πρόγραμμα για την διεκπεραίωση του οποίου συνεργάστηκαν ένα σύνολο από δέκα ερευνητικούς ευρωπαϊκούς οργανισμούς (1). Το πρόγραμμα χρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στα πλαίσια του 6^{ου} πλαισίου στήριξης για την έρευνα και την τεχνολογική ανάπτυξη. Οι εργασίες του προγράμματος ξεκίνησαν την 1^η Ιανουαρίου του 2005 και ολοκληρώθηκαν σε διάστημα 24 μηνών (2). Ο όρος αποτελεί ακρώνυμο του Energy corridor optimization for European markets of gas, electricity and hydrogen.

2.1.2 Στόχοι έργου

Το πρόγραμμα στόχευε (3) στο να προσδιορίσει τους καλύτερους από οικονομική άποψη ενεργειακούς διαδρόμους καθώς και την απαιτούμενη υποδομή για την ενεργειακή διασύνδεση της Ευρώπης με τις γείτονες χώρες και γενικά την διασύνδεση της ευρύτερης περιοχής της Ευρώπης. Επιπλέον στόχο του αποτέλεσε ο ποσοτικός προσδιορισμός και η εκτίμηση των πιθανών ωφελειών από την υλοποίηση αυτών των διαδρομών καθώς και ο προσδιορισμός των πιθανών εμποδίων αυτής της προσπάθειας. Τέλος, στα πλαίσια της μελέτης προτάθηκαν και διάφορα μέτρα για την υλοποίηση των προτεινόμενων δρόμων με βάση δύο πυλώνες: τις απαιτούμενες επενδύσεις και το γεωπολιτικό σκηνικό που επηρεάζει την αποτελεσματικότητά τους. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν κοινοποιήθηκαν και συζητήθηκαν σε διάφορα σεμινάρια για να αξιολογηθούν καλύτερα και να κερδίσουν την συγκατάθεση της πλειοψηφίας των επιστημόνων και των διάφορων μη κυβερνητικών οργανώσεων.

2.1.3 Μεθοδολογία

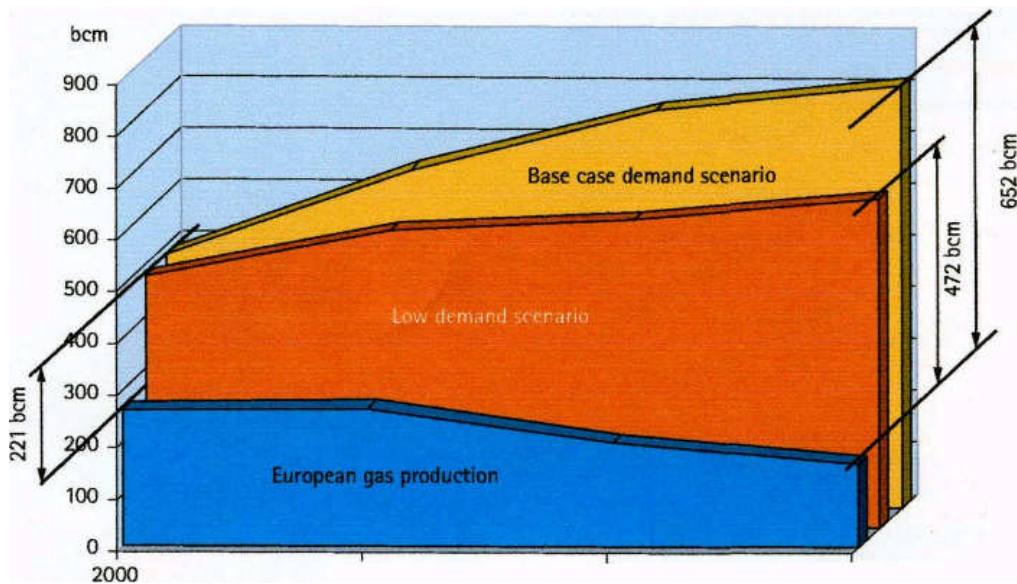
Στα πλαίσια αυτά, διεξήχθησαν τρεις παράλληλες μελέτες για το φυσικό αέριο, τον ηλεκτρισμό και το υδρογόνο. Αρχικά, εκτιμήθηκε η συνολική ζήτηση για κάθε ένα από τους παραπάνω φορείς ενέργειας καθώς και η διαθέσιμη ποσότητα αυτών. Έτσι, προσδιορίστηκε η πιθανή ανισότητα μεταξύ προσφοράς και ζήτησης σε κάθε περιοχή της ευρωπαϊκής επικράτειας. Στη συνέχεια προσδιορίστηκε η ανάγκη για ηλεκτρική διασύνδεση, επέκταση ή και δημιουργία νέων υποδομών για την σύνδεση των διαφορετικών ενεργειακών συστημάτων των διαφόρων χωρών. Το ίδιο συνέβη και για το φυσικό αέριο με την διερεύνηση των ωφελειών που προκύπτουν από την σύνδεση των χωρών – καταναλωτών φυσικού αερίου της Ευρώπης με χώρες εκτός Ε.Ε. που όμως αποτελούν παραγωγούς φυσικού αερίου. Τρίτο βήμα του εκπονηθέντος προγράμματος αποτέλεσε η ανάλυση των απαιτούμενων επενδύσεων και των διαφόρων εμποδίων που ενδέχεται να ανακύψουν. Η εργασία ολοκληρώνεται με την καταγραφή ενός αριθμού προτεινόμενων «οδών» σύνδεσης της Ε.Ε. με τις γείτονες χώρες οι οποίες πληρούν τις προκαθορισμένες προδιαγραφές κατά τον καλύτερο δυνατό τρόπο. Ειδικά για τις περιπτώσεις του ηλεκτρισμού και του φυσικού αερίου πραγματοποιήθηκε επισκόπηση του υφιστάμενου σχετικού νομικού πλαισίου και προτάθηκαν βελτιώσεις αυτού.

Οι «είσοδοι» (προβλεπόμενη ζήτηση και παροχή) βασίστηκαν σε διάφορες μελέτες της Ε.Ε., σε επίσημα δημοσιευμένα σενάρια για το μελλοντικό ενεργειακό τοπίο (4), σε μελέτες

εξειδικευμένων οργανισμών και σε επίσημες κρατικές έρευνες. Προκειμένου να προσδιοριστεί η αβεβαιότητα της ζήτησης, της προσφοράς και του κόστους της ενέργειας πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στα προαναφερθέντα μεγέθη.

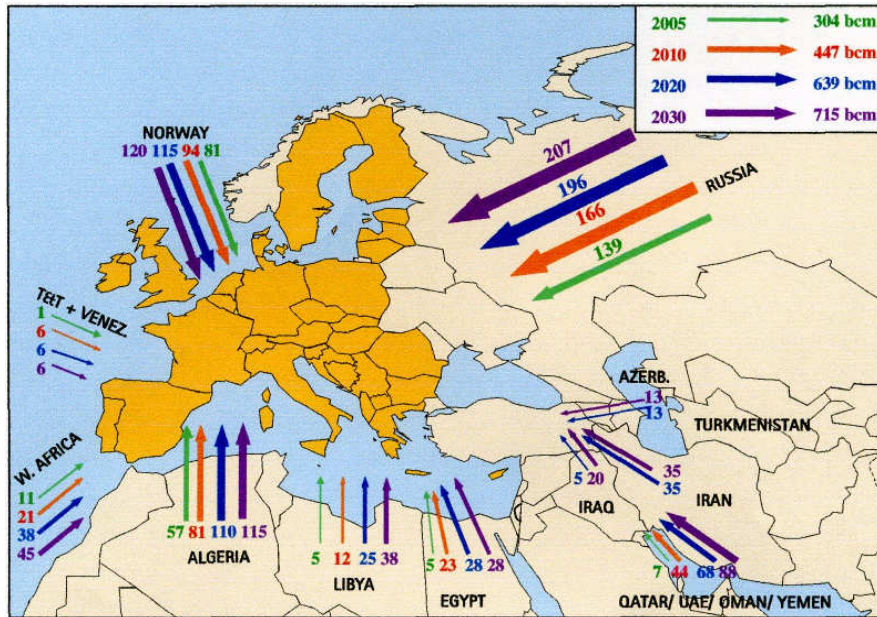
2.1.3.1 Φυσικό αέριο

Όσον αφορά το φυσικό αέριο και την εισαγωγή του για την κάλυψη των αναγκών των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, της Ελβετίας και των Βαλκανίων τα σενάρια που εξετάστηκαν ήταν δύο. Η διαμόρφωσή τους βασίστηκε σε επίσημη μελέτη που παρουσιάστηκε από την ευρωπαϊκή επιτροπή (5). Στο πρώτο, που ονομάστηκε και χαμηλής ζήτησης σενάριο (low – demand) προβλεπόταν ότι η εισαγωγή του φυσικού αερίου από 221 bcm το 2000 θα φτάσει τα 472 bcm το 2030. Στο δεύτερο η εκτιμώμενη εισαγωγή για το 2030 εκτοξευόταν στα 652 bcm και αποτελούσε το βασικό σενάριο (base case).



Εικόνα 2. 1 Οι ανάγκες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, της Ελβετίας και των Βαλκανίων για εισαγωγή φυσικού αερίου. (Πηγή project report ENCOURAGED)

Αν η ανάγκη για εισαγωγή αερίου ξεπεράσει την προβλεπόμενη στάθμη, υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής περισσότερης ποσότητας κυρίως, αν και όχι αναγκαστικά, από τη Ρωσία και το Κατάρ. Οι τελευταίες διαθέτουν ένα τεράστιο δυναμικό, όσον αφορά το φυσικό αέριο, το οποίο διανέμουν στην παγκόσμια αγορά ανάλογα με την ζήτηση της.



Εικόνα 2. 2 Δυναμικό των εξαγωγών από τις γύρω περιοχές προς την Ε.Ε., την Ελβετία και τα Βαλκάνια. (Πηγή project report ENCOURAGED)

Χώρες που παραδοσιακά προμηθεύουν την Ευρώπη με φυσικό αέριο (Νορβηγία, Ρωσία και Αλγερία) αναμένεται να ισχυροποιήσουν την ήδη παγιωμένη θέση τους στον ενεργειακό χάρτη. Ταυτόχρονα, ανακύπτει για την Ευρώπη η ανάγκη εύρεσης νέων προμηθευτών. Περιοχές όπως η Μέση Ανατολή (και ειδικά το Κατάρ), η περιοχή της Κασπίας, η Νιγηρία, η Αίγυπτος και η Λιβύη αναμένεται να αυξήσουν θεαματικά το δυναμικό τους. Επιπλέον, η Ε.Ε. θα πρέπει να αναπτύξει το δίκτυο αγωγών της και τις εγκαταστάσεις της περαιτέρω για να ανταποκριθεί στις εξελίξεις.

Το επόμενο σχήμα παρουσιάζει τις υφιστάμενες συνδέσεις της Ευρώπης με την Ρωσία και την Β. Αφρική καθώς και τις απαιτούμενες νέες προκειμένου να καλυφθεί η μελλοντική ζήτηση.



Εικόνα 2. 3 Το υφιστάμενο και μελλοντικό (διακεκομμένες γραμμές) δίκτυο διασύνδεσης της Ρωσίας. (Πηγή project report ENCOURAGED)

Σύμφωνα με την μελέτη, η απευθείας σύνδεση με την περιοχή της Κασπίας μέσω Τουρκίας και πιθανότατα διαμέσου της Μαύρης Θάλασσας θεωρείται σημαντική. Το ίδιο ισχύει και για την κατασκευή δικτύου LNG (Liquid Natural Gas) με τις περιοχές της δυτικής και βόρειας Αφρικής καθώς και με την περιοχή του Κόλπου.

Τεχνική περιγραφή της μελέτης

Ο προσδιορισμός των ζητούμενων οδών πραγματοποιήθηκε με χρήση ενός μοντέλου στο οποίο η κατάσταση της οικονομίας βρίσκεται συνεχώς σε κατάσταση ισορροπίας (market equilibrium model)¹ στο οποίο λήφθηκαν υπόψη το δυναμικό των προμηθευτών, η προβλεπόμενη ζήτηση, το μέγιστο της χωρητικότητας μεταφοράς και διακίνησης, το κόστος με το οποίο εισάγεται το φυσικό αέριο και ζητήματα που άπτονται της συμπεριφοράς της αγοράς και της ασφάλειας ανεφοδιασμού. Εξετάστηκαν τέσσερα σενάρια για τον προσδιορισμό των επιθυμητών οδών: ένα σενάριο αναφοράς ή βασικό (reference scenario), ένα χαμηλής ζήτησης (low demand), ένα υψηλής (high demand) και τέλος μελετήθηκε ως ξεχωριστή περίπτωση η πορεία των απαιτούμενων επενδύσεων σε ένα περιβάλλον αβεβαιότητας για τις επενδύσεις το οποίο τις δυσχεραίνει και τις καθυστερεί (deferral of investment). Με βάση τα αποτελέσματα που προέκυψαν αξιολογήθηκε η προτεραιότητα για τα διάφορα υπό μελέτη και κατασκευή έργα.

2.1.3.2 Ηλεκτρική Ενέργεια

Τα τελευταία χρόνια, η περαιτέρω ανάπτυξη του δικτύου της Ε.Ε προκειμένου να εγκαθιδρυθεί μία ανοιχτή και ανταγωνιστική αγορά στον τομέα του ηλεκτρισμού έχει χαρακτηριστεί εξαιρετικά σημαντική. Έτσι, έχει δοθεί έμφαση στην ανάγκη περαιτέρω ανάπτυξης του ευρωπαϊκού δικτύου, τόσο εσωτερικά όσο και με τις γειτονικές χώρες. (6)

Στην παρούσα μελέτη, επιλέχθηκαν και εξετάστηκαν οι ενεργειακοί διάδρομοι των οποίων η αύξηση της μεταφορικής ικανότητας θα μπορούσε να επιφέρει επιπλέον ωφέλειες σε κοινωνικοοικονομικό επίπεδο. Οι διαδρομές αυτές, συνήθως, εντοπίζονται στα σύνορα των κρατών μελών της Ε.Ε. ή στα όρια μεταξύ των διάφορων ενεργειακών κοινοπραξιών εντός της επικράτειάς της και, βέβαια, στα σύνορα της Ε.Ε. με τις γείτονες χώρες. Η παρούσα μελέτη εστίασε το ενδιαφέρον της στο τελευταίο σημείο.

Τεχνική περιγραφή μελέτης

Για κάθε διάδρομο που επιλέχθηκε, υπολογίστηκε το ύψος της απαιτούμενης επένδυσης (ανάλυση εύρεσης του βέλτιστου/ελάχιστου κόστους) και εκτιμήθηκαν οι προκύπτουσες ωφέλειες με έμφαση στα κέρδη από την αντικατάσταση δαπανηρών εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φθηνότερες. Εξίσου σημαντική, θεωρήθηκε και η επισυρόμενη μείωση των αέριων ρύπων που ενισχύουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Οφέλη σε επίπεδο αξιοπιστίας και επάρκειας του συστήματος δεν λήφθηκαν υπόψη. Ωστόσο, σημειώνεται ότι τα ευρωπαϊκά συστήματα είναι ισχυρά και άρα δεν αναμενόταν σημαντικά αποτελέσματα στον τομέα αυτό. Ακόμη, στα οφέλη δεν

¹ Κατάσταση αγοράς ενός προϊόντος όπου η προσφορά αντιστοιχεί στην ζήτηση και έτσι δεν υπάρχει έλλειμμα ή πλεόνασμα. Η ισορροπία μπορεί να είναι ευσταθής ή ασταθής ανάλογα με το αν υπάρχουν σε ενέργεια δυνάμεις που με την δράση τους μπορεί να οδηγήσουν σε ανατροπή τους. Η ισορροπία επίσης μπορεί να είναι γενική όταν αφορά όλες τις αγορές που υπάρχουν σε ένα οικονομικό σύστημα ή μερική όταν αφορά την ανάλυση σε μια μόνο αγορά απ' αυτές χωρίς να εξετάζονται οι υπόλοιπες (7).

συμπεριελήφθη η πιθανολογούμενη, σε κάποιες περιπτώσεις σε σημαντικό βαθμό, αύξηση της ανταγωνιστικότητας. Ωφέλειες στους τομείς της ασφάλειας του ενεργειακού ανεφοδιασμού, της διεύρυνσης του αριθμού των χωρών στις οποίες εξάγεται ηλεκτρική ενέργεια και της δημιουργίας εσωτερικών αξιών (internal values) στις γείτονες χώρες λήφθηκαν υπόψη αλλά όχι με σαφή και ευδιάκριτο τρόπο. Αυτό οφείλεται στη δυσκολία μετατροπής των παραπάνω σε νομισματικές μονάδες. Συμπερασματικά, η ανάλυση βελτιστοποίησης μπορεί να θεωρηθεί ότι είναι συντηρητική.

Ζήτηση και άλλες βασικές υποθέσεις

Προκειμένου να καθοριστεί το βέλτιστο εύρος στην ικανότητα μεταφοράς και συναλλαγής μεταξύ της Ε.Ε και των γειτόνων της, μελετήθηκαν 2 σενάρια. Ο χρονικός ορίζοντας του πρώτου σεναρίου έφθανε μέχρι το 2015 (μεσοπρόθεσμο). Σε αυτό, μελετήθηκε ο τρόπος με τον οποίο επηρεάζει τις συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας η συμφόρηση του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε. (Ισπανία – Γαλλία, ιταλικά σύνορα, Βέλγιο – Γαλλία, κ.τ.λ.). Στο δεύτερο σενάριο, ο χρόνος εκτεινόταν μέχρι το 2030. Βασική υπόθεση του σεναρίου ήταν ότι η εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχει αναπτυχθεί επαρκώς: Το δίκτυο δεν υποφέρει από συμφορές στις διασυνδέσεις μεταξύ των διαφόρων μελών της Ε.Ε.

Για την εύρεση της βέλτιστης κατάστασης πραγματοποιήθηκε προσομοίωση των μοντελοποιημένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας τόσο των μελών της Ε.Ε. όσο και των γειτονικών χωρών. Το όλο εγχείρημα βασίστηκε στην υπόθεση ότι τουλάχιστον μακροπρόθεσμα η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται κυρίως από το κόστος παραγωγής της. Εφόσον η τιμή πώλησης διαμορφώνει σε μεγάλο βαθμό το τοπίο των συναλλαγών, για την εκτίμηση των μελλοντικών συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας ήταν απαραίτητη η χρήση ενός εργαλείου και μιας διαδικασίας βελτιστοποίησης που χειρίζεται ένα σύστημα από χώρες. Μέσω αυτής καθορίζεται η κατάσταση ελάχιστου κόστους λειτουργίας των ηλεκτροπαραγωγών εγκαταστάσεων (the least – cost dispatch of generating units) λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς στην ικανότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας που υπάρχουν μεταξύ των διαφόρων υποσυστημάτων στα οποία χωρίζεται στο εξεταζόμενο σύστημα.

Όσον αφορά το κόστος παραγωγής, σε αυτό περιλαμβάνεται το κόστος της θερμοηλεκτρικής παραγωγής και το κόστος αποσύνδεσης φορτίου (cost of load – shedding). Προκειμένου να συμπεριληφθούν οι υφιστάμενοι περιορισμοί για τους ρύπους που επιδεινώνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου, προστίθεται ένα επιπλέον ποσό. Αυτό εξαρτάται από το είδος της γεννήτριας παραγωγής ενέργειας και βρίσκεται σε αρμονία με τις τιμές των επιτρεπόμενων συναλλαγών σε θέματα ρύπων που έχουν οριστεί από την EU – ETS (Emission Trading Scheme).

Οι χώρες που εξετάστηκαν ήταν 44 και χωρίστηκαν στις εξής ομάδες:

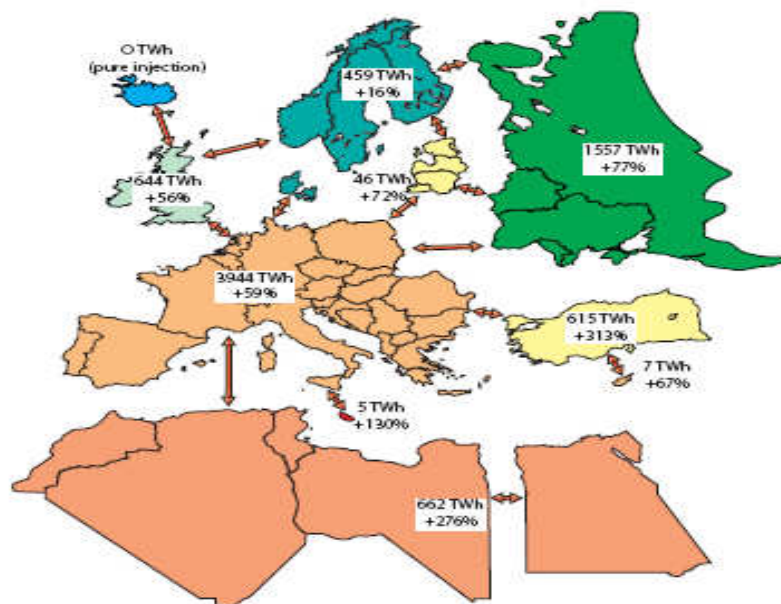
1. UCTE (Union of the Co – ordination of Transmission of Electricity): (Αλβανία, Αυστρία, Βέλγιο, Βοσνία – Ερζεγοβίνη, Βουλγαρία, Κροατία, Τσεχία, Γαλλία, Γερμανία, Ελλάδα, Ουγγαρία, Ιταλία, Λουξεμβούργο, Π.Γ.Δ.Μ., Ολλανδία, Πολωνία, Πορτογαλία, Ρουμανία, Σερβία και Μαυροβούνιο, Σλοβακία, Σλοβενία, Ισπανία)
2. Βρετανικές νήσοι (Ιρλανδία και Ην. Βασίλειο)
3. NORDEL (NORDic Electricity system: Δανία, Φιλανδία, Σουηδία, Νορβηγία)
4. Βαλτικές χώρες (Εσθονία, Λιθουανία, Λετονία)
5. Βόρεια Αφρική (Μαρόκο, Αλγερία, Τυνησία, Λιβύη, Αίγυπτος)
6. Ανατολική Ευρώπη (ευρωπαϊκό κομμάτι της Ρωσίας, Λευκορωσία, Ουκρανία, Μολδαβία)
7. Τουρκία

Για το μεσοπρόθεσμο σενάριο, η πρώτη ομάδα διαχωρίστηκε επιπλέον ως εξής:

1. Ιβηρική χερσόνησος (Ισπανία, Πορτογαλία)
2. Γαλλία
3. Ιταλία
4. «Γερμανικό μπλοκ» (Γερμανία, Ελβετία, Αυστρία και χώρες της Μπένελουξ)
5. Κεντρικό – ευρωπαϊκό μπλοκ (εναπομείνουσες χώρες)

Η διασύνδεση των απομονωμένων νησιωτικών συστημάτων της Κύπρου, της Ισλανδίας και της Μάλτας αποτέλεσε αντικείμενο μελέτης του δεύτερου σεναρίου.

Στο παρακάτω σχήμα απεικονίζεται η προβλεπόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το 2030 και η ποσοστιαία αύξηση στο διάστημα 2005 – 2030.



Εικόνα 2. 4 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (2030) και ποσοστιαία αύξηση (2005 – 2030) (πηγή project report ENCOURAGED)

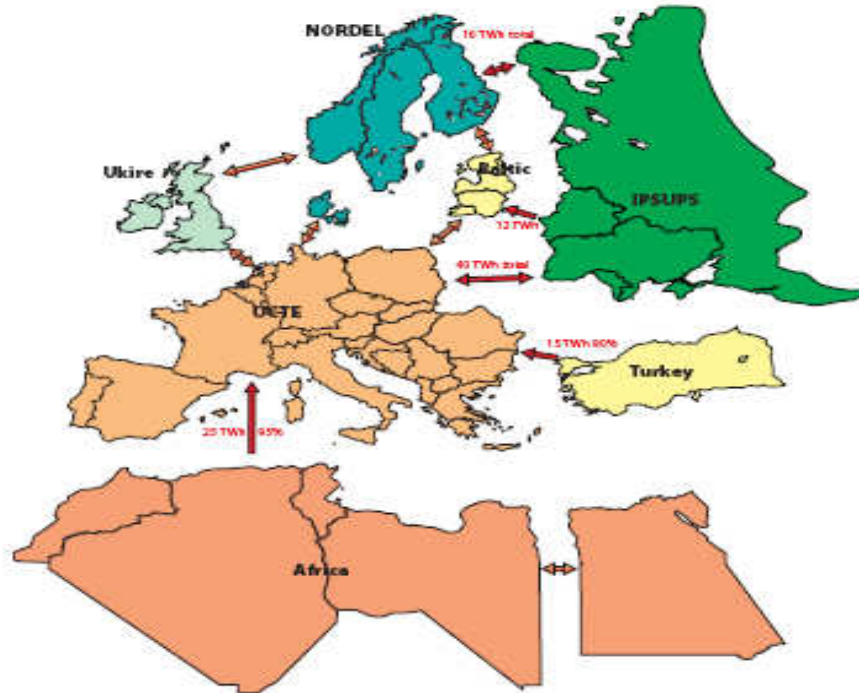
Από το παραπάνω σχήμα προκύπτει το συμπέρασμα ότι η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια αναμένεται να αυξηθεί πολύ. Ειδικά οι γείτονες περιοχές της Ε.Ε. εκτιμάται ότι θα εκτινάξουν την ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια: Τουρκία αύξηση 313%, Β. Αφρική 276% , Ρωσία 77%. Αντίθετα η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια στην Ε.Ε. παρουσιάζει μικρότερο αλλά σημαντικό ποσοστό αύξησης. Σε απόλυτους αριθμούς, παρά την μικρότερη ποσοστιαία αύξηση, η ζήτηση της Ευρώπης σε ηλεκτρική ενέργεια είναι πάρα πολύ μεγάλη.

Στα προσεχή χρόνια αναμένεται μία σημαντική αύξηση στις ηλεκτρικές συναλλαγές στα σύνορα της Ε.Ε. και ειδικότερα στα σύνορα Φιλανδίας – Ρωσίας, κεντρικής Ευρώπης – Ουκρανίας, Ισπανίας – Μαρόκου (αθροιστικά 20TWh/έτος). Οι συναλλαγές στα κύρια σύνορα της Ευρώπης (Νότια με την Αφρική, Νοτιοανατολικά με την Τουρκία, Ανατολικά με το σύστημα IPS² /UPS³) θα αποτελούν ένα μικρό ποσοστό της ζήτησης τόσο της Ε.Ε. όσο και των γειτόνων της.

² Independent Power System of Baltic States. (Λετονία, Λιθουανία, Εσθονία, Αρμενία, Αζερμπαϊτζάν, Λευκορωσία, Γεωργία, Ουζμπεκιστάν, Τατζικιστάν, Κιρτζιστάν, Καζακιστάν, Ουκρανία, Μολδαβία)

Επιπλέον, ο όγκος των συναλλαγών εκτιμάται ότι θα κυμανθεί από 110TWh/έτος μέχρι 180TWh/έτος, ποσά που αντιστοιχούν στο 2 – 4 % της συνολικής ζήτησης της Ε.Ε. των 27 (4700TWh/έτος το 2030) ή στο 1 – 2 % της ζήτησης και των 44 κρατών που μελετήθηκαν (8000 TWh/έτος το 2030).

Το παρακάτω σχήμα παρουσιάζει το ύψος των συναλλαγών και το ποσοστό της χρήσης της δυναμικότητας των διαδρομών μέσω των βασικών συνόρων της Ε.Ε. όπως προέκυψαν από το βασικό σενάριο με μια μικρή διεύρυνση των μεταφορικών ικανοτήτων.



Εικόνα 2. 5 Ύψος συναλλαγών και ποσοστό χρήσης της δυναμικότητας των ενεργειακών διαδρομών (βασικό σενάριο) (πηγή project report ENCOURAGED)

Είναι φανερός ο κυρίαρχος ρόλος της Ρωσίας ενώ παρατηρείται ότι η ικανότητα συναλλαγής με την Τουρκία και την Β. Αφρική αγγίζει τα όρια της.

2.1.3.3 Υδρογόνο

Τα ενεργειακά συστήματα στις μέρες μας, όπως εξάλλου και οι μεταφορές, βασίζονται στην κατανάλωση μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, γεγονός που πρέπει να αλλάξει. Ζητήματα όπως η ασφάλεια ενεργειακού ανεφοδιασμού, η κλιματική αλλαγή, η ρύπανση της ατμόσφαιρας και η ραγδαία αύξηση των τιμών των ενεργειακών υπηρεσιών καθορίζουν πλέον την πολιτική των κρατών διεθνώς.

³ Unified Power System of Russia

Η χρήση του υδρογόνου ως καυσίμου προσφέρει αρκετά πλεονεκτήματα καθώς είναι ένα καθαρό καύσιμο στο βαθμό που παράγεται από καθαρές πηγές ενέργειας (8). Έτσι, η δημιουργία μιας μεγάλης αγοράς για το υδρογόνο θα μπορούσε να προσφέρει σημαντικά τόσο στο ζήτημα της ενεργειακής ασφάλειας όσο και στον έλεγχο της εκπομπής των αέριων ρύπων: το υδρογόνο δεν παράγει σχεδόν καθόλου ρύπους στο στάδιο της τελικής κατανάλωσης ενώ είναι μια δευτερογενής πηγή ενέργειας η οποία προκύπτει από οποιαδήποτε πρωτογενή και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε διάφορες εφαρμογές (κινητές, σταθερές, φορητές). Καθώς οι εγχώριες πηγές υδρογόνου όσον αφορά την Ε.Ε. είναι περιορισμένες, το ερώτημα που επιχειρείται να απαντηθεί είναι αν είναι οικονομικά βιώσιμη και αποδοτική η λύση της παραγωγής υδρογόνου εκτός Ε.Ε. και εισαγωγής του για τελική κατανάλωση αφού έχει διανύσει μεγάλες αποστάσεις.

Τεχνική περιγραφή – ανάλυση όσον αφορά την ζήτηση

Μελετήθηκαν 2 σενάρια στα πλαίσια του ENCOURAGED. Στο ένα η διείσδυση του υδρογόνου στην αγορά ως καύσιμο προβλεπόταν μικρή (low penetration) ενώ στο άλλο υψηλή (high penetration). Και στα δύο σενάρια ο χρονικός ορίζοντας εκτεινόταν μέχρι το 2050.

Η ζήτηση υπολογίστηκε με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης HyWays (9) της ευρωπαϊκής επιτροπής. Η τελευταία βέβαια, αφορούσε το υδρογόνο και μελετούσε τον «γεωγραφικό χάρτη» του. Η ζήτηση στο HyWays προσδιορίστηκε για έξι χώρες της Ε.Ε.: Γερμανία, Γαλλία, Ιταλία, Ολλανδία, Νορβηγία, Ην. Βασίλειο. Με βάση τα αποτελέσματα για τις χώρες αυτές, προσδιορίστηκε η κατ' εκτίμηση ζήτηση των χωρών μελών της Ε.Ε. των 25 αναλογικά με τον πληθυσμό τους.

Βασική υπόθεση της συγκεκριμένης εργασίας αποτελεί το ότι το υδρογόνο καταναλίσκεται κατά κύριο λόγο στον μεταφορικό τομέα. Τονίζεται ότι είναι αβέβαιο αν η ζήτηση για υδρογόνο και άρα και η διείσδυση του στην αγορά θα προσεγγίσει αυτά τα επίπεδα ή ακόμα και αν θα υπάρξει γενικά αξιοσημείωτη χρήση του ως καύσιμο στις μεταφορές. Σε πολλές εργασίες παραλείπεται η μελέτη του ως αξιόλογου φορέα ενέργειας ενώ σε άλλες μελετάται υπό προϋποθέσεις: σενάρια για υιοθέτηση αυστηρής περιβαλλοντικής πολιτικής. Πάντως για να αρχίσει η πιθανολογούμενη διείσδυση του υδρογόνου στην αγορά, πρέπει να υπάρξει αλματώδης πρόοδος στην τεχνολογία των κυψελών υδρογόνου και της αποθήκευσής του.

Πηγές υδρογόνου εκτός Ε.Ε.

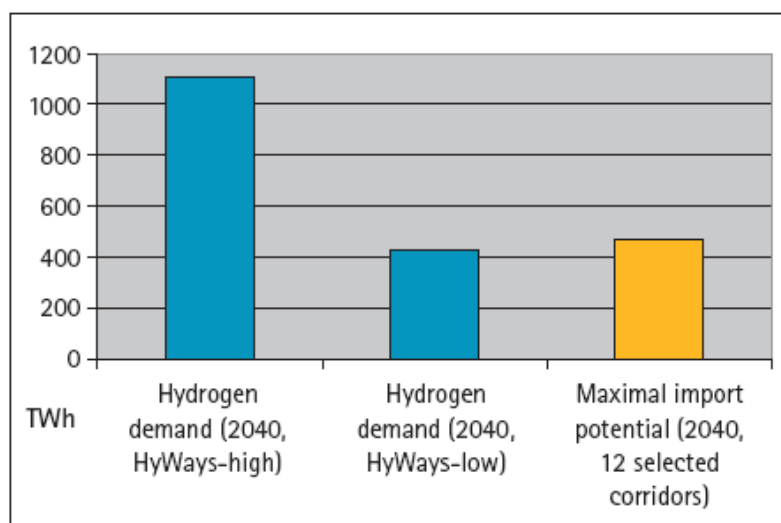
Προϊόν μελέτης σχετικών εργασιών και ζύμωσης διαφόρων επίσημων συζητήσεων σχετικά με το θέμα αποτελεί η πρόκριση των κάτωθι 8 χωρών για την παραγωγή υδρογόνου εκτός Ε.Ε.: Αλγερία, Μαρόκο, Ισλανδία, Νορβηγία, Ρουμανία, Βουλγαρία, Τουρκία και Ουκρανία. Όσον αφορά την πρώτη ύλη απ' όπου θα προκύψει το υδρογόνο, έχουν επιλεγεί 5 διαφορετικές πηγές – ενέργειας: αιολική, υδραυλική, θερμική, γεωθερμική, και η βιομάζα. Στην μελέτη, συμπεριλήφθηκε και ένας ενεργειακός διάδρομος για τον λιγνίτη (παραγωγή υδρογόνου από λιγνίτη), ο οποίος είναι άφθονος και φθηνός ενώ ταυτόχρονα η μεταφορά του δεν είναι συμφέρουσα λόγω του μικρού ενεργειακού του περιεχομένου. Συνολικά δηλαδή οι πηγές ενέργειας που εξετάστηκαν είναι έξι.



Εικόνα 2. 6 Επιλεγμένα κέντρα παραγωγής υδρογόνου (πηγή project report ENCOURAGED)

Στις προαναφερθείσες περιοχές αναλύθηκε και το επιπλέον – αναξιοποίητο ενεργειακό δυναμικό τους. Ως επιπλέον ενεργειακό δυναμικό ορίζεται η διαφορά μεταξύ της μέγιστης θεωρητικά ενεργειακής δυναμικότητας μιας χώρας με το πραγματικό δυναμικό της. Υπολογίστηκε επίσης η ποσότητα υδρογόνου που θα μπορούσε να παραχθεί ετησίως από τις χώρες αυτές.

Από τη μελέτη προέκυψε ότι η Β. Αφρική διαθέτει το μεγαλύτερο αναξιοποίητο δυναμικό (αιολική και ηλιακή ενέργεια). Ακολουθεί η Τουρκία (βιομάζα) και στη συνέχεια η Νορβηγία (υδραυλική ενέργεια).



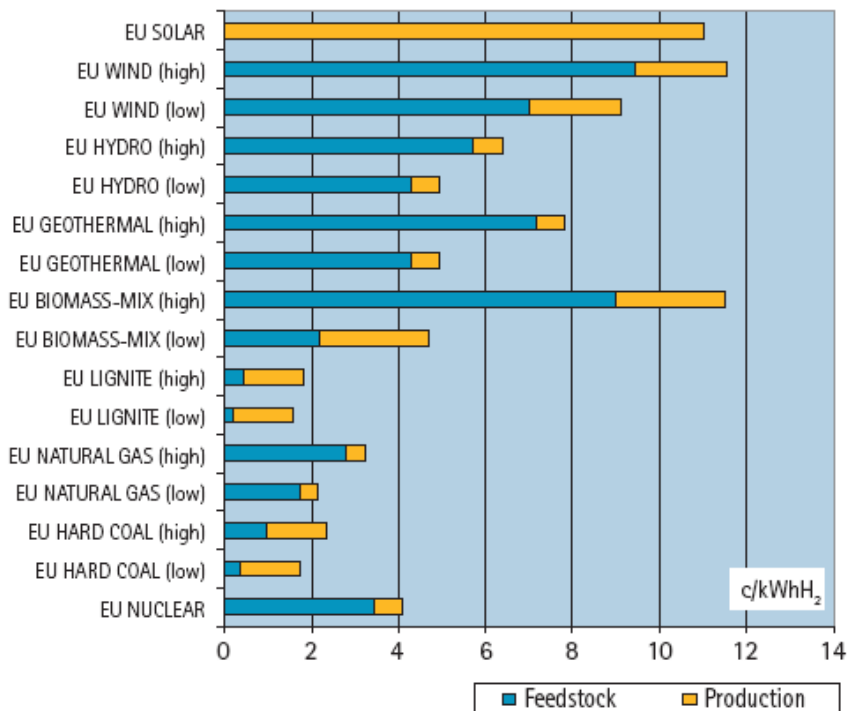
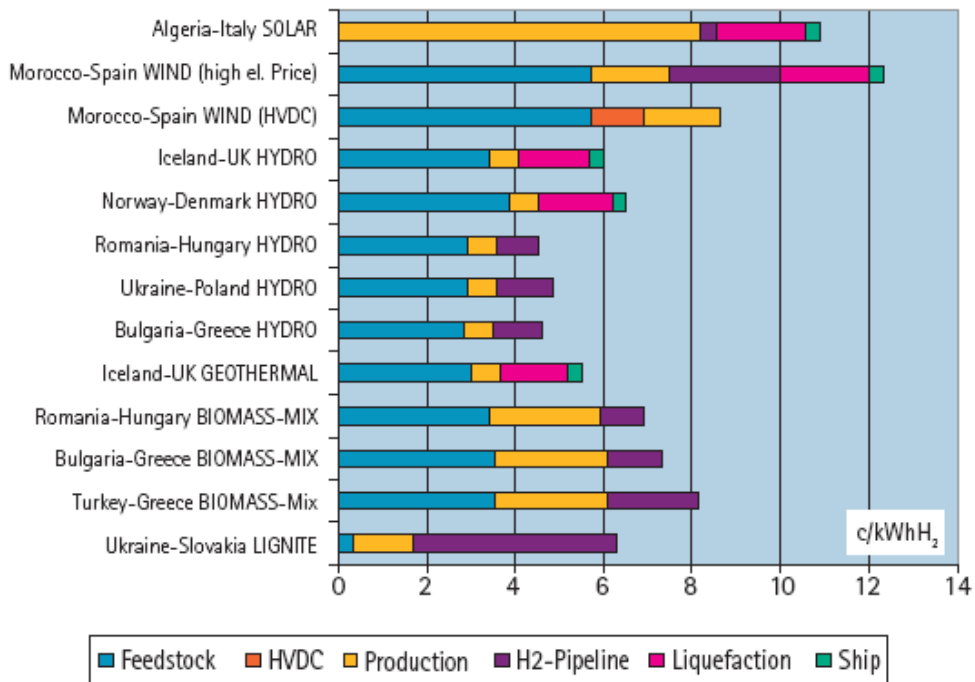
Εικόνα 2. 7 Η ζήτηση για υδρογόνο σύμφωνα με τα σενάρια του Hyways και το μέγιστο της ικανότητας εισαγωγής το 2040 για τους 12 επιλεγμένους διαδρόμους. (πηγή project report ENCOURAGED)

Παρατηρούμε ότι το μέγιστο της «εισαγωγικής ικανότητας» της Ε.Ε. το 2030 ικανοποιεί την ζήτηση του χαμηλής ζήτησης σεναρίου ενώ όσον αφορά το υψηλής ζήτησης σενάριο, η ζήτηση ικανοποιείται κατά το ήμισυ. Με άλλα λόγια, αν το σύνολο των αυτοκινήτων στην Ε.Ε. χρησιμοποιούσε κυψέλες υδρογόνου για την κίνησή του, τότε στην χειρότερη περίπτωση ο μισός στόλος θα μπορούσε να εξυπηρετηθεί από την εισαγωγή υδρογόνου.

Μελέτη οικονομικής βιωσιμότητας και αποδοτικότητας των ενεργειακών διαδρομών

Προκειμένου να προσδιοριστεί κατά πόσο είναι αναγκαία και εφικτή η εισαγωγή υδρογόνου από κέντρα παραγωγής εκτός Ε.Ε. συγκρίνεται το κόστος παραγωγής του υδρογόνου εκτός Ε.Ε. με το κόστος παραγωγής του εντός Ε.Ε.

Στο παρακάτω σχήμα, διακρίνεται το κόστος των διαφόρων ενεργειακών διαδρομών του υδρογόνου που παράγεται εκτός αλλά και εντός της Ε.Ε. Το κόστος των διαδρομών αυτών περιλαμβάνει το κόστος παραγωγής αλλά και το κόστος μεταφοράς του υδρογόνου για τα εκτός Ε.Ε. κέντρα παραγωγής. Ειδικά για την Αλγερία, στο κόστος με χρήση της ηλιακής ενέργειας ως πρώτη ύλη, δεν περιλαμβάνεται το κόστος της πρώτης ύλης αφού δεν έχουμε κατανάλωση ηλεκτρισμού (ηλιακή θερμική διάσπαση του νερού και όχι ηλεκτρόλυση). Σε περίπτωση θαλάσσιων διαδρομών, στο κόστος περιλαμβάνεται και το κόστος υγροποίησης του υδρογόνου. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω HVDC γραμμών λαμβάνεται σε μια μόνο περίπτωση υπόψη. Τα παραπάνω ισχύουν για κέντρα παραγωγής εκτός Ευρώπης. Για τα εγχώρια, το κόστος συνίσταται μόνο στο κόστος παραγωγής. Εξαιτίας του μεγάλου εύρους του κόστους της ενέργειας που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του υδρογόνου, για την παραγωγή του υδρογόνου στην Ε.Ε. υπολογίζεται ένα χαμηλό και ένα υψηλό κόστος κάθε φορά. Με άλλα λόγια για κάθε πηγή ενέργειας υπολογίζεται ένα εύρος όσον αφορά τα κόστη παραγωγής. Η διανομή του υδρογόνου στην Ε.Ε. και η συμπίεση και υγροποίηση στις περιοχές χρήσης δεν συμπεριλαμβάνονται στα υπολογισθέντα κόστη καθώς δεν υπάρχει συσχέτιση όταν συγκρίνουμε τους «εξωτερικούς» διαδρόμους του υδρογόνου με την εναλλακτική της εσωτερικής ευρωπαϊκής παραγωγής υδρογόνου.

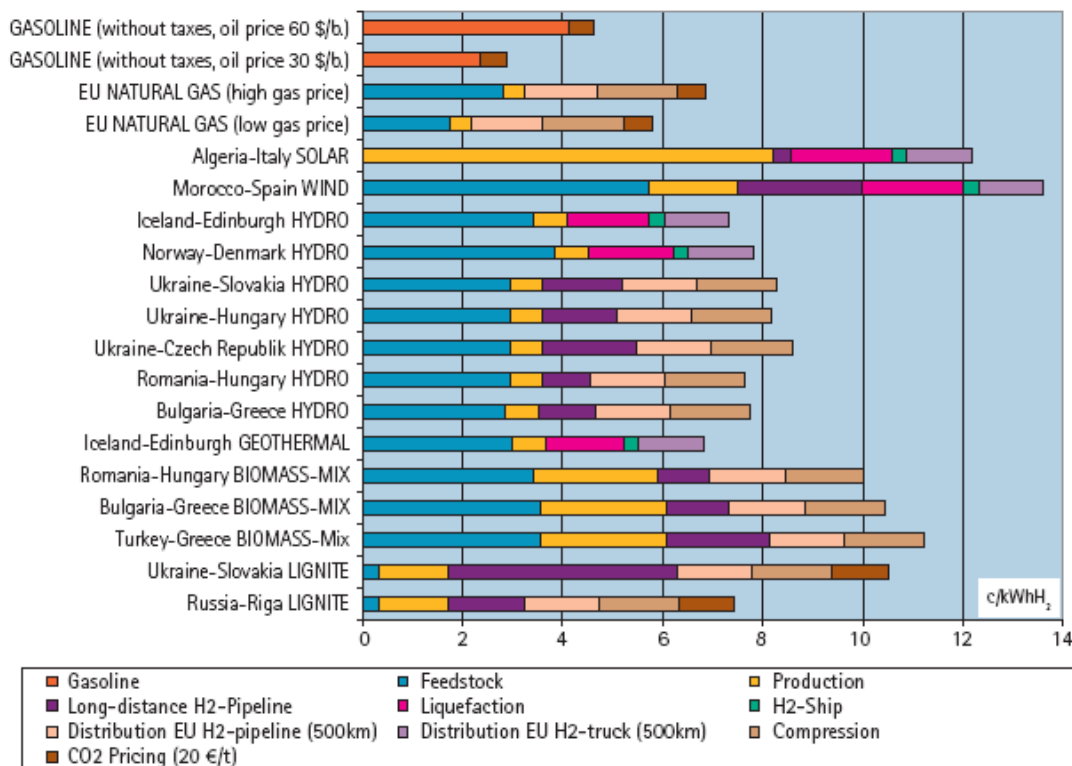


Εικόνα 2. 8, Εικόνα 2. 9 Σύγκριση κόστους παραγωγής υδρογόνου σε κέντρα εκτός Ε.Ε. και μεταφοράς του με το κόστος παραγωγής του σε εγχώρια κέντρα σε χρονικό ορίζοντα που φτάνει μέχρι το 2040 (πηγή project report ENCOURAGED)

Παρατηρούμε ότι το κόστος για την παραγωγή στο εξωτερικό είναι μεγαλύτερο από την εγχώρια παραγωγή σε γενικές γραμμές. Για παραγωγή υδρογόνου από την υδραυλική ενέργεια σε κέντρα παραγωγής εκτός Ε.Ε. το κόστος ανέρχεται στα 5,4c/KWh H₂ κατά μέσο όρο ενώ το εύρος

του κόστους για την εγχώρια παραγωγή από την υδραυλική ενέργεια κυμαίνεται από 5 έως 6,4 c/KWh H₂. Για παραγωγή από αιολική ενέργεια, το κόστος για τα εξωτερικά κέντρα παραγωγής διαμορφώνεται στα 8,8 ή 12,2 c/KWh H₂ (ανάλογα με τον τρόπο παραγωγής του υδρογόνου). Για την παραγωγή υδρογόνου εντός της Ε.Ε. από την αιολική το εύρος του κόστους κυμαίνεται από τα 9,2 έως τα 11,8 c/KWh H₂. Για την ηλιακή ενέργεια το κόστος για τα εξωτερικά κέντρα παραγωγής διαμορφώνεται στα 11 c/KWh H₂ περίπου ενώ για παραγωγή εντός Ε.Ε. στα 11,2 c/KWh H₂ περίπου. Για την γεωθερμία τα αντίστοιχα κόστη είναι 5,8 c/KWh H₂ και εύρος που κυμαίνεται μεταξύ 5 και 7,9 c/KWh H₂ για την Ε.Ε. Για την βιομάζα το κόστος οριοθετείται μεταξύ 7 και 8,1 c/KWh H₂ για τα κέντρα παραγωγής εκτός Ε.Ε. και μεταξύ 5 και 11,8 c/KWh H₂. Για τον λιγνίτη το κόστος για παραγωγή υδρογόνου εκτός Ε.Ε. υπολογίστηκε στα 6,2 c/KWh H₂ ενώ για τα κέντρα παραγωγής εντός Ε.Ε. το κόστος διαμορφώνεται μεταξύ 2,7 και 2,9 c/KWh H₂ περίπου. Από τα παραπάνω συμπεραίνουμε ότι δεν είναι απαγορευτική η παραγωγή υδρογόνου σε κέντρα εκτός Ε.Ε. και η εισαγωγή του για την κάλυψη των ευρωπαϊκών αναγκών.

Στη συνέχεια το κόστος των διαδρομών συγκρίνεται με αυτό συμβατικών ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούνται στις μεταφορές και συγκεκριμένα με αυτό της βενζίνης. Για μια πιο δίκαια σύγκριση, οι φόροι που επιβαρύνουν τα καύσιμα έχουν παραληφθεί αν και η υπόθεση ότι οι φόροι των διαφόρων καυσίμων είναι περίπου ισάξιοι είναι σχετικά ασφαλής. Στο σχήμα διακρίνεται επίσης και το κόστος διανομής και συμπίεσης του υδρογόνου. Για τα ορυκτά καύσιμα, προκειμένου να ληφθεί υπόψη η εκπομπή των διαφόρων αέριων ρύπων, υπάρχει προσαύξηση του κόστους τους κατά 20 ευρώ/t CO₂



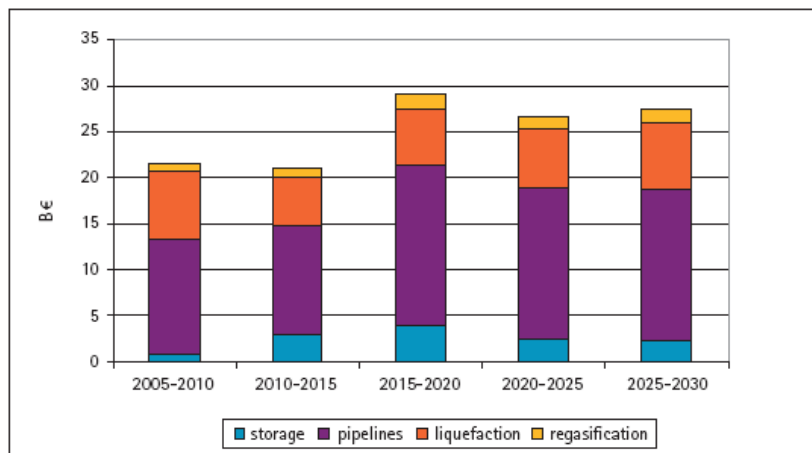
Εικόνα 2. 10 Σύγκριση κόστους λειτουργίας των ενεργειακών διαδρομών βενζίνης και υδρογόνου.

2.1.4 Συμπεράσματα – Αποτελέσματα

2.1.4.1 Φυσικό Αέριο

Εκτιμήθηκε ότι οι αγωγοί μεταφοράς φυσικού αερίου θα αποτελούν και στο μέλλον τον κύριο τρόπο διακίνησης του φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα, στο χαμηλής ζήτησης σενάριο, η μεταφερόμενη ποσότητα φυσικού αερίου το 2030 πραγματοποιείται σε ποσοστό 83% από δίκτυο αγωγών. Το υπόλοιπο ποσοστό αναφέρεται σε LNG και στις τέσσερις περιπτώσεις. Στο υψηλής ζήτησης σενάριο και στο σενάριο αναφοράς το ποσοστό αγγίζει το 81% ενώ στο σενάριο στο οποίο εξετάζεται η πορεία των επενδύσεων σε περιβάλλον αβεβαιότητας το ποσοστό φτάνει το 77%. Το LNG εκτιμάται ότι θα καταφθάει σε ποσοστό 33% από το Κατάρ, 25% από τη Νιγηρία, 17% από την Αλγερία, 15% από την Αίγυπτο. Το υπόλοιπο 10% προέρχεται αθροιστικά από διάφορες άλλες χώρες. Προορίζεται για το Ην. Βασίλειο (28% του εισαγόμενου LNG), την Ισπανία (19%), την Ιταλία (18%), την Γαλλία (15%), τις χώρες της Μπένελουξ (Λουξεμβούργο, Βέλγιο, Ολλανδία) (13%) και για διάφορες άλλες ευρωπαϊκές χώρες (7%).

Στην περίπτωση της χαμηλής ζήτησης το ύψος των επενδύσεων αναμένεται να φθάσει για την περίοδο 2005 – 2030 τα 90 δισεκατομμύρια ευρώ και για το υψηλής τα 164 δισεκατομμύρια ευρώ. Με άλλα λόγια οι επενδύσεις στον τομέα του φυσικού αερίου για το διάστημα 2005 – 2030 εκτιμήθηκαν μεταξύ 90 και 164 δισεκατομμυρίων ευρώ. Στο βασικό σενάριο το ύψος των επενδύσεων (οι οποίες αφορούν το δίκτυο των σωληνώσεων, τις αποθηκευτικές εγκαταστάσεις, και τερματικά στα οποία πραγματοποιούνται η υγροποίηση και η αεριοποίηση, καθώς και την επέκταση του υφιστάμενου δικτύου των αγωγών μεταφοράς) αγγίζει τα 126 δισεκατομμύρια ευρώ.



Εικόνα 2. 11 Επενδύσεις σε υποδομές για το φυσικό αέριο στην Ευρωπαϊκή Ένωση, την Ελβετία, τα Βαλκάνια και την Τουρκία – reference scenario. (Πηγή project report ENCOURAGED)

Το ύψος της επένδυσης που συμπεριελήφθη στο μοντέλο άγγιξε τα 126 δισεκατομμύρια ευρώ και περιελάμβανε την κατασκευή αποθηκευτικών εγκαταστάσεων, εγκαταστάσεων υγροποίησης και επαναφοράς στην αέρια κατάσταση καθώς και την επέκταση του υφιστάμενου δικτύου των αγωγών μεταφοράς.

Το μοντέλο υπέδειξε ότι *υψίστης προτεραιότητας* αποτελούν οι συνδέσεις με δίκτυο αγωγών της Β. Αφρικής με την Ν. Ευρώπη, της Νορβηγίας με Το Ην. Βασίλειο και της Τουρκίας με την περιοχή των Βαλκανίων και την κεντρική Ευρώπη. Το γεγονός αυτό προέκυψε διότι η ικανότητα

μεταφοράς που προκύπτει αθροιστικά από την υλοποίηση των παραπάνω έργων θα είναι απαραίτητη το 2010 περίπου. Ακολουθεί η σύνδεση της Τουρκίας με την Ιταλία, έργο το οποίο θα είναι απαραίτητο το 2015 περίπου, και τέλος η επέκταση της υφιστάμενης ικανότητας μεταφοράς τόσο μεταξύ Ε.Ε. και Νορβηγίας όσο και μεταξύ Ρωσίας με το ενεργειακό σύστημα των Βαλκανίων – Τουρκίας. Οι διευρύνσεις αυτές αναμένεται να είναι απαραίτητες το 2020 περίπου. Η σύνδεση Ρωσίας – Γερμανίας μέσω Βαλτικής εικάζεται ότι θα είναι έτοιμη και επιχειρησιακή περίπου το 2010.

Επιπλέον, επέκταση και αύξηση της μεταφορικής ικανότητάς του χρήζει και το εσωτερικό δίκτυο της Ευρώπης για να αποφευχθεί ο κίνδυνος «μποτιλιαρίσματος» των διακινούμενων ποσοτήτων. Το γεγονός αυτό αφορά κυρίως τη διασύνδεση της Νότιας με τη Βόρεια Ευρώπη και ειδικότερα τη σύνδεση της Ιταλίας, της Ισπανίας και των Βαλκανίων με την υπόλοιπη Ευρώπη. Η ικανοποίηση αυτής της απαίτησης μέσα στην επόμενη δεκαετία θα έχει ως αποτέλεσμα αποδοτικότερες εμπορικές συναλλαγές μεταξύ των επιμέρους ευρωπαϊκών αγορών και έτσι την επίτευξη χαμηλότερων τιμών για τους τελικούς χρήστες – καταναλωτές του φυσικού αερίου.

Είναι χαρακτηριστικό ότι κατά τη μελέτη του σεναρίου αβεβαιότητας προέκυψε ότι η καθυστέρηση υλοποίησης των απαιτούμενων επενδύσεων επέφερε αύξηση των gas border prices της τάξης του 25% σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Το αποτέλεσμα αυτό καταδεικνύει την σημασία που έχει η έγκαιρη κατασκευή των διαφόρων έργων υποδομής.

Ενεργειακοί διάδρομοι φυσικού αερίου της Ε.Ε. – προοπτικές και προβλήματα

Ο επόμενος χάρτης παρουσιάζει το τωρινό ενεργειακό σκηνικό καθώς και τους μελλοντικούς ενεργειακούς διαδρόμους



Source: EC DG TREN and OME

Εικόνα 2. 12 Υφιστάμενοι και μελλοντικοί ενεργειακοί δρόμοι Ε.Ε. (πηγές μελέτη DG TREN και (Observatoire Méditerranéen de l’Energie, France→OME)

Υπό ανάπτυξη βρίσκονται έξι νέα δίκτυα που συνοψίζονται στον επόμενο πίνακα.

Έργο	Πάροχος	Από	Σε	Χωρητικότητα [bcm]	Επένδυση [Μ ευρώ]	Προβλεπόμενη Έναρξη
Medgaz	Αλγερία	Hassi R'Mel	Ισπανία	8 με 10	1300	Τέλος του 2008
GALSI	Αλγερία	Hassi R'Mel	Ιταλία	8 με 10	1200	2009–2010
ITG–IGI	Κασπία	Ελλάδα	Ιταλία	8 με 10	950 (IGI)	2011
Nord Stream	Ρωσία	Vyborg	Γερμανία	2x 27.5	4000	2010
Langeled	Νορβηγία	Ormen Lange	Ην. Βασίλειο	22 με 24	1000	2006–2007
Nabucco	Κασπία	Τουρκικά σύνορα	Αυστρία	25 με 30	4600	2010
Συνολική Χωρητικότητα				98,5 με 139		

Πίνακας 2. 1 Υπό ανάπτυξη έργα φυσικού αερίου της Ε.Ε. (πηγή project report ENCOURAGED)

Η διεκπεραίωση των άνω έργων αναμένεται να αυξήσει τον όγκο φυσικού αερίου που εισάγεται κατά 100 bcm περίπου (τουλάχιστον) στην αρχή της επόμενης δεκαετίας. Σημειώνεται, ωστόσο, ότι όλα αυτά τα προγράμματα επικεντρώνονται στην εισαγωγή του αερίου στην Ε.Ε. χωρίς να υπάρχει ανάλογο ενδιαφέρον, προς το παρόν, από εταιρίες για την διακίνηση του εσωτερικά. Επιπλέον, αρκετά από τα παραπάνω προγράμματα έχουν ανακοινωθεί εδώ και αρκετό διάστημα και η ολοκλήρωσή τους περιγράφεται από μακρά χρονοδιαγράμματα. Εν τέλει, κάποια από αυτά εκτιμάται ότι δεν θα ολοκληρωθούν ποτέ.

Και αυτό γιατί σε κάθε επένδυση, η βιωσιμότητα εξαρτάται από τον βαθμό αβεβαιότητας που υπάρχει ανάμεσα στο κόστος επένδυσης και στο κέρδος που αποφέρει η επένδυση. Ορισμένα από τα παραπάνω έργα αναμένεται να είναι βιώσιμα οικονομικά ενώ άλλα ίσως υλοποιηθούν βασιζόμενα σε πολιτική και οικονομική στήριξη. Αναλυτικότερα:

- Με το πέρας του Nord Stream η Ρωσία συνδέεται με την Γερμανία μέσω της Βαλτικής υπερκεράσσοντας τις ενδιάμεσες Ουκρανία και Λευκορωσία. Αρχικά σχεδιάστηκε και αποφασίστηκε χωρίς να υπάρχει εμπορική συμφωνία με κάποια εταιρία – εισαγωγέα. Σήμερα η Ε.ΟΝ.⁴, η Wintershall⁵ και η Gasunie⁶ συμμετέχουν στο έργο το οποίο αρχικά προωθήθηκε από την ρωσική Gazprom⁷. Το Nord Stream δεν φαίνεται να παρουσιάζει κάποιο σημαντικό πρόβλημα ως προς την υλοποίησή του.

⁴ Ιδρύθηκε από την συγχώνευση των VEBA και VIAG, δύο από τις μεγαλύτερους βιομηχανικούς ομίλους της Γερμανίας. (10)

⁵ Η εταιρία δραστηριοποιείται στην αναζήτηση και εξόρυξη πετρελαίου και φυσικού αερίου για 75 και πλέον χρόνια. Έχει έδρα στο Kassel και είναι η μεγαλύτερη εταιρία της Γερμανίας στον τομέα της εξόρυξης πετρελαίου και φυσικού αερίου. (11)

⁶ Η Gasunie δραστηριοποιείται στον τομέα του φυσικού αερίου. Στις υποδομές της περιλαμβάνεται ένα από τα μεγαλύτερα δίκτυα φυσικού αερίου (υψηλής πίεσης) στην Ευρώπη συνολικού μήκους 12.000 χλμ περίπου (12).

⁷ Ο ρωσικός κολοσσός αποτελεί μία από τις μεγαλύτερες εταιρίες παγκοσμίως στον τομέα της ενέργειας (13)

- Το Medgaz θα συνδέσει την Αλγερία με την Ισπανία σε μια προσπάθεια ενίσχυσης της ενεργειακής ασφάλειας της τελευταίας. Αρχικά τέθηκε επί τάπητος από τις CEPSA⁸ και Sonatrach⁹. Ακολούθησαν γρήγορα διάφορες άλλες εταιρίες ανάμεσα στις οποίες περιλαμβάνονται η Total¹⁰, η GDF¹¹ και η BP¹² (το υπόλοιπο σύνολο απαρτίζεται από τις μεγαλύτερες εταιρίες της Ισπανίας που δραστηριοποιούνται στον τομέα). Με άλλα λόγια το Medgaz προωθήθηκε από εταιρίες – εισαγωγείς. Το έργο στέφει το ενδιαφέρον του και προς τις αγορές της Γαλλίας και της υπόλοιπης Ευρώπης. Η απόφαση κατασκευής του λήφθηκε στο τέλος του 2006 και οι αγωγοί μεταφοράς του αερίου αναμένεται να τεθούν σε χρήση στο τέλος του 2009.
- Το Galsi θα συνδέσει την Αλγερία με την Ιταλία μέσω Σαρδηνίας. Αποτελεί μια πρωτοβουλία της Sonatrach, της Enel¹³, της Edison¹⁴ και άλλων μετόχων κάθε ένας από τους οποίους χρηματοδοτεί ένα μέρος από την θαλάσσια ικανότητα μεταφοράς του φυσικού αερίου. Το χρονοδιάγραμμα του έργου εξαρτάται άμεσα από τις συμφωνίες που θα πραγματοποιηθούν σε επίπεδο ναυτιλίας. Σε αντίθεση με το Nord Stream, το Galsi στερείται της υποστήριξης των μεγάλων εταιριών – εισαγωγέων που εγγυώνται μερικώς ένα σημαντικό όγκο φυσικού αερίου προς μεταφορά.
- Το Nabucco στοχεύει στην διασύνδεση της Κασπίας και της Μέσης Ανατολής με την ευρωπαϊκή αγορά φυσικού αερίου. Οι ωφέλειες που αναμένεται να προκύψουν από το έργο είναι σημαντικότερες αφού θα ενισχύσει τον ανταγωνισμό με την αλλαγή που θα επιφέρει στη σκηνή του φυσικού αερίου. Ωστόσο η ολοκλήρωσή του παραμένει εξαιρετικά δύσκολη λόγω της πολυπλοκότητας που προκύπτει σε θέματα διακίνησης/μεταφοράς του φυσικού αερίου και συνεργασίας των επενδυτών για την κατασκευή της απαραίτητης υποδομής.
- Κάποια από τα έργα που αφορούν την μετατροπή του φυσικού αερίου από την υγρή στην αέρια μορφή εξελίσσονται ταχύτερα όταν υποστηρίζονται από μεγάλες εταιρίες (όπως φαίνεται ότι συμβαίνει π.χ. στην Γαλλία, στην Ισπανία και στο Ην. Βασίλειο).

Το σημαντικό όμως ζήτημα που επηρεάζει όλα τα υπό κατασκευή έργα, όπως προαναφέρθηκε, είναι η κερδοφορίας τους. Η τελευταία επηρεάζεται από την αβεβαιότητα της τιμής και της ζήτησης (market risk), από τους κανόνες και τους περιορισμούς που υπάρχουν σε κάθε αγορά (regulatory risk) και την αβεβαιότητα που υπεισέρχεται από τις ρευστές διεθνείς

⁸ Compañía Española de Petróleos. Η εταιρία δραστηριοποιείται στον τομέα της ενέργειας από το 1929 οπότε ιδρύθηκε. Ήταν η πρώτη εταιρία του είδους που ιδρύθηκε στην Ισπανία. Σήμερα αποτελεί ένα γκρουπ εταιριών που δραστηριοποιούνται σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες όπως επίσης και στην Αλγερία στον Καναδά, στο Μαρόκο, στην Βραζιλία και στον Παναμά. (14)

⁹ Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures s.p.a.). (15)

¹⁰ Η πολυεθνική ενεργειακή εταιρία Total συνιστά την 4^η σε μέγεθος (με βάση τη κεφαλοποίηση αγοράς σε δολάρια στις 31 Δεκεμβρίου 2007) που δραστηριοποιείται στους τομείς του πετρελαίου και του φυσικού αερίου. Δραστηριοποιείται σε περισσότερες από 130 χώρες και έχει 96.400 εργαζόμενους. (16)

¹¹ Η Gaz de France (GDF) είναι η μεγαλύτερη εταιρία φυσικού αερίου στην Γαλλία με σχεδόν 9.100 δήμους να συνδέονται με το δίκτυο διανομής της παρέχοντας έτσι φυσικό αέριο στο 76% του γαλλικού πληθυσμού. (17)

¹² Η BP αποτελεί μία από τις μεγαλύτερες παγκοσμίως εταιρίες στον τομέα των καυσίμων. Δραστηριοποιείται σε περισσότερες από 100 χώρες και στις 6 ηπείρους του πλανήτη. (18)

¹³ Αποτελεί την μεγαλύτερη εταιρία που δραστηριοποιείται στον τομέα της ενέργειας στην Ιταλία και την δεύτερη σε μέγεθος όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ. (19)

¹⁴ Η Edison συνιστά μια από τις πρωτοπόρες εταιρίες στον τομέα του ηλεκτρισμού καθώς δραστηριοποιείται σε αυτόν από το 1886. (20)

σχέσεις καθώς πολλά από τα έργα σχεδιάζονται και στηρίζονται σε διάφορες ενδιάμεσες περιοχές και όχι σε απευθείας διασύνδεση (political risk).

Τα έργα που προωθούνται από «εξαγωγείς» και «εισαγωγείς» παρουσιάζουν το μικρότερο ρίσκο. Τα έργα που στοχεύουν στη διείσδυση των αγορών ενέχουν μεγαλύτερο ρίσκο (τόσο το δίκτυο σωληνώσεων όσο και η κατασκευή τερματικών LNG). Αυτό προκύπτει από το γεγονός ότι οι εισαγωγείς και οι εξαγωγείς απευθύνονται σε μεγαλύτερα τμήματα της αγοράς και είναι οικονομικά πιο εύρωστοι σε σχέση με τις εταιρίες που δραστηριοποιούνται στο «ενδιάμεσο» επίπεδο. Ωστόσο, οι τελευταίες είναι αυτές που προωθούν τον ανταγωνισμό και έτσι η πολιτική στήριξή τους μπορεί να είναι θεμιτή. Για παράδειγμα, μία επίσκεψη του κ. Πρόντι στην Αλγερία στις 15 Νοεμβρίου 2006 είχε ως αποτέλεσμα την υπογραφή συμβάσεων μεταξύ της Sonatrach και ιταλικών εταίρων, ανάμεσα τους και η Enel and Edison, για θαλάσσια μεταφορά αξιοποιώντας τα τρία τέταρτα της δυναμικότητας της συγκεκριμένης ενεργειακής διαδρομής. Έτσι, το έργο πλέον «αναβαθμίστηκε» στηριζόμενο σε εταιρίες που εισάγουν αλλά και εξάγουν φυσικό αέριο.

Ένα άλλο πρόβλημα εντοπίζεται στις ατέλειες του υφιστάμενου θεσμικού πλαισίου που αφορά τον ευρύτερο τομέα του φυσικού αερίου και τον ανταγωνισμό. Προκειμένου να δημιουργηθεί ευνοϊκό κλίμα για επενδύσεις θα πρέπει να συρρικνωθεί στον μεγαλύτερο δυνατό βαθμό το ενεχόμενο σε αυτές ρίσκο. Με άλλα λόγια είναι απαραίτητη η βελτίωση της λειτουργίας της αγοράς αλλά και η βελτίωση του θεσμικού πλαισίου σε διεθνές αλλά και σε εθνικό επίπεδο καθώς οι υποδομές που αφορούν το φυσικό αέριο εμφανίζουν την εξής ιδιαιτερότητα: Εμπλέκονται διαφορετικές χώρες με διαφορετικά νομικά πλαίσια ξεκινώντας από την παραγωγή – εξαγωγή, συνεχίζοντας στον μεταφορικό τομέα και καταλήγοντας στην κατανάλωση. Αυτός είναι και ο λόγος για τον οποίο είναι απαραίτητη η προώθηση και σύναψη εμπορικών συμφωνιών με τις οποίες ελαχιστοποιείται ο κίνδυνος των επενδύσεων και ταυτόχρονα κατανέμεται δίκαια στους εμπλεκόμενους φορείς.

Μέτρα για την μείωση του ρίσκου στις επενδύσεις του φυσικού αερίου

Για την μείωση του ρίσκου αγοράς προτείνονται στα πλαίσια της συγκεκριμένης μελέτης μία σειρά μέτρων, τα οποία παρουσιάζονται παρακάτω:

- Η τελειοποίηση της εσωτερικής οργάνωσης της αγοράς το συντομότερο δυνατό. Αυτό θα βοηθήσει τους χονδρέμπορους και τις εταιρίες οι οποίες ασχολούνται με την χάραξη νέων ενεργειακών ροών να αποφύγουν τα ρίσκα αγοράς και να βελτιώσουν την εμπορική επωνυμία τους. Η επίτευξη αυτού του στόχου περιλαμβάνει τη δημιουργία εσωτερικών (στην επικράτεια κάθε χώρας) διασυνδέσεων με αγωγούς για ευρύτερη και καλύτερη πρόσβαση των εθνικών αγορών. Ακόμη, προτείνεται η δημιουργία ενός ενιαίου ευρωπαϊκού θεσμικού πλαισίου, η βελτιστοποίηση των κόμβων υγροποίησης και αεριοποίησης του φυσικού αερίου κλπ.
- Η απομάκρυνση των εμποδίων που σχετίζονται με την είσοδο νέων εταιριών στην αγορά της ισχύος και εμποδίων που άπτονται της γνώσης για το υφιστάμενο δυναμικό των υποδομών, την χρήση τους και την διανομή της ενέργειας.
- Προκειμένου να υποβοηθηθεί το εμπόριο του φυσικού αερίου θα πρέπει οι συνασπιζόμενες επιχειρήσεις να διέπονται από ένα ιδιάζον νομικό πλαίσιο. Τέτοιοι συνασπισμοί θα πρέπει να αντιμετωπίζονται όπως και απλοί προμηθευτές και όχι σαν ένα σύνολο από ξεχωριστούς παραγωγούς.
- Η χορήγηση και σύναψη μακρόπνοων συμβολαίων μεταξύ των διάφορων εμπλεκόμενων εταιριών.

Προκειμένου να ελαττωθεί το θεσμικό ρίσκο της αγοράς θα πρέπει ενδεικτικά να συμβούν τα εξής:

- Να καθοριστούν οι περιορισμοί που θα διέπουν την δημιουργία νέων υποδομών. Οι εταιρίες που εκπονούν τα διάφορα προγράμματα υπόκεινται σε ρίσκα και κινδύνους που μπορούν να τις οδηγήσουν στην παραχώρηση του δικαιώματος εκμετάλλευσης των έργων που κατασκεύασαν σε άλλες εταιρίες. Το γεγονός αυτό θα πρέπει να αναγνωρισθεί από τους ρυθμιστές της αγοράς ώστε να παρέχουν κατ' εξαίρεση άδειες για την δραστηριοποίηση τρίτων εταιριών σύμφωνα πάντα με τους κανόνες λειτουργίας της εκάστοτε αγοράς χωρίς βέβαια να γίνεται κατάχρηση αυτής της δυνατότητας.
- Η εισαγωγή νέων περιορισμών να γίνει πιο «προβλέψιμη» αφού η αβεβαιότητα σε αυτόν τον τομέα οδηγεί πολλούς επενδυτές σε καθυστερήσεις. Προς αυτή την κατεύθυνση οι διάφορες κυβερνήσεις θα πρέπει να ξεκαθαρίσουν και να κοινοποιήσουν την στρατηγική τους σε μακροπρόθεσμο επίπεδο.

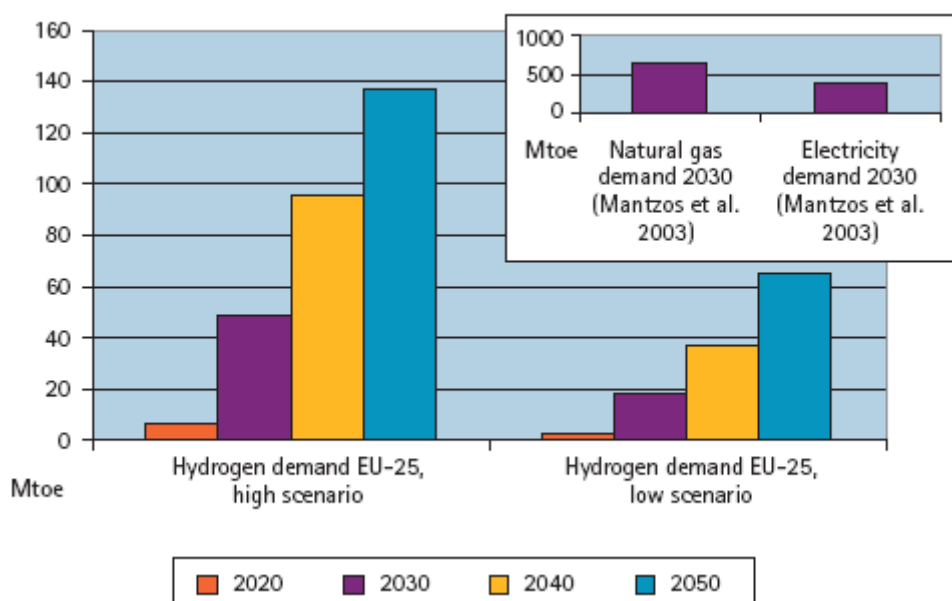
Τέλος, όσον αφορά το πολιτικό ρίσκο και τον περιορισμό αυτού, οι ενέργειες που εκτιμάται ότι θα συνεισφέρουν προς την κατεύθυνση αυτή είναι:

- Η άρση των διαφόρων νομικών εμποδίων που δυσχεραίνουν την ανάπτυξη νέων έργων, κάτι που παρουσιάζεται, συνήθως, στην κατασκευή των τερματικών εγκαταστάσεων του φυσικού αερίου.
- Η οικονομική υποστήριξη σε πρώτης προτεραιότητας έργα με την παροχή θεσμικών δανείων (institutional loans) και κυβερνητικών εγγυήσεων.
- Η αξιοποίηση των υπαρχόντων και ίδρυση νέων αναγνωρισμένων οργανισμών για την διευθέτηση των τυχουσών διενέξεων. Με αυτό τον τρόπο, αναπτύσσεται το αίσθημα

ασφάλειας των διαφόρων επενδυτών. Έτσι, η Ε.Ε. θα πρέπει να υποστηρίξει ενέργειες της Energy Charter Treaty¹⁵⁾ και άλλων διεθνών οργανισμών.

- Η ανάπτυξη και η προώθηση του διαλόγου μεταξύ των διαφόρων χωρών προκειμένου να εδραιωθεί η διεθνής σταθερότητα και η εμπιστοσύνη ανάμεσα στις χώρες – εισαγωγείς, στις χώρες – παραγωγούς και στις χώρες – μεσάζοντες.

Στο παρακάτω σχήμα διακρίνονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν για το υδρογόνο σε αντιπαράθεση με αυτά (επίσημα σενάρια της Ευρωπαϊκής Επιτροπής) του φυσικού αερίου και του ηλεκτρισμού.



Εικόνα 2. 13 Πρόβλεψη ζήτησης υδρογόνου το 2020, 2030, 2040, 2050 (πηγή project report ENCOURAGED)

Σε κάθε περίπτωση η ζήτηση για υδρογόνο είναι σημαντικά μικρότερη από τη ζήτηση για φυσικό αέριο και ηλεκτρισμό.

2.1.4.2 Ηλεκτρική Ενέργεια

Τα κύρια συμπεράσματα της μελέτης συνοψίζονται στα εξής:

- *Ανάγκη για εγκατάσταση νέας μεταφορικής ικανότητας μεταξύ Τουρκίας και νοτιοανατολικής Ευρώπης.* Προβλέπονται μεγάλες εξαγωγές από την Τουρκία και κάλυψη του 85 – 100 % της χωρητικότητας της ενεργειακής σύνδεσης. Τα επόμενα χρόνια αναμένεται η εγκατάσταση χωρητικότητας/ικανότητας μεταφοράς 2000MW. Η εγκατάσταση δικτύου 5000MW εναλλασσόμενου ρεύματος με εναέριες γραμμές είναι

¹⁵ Αποτελεί μία διεθνή συμφωνία για την ενσωμάτωση των ενεργειακών συστημάτων της πρώην ΕΣΣΔ και της ανατολικής Ευρώπης μετά τη λήξη του ψυχρού πολέμου στην ευρύτερη αγορά της Ευρώπης αλλά και ολόκληρου του κόσμου. Το 1991 στη Λισαβόνα πραγματοποιήθηκε η διακήρυξη των αρχών της, υπογράφηκε το 1994 μαζί με ένα πρωτόκολλο που αφορούσε το περιβάλλον και την ενεργειακή αποδοτικότητα και τέθηκε σε εφαρμογή τον Απρίλιο του 1998. (21)

οικονομικά αποδοτική μακροπρόθεσμα. Το κόστος κάθε σύνδεσης υπολογίζεται στα 70 εκατομμύρια ευρώ.

- *Ανάγκη νέας σύνδεσης μεταξύ Β. Αφρικής και Ν. Ευρώπης.* Παρά το υψηλό κόστος υλοποίησης (400 εκατομμύρια ευρώ για κάθε υποθαλάσσια σύνδεση 1000 MW), οι αναμενόμενες εξαγωγές από την Β. Αφρική, οι οποίες εκτιμώνται να καλύψουν το 90 – 100 % της εγκατεστημένης ικανότητας των γραμμών, κάνουν ελκυστική την υλοποίηση μιας τέτοιας σύνδεσης. Η υφιστάμενη ικανότητα ανέρχεται στα 800MW ενώ θα μπορούσε να δικαιολογηθεί η επέκταση της ικανότητας ακόμα και στα 5000 MW. Απαραίτητο, όμως, είναι οι χώρες της Β. Αφρικής να υλοποιήσουν τα σχέδια για τον τριπλασιασμό της παραγωγής τους το διάστημα 2005 – 2030, όπως επίσης να εγκατασταθούν κατάλληλοι μηχανισμοί για τις διασυνοριακές συναλλαγές (sound operational mechanisms for cross – border transactions).
- *Αναμένεται αμφίδρομη συναλλαγή ηλεκτρισμού στο ανατολικό σύνορο της Ευρώπης.* Η σύνδεση του UCTE με την Ουκρανία και την Λευκορωσία καθώς και των τελευταίων με τη Ρωσία προβλέπεται να δοκιμαστεί εξαιτίας των μεγάλων συναλλαγών (40TWh/έτος). Το ίδιο αναμένεται να συμβεί και στα σύνορα της Ρωσίας με τις Βαλτικές χώρες και με την Φιλανδία (30TWh/έτος). Σημειώνεται ότι οι συναλλαγές αυτές χαρακτηρίζονται από σημαντική εποχικότητα. Τις ψυχρές περιόδους το UCTE και το NORDEL αναμένεται να τροφοδοτεί το σύστημα IPS/UPS με ενέργεια για την κάλυψη των αιχμών στη Ρωσία και στην Ουκρανία αλλά και για την περιορισμένη εκμετάλλευση απαρχαιωμένων εγκαταστάσεων παραγωγής. Έτσι η ενίσχυση του δικτύου θα πρέπει να γίνει και προς τις 2 κατευθύνσεις ροής του ηλεκτρισμού. Η αβεβαιότητα που υπάρχει στην πορεία ανάπτυξης της Ρωσίας μεταφέρεται και στην κατεύθυνση της ροής της ηλεκτρικής ενέργειας. Αν η Ρωσία εξακολουθήσει να μην επενδύει στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και αν η τιμή του φυσικού αερίου ανέβει κι άλλο, το μεγαλύτερο ποσοστό των συναλλαγών εκτιμάται ότι θα έχει κατεύθυνση προς την Ρωσία. Έτσι, η ανάγκη και η οικονομική αποδοτικότητα μιας επέκτασης της υφιστάμενης ικανότητας των 5100 MW δεν μπορεί να ξεκαθαριστεί πλήρως.
 - *Ανάγκη σύνδεσης με τις χώρες – νησιά της Μεσογείου.* Η ανάλυση με τη βοήθεια του μοντέλου υπέδειξε την ανάγκη σύνδεσης Κύπρου – Τουρκίας (500 MW) και Μάλτας – Ιταλίας (300MW). Ωστόσο οι συνδέσεις αυτές χρήζουν σίγουρα περαιτέρω διερεύνησης.

Όσον αφορά το ύψος των επενδύσεων, τα αποτελέσματα της μελέτης προέκριναν τις παρακάτω συνδέσεις ως τις πιο εύρωστες οικονομικά:

- Επένδυση τουλάχιστον 300 εκατομμυρίων ευρώ για την υλοποίηση 4 νέων γραμμών AC που θα συνδέουν την Τουρκία με την Ε.Ε.
- Δαπάνη 2 δισεκατομμύρια ευρώ για την κατασκευή 4 υποθαλάσσιων γραμμών υψηλής τάσης DC (HVDC) που θα συνδέουν την Β. Αφρική με την Ν. Ευρώπη (1000MW η κάθε γραμμή).
- Υλοποίηση HVDC υποθαλάσσια σύνδεσης Τουρκίας – Κύπρου εκτιμώμενου κόστους 200 εκατομμυρίων ευρώ.

Τονίζεται ότι οι επενδύσεις που αποτελούν το πρώτο βήμα για την σύνδεση χωρών της Ανατολικής Ευρώπης και του UCTE δεν ποσοτικοποιήθηκαν αφού το ύψος των επενδύσεων αυτών εξαρτάται άμεσα από την τεχνολογική λύση που θα υιοθετηθεί.

Προβλήματα διασύνδεσης

Διάφορα είναι τα προβλήματα που δυσχεραίνουν την πραγματοποίηση των νέων συνδέσεων. Μεταξύ Τουρκίας και νοτιοανατολικής Ευρώπης το πρόβλημα είναι κυρίως τεχνικό (Η Τουρκία θα πρέπει να προσαρμοστεί στα πρότυπα του UCTE κυρίως όσον αφορά τον έλεγχο της συχνότητας). Στο νότιο σύνορο της Ευρώπης με την Β. Αφρική, παρόλο που το ενδιαφέρον για την διασύνδεση είναι δεδομένο, το υψηλό κόστος υλοποίησης και οι πιθανές συνέπειες που θα έχει στην φορολογία των κρατών (προκειμένου να συγκεντρωθούν τα απαραίτητα κεφάλαια για την υλοποίηση των απαιτούμενων επενδύσεων) αποτελεί τροχοπέδη. Αυτός είναι και ο λόγος (η αβεβαιότητα που υπεισέρχεται) για τον οποίο η Red Electrica de Espana και η Terna Rete Elettrica Nazionale (Ιταλία) δεν περιλαμβάνουν στα πλάνα τους την σύνδεση με την Αφρική. Ως εναλλακτικό, και πιθανότατα εφικτό σχέδιο, προωθείται η εμπορική προσέγγιση του ζητήματος με την ανάληψη ιδιωτικής πρωτοβουλίας. Όσον αφορά το ανατολικό σύνορο της Ε.Ε., το μεγαλύτερο τεχνικό πρόβλημα είναι η ασύγχρονη λειτουργία των συστημάτων των IPS/UPS, UCTE και NORDEL. Η διευθέτηση του ζητήματος απαιτεί την πραγματοποίηση σχετικά μεγάλων επενδύσεων η κατανομή των οποίων ανάμεσα στις σχετιζόμενες χώρες αποτελεί ακόμα αντικείμενο συζήτησης.

Τέλος, η έλλειψη ενός σταθερού και συνεκτικού νομικού πλαισίου που θα διέπει τις διεθνείς αυτές συνδέσεις αποτελεί ακόμα ένα παράγοντα που μπορεί να επιφέρει και επιφέρει καθυστερήσεις. Επίσης, καθυστερήσεις προκαλούν και οι χρονοβόρες διαδικασίες για την έγκριση ενός έργου που παρατηρείται ότι υπάρχουν.

2.1.4.3 Υδρογόνο

Η μελέτη για το υδρογόνο ως φορέας ενέργειας και της προοπτικής ένταξής του στο ενεργειακό μείγμα της Ευρώπης είχε ως αποτέλεσμα την διεξαγωγή ορισμένων χρήσιμων συμπερασμάτων. Τα συμπεράσματα και οι παρατηρήσεις που εξήχθησαν παρουσιάζονται παρακάτω:

- Η εισαγωγή υδρογόνου αποτελεί ενδιαφέρουσα ιδέα αν η παραγωγή της βασίζεται σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνεισφέροντας με αυτόν τον τρόπο στην εκπλήρωση των στόχων της περιβαλλοντικής πολιτικής της Ε.Ε. Ωστόσο, θα πρέπει να ξεκινήσει αφού πρώτα το υδρογόνο χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στον μεταφορικό τομέα (χρονικά αυτό προσδιορίζεται από το 2015 και μετά). Αρχικά, η εισαγωγή του θα μπορούσε να γίνει από την Νορβηγία και την Ισλανδία. Η εισαγωγή μεγάλων ποσοτήτων αλλά και η εκτενής χρήση των «εγχώριων» ποσοτήτων υδρογόνου θα πρέπει να ξεκινήσει αφού η διείσδυσή του στις μεταφορές είναι σημαντική. Κάτι τέτοιο (περισσότερο από το 10% του στόλου της Ευρώπης) αναμένεται να συμβεί μεταξύ 2030 – 2040.
- Ακόμα και με την χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ως πρώτη ύλη στην παραγωγή, το κόστος διάθεσής από αρκετούς διαδρόμους εκτιμάται ότι θα είναι διπλάσιο από αυτό της βενζίνης. Η υλοποίηση των σχεδίων για το υδρογόνο θα είναι εφικτή μόνο αν υπάρξουν συνθήκες παρόμοιες με αυτές που ισχύουν για τα βιοκαύσιμα όσον αφορά το ευνοϊκό νομοθετικό πλαίσιο και τα μέτρα προώθησης των τελευταίων (π.χ. επιδοτήσεις
- Η οικονομική λειτουργία των διαδρομών του υδρογόνου, επηρεάζεται από το κόστος μεταφοράς του κατά ένα μεγάλο βαθμό. Από τη μελέτη προέκυψε ότι η παραγωγή υδρογόνου στην Ισλανδία (πρώτη ύλη η γεωθερμική ή υδραυλική ενέργεια) έχει το μικρότερο κόστος και τα λιγότερα προβλήματα. Στη συνέχεια, πιο ελκυστική είναι η παραγωγή υδρογόνου από την υδραυλική ενέργεια της Ρουμανίας και της Νορβηγίας.

Για την παραγωγή από την αιολική και ηλιακή ενέργεια της Β. Αφρικής το πρόβλημα εντοπίζεται στο υψηλό κόστος παραγωγής του. Τέλος, η παραγωγή υδρογόνου στην Τουρκία, στην Ρουμανία, και στην Βουλγαρία, με πρώτη ύλη την βιομάζα, έχει επίσης χαμηλό κόστος. Ωστόσο, διάφορες εναλλακτικές προτάσεις για παραγωγή ενέργειας στις χώρες αυτές επισκιάζουν την προοπτική της παραγωγής υδρογόνου από βιομάζα.

- Η χρήση πυρηνικών στην παραγωγή υδρογόνου περιορίζεται από το γεγονός ότι η μεταφορά ουρανίου (εμπλουτισμένου ή όχι) είναι φθηνότερη από την μεταφορά υδρογόνου. Εξάλλου, πολλές χώρες φέρουν σοβαρές αντιρρήσεις στην χρήση των πυρηνικών.
- Η ενεργειακή πυκνότητα του υδρογόνου είναι μικρή σε σχέση με τον άνθρακα, τα πυρηνικά και το φυσικό αέριο με ότι αυτό συνεπάγεται (22).
- Δεν πρέπει να αποκλειστεί η χρήση της ωκεάνιας υδραυλικής ενέργειας και των παραθαλάσσιων ανέμων της Β. Αφρικής στην παραγωγή του υδρογόνου.

2.2 ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ EXTERNALITIES OF ENERGY

2.2.1 Εισαγωγή

Τις τελευταίες δύο δεκαετίες, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει υποστηρίξει και χρηματοδοτήσει την ανάπτυξη και εφαρμογή μιας αξιόπιστης μεθόδου για τον υπολογισμό των εξωτερικών κοστών του ενεργειακού τομέα. Αποτέλεσμα των ενεργειών αυτών της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, είναι το ExternE (Externalities of Energy). Στα πλαίσια του ExternE, αναπτύχθηκε και στη συνέχεια βελτιώθηκε ο προσδιορισμός των εξωτερικών κοστών του ηλεκτρισμού, της παραγωγής θερμότητας και του μεταφορικού τομέα με τη βοήθεια μιας μεθοδολογίας που ονομάστηκε μονοπάτι των επιπτώσεων (impact pathway methodology).

Το ευρωπαϊκό αυτό πρόγραμμα, ξεκίνησε το 1991 και αρχικά τα αποτελέσματά του ήταν προϊόν συνεργασίας της Ε.Ε. με τις Η.Π.Α.(23). Έτσι, αναπτύχθηκε μια μεθοδολογία για τον αναλυτικό προσδιορισμό των εξωτερικών κοστών του λιθάνθρακα, του λιγνίτη, του πετρελαίου, του φυσικού αερίου, των πυρηνικών, της αιολικής και της υδραυλικής ενέργειας. Την περίοδο 1996 – 1997, το πρόγραμμα εισήλθε σε νέα φάση περιοριζόμενο μόνο στις χώρες της Ε.Ε., με εξαίρεση το Λουξεμβούργο, αλλά και την Νορβηγία που αποτέλεσε την μοναδική χώρα εκτός Ε.Ε. που μελετήθηκε. Από τότε μέχρι σήμερα, η ανάλυση του μονοπατιού των διαφόρων επιπτώσεων, έχει εμπλουτιστεί και επεκταθεί. Με τις βελτιώσεις που έγιναν, μελετήθηκαν οι επιπτώσεις της ανθρώπινης δραστηριότητας – που σχετίζεται με τον ενεργειακό τομέα– στο έδαφος, στο νερό, στην ανθρώπινη υγεία και στο φαινόμενο της ανόδου της θερμοκρασίας του πλανήτη.

2.2.2 Στόχος

Οι ανθρώπινες δραστηριότητες προκαλούν μεταβολές όχι μόνο σε οικονομικό επίπεδο, αλλά και σε τομείς όπως η ανθρώπινη υγεία, η περιβαλλοντική ισορροπία κ.α. Στις περισσότερες των περιπτώσεων, ο αντίκτυπος αυτός δεν λαμβάνεται υπόψη στην διαμόρφωση των τιμών των προϊόντων. Με άλλα λόγια στην τιμή ενός προϊόντος δεν περιλαμβάνεται κατά κανόνα το κόστος που προκύπτει από πιθανή επιβάρυνση της ανθρώπινης υγείας.

Προκειμένου να πραγματοποιηθεί ενσωμάτωση αυτών των συνεπειών στην τιμή πώλησης, θα πρέπει πρώτα να εκτιμηθεί το μέγεθός τους και στη συνέχεια να μετουσιωθεί σε νομισματικές

μονάδες. Αυτό αποτελεί σε γενικές γραμμές και τον σκοπό ύπαρξης του προγράμματος τις τελευταίες δύο δεκαετίες.

External cost ή externality ή εξωτερικό κόστος λέμε ότι εγείρεται όταν οι κοινωνικο – οικονομικές δραστηριότητες μιας ομάδας ατόμων επηρεάζουν κάποια άλλη ενώ ταυτόχρονα ο αντίκτυπος που επιφέρεται δεν λαμβάνεται υπόψη από την πρώτη ομάδα για την αποζημίωση της δεύτερης. Τα externalities δεν προκαλούνται εκούσια (24).

Η επιβάρυνση της ανθρώπινης υγείας και του περιβάλλοντος, μπορεί να συμπεριληφθεί στην τιμή πώλησης μέσω ενός επιπρόσθετου χρηματικού ποσού π.χ. μέσω θέσπισης «οικολογικών» φόρων. Στην περίπτωση του ηλεκτρισμού για παράδειγμα, σε αρκετές χώρες της Ε.Ε. οι αέριοι ρύποι από την ηλεκτροπαραγωγή (π.χ. SO₂) προκαλούν φθορές στα οικοδομικά υλικά και επιβαρύνουν την υγεία. Τα εξωτερικά αυτά κόστη θα μπορούσαν να ληφθούν υπόψη με την επιβάρυνση των λογαριασμών με ένα πόσο κάποιων cents ανά kWh. Ακόμη, προκειμένου να αμβλυνθεί το πρόβλημα θα μπορούσαν να προωθηθούν «καθαρότερες» λύσεις και τεχνολογίες. Με τη χρήση των εξωτερικών κοστών, η υιοθέτηση των περιβαλλοντικά φιλικότερων λύσεων ενισχύεται καθώς τα εξωτερικά κόστη μπορεί να συμπεριληφθούν στις αναλύσεις κόστους ωφέλειας¹⁶.

Πιο αναλυτικά, με τη μέθοδο που αναπτύχθηκε στα πλαίσια του προγράμματος, μελετώνται θέματα όπως η ανάπτυξη exposure – response συναρτήσεων για τις συνέπειες που προκαλεί η ατμοσφαιρική ρύπανση στην ανθρώπινη υγεία, η μετατροπή των συνεπειών σε νομισματικές μονάδες. Μελετώνται τα πιθανά ατυχήματα που μπορεί να συμβούν κατά μήκος όλης της αλυσίδας του ενεργειακού εφοδιασμού και αξιολογούνται μεταβολές όπως η παγκόσμια άνοδος της θερμοκρασίας, η οξύνιση¹⁷ και ο ευτροφισμός¹⁸.

2.2.3 Μεθοδολογία

Οι βασικοί πυλώνες – βήματα στους οποίους στηρίζεται η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στα πλαίσια του προγράμματος είναι:

1. Προσδιορισμός και ανάλυση της δραστηριότητας και του σεναρίου στο οποίο αυτή εντάσσεται. Καθορισμός των σημαντικότερων κατηγοριών όσον αφορά τις επιθυμητές συνέπειες και μέσω αυτών των εξωτερικών κοστών.
2. Εκτίμηση των συνεπειών που αφορούν την υλική υπόσταση (physical impact). Οι συνέπειες που οφείλονται σε μια δραστηριότητα, προκύπτουν από τη διαφορά που υπάρχει μεταξύ της λίστας των συνεπειών του σεναρίου στο οποίο εκτελείται η συγκεκριμένη δραστηριότητα και της αντίστοιχης λίστας του σεναρίου στο οποίο η δραστηριότητα απουσιάζει.
3. Μετατροπή των συνεπειών σε νομισματικές μονάδες.

¹⁶ Cost benefit analysis: Ανάλυση κόστους οφέλους. Αποτελεί μια τεχνική αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων. Ως όφελος ορίζεται κάθε κέρδος σε χρησιμότητα και ως κόστος κάθε απώλεια χρησιμότητας μετρημένη σε κόστος ευκαιρίας του επενδυτικού σχεδίου. Το όφελος δεν μπορεί να μετρηθεί σε χρηματικές τιμές αφού δεν είναι δυνατό π.χ. να μετρήσουμε το όφελος από τον καθαρό αέρα, την καθαρή θάλασσα κλπ. Για το σκοπό αυτό το όφελος μετριέται με σκιώδεις τιμές (shadow prices) που θα προκύψουν από τις τιμές που επικρατούν σε μια φανταστική αντιπροσωπευτική αγορά (surrogate market) που κατασκευάζεται για τον σκοπό αυτό.

¹⁷ Φαινόμενο κατά το οποίο το pH του περιβάλλοντος (ο όρος αναφέρεται κυρίως στα νερά των ωκεανών) ελαττώνεται και γίνεται πιο όξινο εξαιτίας της αύξησης της ποσότητας CO₂ που απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα.(25)

¹⁸ Φαινόμενο κατά το οποίο αυξάνονται υπέρμετρα οι παραγωγοί των υδάτινων οικοσυστημάτων λόγω αύξησης της συγκέντρωσης σε αυτά των θρεπτικών ουσιών (φωσφορικές και αζωτούχες ενώσεις).(26)

4. Αξιολόγηση αβεβαιοτήτων και ανάλυση ευαισθησίας.
5. Ανάλυση αποτελεσμάτων και καταγραφή αποτελεσμάτων.

Όπως προαναφέρθηκε, βασικός στόχος της μεθοδολογίας είναι η κάλυψη όλων των μη αμελητέων προβλημάτων που προκύπτουν από την ανθρώπινη δραστηριότητα. Η ανάγκη για διεύρυνση της λίστας των προβλημάτων εξαιτίας νέων επιστημονικών δεδομένων και οι διάφορες αβεβαιότητες που υπεισέρχονται, υπαγορεύουν την συνέχιση της έρευνας ώστε τα παραπάνω να συρρικνωθούν στο μέγιστο δυνατό βαθμό.

Μέχρι σήμερα, οι διάφορες επιβαρύνσεις κατατάσσονται στις παρακάτω κατηγορίες:

1. Περιβαλλοντικές συνέπειες που προκαλούνται από μικροσκοπικά κομμάτια ύλης ή ενέργειας (θόρυβος, ακτινοβολία, θερμότητα) στο νερό, στον αέρα και στο έδαφος.
2. Συνέπειες που επιβαρύνουν το παγκόσμιο πρόβλημα της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη. Στο σημείο αυτό όταν η ζημιά είναι ποσοτικά προσδιορίσιμη υπολογίζεται και αποτιμάται ενώ όταν υπάρχει μεγάλος βαθμός αβεβαιότητας και αρκετά κενά στην γνώση των διαφόρων μηχανισμών, υιοθετείται η μέθοδος υπολογισμού του κόστους προς αποφυγή (avoidable cost¹⁹).
3. Ατυχήματα. Υπάρχει διάκριση μεταξύ των συνεπειών που αφορούν δημόσιο ρίσκο, εργατικό ρίσκο και ρίσκο δυστυχήματος. Τα δημόσια ρίσκα μπορούν να αξιολογηθούν υπολογίζοντας τη ζημιά και πολλαπλασιάζοντας την με την πιθανότητα να συμβούν. Σημειώνεται ότι ακόμα και αν η αναμενόμενη τιμή είναι ίδια καταστάσεις όπου μικρό ρίσκο συνοδεύεται από υψηλό αντίτιμο είναι πιο προβληματικές από καταστάσεις όπου συμβαίνει το αντίθετο. Ακόμα και σήμερα απαιτείται η ανάπτυξη μεθόδου αποτελεσματικής αντιμετώπισης τέτοιας μορφής προβλημάτων.

Κατά κύριο λόγο, η μελέτη ερευνά και καταγράφει τις συνέπειες της ανθρώπινης δραστηριότητας στο περιβάλλον και την υγεία. Όσον αφορά το περιβάλλον, η λίστα των επιβαρύνσεων συνεχώς ανανεώνεται και διευρύνεται. Οι κύριες κατηγορίες των επιβαρύνσεων είναι οι συνέπειες στην ανθρώπινη υγεία, οι ζημιές που προκαλούνται στην γεωργική καλλιέργεια και οι φθορές των υλικών.

Ακόμα, μελετώνται και αναλύονται, όπως προαναφέρθηκε, οι μεταβολές που προκαλούνται από την παγκόσμια άνοδο της θερμοκρασίας που οφείλεται στην ανεξέλεγκτη εκπομπή των αέριων του θερμοκηπίου. Η εκτίμηση των συνεπειών από την άνοδο της θερμοκρασίας πραγματοποιείται σε παγκόσμιο επίπεδο και ως εκ τούτου, ο βαθμός αβεβαιότητας στα αποτελέσματα είναι πολύ μεγαλύτερος σε σχέση με τις άλλες κατηγορίες.

Στον παρακάτω πίνακα διακρίνονται οι ρύποι και γενικά οι ουσίες που επηρεάζουν την ανθρώπινη δραστηριότητα, ο τομέας που επηρεάζεται και ο τρόπος με τον οποίο επηρεάζεται.

¹⁹ Το κόστος το οποίο λογιστικά θεωρείται ότι μπορεί ν' αποφευχθεί εφόσον ανασταλούν ή συγχωνευθούν ορισμένες παραγωγικές δραστηριότητες ή διοικητικές λειτουργίες μιας εταιρίας.

Αντικείμενο επιβάρυνσης	Ρύπος/Οχληση	Επιβάρυνση
Ανθρώπινη υγεία– Θνησιμότητα	PM ₁₀ ²⁰ (20),SO ₂ , NO _x ²¹ (21), O ₃	Μείωση του προσδόκιμου επιβίωσης
	As, Cd, Cr, Ni,Βενζίνη, Βενζολικός –[a]–πυρήνας (Benzo–[a]–pyrene) 1,3–βουταδιένιο Diesel μόρια	Νεοπλασίες
Κίνδυνοι ατυχήματος	Κίνδυνος θανάτου από ατυχήματα στο χώρο δουλειάς ή τροχαία ατυχήματα	Κίνδυνοι ατυχήματος
Ανθρώπινη Υγεία	PM ₁₀ , O ₃ , SO ₂	Αναπνευστικά προβλήματα
	PM ₁₀ , O ₃	Περιορισμένη δραστηριότητα (μέρες)
	PM ₁₀ , CO	Καρδιακή συμφόρηση και ανακοπή
	Βενζίνη, Βενζολικός –[a]– πυρήνας (Benzo–[a]– pyrene) 1,3–βουταδιένιο Diesel μόρια	Αυξημένος κίνδυνος για ανάπτυξη καρκινωμάτων
	PM ₁₀	Εισαγωγή σε νοσοκομείο λόγω εγκεφαλο–αγγειακών αιτιάσεων Χρόνιες βρογχίτιδες Χρόνιος βήχας (παιδιά) Βήχας σε άτομα με άσθμα Ήπια αναπνευστικά συμπτώματα
	Pb	Τοξικότητα στα νεύρα (μείωση δείκτη νοημοσύνης)
	O ₃	Κρίσεις άσθματος
	Θόρυβος	Οξύ έμφραγμα του μυοκαρδίου Στηθάγχη Υπέρταση Διαταράξεις ύπνου
	Κίνδυνος ατυχήματος	Κίνδυνος τραυματισμών από τροχαία ή εργατικά ατυχήματα
Οικοδομικά Υλικά	SO ₂ Διαρροή οξέως	Γήρανση γαλβανισμένου χάλυβα, ασβεστόλιθου, κονιάματος, βαφής, επιχρίσματος
	Καύση μορίων	Ρύπανση κτιρίων
Καλλιέργειες	NO _x , SO ₂	Μεταβολή εσοδείας σίτου, κριθαριού, σικάλεως, βρώμης, πατάτας, σακχαρότευτλων
	O ₃	Μεταβολή εσοδείας σίτου, κριθαριού, σικάλεως,

²⁰ Σωματίδια ύλης με διάμετρο μικρότερη των 10μm.(27)

²¹ Οξείδια του αζώτου

Αντικείμενο επιβάρυνσης	Ρύπος/Οχληση	Επιβάρυνση
		βρώμης, πατάτας, ρυζιού, καπνού, ηλιόσπορων
	Διαρροή οξέος	Αυξημένη ανάγκη για ασβέστομα
Παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, N, S	Επιπτώσεις στη θνησιμότητα, στη νοσηρότητα, σε παράκτιες περιοχές, στην γεωργία, στην ζήτηση ενέργειας και οικονομικές επιπτώσεις εξαιτίας της αλλαγής της θερμοκρασίας και της ανόδου της στάθμης της θάλασσας
Διαταραχή γαλήνης	Θόρυβος	Διαταραχή της γαλήνης από την έκθεση σε θόρυβο
Οικοσυστήματα	Διαρροή οξέος, Μεταβολές στα επίπεδα αζώτου	Οξύνιση και ευτροφισμός)

Πίνακας 2. 2 Είδη ρύπων και επιβάρυνση που προκαλούν (πηγή <http://www.externe.info/>)

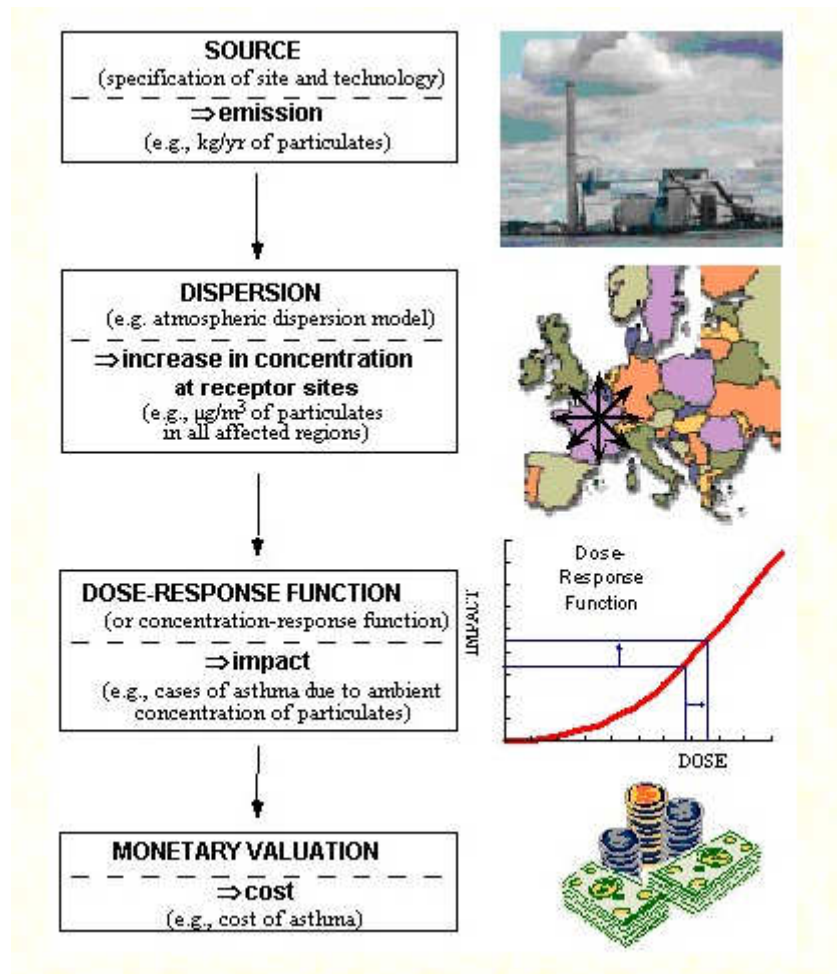
Η προσεγγιστική μέθοδος που αναπτύχθηκε για τον προσδιορισμό της πορείας που διανύουν οι επιβαρύνσεις που προκύπτουν από την ανθρώπινη δραστηριότητα, εφαρμόζεται με τη βοήθεια ενός λογισμικού που δημιουργήθηκε για τον σκοπό αυτό, του EcoSense. Κατασκευάστηκαν, επίσης, μοντέλα όπου αναπαριστάται η ποιότητα του αέρα, μοντέλα για την εκτίμηση των φθορών με μια βάση δεδομένων με τις σχετικές εισόδους (inputs) για όλη την Ευρώπη.

Η αξιολόγηση των δραστηριοτήτων, πραγματοποιήθηκε μέσω μιας επαγωγικής διαδικασίας κατά την οποία οι περιβαλλοντικές ωφέλειες και τα κόστη υπολογίζονται ακολουθώντας την διαδρομή από τις πηγές των ρύπων διαμέσου της ποιοτικής αλλαγής του αέρα, του νερού και του εδάφους, καταλήγοντας στον υλικό αντίκτυπο. Όλα αυτά προηγούνται της νομισματικής μετατροπής τόσο των ωφελειών όσο και των κοστών.

Η επαγωγική αυτή διαδικασία απαιτεί εξαιρετική λεπτομέρεια, διότι τα εξωτερικά κόστη εξαρτώνται πολύ από τις τοποθεσίες υπολογισμού τους και γιατί πρέπει να υπολογιστούν τα οριακά κόστη και όχι τα μέσα. Θα πρέπει να σημειωθεί, ότι σε παλαιότερες εποχές, η λήψη μιας απόφασης στηριζόταν αποκλειστικά σε top – down²² προσεγγίσεις.

Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνονται τα βασικά βήματα της μεθοδολογίας όπως εφαρμόστηκαν για τις συνέπειες από τους ρύπους.

²² Αναλυτική προσέγγιση για την λήψη επενδυτικών αποφάσεων «από πάνω προς τα κάτω». Εντοπίζονται πρώτα οι μακροοικονομικές τάσεις της οικονομίας και μετά διερευνάται ποιοι τομείς της αγοράς και ποιες επιχειρήσεις θα επωφεληθούν από αυτές.



Εικόνα 2. 14 Βήματα μεθοδολογίας Impact Pathway Approach (πηγή <http://www.externe.info/>)

Αναλυτικότερα, όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω, για κάθε υπολογισμό απαιτούνται δύο σενάρια όσων αφορά τις εκπομπές ρύπων: το περιπτωσιολογικό σενάριο και το σενάριο αναφοράς. Για το τελευταίο το ιστορικό της συγκέντρωσης των ρύπων είναι σημαντικός παράγοντας για ρύπους με μη γραμμικές chemistry ή dose – response συναρτήσεις.

Η διαφορά που προκύπτει ανάμεσα στο σενάριο αναφοράς και το περιπτωσιολογικό σενάριο στην ποιότητα του αέρα συνδυάζεται με συναρτήσεις exposure – response προκειμένου να προκύψουν οι μεταβολές του αντίκτυπου στην δημόσια υγεία, στην καλλιέργεια και στα δομικά υλικά. Εφόσον η ρύπανση ζημιώνει ευρύτερες περιοχές, αφού οι ρύποι μεταφέρονται από τον ένα τόπο στον άλλο, είναι φανερό ότι η μοντελοποίηση θα πρέπει να προσομοιώνει (και το κάνει) τόσο ευρύτερες περιοχές όσο και περιοχές σε μικρότερη τοπική κλίμακα. Με το NewExt, δηλαδή την σύγχρονη περίοδο ζωής του ExternE, δεν μελετάται μόνο η ατμοσφαιρική ρύπανση αλλά και η ρύπανση του υδάτινου ορίζοντα και του εδάφους. Επιπλέον, μελετώνται η έκθεση σε βαρέα μέταλλα και άλλες σημαντικές οργανικές ουσίες (διοξίνες) που σωρεύονται στο νερό και στο έδαφος και εισέρχονται μέσω αυτών στην τροφική αλυσίδα.

Το επόμενο βήμα, συνίσταται στην χρήση exposure – response μοντέλων για να προκύψουν οι συνέπειες που αφορούν την υλική υπόσταση (physical impacts) ανάλογα με το επίπεδο των ρύπων και τα δεδομένα που διατίθενται.

Τέλος οι συνέπειες που αποκομίστηκαν στο προηγούμενο βήμα μετατρέπονται σε νομισματικές μονάδες. Όσον αφορά τις καλλιέργειες και τα υλικά, αυτό γίνεται μέσω τιμών αγοράς ενώ όσον αφορά την ανθρώπινη υγεία μέσω απωλειών στην ευημερία του ανθρώπου (losses of welfare²³). Στο συγκεκριμένο ερευνητικό πρόγραμμα, οι νομισματικές αξίες εκτιμήθηκαν με τη βοήθεια ομάδας ειδικών (experts). Ακόμα και σήμερα, πραγματοποιούνται συνεχώς νέες αναλύσεις και μελέτες για τον καλύτερο προσδιορισμό των νομισματικών αξιών και προκύπτουν νέα πιο εύρωστα και αξιόπιστα αποτελέσματα. Σε ορισμένες περιπτώσεις όπου η αβεβαιότητα είναι μεγάλη υπολογίζονται τα κόστη προς αποφυγήν.

2.2.4 Αποτελέσματα

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται συνοπτικά τα εξωτερικά κόστη που υπολογίστηκαν στα πλαίσια της μελέτης ExternE national implementation project. Τα αποτελέσματα αφορούν τεχνολογίες της περιόδου 1990 – 1995 και έχουν προκύψει με βάση την μέθοδο που είχε αναπτυχθεί την περίοδο αυτή.

External costs for electricity production in the EU (in EUR-cent per kWh^{})**

Country	Coal & lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind
AUT				1-3		2-3	0.1		
BE	4-15			1-2	0.5				
DE	3-8		5-8	1-2	0.2	3		0.6	0.05
DK	4-7			2-3		1			0.1
ES	5-8			1-2		3-5*			0.2
FI	2-4	2-5				1			
FR	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1		
GR	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25
IE	6-8	3-4							
IT			3-6	2-3			0.3		
NL	3-4			1-2	0.7	0.5			
NO				1-2		0.2	0.2		0-0.25
PT	4-7			1-2		1-2	0.03		
SE	2-4					0.3	0-0.7		
UK	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15

* : biomass co-fired with lignites
 ** : sub-total of quantifiable externalities
 (such as global warming, public health, occupational health, material damage)

Πίνακας 2.3 Εξωτερικά κόστη για την ηλεκτροπαραγωγή από διάφορες πηγές ενέργειας στην Ε.Ε. των 15 όπως υπολογίστηκαν την περίοδο 1990 – 1995. (πηγή <http://www.externe.info/>)

²³ Ευημερία στα οικονομικά εννοείται η μετρήσιμη ικανοποίηση του κοινωνικού συνόλου (καταναλωτή, παραγωγού κλπ.) από το προϊόν της παραγωγικής διαδικασίας. Η ευημερία ως συνολικό μέγεθος είναι ιδιαίτερα δύσκολο να μετρηθεί σε απόλυτα μεγέθη, καθώς μια σειρά μεγεθών όπως η ευημερία που προκύπτει από την εκπαίδευση, την προστασία του περιβάλλοντος κ.α. δεν μπορεί να εκτιμηθεί

2.3 ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ NEW ENERGY EXTERNALITIES DEVELOPMENTS FOR SUSTAINABILITY

2.3.1 Εισαγωγή

Το NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) συνιστά ένα ευρωπαϊκό πρόγραμμα το οποίο ξεκίνησε τον Σεπτέμβριο του 2004 και η προβλεπόμενη διάρκειά του είναι 48 μήνες. Στα πλαίσια του NEEDS συνεργάστηκε ένα πλήθος από 66 εταιρίες από 27 διαφορετικές χώρες που εκπροσωπούσαν πανεπιστήμια, ερευνητικά κέντρα, βιομηχανίες και μη κυβερνητικές οργανώσεις. Η μελέτη βρίσκεται υπό την αιγίδα της Γενικής Διεύθυνσης για την έρευνα της Ευρωπαϊκής επιτροπής στα πλαίσια του 6^{ου} προγράμματος στήριξης.

2.3.2 Στόχος

Σκοπό του NEEDS αποτελεί η αξιολόγηση των ωφελειών και των ολικών κοστών (εξωτερικών και άμεσων) που προκύπτουν από τις διάφορες ενεργειακές πολιτικές αλλά και η αξιολόγηση των ενεργειακών συστημάτων τόσο σε εθνικό επίπεδο όσο και σε επίπεδο Ευρώπης. Η μεθοδολογία για τον υπολογισμό των εξωτερικών κοστών που χρησιμοποιείται στη μελέτη Externe, που περιγράφηκε στο κεφάλαιο 3, αποτέλεσε αντικείμενο εξέλιξης στο NEEDS (28).

2.3.3 Μεθοδολογία

Το πρόγραμμα χωρίστηκε σε τρεις φάσεις, καθεμία από τις οποίες αφορά μια συγκεκριμένη περιοχή έρευνας. Αντικείμενο της πρώτης φάσης του NEEDS, αποτέλεσε η βελτίωση της μεθοδολογίας υπολογισμού των εξωτερικών κοστών. Πιο αναλυτικά, κατά την πρώτη φάση του προγράμματος πραγματοποιήθηκε αξιολόγηση του κύκλου ζωής (LCA²⁴→Life Cycle Assessment) νέων ενεργειακών τεχνολογιών, αναπτύχθηκαν νέες και βελτιωμένες μέθοδοι υπολογισμού των εξωτερικών κοστών κατά την ενεργειακή μετατροπή και τέλος υπολογίστηκαν εξωτερικά κόστη που σχετίζονται με την εξαγωγή και την μεταφορά ενέργειας. Στη δεύτερη φάση του προγράμματος, μελετήθηκαν και αναπτύχθηκαν προτάσεις για την στρατηγική που πρέπει να ακολουθηθεί στον ενεργειακό τομέα στην Ε.Ε. Κατά την τελευταία φάση, που δεν έχει ολοκληρωθεί ακόμη, τα διάφορα πορίσματα που προέκυψαν από την μελέτη κοινοποιούνται στους αρμόδιους θεσμικούς φορείς των χωρών της Ε.Ε.

Οι προαναφερθείσες φάσεις στις οποίες χωρίστηκε το NEEDS, διαιρέθηκαν σε περισσότερα κομμάτια προκειμένου να γίνει δυνατός ο έλεγχος της ροής του προγράμματος και η βέλτιστη αποτελεσματικότητά του. Σε κάθε επιμέρους τμήμα της μελέτης χρησιμοποιήθηκε η κατάλληλη μεθοδολογία για να επιτευχθεί ο στόχος που είχε τεθεί.

Έτσι, υιοθετήθηκε ένα νέο μεθοδολογικό πλαίσιο με τον συνδυασμό μεθόδων πρόβλεψης, όπως είναι η μέθοδος technology foresight²⁵ και οι καμπύλες εμπειρίας (experienced curves)²⁶, με

²⁴ Άλλοι όροι με τους οποίους απαντάται είναι life cycle analysis, ecobalance, cradle-to-grave analysis. Είναι η έρευνα και η αξιολόγηση των επιδράσεων ενός δεδομένου προϊόντος ή υπηρεσίας που προκαλείται ή απαιτείται από την ύπαρξή του. Είναι μια διαδικασία – ανάλυση που εστιάζει στις φυσικές ροές (physical) παρά στις νομισματικές.

²⁵ Σύνολο τεχνικών πρόβλεψης της εξέλιξης της τεχνολογίας και της κυρίαρχης τάσης της.(29)

την παραδοσιακή LCA προσέγγιση (στατική και όχι δυναμική). Με την περαιτέρω ανάπτυξη των μεθοδολογιών για τον υπολογισμό των εξωτερικών κοστών χρησιμοποιήθηκαν εκτιμήσεις προκειμένου να αξιολογηθεί η επιβάρυνση που προκαλείται από τα διάφορα στάδια μιας διαδικασίας. Οι παράμετροι που σχετίζονταν με τα εξωτερικά κόστη ταίριαζαν με αυτές των LCA διαδικασιών ώστε να μπορούν να χρησιμοποιηθούν στα ενεργειακά μοντέλα των χωρών της Ε.Ε. Τα μοντέλα που κατασκευάστηκαν, χρησιμοποιούσαν δεδομένα ανοιγμένα σε μέσες τιμές με αποτέλεσμα να υπάρξει απώλεια ακρίβειας, παρά την προσπάθεια εξισορρόπησης της. Επιπλέον, αναπτύχθηκαν νέες μέθοδοι για την ενσωμάτωση μη γραμμικών σχέσεων μεταξύ εκπομπών και εξωτερικών κοστών στα ενεργειακά μοντέλα.

Επίσης, χρησιμοποιήθηκε η γενική μέθοδος impact pathway, που περιγράφηκε στο κεφάλαιο 3 και αναπτύχθηκε στα πλαίσια της μελέτης ExternE. Σε κάθε στάδιο του κύκλου ζωής του εκάστοτε καυσίμου, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ρίσκου για την αξιολόγηση των διάφορων δραστηριοτήτων. Έτσι, σε κάθε δραστηριότητα, με την ανάλυση ρίσκου, αξιολογήθηκαν οι ζημιές και οι επιβαρύνσεις που προκαλούνται, σε κάθε ζημιά και επιβάρυνση εκτιμήθηκε ο αντίκτυπος που προκύπτει και σε κάθε αντίκτυπο η οικονομική συνέπεια. Σημειώνεται, ότι τα εξωτερικά κόστη που υπολογίστηκαν για κάθε χώρα αφορούσαν τα καύσιμα και τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται από αυτές: φυσικά καύσιμα (π.χ. καφέ και μαύρος άνθρακας, λιγνίτης, αργιλικό πετρέλαιο²⁷, φυσικό αέριο, βαριά καύσιμα (heavy fuels), ξύλο), συμπαραγωγή στην Κεντρική Ευρώπη, πυρηνική ενέργεια και σχετικού τύπου Α.Π.Ε. (Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας)

Το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε στο NEEDS βασίστηκε στο μοντέλο TIMES²⁸. Σε αυτό, οι 29 χώρες της Ε.Ε. και οι υπό ένταξη χώρες βρίσκονται σε κατάσταση ισορροπίας όσον αφορά τις συναλλαγές που πραγματοποιούνται μεταξύ τους. Με άλλα λόγια, το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε ήταν ένα οικονομικό μοντέλο μερικής ισορροπίας του ενεργειακού συστήματος της Ε.Ε. Ορισμένα από τα χαρακτηριστικά του ήταν ο μακροπρόθεσμο χρονικός ορίζοντας (2050 με βήμα 5 ετών), η λεπτομερής καταγραφή των τεχνολογιών και των τομέων της τελικής κατανάλωσης (συμπεριλαμβανομένου της ενδογενούς ενημέρωσης σε σχέση με την τεχνολογία). Σημειώνεται ότι ορισμένα από τα χαρακτηριστικά του βελτιώνονται συνεχώς, ακόμα και σήμερα. Μια σημαντική αναβάθμισή του ήταν η εισαγωγή σε αυτό μεθοδολογιών LCA και νέων μεθοδολογιών υπολογισμού εξωτερικών κοστών από την γενίκευση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από τη μελέτη ExternE (παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο). Επίσης, υπολογίστηκε η αβεβαιότητα που υπεισέρχεται από την γενίκευση αυτή.

Στο NEEDS, όπως και σε άλλα ευρωπαϊκά προγράμματα, η επικοινωνία με το «εξωτερικό περιβάλλον» ήταν απαραίτητη τόσο για την συλλογή δεδομένων όσο και για την κοινοποίηση των αποτελεσμάτων, την αξιολόγησή και βελτίωσή τους. Έτσι, υπήρξε επαφή με φορείς που σχετίζονται με την ενεργειακή ζήτηση (βιομηχανία, οικογένειες) και με την ενεργειακή παροχή (εφοδιασμό, παραγωγή, μεταφορά). Ακόμη, υπήρχε ανοικτό κανάλι επικοινωνίας με μη

²⁶ Καμπύλη πείρας ονομάζεται η γραφική αναπαράσταση της μεγαλύτερης αποτελεσματικότητας που αποκτά μια επιχείρηση και η συνακόλουθη μείωση του κόστους παραγωγής ανά μονάδα με την πάροδο του χρόνου

²⁷ Shale oil. Shale: Αργιλικός σχιστόλιθος/σχιστή άργιλος. Συμπαγές κλαστικό ιζηματογενές πέτρωμα ελασματοειδούς υφής σε στρώματα πάχους γενικά από 0,1 έως 0,4 χιλιοστά που αποτελείται από λεπτούς κόκκους αργίλων χαλαζία και πρόσθετων ορυκτολογικών συστατικών. Συμπαγές αργιλικό ιζηματογενές πέτρωμα που παρουσιάζει την ιδιότητα να αποχωρίζεται σχετικά ευχερώς σε λεπτές επιφάνειες παράλληλες προς το επίπεδο στρώσης.(30)

²⁸ Το μοντέλο TIMES αναπτύχθηκε από το Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA) σαν διάδοχος του MARKAL. Το πλεονέκτημα του μοντέλου είναι η δυνατότητα μοντελοποίησης όλου του ενεργειακού συστήματος μιας χώρας, μαζί με τον ηλεκτρισμό από ΑΠΕ, βιομάζα, βιοκαύσιμα, και ανανεώσιμη θερμότητα – ψύξη.(31)

κυβερνητικές οργανώσεις και ιδρύματα (εθνικά και ευρωπαϊκά), με διάφορους ερευνητές και συμβούλους, με υπηρεσίες που σχετίζονται με το περιβάλλον και την ενέργεια και με πολιτικούς ιθύνοντες που είναι οι τελικοί λήπτες αποφάσεων.

Οι προτιμήσεις των συμμετεχόντων χαρτογραφήθηκαν σε συνδυασμό με τα σχέδια που προδιαγράφονταν από την ενεργειακή ζήτηση. Οι χρησιμοποιούμενες ενεργειακές τεχνολογίες αξιολογήθηκαν με κριτήρια βιωσιμότητας και ένα πλήθος άλλων δεικτών που προέκυψαν σε προηγούμενες φάσεις του NEEDS (δείκτες στο πλαίσιο της αξιολόγησης των εξωτερικών κοστών και της εσωτερικοποίησης των διάφορων στρατηγικών αλλά και για να εκμαιευθούν οι προτιμήσεις των συμμετεχόντων).

Η αξιολόγηση διεξήχθη σε επίπεδο μεμονωμένων τεχνολογιών και σε επίπεδο «μειγμάτων» για τον ηλεκτρισμό (τα μείγματα αναφέρονται στις πηγές από τις οποίες προκύπτει ο ηλεκτρισμός κατά την ηλεκτροπαραγωγή). Η ανάλυση για την λήψη αποφάσεων με χρήση πολλών κριτηρίων (multicriteria decision analysis → MCDA²⁹ εφαρμόστηκε για να εκτιμηθούν οι διάφορες επιλογές ενώ η γνώμη των μετόχων χρησιμοποιήθηκε ως ανάδραση στα προτεινόμενα κριτήρια.

2.3.4 Αποτελέσματα

Αναλύθηκαν νέα μονοπάτια επιβαρύνσεων (impact pathways) (π.χ. στο έδαφος, στο νερό κτλ) και νέες επιπτώσεις (π.χ. απώλεια βιοποικιλότητας). Επιπλέον, οι υφιστάμενες μέθοδοι, εργαλεία και δεδομένα, βελτιώθηκαν και κατά συνέπεια ελαττώθηκε η αβεβαιότητα. Οι μεθοδολογίες που αναπτύχθηκαν επέτρεψαν την ενημέρωση της υφιστάμενης βάσης δεδομένων για την αξιολόγηση του κύκλου ζωής των τεχνολογιών με νέες ποσότητες για τις καινούριες ενεργειακές τεχνολογίες διευκολύνοντας έτσι την αξιολόγηση των υπό συζήτηση ενεργειακών στρατηγικών που θα διαμορφώσουν το ενεργειακό σκηνικό μακροπρόθεσμα.

Όσον αφορά την εξαγωγή και μεταφορά ενέργειας, δύο είναι οι καινοτομίες που προέκυψαν σε σχέση με το ExternE. Αρχικά, βελτιώθηκε η αξιολόγηση των δραστηριοτήτων που δεν είχαν, τουλάχιστον επαρκώς, αναλυθεί στο παρελθόν. Τέτοιες είναι εξαγωγή και μεταφορά πετρελαίου και φυσικού αερίου, η μεταφορά ηλεκτρισμού, η μεταφορά υδρογόνου κτλ. Έμφαση δόθηκε στις διαρροές πετρελαίου οι οποίες όταν εμφανίζονται προκαλούν πολύ υψηλά κόστη και μεγάλης κλίμακας ζημιές. Επιπλέον, ενσωματώθηκε στο μοντέλο μια μεθοδολογία διαχείρισης των εξωτερικών κοστών λόγω σημαντικών ατυχημάτων δηλ. μια μεθοδολογία διαχείρισης των πιθανολογικών εξωτερικών κοστών (probabilistic externalities) καθώς επίσης και στοιχείων που συνδέονται με την αποστροφή κινδύνου. Ακόμη, αναπτύχθηκε μια μέθοδος ρεαλιστικής ποσοτικής αξιολόγησης των εξωτερικών κοστών που σχετίζονται με την εξαγωγή και μεταφορά των καυσίμων. Οι προηγούμενες προσπάθειες βασίστηκαν σε μη ρεαλιστικές απλοποιήσεις υποθέτοντας συχνά μία μόνο πηγή καυσίμου. Αντίθετα, στο NEEDS πραγματοποιήθηκε μια περιεκτική και κατά το δυνατόν αντιπροσωπευτική σειρά από περιπτωσιολογικές μελέτες για να μοντελοποιηθεί η παρούσα και η μελλοντική ροή καυσίμων από τις διάφορες πηγές, όλων των περιοχών του κόσμου, στις εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρισμού της E.E.

Επιπλέον, υπολογίστηκαν ενεργειακά εξωτερικά κόστη για τις νέες χώρες μέλη τις E.E., για τις χώρες υπό ένταξη αλλά και για αυτές τις χώρες – συνεργάτες της Μεσογείου. Διαμορφώθηκαν

²⁹ Η ανάλυση MCDA (multicriteria decision analysis) είναι μέθοδος που χρησιμοποιούν οι λήπτες αποφάσεων όταν καλούνται να λάβουν μια απόφαση σε ένα περιβάλλον πολλαπλών διενέξεων και αλληλοσυγκρουόμενων εκτιμήσεων και στόχων. Η MCDA τονίζει τις πιθανές διενέξεις και παράγει έναν τρόπο ώστε να επιτευχθεί ο βέλτιστος δυνατός συμβιβασμός

προτάσεις που σχετίζονται με τα ενεργειακά εξωτερικά κόστη, βασισμένες σε επιστημονική προσέγγιση, για την μελλοντική πολιτική που πρέπει να ακολουθηθεί καθώς και προτάσεις για αποδοτικότερες και βιώσιμες πολιτικές και οικονομίες. Ακόμη, αξιολογήθηκε η πιθανολογούμενη κατανομή στην αγορά, των νέων τεχνολογιών και προέκυψαν προτάσεις για τα μέτρα που πρέπει να υιοθετηθούν ώστε να υποστηριχθούν οι διαφορές εθνικές πολιτικές. Έτσι, δημιουργήθηκε ένα κοινό βασικό πλαίσιο για τον καθορισμό των στρατηγικών της Ε.Ε.

Τέλος, οι τεχνολογίες ιεραρχήθηκαν με βάση το ολικό κόστος (εσωτερικό και εξωτερικό) από τη μία πλευρά, και με βάση την MCDA από την άλλη. Με τον τρόπο αυτό δημιουργήθηκε ένα σύνολο από εύρωστες επιλογές και προτάσεις στην κατεύθυνση της τεχνολογικής βελτίωσης. Επιπλέον, χαρτογραφήθηκε η ευαισθησία της βιωσιμότητας των διαφόρων τεχνολογικών επιλογών και των προτιμήσεων των ενδιαφερόμενων φορέων.

2.4 ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ RENEWABLE ENERGY SOURCES 2020

2.4.1 Εισαγωγή

Η συνεισφορά των Α.Π.Ε. στην πρωτογενή ενέργεια των χωρών της Ε.Ε. επηρεάζει τις τρεις κύριες ευρωπαϊκές προτεραιότητες στον τομέα της ενέργειας: ασφάλεια εφοδιασμού, κλιματική αλλαγή και ανταγωνισμός. Το RES2020, ως σκοπό έχει την καταγραφή και ανάλυση της υφιστάμενης κατάστασης που υπάρχει στον τομέα των Α.Π.Ε. εντός της Ε.Ε. Πέρα από το προηγούμενο, εξαιτίας της πίστης που υπάρχει από πλευράς Ε.Ε. στην προσφορά που μπορεί να έχουν οι Α.Π.Ε. στο ενεργειακό της μίγμα, προτείνονται μέτρα που στοχεύουν στην ενίσχυση του μεριδίου των Α.Π.Ε. στην πρωτογενή ενέργεια των χωρών της Ευρώπης. Το πρόγραμμα αναμένεται να ολοκληρωθεί την 31^η Μαρτίου 2009 (ημερομηνία έναρξης 1^η Οκτώβρη του 2006) (32).

2.4.2 Στόχοι

Οι στόχοι της συγκεκριμένης εργασίας μπορούν να συνοψιστούν στα εξής (33):

- Ανάλυση της κατάστασης που επικρατεί σήμερα στον τομέα των Α.Π.Ε. (εφαρμογή – εγκατάσταση – διείσδυση)
- Καθορισμός των καλύτερων επιλογών για την διαμόρφωση των μελλοντικών πολιτικών όσον αφορά τις Α.Π.Ε.
- Διαμόρφωση εφικτών στόχων από την εφαρμογή των παραπάνω μέτρων.
- Εξέταση των επιπτώσεων που επιφέρονται στην ευρωπαϊκή οικονομία από την επίτευξη των στόχων αυτών.

2.4.3 Μεθοδολογία

Πιο αναλυτικά, το πρόγραμμα χωρίστηκε σε επιμέρους εργασίες για τον καλύτερο συντονισμό και εξέλιξή του. Το πρώτο κομμάτι του προγράμματος αφορούσε θέματα που άπτονται της διαχείρισης της μελέτης, και περιλάμβαναν την διαμόρφωση του πλάνου της μελέτης, τον έλεγχο της προόδου, την περιφρούρηση της συνοχής του περιεχομένου των διαφόρων κομματιών, την λεπτομερή επεξεργασία και σύνθεση των αποτελεσμάτων. Η λεπτομερής περιγραφή της κατάστασης που επικρατεί στην Ε.Ε. των 27 πραγματοποιήθηκε με δεδομένα που προέκυψαν από

το EREC³⁰ και άλλα ιδρύματα και ενώσεις που δραστηριοποιούνται στον τομέα των Α.Π.Ε. Έτσι, προέκυψαν δεδομένα, για κάθε χώρα της Ε.Ε., που αφορούν την εγκατεστημένη ισχύ, το τεχνολογικό δυναμικό, το πολιτικό και χρηματοδοτικό πλαίσιο και τέλος θέματα σχετικά με την διείσδυση των Α.Π.Ε. στην αγορά.

Στη συνέχεια του προγράμματος, τα υπάρχοντα εργαλεία επεκτείνονται. Το μοντέλο TIMES αποτελεί αντικείμενο βελτίωσης ώστε να περιληφθεί λεπτομερής μοντελοποίηση των Α.Π.Ε. σε αυτό. Οι αλλαγές αφορούν την ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. (λεπτομερέστερη παρουσίαση των τεχνολογιών για την ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. και περιορισμοί σχετικά με τη διαθεσιμότητά τους) και την λεπτομερή ενσωμάτωση της χρήσης της βιομάζας και των βιοκαυσίμων στο ενεργειακό σύστημα. Με βάση τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την καταγραφή του ενεργειακού τοπίου των Α.Π.Ε. και την μελέτη τους με τη βοήθεια του TIMES, καθορίστηκαν ένας αριθμός από μέτρα για τη διαμόρφωση των μελλοντικών πολιτικών και αναλύθηκε ο τρόπος με τον οποίο αυτά επιδρούν στην ανάπτυξη των Α.Π.Ε.

Τέλος, τα προτεινόμενα μέτρα παρουσιάστηκαν και συζητήθηκαν σε συναντήσεις και συνεδριάσεις που πραγματοποιήθηκαν για το σκοπό αυτό. Επιπλέον, τα διάφορα αποτελέσματα που προέκυψαν παρουσιάστηκαν σε διάφορα σεμινάρια και δημοσιεύσεις. Τονίζεται ότι η μελέτη δεν έχει ολοκληρωθεί ακόμα και τα υπάρχοντα πορίσματα από αυτή αποτελούν αντικείμενο συζήτησης και εξέλιξης.

2.4.4 Αποτελέσματα

Μέχρι στιγμής, έχουν ολοκληρωθεί η μοντελοποίηση της αιολικής ενέργειας, της εφοδιαστικής αλυσίδας της βιομάζας και των βιοκαυσίμων καθώς και η μοντελοποίηση που σχετίζεται με την κατανεμημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (34).

2.4.4.1 Ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια

Από τα μηνιαία στατιστικά στοιχεία του 2005 και του 2006 προέκυψαν οι μέσες τιμές του εποχιακού διαθέσιμου δυναμικού των ανεμογεννητριών για τις παρακάτω χώρες: Βέλγιο, Γερμανία, Ολλανδία, Ισπανία, Γαλλία, Ιταλία, Δανία, Νορβηγία, Πολωνία και Πορτογαλία. Αντίθετα για την Ελλάδα και την Φιλανδία χρησιμοποιήθηκαν εθνικές μελέτες καθώς η υφιστάμενη εγκατεστημένη ισχύς δεν αντιπροσωπεύει τις αναμενόμενες μελλοντικές επενδύσεις στην αιολική ενέργεια. Για την Μεγάλη Βρετανία χρησιμοποιήθηκαν μόνο μηνιαία δεδομένα του 2006. Για τις υπόλοιπες χώρες, χρησιμοποιήθηκαν εθνικά δεδομένα από χώρες με παρόμοιο κλίμα και μεγάλη εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας.

2.4.4.2 Κατανεμημένη ηλεκτροπαραγωγή

Η κατανεμημένη παραγωγή, είναι η εγκατάσταση πολλών κέντρων παραγωγής ενέργειας κοντά στην πλευρά της ζήτησης προκειμένου να μειωθούν οι απώλειες μεταφοράς και να αυξηθεί ο βαθμός αξιοπιστίας του συστήματος μεταφοράς και διανομής. Για να μοντελοποιηθεί η κατανεμημένη παραγωγή στο TIMES, τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής προστέθηκαν ως διαδικασίες και διαφοροποιήθηκαν τα αγαθά που παράγονται από τους κεντρικούς σταθμούς

³⁰ European Renewable Energy Council (Βέλγιο). Αποτελείται από τα επόμενα μη κερδοσκοπικά ιδρύματα και οργανώσεις: AEBIOM (European Biomass Association), EGEN (European Geothermal Energy Council), EPIA (European Photovoltaic Industry Association) ESHA (European Small Hydropower Association), ESTIF (European Solar Thermal Industry Federation), EUBIA (European Biomass Industry Association), EUREC AGENCY (European Renewable Energy Research Centres Agency), EWEA (European Wind Energy Association)

ηλεκτροπαραγωγής από αυτά που προκύπτουν (παράγονται ή καταναλώνονται) από τις αποκεντρωμένες τεχνολογίες.

2.4.4.3 Βιομάζα & βιοκαύσιμα

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει συνοπτικά τις κατηγορίες της βιομάζας και των καυσίμων που μοντελοποιούνται στην μελέτη και τις χρήσεις στους διάφορους τομείς.

Type	Industry	Residential and C&S	Agriculture	Transport	Biogas production	Biofuels production	Electricity production
<i>Energy crops</i>							
Oil crops						X	
Starch crops					X	X	
Sugar crops					X	X	
Grassy crops	X	X	X		X	X	X
Woody crops	X	X	X		X	X	X
<i>Waste and residues</i>							
Forestry residues	X	X	X		X	X	X
Agricultural residues	X	X	X		X	X	X
Wood process. residues	X	X	X		X	X	X
Black Liquor	X				X	X	
Municipal waste	X	X					X
Industrial waste	X	X			X		X
<i>End-products</i>							
Biogas	X	X	X	X			X
Biofuels	X		X	X			

Πίνακας 2. 4 Είδος βιομάζας και βιοκαυσίμου που μοντελοποιείται στο TIMES και τομέας χρήσης του (πηγή Newsletter–1–RES2020 Δεκέμβριος 2007)

**ΔΙΑΡΘΡΩΣΗ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΡΓΕΙΑΚΟΥ
ΤΟΜΕΑ: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ & ΣΕΝΑΡΙΑ
ΕΞΕΛΙΞΗΣ**

κεφ. 3

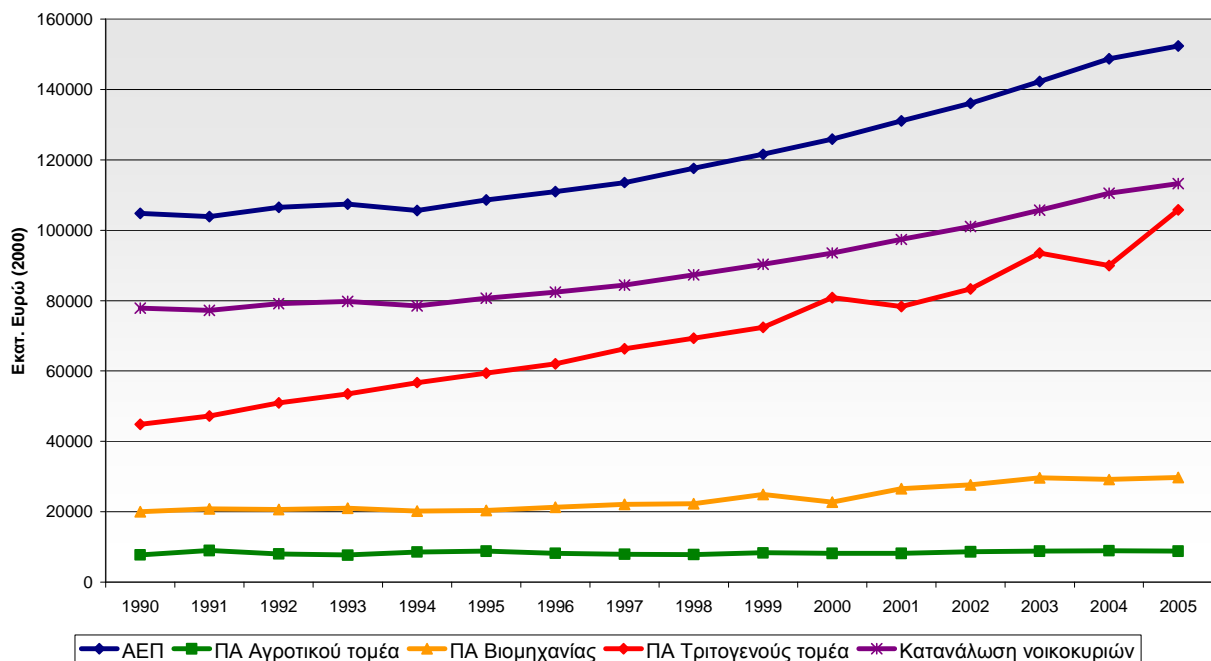
3.1 ΜΕΓΕΘΗ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑΣ

Ο πληθυσμός της Ελλάδας είναι 11 εκατομμύρια κάτοικοι σύμφωνα με την απογραφή του 2001 εκ των οποίων το 66% ζει σε αστικές περιοχές. Ειδικότερα το 35,5% του Ελληνικού πληθυσμού ζει στην Αττική (4 εκατομμύρια) και εξ' αυτών τα 2,8 εκατομμύρια ζουν στην Αθήνα. Οι κύριες οικονομικές δραστηριότητες στην Ελλάδα είναι η ναυτιλία και ο τουρισμός. Ένα μεγάλο μέρος του πληθυσμού απασχολείται στον δημόσιο τομέα και τις υπηρεσίες, 20% στην βιομηχανία και 12% στον αγροτικό τομέα.

Η Ελλάδα βρίσκεται μακριά από τις άλλες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, εκτός από την Ιταλία, και έτσι έχει αναπτύξει ενεργειακές σχέσεις κυρίως με τις γειτονικές της χώρες, τις χώρες της νοτιοανατολικής Ευρώπης, της Βορείου Αφρικής και την Τουρκία. Η ιδιαιτερότητα στη γεωμορφολογία της χώρας (πολλά νησιά, μεγάλοι ορεινοί όγκοι) με τη συνεπαγόμενη ανομοιομορφία στην κατανομή του πληθυσμού, δημιουργούν δυσκολίες στην ανάπτυξη των ενεργειακών υποδομών που απαιτούνται για την επίτευξη των στόχων της εθνικής ενεργειακής πολιτικής.

Κατά την περίοδο 1990 – 2005 το ΑΕΠ στην Ελλάδα αυξήθηκε κατά 45% εμφανίζοντας έναν μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 2,5%. Την ίδια περίοδο η αύξηση της προστιθέμενης αξίας των κλάδων οικονομικής δραστηριότητας ήταν επίσης σημαντική. Η προστιθέμενη αξία του τριτογενούς τομέα αυξήθηκε κατά 136% ενώ οι προστιθέμενες αξίες της βιομηχανίας και του αγροτικού τομέα αυξήθηκαν κατά 48% και 14%. Η κατανάλωση των νοικοκυριών αυξήθηκε το 2005, κατά 45% σε σχέση με τα αντίστοιχα επίπεδα του 1990.(Εικόνα 3.1)

ΑΕΠ & ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΚΛΑΔΩΝ 1990-2005



Εικόνα 3. 1 Εξέλιξη του ΑΕΠ και της Προστιθέμενης Αξίας των κλάδων Οικονομικής Δραστηριότητας στην Ελλάδα κατά τα έτη 1990 – 2005(εκατ. €σε σταθερές τιμές του 2000)(πηγή: 1^η έκθεση για τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας→ΜΕΣ)

Όλοι οι μακροοικονομικοί δείκτες στην Ελλάδα παρουσιάζουν σημαντική βελτίωση μετά το 1995. Την περίοδο 1990 – 1995, ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης του ΑΕΠ ήταν της τάξης του

1,3%, ενώ την περίοδο 1995 – 2005, ήταν της τάξης του 4%. Τα έτη 2003 – 2004 ο ρυθμός αύξησης του ΑΕΠ ήταν πάνω από 4,5% λόγω της ανάπτυξης των έργων υποδομής που συνόδευσαν την διοργάνωση των Ολυμπιακών Αγώνων.

3.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ

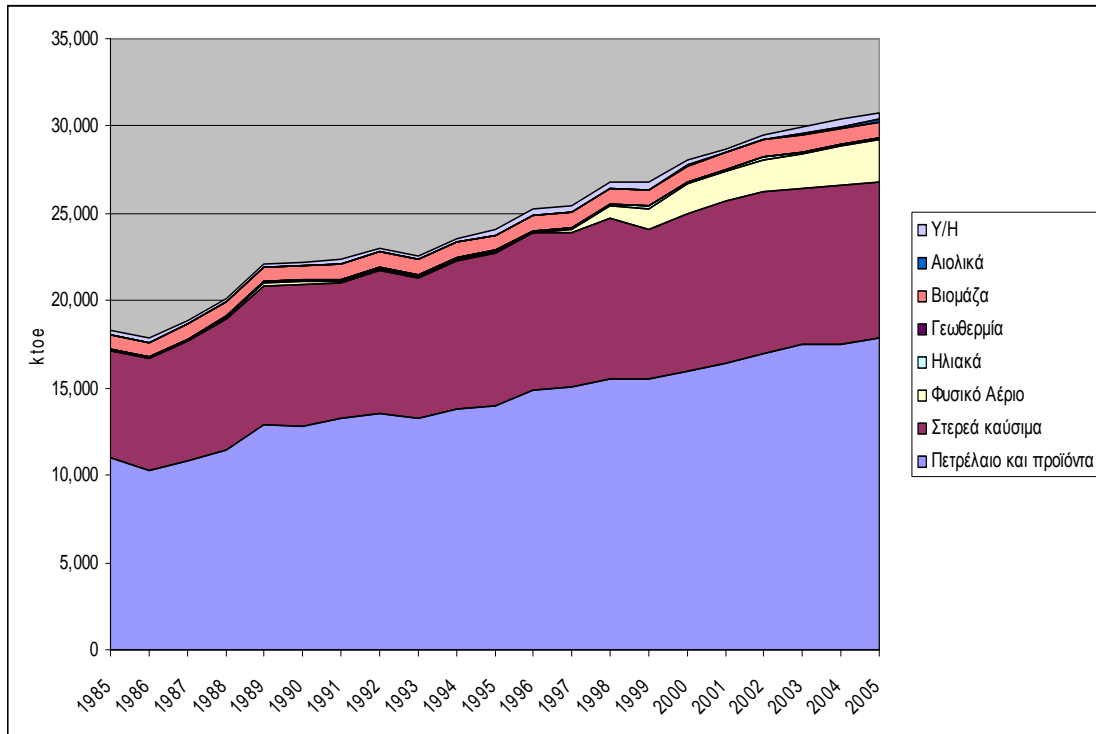
Μετά από τις δύο πετρελαϊκές κρίσεις της δεκαετίας του εβδομήντα και τις επιδράσεις τους στην ελληνική οικονομία, οι ενεργειακές πολιτικές που υιοθετήθηκαν είχαν στόχο τη μείωση της εξάρτησης του ενεργειακού συστήματος της χώρας από το πετρέλαιο. Βασικό στοιχείο αυτών των πολιτικών ήταν η αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας όπως ο λιγνίτης και το υδροδυναμικό, η δημιουργία έργων υποδομής για την παραγωγή ηλεκτρισμού και τη διασύνδεση με τις γειτονικές χώρες και τέλος η διαποικίλιση (diversification) της προσφοράς ενέργειας με την εισαγωγή του φυσικού αερίου.

Το 2005 η συνολική Διάθεση Πρωτογενούς Ενέργειας (Δ.Π.Ε.) στην Ελλάδα έφτασε τα 31,1 Mtoe (Εικόνα 3.2). Πρόκειται για αύξηση κατά 40% περίπου από τα επίπεδα του 1990 όταν η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ήταν 22,2 Mtoe ενώ την περίοδο (1995 – 2005) ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης ήταν 2,3%.

Ο λιγνίτης είναι η κύρια εγχώρια πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται αποκλειστικά σχεδόν στην ηλεκτροπαραγωγή. Το πετρέλαιο και ο λιγνίτης καλύπτουν περίπου το 86% της συνολικής διάθεσης ενέργειας, η οποία παρουσιάζει μια σταθερή αύξηση τα τελευταία χρόνια. Το φυσικό αέριο πρωτοεμφανίστηκε το 1995 και οι ΑΠΕ άρχισαν να εμφανίζονται σαν υπολογίσιμη πηγή παραγωγής ηλεκτρισμού στο τέλος της δεκαετίας του 90. Η ενεργειακή εξάρτηση της χώρας ήταν περίπου 75% το 2005, κυρίως λόγω των εισαγωγών του πετρελαίου και του φυσικού αερίου.

Η πιο σημαντική μεταβολή των τελευταίων ετών στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση είναι η χρήση του φυσικού αερίου που σταθεροποίησε τη χρήση του λιγνίτη στα 9 Mtoe ετησίως. Τα στερεά καύσιμα (κυρίως λιγνίτης) ήταν 8 Mtoe το 1990 (36% της ΔΠΕ) και έφθασαν τα 9 Mtoe (29% της ΔΠΕ) το 2005. Τα αέρια καύσιμα αυξήθηκαν από 0,14 Mtoe (0,6%) το 1990 σε 2,35 Mtoe το 2005 (7,6%). Το μερίδιο των πετρελαιοειδών είναι σχεδόν σταθερό από 12,8 Mtoe (57,8%) το 1990 σε 18 Mtoe (57,5%) το 2005. Το μερίδιο των ΑΠΕ παραμένει σταθερό και γύρω στο 5% μεταξύ 1990 (1,1 Mtoe) και 2005 (1,6 Mtoe) και παρουσιάζει μικρές διακυμάνσεις ανάλογα με την χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών.

Στην τελική κατανάλωση ενέργειας, τα πετρελαιοειδή καλύπτουν το 68,5% ο ηλεκτρισμός το 21,1% ενώ μικρότερα ποσοστά καλύπτουν τα στερεά καύσιμα κυρίως στη βιομηχανία 2,2%, οι ΑΠΕ 5% και το φυσικό αέριο 2,8%. Ο τομέας των μεταφορών αντιπροσωπεύει το 39% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2005 που αντιστοιχεί σε 8,1 Mtoe και παρουσιάζει αύξηση 2,2 Mtoe ή 37% από το 1990. Ο τομέας μεταφορών είναι ο τομέας με τη μεγαλύτερη κατανάλωση και παρουσιάζει σταθερή αύξηση. Το ποσοστό της κατανάλωσης του οικιακού τομέα έχει αυξηθεί σημαντικά και ο τριτογενής τομέας παρουσιάζει μια σταθερά μεγάλη αύξηση κατανάλωσης ενέργειας. Το σύνολο του τριτογενούς, οικιακού, δημόσιου και αγροτικού τομέα κατανάλωσε το 2005 το 41% της ενέργειας ενώ το αντίστοιχο ποσοστό του 1990 ήταν 32%. Η βιομηχανία παρουσιάζει μια σταθερή κατανάλωση τα τελευταία χρόνια, η οποία το 2005 ήταν 4,1 Mtoe παρουσιάζοντας αύξηση κατά 0,2 Mtoe ή 5% σε σχέση με το 1990.



Εικόνα 3. 2 Διάθεση πρωτογενούς ενέργειας (πηγή:ΜΕΣ)

3.2.1 Διασυνοριακό Εμπόριο Ενέργειας

Πετρέλαιο & Πετρελαϊκά Προϊόντα

Η Ελλάδα εισάγει αργό πετρέλαιο και πετρελαϊκά προϊόντα, κατά κύριο λόγο, από τη Ρωσία (32,3%), τη Σαουδική Αραβία (31,1%) και το Ιράν (28,6%). Παράλληλα, γίνονται εξαγωγές σημαντικών ποσοτήτων πετρελαϊκών προϊόντων σε χώρες όπως οι ΗΠΑ, η Τουρκία, η Λιβύη και η Συρία. Οι συνολικές εξαγωγές πετρελαϊκών προϊόντων ανήλθαν για το 2005, στους 4,8 εκατ. τόνους.

Φυσικό Αέριο

Η συνολική ζήτηση της χώρας σε φυσικό αέριο καλύπτεται από εισαγωγές που γίνονται από τη Ρωσία (85%), μέσω της Βουλγαρίας, και σε μορφή υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) από την Αλγερία (15%). Το 2005, οι συνολικές εισαγωγές φυσικού αερίου ανήλθαν στα 2,8 δισ. κμ. και το 2006 σε 3,1 δισ. κμ.

Ηλεκτρισμός

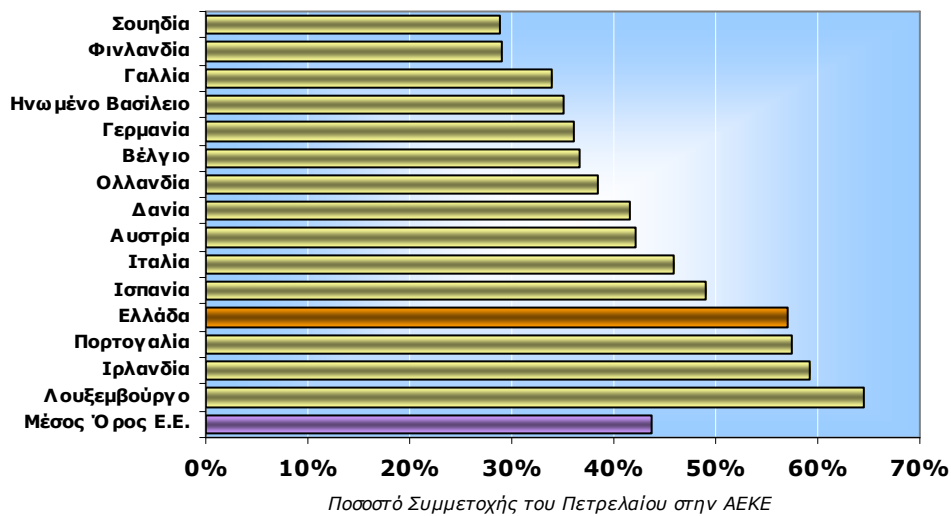
Η συνολική εγχώρια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας ανήλθε για το 2005, στις 58,7 TWh από την οποία, περίπου, το 6,5% καλύφθηκε από καθαρές εισαγωγές που πραγματοποιήθηκαν, κατά κύριο λόγο, από τη Βουλγαρία (81%) και την πΓΔΜ (14%).

Σύγκριση με το μέσο όρο της Ε.Ε. των 15

Το γεγονός ότι οι εγχώριοι ενεργειακοί πόροι, δεν επαρκούν για την κάλυψη της εγχώριας ζήτησης σε ενέργεια, καθιστά την Ελλάδα υψηλά ενεργειακά εξαρτημένη χώρα, όπως άλλωστε ισχύει και για τις περισσότερες Ευρωπαϊκές χώρες. Αν και η χώρα βρίσκεται σε καλύτερη θέση από χώρες όπως η Ιταλία και η Ισπανία, όσον αφορά στην εξάρτησή της από εξωτερικές πηγές ενέργειας, είναι γεγονός ότι η Ελλάδα υστερεί στο βαθμό της διαφοροποίησης των ενεργειακών της πηγών, καθιστώντας την εξαρτημένη, κυρίως, από το πετρέλαιο. Σήμερα, το 57% της συνολικής ζήτησης ενέργειας στην Ελλάδα, καλύπτεται μέσω της κατανάλωσης του πετρελαίου. Αντίστοιχα, στην Πορτογαλία, χώρα με κοινά χαρακτηριστικά, όσον αφορά στον πληθυσμό και τις κλιματολογικές της συνθήκες, το αντίστοιχο ποσοστό ανέρχεται στα ίδια επίπεδα, ενώ στην Ιρλανδία που θεωρείται, όπως και η Ελλάδα, «αποκομμένη» από την υπόλοιπη Ευρωπαϊκή ενεργειακή αγορά, το αντίστοιχο ποσοστό φθάνει στο 59%.

Όσον αφορά στην ενεργειακή ένταση της ελληνικής οικονομίας, θετικό είναι το γεγονός ότι από το 1996 έως το 2004, ο λόγος της συνολικής διάθεσης ενέργειας προς το ΑΕΠ της χώρας μειώθηκε κατά 13%, ωστόσο, η Ελλάδα κατέχει τη 2η υψηλότερη θέση, μετά τη Φινλανδία, απέχοντας κατά 21,4% από τον μέσο όρο ενεργειακής έντασης των χωρών της Ε.Ε. των «15».

Ο δείκτης της ενεργειακής αποδοτικότητας για την Ελλάδα, ανέρχεται, σήμερα, στο 66,1%, ενώ ο αντίστοιχος Ευρωπαϊκός μέσος όρος βρίσκεται στο 71,3%, κατατάσσοντας την Ελλάδα τέσσερις θέσεις από το τέλος, όσον αφορά στην ορθή αξιοποίηση της συνολικής ενέργειας που διατίθεται στη χώρα σε σχέση μ' εκείνη που καταναλώνεται στην τελική χρήση.



Εικόνα 3. 3 Εξάρτηση Χωρών της Ε.Ε. «15» από το Πετρέλαιο (2004)(πηγή 1^η έκθεση ΜΕΣ).

3.2.2 Στερεά Καύσιμα

Η κύρια εγχώρια ενεργειακή πηγή είναι ο λιγνίτης χαμηλής θερμογόνου ικανότητας 960 – 1300kcal/kg. Ο λιγνίτης εξορύσσεται σε επιφανειακά ορυχεία από τη δεκαετία του '50 και χρησιμοποιείται σχεδόν αποκλειστικά στην ηλεκτροπαραγωγή. Μικρές ποσότητες χρησιμοποιούνται στις βιομηχανίες μεταλλουργίας, σε εργοστάσια χειροτεχνίας, σε θερμοκήπια και για θέρμανση κατοικιών σε περιοχές κοντά στα κοιτάσματα.

Η Ελλάδα κατέχει τη δεύτερη θέση στην Ε.Ε. και την τέταρτη παγκοσμίως, σε παραγωγή λιγνίτη, μετά τη Γερμανία, τις ΗΠΑ και τη Ρωσία. Το 2005 η συνολική παραγωγή λιγνίτη έφθασε τους 69 εκατ. τόνους, ενώ οι εκτιμήσεις για το 2006 είναι της τάξης των 65 εκατ. τόνων, παρουσιάζοντας ελαφρά μείωση. Η παραγωγή του λιγνίτη γίνεται, κυρίως σε λιγνιτωρυχεία, η εκμετάλλευση των οποίων έχει εκχωρηθεί στη ΔΕΗ Α.Ε., και κατά ένα μικρό ποσοστό (3 – 5%) σε μικρά ιδιωτικά λιγνιτωρυχεία. Μία ιδιωτική εξορυκτική επιχείρηση προμηθεύει το νέο σταθμό ηλεκτροπαραγωγής στη Φλώρινα, ενώ σύντομα ολοκληρώνεται η διαγωνιστική διαδικασία με την οποία θα ανατεθεί η εκμετάλλευση του λιγνιτωρυχείου της Βεύης σε ιδιώτες.

Εκτιμάται ότι το συνολικό ποσό των αποθεμάτων του λιγνίτη είναι περίπου της τάξης των 3200 εκατ. τόνων, 90% των οποίων βρίσκεται στη Βόρεια Ελλάδα. Μεγάλα, ανεκμετάλλευτα, μέχρι σήμερα, κοιτάσματα βρίσκονται στη Δράμα, στην Ανατολική Μακεδονία και στην Ελασσόνα στη νοτιοδυτική Μακεδονία. Μια μικρή ποσότητα γαιάνθρακα εισάγεται και χρησιμοποιείται κυρίως στην τσιμεντοβιομηχανία.

Περιοχή Ορυχείου	Τοποθεσία	Παραγωγή 2004 (Mt)	Απομένοντα Εκμεταλλεύσιμα Αποθέματα (Mt)	Απομένοντα Έτη Λειτουργίας με τον Σημερινό Ρυθμό Παραγωγής
Πτολεμαίδα (ΔΕΗ)	Δυτική Μακεδονία	46.08	1 280.7	28
Αμύνταιο (ΔΕΗ)	Δυτική Μακεδονία	8.52	165.3	19
Μεγαλόπολις (ΔΕΗ)	Πελοπόννησος	14.44	251.1	17
Φλώρινα (ΔΕΗ)	Δυτική Μακεδονία		138.4	161
Δράμα	Δυτική Μακεδονία		900	
Ελασσόνα (ΔΕΗ)	Κεντρική Ελλάδα		169	
Κομνηνά (ΔΕΗ)	Δυτική Μακεδονία		100	
Ιδιωτικά Ορυχεία	Δυτική Μακεδονία	2.02	191	95
ΣΥΝΟΛΟ		71.92	3 195.5	44

Πίνακας 3. 1 Εκτίμηση (2004) Αποθεμάτων Λιγνίτη (πηγή 1^η έκθεση ΜΕΣ).

3.2.3 Πετρελαϊκά προϊόντα

Το 2005 διατέθηκαν στην εγχώρια αγορά 17,9 Μτοε πετρελαιοειδών προϊόντων, ποσότητα που αντιστοιχεί στο 57,4% της διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας της χώρας. Το ίδιο περίπου ποσοστό, 57,8%, ήταν το 1990 (οι αριθμοί αφορούν την πρωτογενή διάθεση ενέργειας αργού, Feedstocks και προϊόντων πετρελαίου). Στην τελική κατανάλωση τα πετρελαιοειδή ήταν 14,2 Μτοε το 2005 που αντιστοιχεί στο 68,3% και παραμένει στα ίδια επίπεδα με το 1990 (69%). Ο τομέας μεταφορών αντιπροσωπεύει το 57% της τελικής κατανάλωσης πετρελαιοειδών, ο οικιακός τομέας το 21%, η βιομηχανία το 13% και ο τριτογενής τομέας και τέλος ο αγροτικός τομέας το 9% .

Το ποσοστό των πετρελαιοειδών στο Ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο είναι πολύ υψηλό και αυτό οφείλεται στη μεγάλη χρήση πετρελαιοειδών στις μεταφορές αλλά και στο γεγονός ότι το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στα μη – διασυνδεδεμένα νησιά έχει σαν κύριο καύσιμο τα πετρελαϊκά προϊόντα. Αναμένεται πάντως ότι η αυξανόμενη διείσδυση του φυσικού αερίου τα επόμενα χρόνια θα μειώσει τη χρήση πετρελαιοειδών.

Το 2005, η Ελλάδα εισήγαγε αργό πετρέλαιο από τη Ρωσία (32,3% επί των συνολικών εισαγωγών), τη Σαουδική Αραβία (31,1%) και το Ιράν (28,6%). Παράλληλα, γίνονται εξαγωγές προϊόντων πετρελαίου που επεξεργάζονται στα διυλιστήρια της χώρας, στις ΗΠΑ, την Τουρκία, τη Διάρθρωση Ελληνικού Ενεργειακού Τομέα: Βασικά Μεγέθη & Σενάρια Εξέλιξης

Λιβύη και τη Συρία. Οι συνολικές εξαγωγές πετρελαϊκών προϊόντων ανήλθαν για το 2005, στους 4,8 εκατ. τόνους. Ένα μικρό κοιτάσμα πετρελαίου στη Βόρεια Ελλάδα δίνει το 0,5% περίπου της ζήτησης πετρελαιοειδών στην Ελλάδα.

3.2.3.1 Έρευνα και Εκμετάλλευση Πετρελαίου στην Ελλάδα

Ο πρώτος γύρος παραχώρησης αδειών έρευνας για πετρέλαιο στην Ελλάδα ήταν το 1996, όταν απονεμήθηκαν 6 εκχωρήσεις. Το Φεβρουάριο του 2001, ένα νέο κοιτάσμα πετρελαίου βρέθηκε έξω από τη Θάσο, η εκμετάλλευση του οποίου τελικώς δε ξεκίνησε και το κοιτάσμα πετρελαίου δεν έχει επιβεβαιωθεί ως οικονομικά βιώσιμο. Το Μάιο του 2002, ανακοινώθηκε ότι η Κυβέρνηση θα προέβαινε σε δεύτερο γύρο παραχωρήσεων αδειών για έρευνα πετρελαίου στην Ελλάδα, αλλά τελικά η αδειοδότηση δε διεξήχθη. Τέλος, στις 26 Ιουνίου 2007, ψηφίστηκε στη Βουλή το νομοσχέδιο για τη συμπλήρωση του ν.2251/1994 περί προστασίας των καταναλωτών, με το οποίο ψηφίστηκε και σχετική τροπολογία για την επαναφορά στο Δημόσιο όλων των δικαιωμάτων αναζήτησης, έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων επί χερσαίων και υποθαλασσίων περιοχών της χώρας που είχαν παραχωρηθεί παλαιότερα στη Δημόσια Επιχείρηση Πετρελαίου (ΔΕΠ) και στη Δημόσια Επιχείρηση Πετρελαίου – Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων (ΔΕΠ – ΕΚΥ), θυγατρική της πρώτης.

Σύμφωνα με το νέο νόμο, η Ελληνικά Πετρέλαια Α.Ε., υποχρεούται να παραδώσει όλα τα στοιχεία, τις μελέτες και τους χάρτες που αφορούν στο σύνολο των εργασιών αναζήτησης, έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων. Έτσι, γίνεται το πρώτο βήμα για την έναρξη των ερευνών εξεύρεσης υδρογονανθράκων στην Ελλάδα, ύστερα από μία δεκαετία, ενώ για το σκοπό αυτό θα ακολουθήσει η σύσταση κρατικού φορέα με τη μορφή ανώνυμης εταιρίας, υπό πλήρη κρατικό έλεγχο.

3.2.3.2 Διάρθρωση της Ελληνικής Αγοράς Πετρελαιοειδών

Η Ελληνική πετρελαϊκή αγορά αποτελείται από τέσσερα διυλιστήρια που ανήκουν σε δύο εταιρίες διύλισης (Πίνακας 3.2), 57 εταιρείες εμπορίας πετρελαιοειδών και 8.000, περίπου, πρατήρια εφοδιασμού υγρών καυσίμων σε ολόκληρη τη χώρα. Η ικανότητα διύλισης των τεσσάρων διυλιστηρίων είναι αρκετή για να καλύψει την ζήτηση της εγχώριας αγοράς, ενώ οι επιπλέον ποσότητες εξάγονται με τη μορφή διεθνών πωλήσεων ή πωλήσεων σε αερομεταφορές και σε ποντοπόρα πλοία. Η ικανότητα διύλισης των Ελληνικών διυλιστηρίων είναι περίπου 20 εκατομμύρια μετρικοί τόνοι το χρόνο. Η συνολική ποσότητα αργού που διυλίζεται τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα είναι γύρω στα 18 – 20 εκατομμύρια μετρικοί τόνοι το χρόνο.

Ιδιοκτήτης	ΕΛ.ΠΕ.	ΕΛ.ΠΕ.	ΕΛ.ΠΕ.	Motor Oil Hellas
Όνομασία	Διυλιστήρια Ασπρόπυργου	Διυλιστήρια Θεσσαλονίκης	Διυλιστήρια Ελευσίνας	Motor Oil Hellas
Τοποθεσία	Ασπρόπυργος	Θεσσαλονίκη	Ελευσίνα	Άγιοι Θεόδωροι
Ικανότητα :				
mt/year	6.7	3.45	5.0	4.5
bbl/d	135	75	100	100
Έτος κατασκευής	1958	1966	1972	1972

Πίνακας 3. 2 Τα τέσσερα Ελληνικά Διυλιστήρια (πηγή 1^η έκθεση ΜΕΣ)

3.2.4 Φυσικό αέριο

Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο Ελληνικό ενεργειακό σύστημα, ήταν το μεγαλύτερο ενεργειακό έργο μετά τον εξηλεκτρισμό της χώρας. Το έργο συμπεριλάμβανε τον αγωγό υψηλής πίεσης (70 bar) μήκους 512 χλμ με σωλήνα 28 ιντσών, το δίκτυο διανομής μέσης πίεσης (19 bar) στις πόλεις και στους σημειακούς καταναλωτές και τέλος το δίκτυο διανομής χαμηλής πίεσης (4 bar). Σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της ΔΕΠΑ θα κατασκευαστούν περίπου 7000 χλμ, αγωγού χαμηλής πίεσης στις μεγάλες πόλεις μέχρι το 2010. Ένας τερματικός σταθμός υγροποιημένου φυσικού αερίου αποτελεί επίσης μέρος των υποδομών και βρίσκεται στη νήσο Ρεβυθούσα.

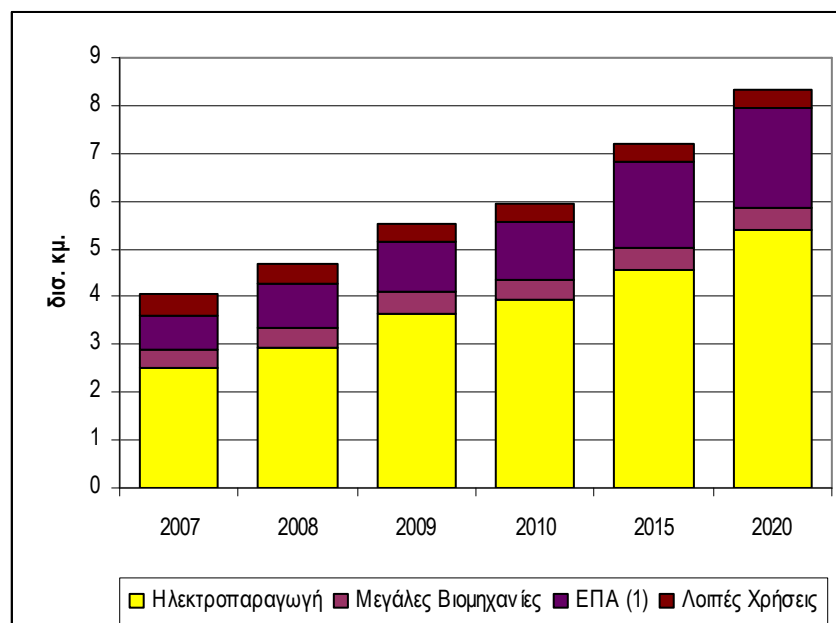
Αναμένεται ότι το φυσικό αέριο θα διεισδύσει τόσο στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής όσο και στην τελική κατανάλωση. Ταυτόχρονα θα συνεισφέρει στη μείωση των εκπομπών CO₂ στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής με την αντικατάσταση λιγνίτη και πετρελαίου, και στον τομέα της κατανάλωσης υποκαθιστώντας πετρελαϊκά προϊόντα και ηλεκτρική ενέργεια, οδηγώντας σε σημαντική διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας της εγχώριας αγοράς.

Έτος	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ	62	489	997	1.439	1.432	1.506	1.669	1.809	1.812	2.175
ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ	86	291	410	439	366	385	446	477	537	526
ΕΤΑΙΡΙΕΣ ΠΑΡΟΧΗΣ ΑΕΡΙΟΥ		11	13	28	75	116	159	215	304	400
ΕΙΔΙΚΟΙ ΕΜΠΟΡΙΚΟΙ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ		0	0	0	9	14	14	12	16	16
Σύνολο	148	792	1.420	1.906	1.883	2.021	2.287	2.514	2.670	3.117

Πηγή: ΔΕΠΑ

Πίνακας 3. 3 Πωλήσεις Φυσικού Αερίου (εκ. Nm³), 1997 – 2006

Η διάθεση φυσικού αερίου στην Ελλάδα αυξήθηκε από 193 εκατ. κμ. το 1997 σε 2,8 δισ. το 2005 και σε 3,1 δισ. κμ. το 2006. Το φυσικό αέριο κάλυψε 7,5% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης το 2005 και αναμένεται να ξεπεράσει το 13% το 2010, λόγω αφενός μεν της κατανάλωσής του σε όλους τους οικονομικούς κλάδους, αφετέρου δε της μεγάλης χρήσης του στην ηλεκτροπαραγωγή (περίπου το 70% της σημερινής κατανάλωσης αερίου). Η διείσδυση του φυσικού αερίου στην τελική κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε το 2005 κατά 132% από τα επίπεδα του 2000. Το 73% της τελικής κατανάλωσης φυσικού αερίου οφείλεται στην βιομηχανία. Ο ρυθμός αύξησης της διείσδυσης φυσικού αερίου την τελευταία πενταετία είναι της τάξεως του 18%.



Εικόνα 3. 4 Πρόβλεψη Ζήτησης Φυσικού Αερίου 2007 – 2020(πηγή 1^η έκθεση ΜΕΣ)

3.2.4.1 Πηγές Προμήθειας

Οι εισαγωγές του φυσικού αερίου στη χώρα πραγματοποιούνται από τη Ρωσία (85%), μέσω αγωγού από τη Βουλγαρία, και σε μορφή υγροποιημένου φυσικού αερίου από τη Αλγερία (15%). Η συνολική εισαγωγή φυσικού αερίου το 2005 ανήλθε σε 2,8 δισ. κμ και το 2006 σε 3,1 δισ. κμ. Η ΔΕΠΑ Α.Ε., ως μοναδικός σήμερα εισαγωγέας και προμηθευτής φυσικού αερίου στην Ελλάδα, έχει συμβάσεις με τη Ρωσική Gazexport, την Αλγερινή Sonatrach και την Τουρκική BOTAS. Οι όγκοι των συμβάσεων είναι σε βάση take – or – pay³¹ για συγκεκριμένο εύρος εισαγόμενης ποσότητας. Ένας νέος αγωγός μεταφοράς φυσικού αερίου, συνολικής χωρητικότητας μέχρι 11,6 δισ. κμ., ετησίως, ολοκληρώθηκε τον Αύγουστο του 2007 γεγονός που θα συμβάλει στην περαιτέρω διαφοροποίηση των πηγών και των οδών προμήθειας φυσικού αερίου στη χώρα. Παράλληλα, σύντομα θα ξεκινήσει και η κατασκευή τόσο του χερσαίου, όσο και του υποθαλάσσιου τμήματος του αγωγού με την Ιταλία που θα επιτρέψει, την διαμετακόμιση 8,6 δισ. κμ. φυσικού αερίου, ετησίως, από την Τουρκία στην Ιταλία, μέσω της Ελλάδας, καθιστώντας έτσι τη χώρα μας σε σύγχρονο ενεργειακό κόμβο. Το έργο αναμένεται να ολοκληρωθεί στα τέλη του 2012.

3.2.5 Ηλεκτρισμός

Από το 1950 η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού, είχε το μονοπώλιο στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα αναπτύχθηκε κυρίως μετά το 1960, με στόχο την εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών ενέργειας. Έτσι η ζήτηση στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας καλύφθηκε από λιγνιτικούς σταθμούς και υδροηλεκτρικά έργα, ενώ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά από αυτόνομες πετρελαϊκές μονάδες και πρόσφατα από αιολικά πάρκα. Όπως φαίνεται στην εικόνα 3.5, το μεγαλύτερο ποσοστό της

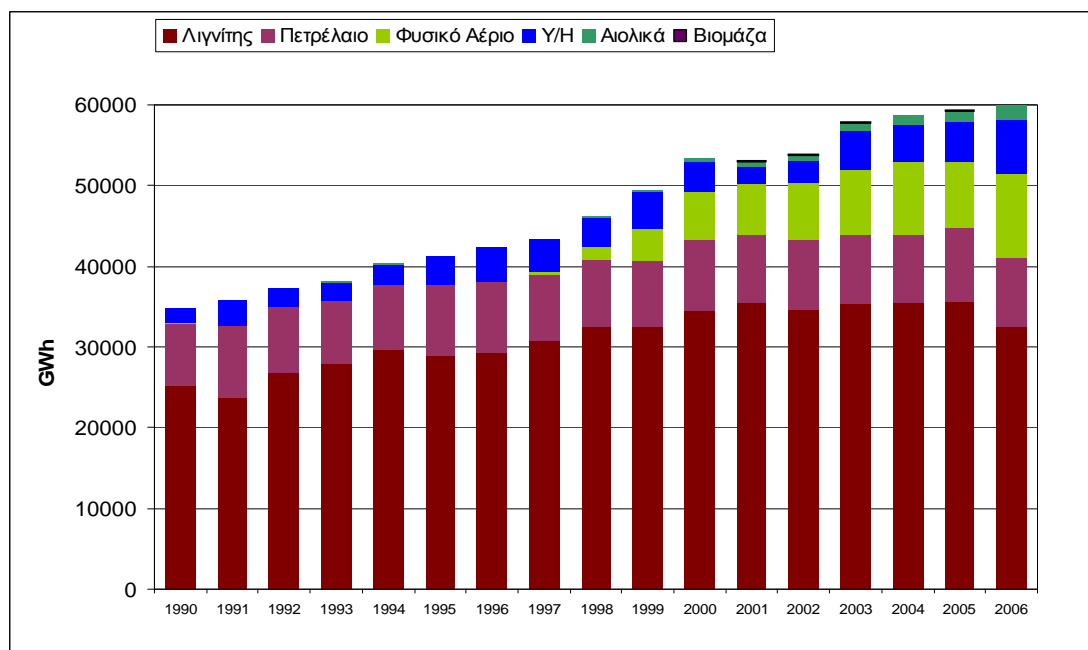
³¹ Take or pay contract: όρος συμβολαίου κατά τον οποίο ο πελάτης της εταιρείας που παράγει προϊόντα ή προσφέρει υπηρεσίες έχει την υποχρέωση να αγοράσει συμφωνημένη ποσότητα προϊόντων/υπηρεσιών, διαφορετικά θα πληρώσει συγκεκριμένη ρήτρα.

ηλεκτρικής ενέργειας παράγεται από το λιγνίτη, ενώ το φυσικό αέριο πρωτοεμφανίστηκε στην ηλεκτροπαραγωγή το 1998. Η συνολική αποδιδόμενη ισχύς του ηλεκτρικού συστήματος ήταν 13,3 GW το 2006, 36% της οποίας αντιστοιχεί σε λιγνιτικούς σταθμούς (οι οποίοι ικανοποιούν κυρίως φορτία βάσης) και κατά συνέπεια το μεγαλύτερο ποσοστό ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από αυτούς.

Καύσιμο	Σύνολο (MW) Αποδιδόμενης Ισχύος	Σύνολο (MW) Εγκατεστημένης Ισχύος	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Κρήτη	Ρόδος	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολικά	745	745	537	130	15	63
Βιομάζα	24	24	23.8	0,4	–	–
Υδροηλεκτρικά	3124,5	3125	3124	0,6	–	–
Φυσικό Αέριο	2449	2523	2523	–	–	–
Πετρέλαιο	2181	2345	750	730	234	632
Λιγνίτης	4808	5288	5288	–	–	–
Σύνολο	13.331,6	14.051	11.568	861	249	695

Πίνακας 3. 4 Ανάλυση Εγκατεστημένης Ισχύος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (MW). (Πηγή ΔΕΗ–ΔΕΣΜΗΕ)

Η συστηματική εκμετάλλευση των κοιτασμάτων λιγνίτη στη Βόρεια Ελλάδα και στην Πελοπόννησο ήταν η κύρια προτεραιότητα της ενεργειακής πολιτικής μετά τις κρίσεις του πετρελαίου. Στην Βόρεια Ελλάδα υπάρχουν 17 μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ 4,052 MW ενώ στην Πελοπόννησο υπάρχουν 4 μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ 756 MW.



Εικόνα 3. 5 Ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο(πηγή ΜΕΣ)

Οι λιγνιτικοί σταθμοί αποτελούν το 37% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, οι πετρελαϊκοί σταθμοί το 17%, οι σταθμοί φυσικού αερίου το 18%, οι υδροηλεκτρικοί το 22% και τα αιολικά πάρκα το 5%. Για το έτος 2006 η μικτή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 60 TWh, από τις οποίες το 60% ήταν από λιγνίτη, το 16% από πετρελαϊκά προϊόντα, το 18,7% από φυσικό αέριο, το 14% από υδροηλεκτρικά και το 2,1% από αιολικά. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 71% από το 1990, όταν ήταν 35 TWh παρουσιάζοντας ένα μέσο ετήσιο ρυθμό Διάρθρωση Ελληνικού Ενεργειακού Τομέα: Βασικά Μεγέθη & Σενάρια Εξέλιξης

αύξησης 3,5% περίπου. Η μεγαλύτερη αύξηση έγινε στη χρήση του λιγνίτη από τον οποίο η παραγωγή ήταν 25 TWh το 1990 και 32 TWh το 2006. Η πιο σημαντική μεταβολή ήταν η διείσδυση του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή που για το 2006 ανήλθε στις 11 TWh. Το υπόλοιπο της ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από την χρήση πετρελαιοειδών, από τα υδροηλεκτρικά, την πρόσφατη ανάπτυξη αιολικών πάρκων, ενώ πρόσφατα υπάρχει και ένα αυξημένο ποσοστό εισαγωγών.

Καύσιμο	Σύνολο Μικτής Παραγωγής(GWh)	Σύνολο Καθαρής Παραγωγής(GWh)	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Κρήτη	Ρόδος	ΑΣΠ
Αιολικά	1691	1688	1193	335	24,3	139
Βιομάζα	92	92	92	0,48	–	–
Υδροηλεκτρικά	6774	6745	6774	0,2	–	–
Φυσικό Αέριο	10452,8	10124,3	10452,8	–	–	–
Πετρέλαιο	8572	8042	3500	2569	706	1797
Λιγνίτης	32501	29165	32501	–	–	–
Σύνολο	60082,8	55856,3	54512,8	2904,7	730,3	1936

Πηγή ΔΕΗ-ΔΕΣΜΗΕ

Πίνακας 3. 5 Ανάλυση Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (GWh)

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε με γρήγορους ρυθμούς από το 1990. Η κύρια αύξηση προέρχεται από τον οικιακό και τον τριτογενή τομέα. Ειδικά ο οικιακός τομέας ήταν το 2006 ο μεγαλύτερος καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με 17,7 TWh ετήσια κατανάλωση. Πρόκειται για ποσοστιαία αύξηση της τάξης του 94% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, όταν η κατανάλωση του οικιακού τομέα ήταν 9,1 TWh. Ενώ η βιομηχανία ήταν ο μεγαλύτερος καταναλωτής το 1990 με κατανάλωση 12,1 TWh, το 2006 έπεσε στην 3^η θέση με κατανάλωση 15 TWh και ποσοστό αύξησης 24% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ο τριτογενής τομέας έχει πλέον μεγαλύτερη κατανάλωση από τον βιομηχανικό τομέα. Σημείωσε κατανάλωση της τάξης των 17,5 TWh το 2006, σε σύγκριση με 5,6 TWh το 1990 παρουσιάζοντας μέσο ρυθμό αύξησης 7,7% το χρόνο και 215% συνολική αύξηση.

Τομέας	1995	%	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	%
Σύνολο	34,1		43,2	44,5	46,6	48,6	49,7	50,8	53	
Βιομηχανία	12,1	35,5%	13,5	13,8	14,1	14,2	14	14,4	15,1	28,5%
Εμπορ. και Δημόσια Κτίρια	8,4	24,6%	12,3	13,2	14	15	15,9	16,5	17,5	33,0%
Οικιακός	11,5	33,7%	14,2	14,5	15,8	16,4	16,9	16,9	17,7	33,4%
Αγροτικός	2	5,9%	2,9	2,8	2,5	2,8	2,8	2,9	2,6	4,9%
Μεταφορές	0,1	0,3%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2%

Πηγή ΔΕΗ-ΔΕΣΜΗΕ

Πίνακας 3. 6 Εξέλιξη κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα 1990–2006 (TWh).

3.2.5.1 Το Σύστημα Παραγωγής, Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το Ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα χωρίζεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και το νησιωτικό σύστημα της Κρήτης, της Ρόδου και των Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής (ΑΣΠ) των νήσων. Το διασυνδεδεμένο σύστημα είναι καλά ανεπτυγμένο και έχει διασυνδέσεις με όλες τις γειτονικές χώρες (Πίνακας 3.7). Παρόλα αυτά το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής

ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι επαρκώς κατανομημένο και το 68% της ηλεκτροπαραγωγής γίνεται στην Βόρεια Ελλάδα, τη στιγμή που το 33% της κατανάλωσης είναι στην περιοχή της Αττικής.

Διασύνδεση	Ικανότητα Μεταφοράς (MW)
Ελλάδα – FYROM	600-800
Ελλάδα – Αλβανία	600-800
Ελλάδα – Βουλγαρία	
Ελλάδα – Ιταλία	500

Πίνακας 3. 7 Ικανότητα Μεταφοράς Ισχύος Διασυνδέσεων του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς(πηγή ΜΕΣ)

Το νησιωτικό σύστημα αναφέρεται σε ένα μεγάλο αριθμό νησιών κυρίως στην περιοχή του Αιγαίου Πελάγους. Περιλαμβάνει αυτόνομα συστήματα βασισμένα σε πετρελαϊκές μονάδες με κύρια καύσιμα Μαζούτ 3500 και Ντίζελ. Οι χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες είναι κυρίως αεριοστρόβιλοι, Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ) και ατμοστρόβιλοι ενώ υπάρχουν και μερικές μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης της ζήτησης σε Κρήτη, Ρόδο είναι μεγαλύτερος από αυτόν του διασυνδεδεμένου. Επίσης ο συντελεστής φορτίου είναι μικρότερος για τα συστήματα της Κρήτης (περίπου 54%) και της Ρόδου (περίπου 47%) από αυτόν του διασυνδεδεμένου (περίπου 62%). Αυτό σημαίνει ότι τα συστήματα αυτά παρουσιάζουν εντονότερο πρόβλημα αιχμής, που κυρίως οφείλεται στην πολύ αυξημένη ζήτηση τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω τουρισμού.

Αποτέλεσμα των παραπάνω είναι ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στα νησιά στοιχίζει πολύ περισσότερο από αυτήν στο διασυνδεδεμένο, το κόστος όμως δεν περνά στους καταναλωτές λόγω της ενιαίας τιμής. Η ΡΑΕ θεωρεί ότι το οριακό κόστος παραγωγής ενέργειας στο νησιωτικό σύστημα είναι 128 €/MWh. Η ενεργειακή πολιτική για τα νησιά είναι να γίνει προσπάθεια να διασυνδεθούν όποτε αυτό είναι δυνατόν. Το υψηλό ποσοστό πετρελαϊκών σταθμών στην Ελλάδα οφείλεται στο μη – συνδεδεμένο σύστημα των νήσων.

Τα επόμενα χρόνια προβλέπεται η ένταξη νέων μονάδων στο σύστημα με σκοπό την κάλυψη των αναγκών της χώρας κατά το δυνατόν από εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μέχρι σήμερα έχουν χορηγηθεί άδειες παραγωγής (εκτός των ΑΠΕ) συνολικής ισχύος 7.290 MW. Στον Πίνακα 3.8 παρουσιάζονται οι άδειες παραγωγής που έχει εκχωρήσει το Υπουργείο Ανάπτυξης για θερμικούς σταθμούς και για μονάδες Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ) αυτοπαραγωγών.

Τεχνολογία	Ισχύς (MW)
Συνδυασμένος Κύκλος Φυσικού Αερίου	6,214
Αεριοστρόβιλοι Ανοικτού Κύκλου	276
ΣΗΘ Αυτοπαραγωγών	516
Μικρές ΘΗ	283.5
Σύνολο θερμικών σταθμών Α/Π	7.289,5

Πίνακας 3. 8 Άδειες παραγωγής θερμικών σταθμών ανά τεχνολογία και μονάδων ΣΗΘ αυτ/γών που έχουν εκχωρηθεί μέχρι σήμερα (Πηγή ΡΑΕ)

3.2.5.2 Διαχείριση Αιχμής Φορτίου

Ένα ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του Ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος είναι η μορφή του φορτίου αιχμής του διασυνδεδεμένου συστήματος, το οποίο παρουσιάζεται στο μέσο της ημέρας των καλοκαιρινών ημερών. Η μεταφορά της αιχμής από το χειμώνα στους καλοκαιρινούς μήνες παρουσιάστηκε το 1992 και οφείλεται στην αυξημένη χρήση των κλιματιστικών που σχετίζεται με την αύξηση του μέσου εισοδήματος των καταναλωτών και την αντίστοιχη αναζήτηση ανέσεων εκ μέρους τους. Στον Πίνακα 3.9 παρουσιάζεται η αιχμή του φορτίου για την περίοδο 2001 – 2007 (Ιούλιος), καθώς και οι ώρες διαχείρισης της αιχμής της ζήτησης.

Συνολικός Χρόνος Διαχείρισης Αιχμής Φορτίου (Ωρες)							
MW	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (Ιούλιος)
>8.500	2	23	37	45	142	157	297
>9.000	–	–	1	7	41	49	170
>9.500	–	–	–	–	4	6	74
>10.000	–	–	–	–	–	–	19
Αιχμή Φορτίου	8.500	8.600	9.040	9.270	9.660	9.960	10.512

Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ

Πίνακας 3. 9 Αιχμή Φορτίου 2001– Ιούλιος 2007

3.2.6 Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας

Η Ελλάδα έχει σχετικά μικρή ανάπτυξη της Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ). Το μεγαλύτερο μέρος της εγκατεστημένης ισχύος βρίσκεται στα διυλιστήρια, σε μεγάλους σταθμούς παραγωγής και στη βιομηχανία τροφίμων.

Οι πρώτες μονάδες συμπαγωγής εγκαταστάθηκαν σε μεγάλες ελληνικές βιομηχανίες, στις αρχές της δεκαετίας του '70. Σήμερα, λειτουργούν μονάδες συμπαγωγής, σε βιομηχανίες ζάχαρης και χάρτου, διυλιστήρια πετρελαίου, κλωστοϋφαντουργίες, κ.λ.π. Επίσης, ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες της ΔΕΗ έχουν τροποποιηθεί κατάλληλα, ώστε να καλύψουν τις θερμικές ανάγκες αστικών περιοχών με τα δίκτυα τηλεθέρμανσης, όπως τα δίκτυα της Κοζάνης, Πτολεμαΐδας, Αμυνταίου και πρόσφατα της Μεγαλόπολης. Ως αποτέλεσμα των μέτρων οικονομικής υποστήριξης της ΣΗΘ έχουν αρχίσει να γίνονται βιώσιμες τέτοιες εγκαταστάσεις και σε μεγάλα κτίρια του τριτογενούς τομέα. Αναμένεται ότι ο νόμος 3468/2006 θα δώσει σημαντική ώθηση στις εγκαταστάσεις ΣΗΘ σε συνδυασμό με τα μέτρα επιδότησης κεφαλαίου.

Το σύνολο της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος των μονάδων βιομηχανικής συμπαγωγής, είναι σήμερα περίπου 232 MW που αντιστοιχεί στο 1,6% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στη χώρα, ενώ η ολική ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τις μονάδες, εκτός από τους σταθμούς της ΔΕΗ που τροφοδοτούν δίκτυα τηλεθέρμανσης της ΔΕΗ, είναι περίπου 800 GWh.

Ο Πίνακας 3.10 δείχνει αναλυτικά τα στοιχεία των εγκαταστάσεων ΣΗΘ που λειτουργούν σήμερα στην Ελλάδα.

Κατηγορία Δραστηριότητας	Ηλεκτρική Ισχύς		Καθαρή Θερμική Ισχύς (MWth)
	ΣΗΘ (MWe)	Μικτή (MWe)	
Δημόσιοι θερμικοί σταθμοί	37,8	1130	316
Θερμικοί Σταθμοί Αυτοπαραγωγών Διυλιστήρια	5,6	7,1	9,6
	112,6	132,6	159,22
Βιομ. Τροφίμων, ποτών και καπνού	59,7	59,7	254,06
Υφαντουργία, Ενδύματα και Δέρματα	2,1	2,7	3,6
Μη σιδηρούχα μεταλλουργική	10	10	36,67
Βιομηχανία Μη Μεταλλικών Ορυκτών	1,1	1,1	3,68
Νοσοκομεία	0,75	0,75	0,89
Εκπαίδευση	2,72	2,72	3,09
ΣΥΝΟΛΟ	232	1348	787

Πίνακας 3. 10 Εγκατεστημένη Ισχύς ΣΗΘ στην Ελλάδα ανά κλάδο το 2006 (Πηγή ΥΠΙΑΝ)

3.2.7 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο ήταν της τάξης του 5,5% το 2006, σε επίπεδο συνολικής διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα και της τάξης του 16%, σε επίπεδο εγχώριας παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας. Η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 ήταν 1,6 Mtoe, ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 90 ήταν 1,2 Mtoe. Εξ αυτών 700 ktoe οφείλονται στη χρήση βιομάζας στα νοικοκυριά, 239 ktoe περίπου στην χρήση βιομάζας στη βιομηχανία για ίδιες ανάγκες (συνολικό ποσοστό της βιομάζας 57%), 536 ktoe (28%) από την παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών, 149 ktoe (6%) από την παραγωγή των αιολικών, 112 ktoe (7%) από την παραγωγή των θερμικών ηλιακών συστημάτων και 36 ktoe (2%) από το βιοαέριο, κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας είναι σταθερή και κυμαίνεται σε ποσοστό της τάξεως του 5 – 5,5%. Ο λόγος είναι ότι η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ οφείλεται κατά 70% στη βιομάζα που καταναλώνεται στον οικιακό τομέα και στα μεγάλα υδροηλεκτρικά που παραμένουν σε σταθερά ποσοστά και που δεν επηρεάζονται από τα χρηματοδοτικά εργαλεία πολιτικής. Η συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ, αν αφαιρέσει κανείς τη βιομάζα στον οικιακό τομέα και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, παρουσιάζει μια σταθερά ανοδική πορεία λόγω των μέτρων οικονομικής υποστήριξης.

Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ

Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (μη συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) παρουσιάζει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια και αντιστοιχεί στο

3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, σε μικρό βαθμό τη βιομάζα ενώ ήδη γίνεται πολύ αισθητή και η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών.

Λαμβάνοντας υπόψη τα μεγάλα υδροηλεκτρικά (εξαιρώντας την παραγωγή από άντληση), η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι στα επίπεδα του 10% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών σταθμών άνω των 10MW) ήταν 878 MW στο τέλος του 2006 και όπως φαίνεται στον Πίνακα 3.11 η συνέπεια των μέτρων οικονομικής υποστήριξης κυρίως των επιχειρησιακών προγραμμάτων «Ενέργεια» & «Ανταγωνιστικότητα» του 2^{ου} και 3^{ου} ΚΠΣ και του Αναπτυξιακού Νόμου είναι η σταθερά αυξανόμενη εξέλιξη που είχαν τα αιολικά, τα μικρά υδροηλεκτρικά και η βιομάζα. Ειδικότερα, από τα 270 MW συνολικής ισχύος των αιολικών πάρκων με άδεια λειτουργίας το 2001, στο τέλος του 2006, λειτουργούσαν αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 745MW .

Τεχνολογία ΑΠΕ	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Υδροηλεκτρικά (<10MW)	60	62	69	79	89	108
Αιολικά	270	287	371	472	491	745
Φωτοβολταϊκά	–	–	–	0,7	0,8	0,8
Βιομάζα	22	22	22	22	25	24
Σύνολο	352	371	462	573,7	605,8	877,8

Πηγή: ΚΑΠΕ – ΡΑΕ

Πίνακας 3. 11 Ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ 2001 – 2006 (MW)

Τα μικρά υδροηλεκτρικά έφθασαν τα 108 MW στο τέλος του 2006 από τα 43 MW της ΔΕΗ το 1997. Τέλος οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από βιοαέριο ΧΥΤΑ (Χώροι Υγειονομικής Ταφής) και συμπαραγωγής από βιοαέριο λυμάτων (στα Λιόσια και την Ψυτάλλεια) έχουν ηλεκτρική ισχύ 14 και 10 MW αντίστοιχα.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 έφθασε τις 8,5 TWh περίπου και προήλθε κατά 79% από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (6774 GWh), συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, κατά 20% από αιολικά πάρκα (1692 GWh), 92 GWh (1,1%) παρήχθησαν από βιοαέριο, ενώ υπήρχε και μία πολύ μικρή παραγωγή από φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας την ίδια χρονιά ήταν 64,3 TWh. Για το 2006 η συνολική πρωτογενής παραγωγή θερμότητας ήταν της τάξεως των 46.000 TJ, προερχόμενη κυρίως από την βιομάζα και σε μικρότερο ποσοστό από την ηλιακή ενέργεια και το βιοαέριο αντίστοιχα.

Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, στην περίοδο 2004 – 2006, παρουσιάζει μια αύξηση της τάξης του 30%. Ωστόσο, τα στατιστικά στοιχεία των τελευταίων ετών παρουσιάζουν διακύμανση του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (6 – 12%), η οποία οφείλεται, κυρίως, στη μεταβλητότητα της λειτουργίας των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών που εξαρτάται, από το επίπεδο των υδατικών αποθεμάτων, ενώ οι συμβατικές ΑΠΕ έχουν μία σταθερά αυξανόμενη συμμετοχή που έφθασε το 3,3% το 2006.

Σημειώνεται ότι το 12,4% του 2006, δεν είναι απόλυτα αντιπροσωπευτικό για τους εξής λόγους :

- Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά στην Ελλάδα είναι σχεδόν αποκλειστικά τύπου φράγματος, χρησιμοποιούνται κυρίως για φορτία αιχμής και η παραγωγή τους εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα υδάτων στα φράγματα.
- Το ποσοστό 12,4% αντιστοιχεί σε αυξημένη χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών δεδομένου ότι το 2006 ήταν χρονιά καλής υδραυλικότητας.

Φωτοβολταϊκά Συστήματα παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στα τέλη της δεκαετίας του 80 η ΔΕΗ υλοποίησε πιλοτικά φωτοβολταϊκά συστήματα στην Κύθνο και την Κρήτη. Έκτοτε η ανάπτυξη νέων συστημάτων δεν εξελίχθηκε με σημαντικούς ρυθμούς κύρια λόγω του μεγάλου κόστους της απαιτούμενης επένδυσης, της σχετικά χαμηλής τιμής πώλησης της kWh προς το διαχειριστή του συστήματος και προβλημάτων γραφειοκρατικής φύσεως όπως έχει ήδη αναφερθεί. Ο νόμος 3468/06 καθόρισε ως νέα τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος πάνω από 100kW, στο διασυνδεδεμένο σύστημα τα 402,82€ και για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά τα 452,82€ ανά MWh, ενώ αντιστοίχως για συστήματα ισχύος έως 100kW οι τιμές πώλησης ορίστηκαν σε 452,82€ και 502,82€ ανά MWh.

Επιπλέον, πρέπει να επισημανθεί ότι σύμφωνα με τον εθνικό στόχο για τη διείσδυση των φωτοβολταϊκών συστημάτων στο ενεργειακό σύστημα που έχει καθοριστεί στα 700MW (500MW στην ηπειρωτική Ελλάδα και 200MW στα μη διασυνδεδεμένα νησιά), καθορίστηκε από τη ΡΑΕ και εγκρίθηκε από το ΥΠΙΑΝ (απόφαση ΡΑΕ 75/2007), η πρώτη φάση του προγράμματος ανάπτυξης των φωτοβολταϊκών σταθμών το οποίο περιλαμβάνει τόσο τα όρια διείσδυσης ανά γεωγραφική περιοχή και ανά χρόνο όσο και το συσχετισμό αυτών των ορίων με την ισχύ της εγκατάστασης (20kW, 150kW, 2MW και άνω).

Βιοκαύσιμα

Η χρήση των βιοκαυσίμων στην Ελλάδα είναι σε φάση εκκίνησης και σύμφωνα με την 3^η Εθνική Έκθεση της Ελλάδας για τα βιοκαύσιμα από το τέλος του 2005 και μέσα στο 2006 λειτουργούσαν ήδη 4 εταιρίες παραγωγής βιοντίζελ με δυναμικότητα 315.000 τόνους. Επιπρόσθετα, βρισκόταν στο στάδιο μελέτης κατασκευής σε διάφορα σημεία της χώρας, άλλες 8 μονάδες παραγωγής βιοντίζελ, με εκτιμώμενη έναρξη παραγωγής το δεύτερο εξάμηνο του 2007 το νωρίτερο.

Η κατανάλωση βιοντίζελ στη χώρα μας ξεκίνησε, στην ουσία, το 2006 με τη διάθεση 61.000 κμ., ενώ για το 2007 η κατανάλωση αναμενόταν να φθάσει τα 114.000 κμ. Παρά το γεγονός ότι στην παρούσα φάση εκκίνησης η προσοχή έχει στραφεί προς το βιοντίζελ, θα πρέπει σύντομα να εξεταστεί και η προοπτική της βιοαιθανόλης με όρους κόστους – οφέλους. Προς το παρόν η εισαγωγή βιοαιθανόλης στην Ελληνική αγορά καυσίμων δεν αναμένεται να ξεκινήσει πριν το δεύτερο εξάμηνο του 2008.

Κατανάλωση Ενέργειας στην Τελική Χρήση

Η κατανάλωση τελικής ενέργειας στην Ελλάδα ήταν σχεδόν σταθερή την περίοδο 1990 – 1994 και η ποσότητα κατανάλωσης ήταν γύρω στα 15 Μtoe, αφαιρώντας τις μη ενεργειακές χρήσεις. Μεταξύ των ετών 1995 – 1996 η κατανάλωση τελικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 6,5% περίπου, ενώ από τότε ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης είναι γύρω στο 2,5%.

Συνολικά, η κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε κατά 26% την περίοδο 1990 – 2005, κυρίως ως συνέπεια της οικονομικής ανάπτυξης και συγκεκριμένα από 16.0 Μtoe το 1990 σε 20,2 Μtoe το 2005 που αντιστοιχεί σε αύξηση της τελικής κατανάλωσης πετρελαιοειδών κατά 24% (από 11,5 Μtoe το 1990 σε 14,2 Μtoe το 2004) και επίσης σε μεγάλη αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, κατά 78%, από 2,45 Μtoe το 1990 σε 4,4 Μtoe το 2005.

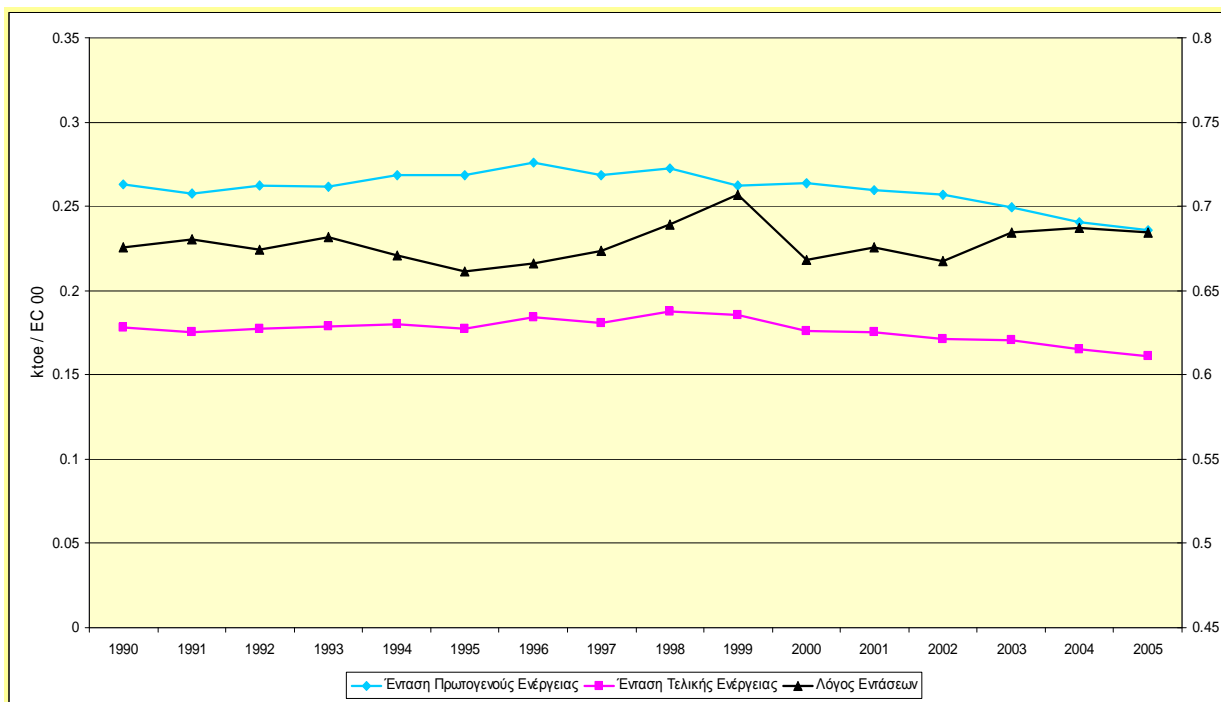
Η κατανάλωση φυσικού αερίου έχει τριπλασιασθεί από το 1998 όπου το φυσικό αέριο εισήχθη στο Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα και αυτός ο ρυθμός διείσδυσης αναμένεται να συνεχισθεί. Η τελική κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ παραμένει σχεδόν σταθερή και οφείλεται κυρίως στη χρήση βιομάζας στον οικιακό τομέα, κυρίως μη εμπορικής. Τέλος η τελική κατανάλωση άνθρακα ελαττώθηκε από 1,07 Μtoe το 1990 σε 0,44 Μtoe το 2005.

Το μερίδιο συμμετοχής των πετρελαιοειδών μειώθηκε ελαφρά κατά 1,7% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ωστόσο, τα πετρελαιοειδή παραμένουν η κύρια πηγή ενέργειας που καταναλώνεται στην τελική χρήση. (Εικόνα 3.7) Το μερίδιο αγοράς των πετρελαιοειδών μειώθηκε κυρίως λόγω της διείσδυσης του φυσικού αερίου στην αγορά ενέργειας το 1998. Το μερίδιο του ηλεκτρισμού αυξήθηκε κατά 4,6% και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας διατηρούν ένα μικρό ποσοστό στην τελική κατανάλωση ενώ ο άνθρακας έχει ομοίως ένα μικρό μερίδιο που ελαττώνεται όμως σταθερά.

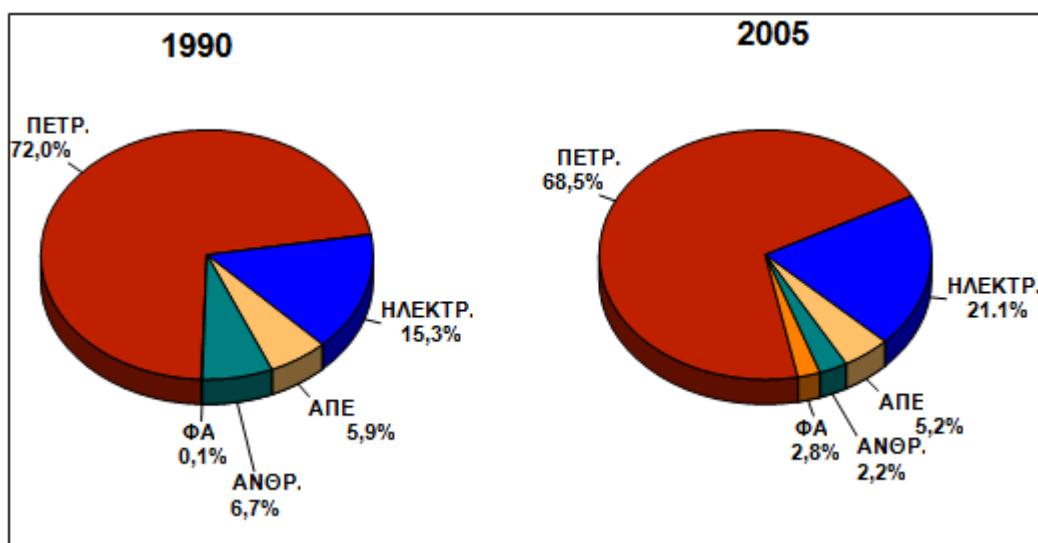
Δύο βασικοί δείκτες χρησιμοποιούνται για να χαρακτηρίσουν συνολικά την ενεργειακή κατανάλωση μιας χώρας. Η ένταση πρωτογενούς ενέργειας και η ένταση τελικής ενέργειας. Η ένταση πρωτογενούς ενέργειας απεικονίζει την ενεργειακή αποδοτικότητα παραγωγικότητα όλης της οικονομίας ενώ η ένταση τελικής ενέργειας απεικονίζει την ενεργειακή αποδοτικότητα παραγωγικότητα των τελικών καταναλωτών.

Η Ελλάδα παρουσίασε μια σταθερά αυξητική τάση της ενεργειακής έντασης την περίοδο 1990 – 1998 και στην συνέχεια οι δείκτες ενεργειακής έντασης μειώνονται για να καταλήξουν σε 0,206 koe/EC00 και 0,144 koe/EC00 αντίστοιχα το 2004. Το 2004 η ένταση πρωτογενούς ενέργειας και τελικής ενέργειας παρουσιάζουν μείωση κατά 2,1% και 5,6% αντίστοιχα σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Σε Ευρωπαϊκό επίπεδο χρησιμοποιούνται οι λεγόμενοι δείκτες εξοικονόμησης ενέργειας (ODEX³²) οι οποίοι ενδεχομένως να χρησιμοποιηθούν για την καταμέτρηση της εξοικονόμησης ενέργειας στα πλαίσια της υλοποίησης της Οδηγίας 2006/32/EK.

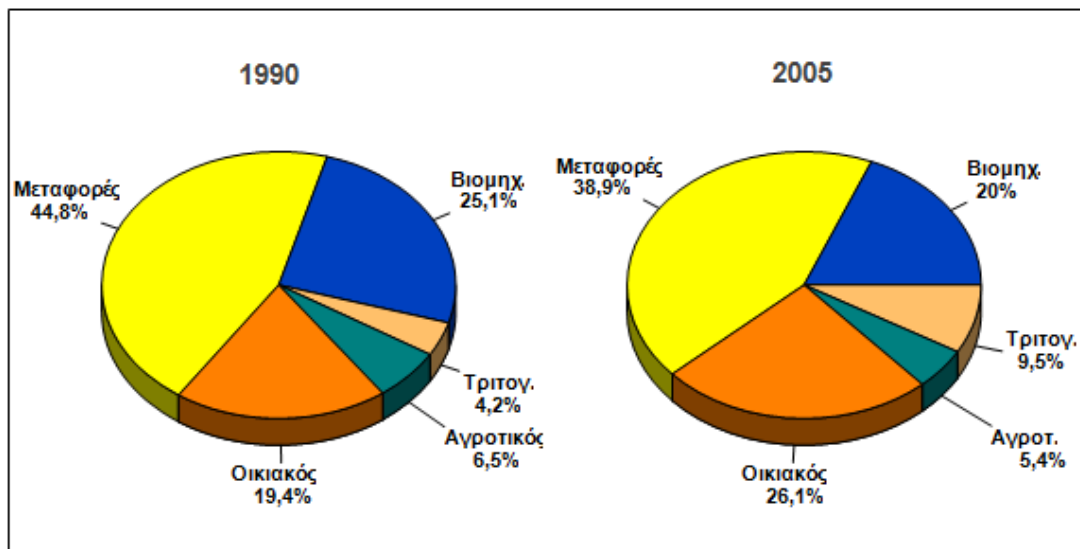
³² Ο δείκτης ODEX συγκεντρώνει τις τάσεις της ενεργειακής αποδοτικότητας κάθε υποτομέα (ή τις τελικές χρήσεις ή τον τρόπο μεταφορών), που μετριέται σε φυσικές μονάδες, σε έναν ενιαίο δείκτη του κύριου τομέα (βιομηχανία, οικογένειες, μεταφορά και υπηρεσίες) και για την οικονομία συνολικά. Ο ODEX ανά τομέα παρέχει εναλλακτικούς δείκτες για τις ενεργειακές εντάσεις (βιομηχανία και μεταφορά) ή την κατανάλωση μονάδων (ανά κατοικία για τις οικογένειες) για να περιγράψει τις γενικές τάσεις από τον τομέα.



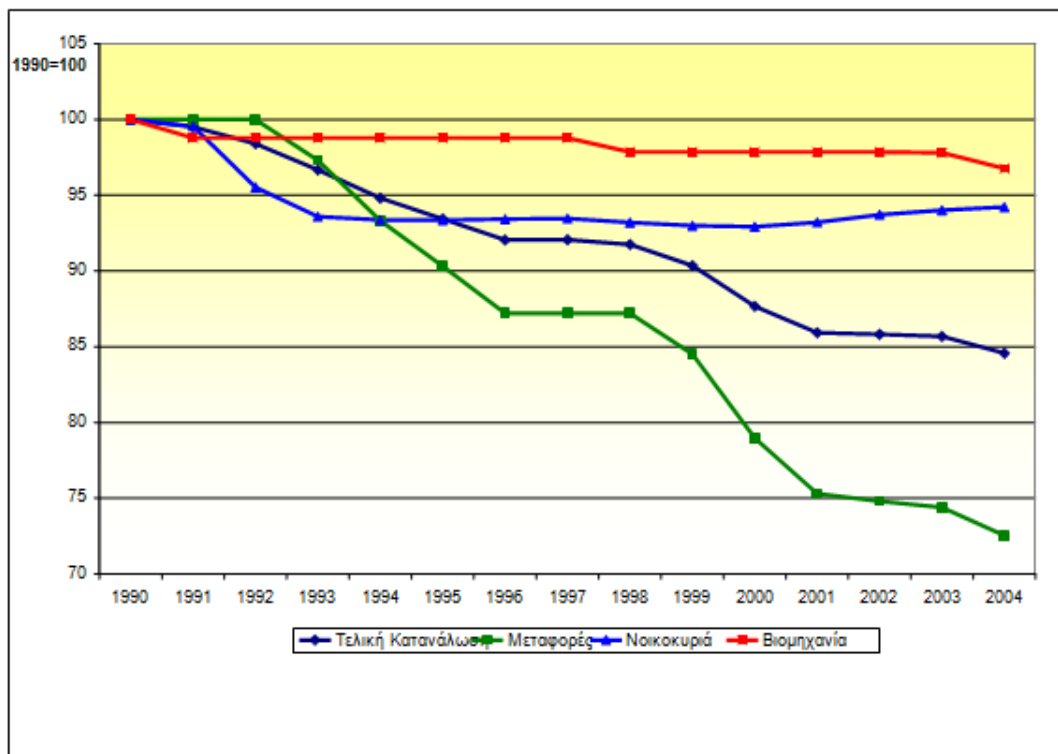
Εικόνα 3. 6 Εξέλιξη έντασης πρωτογενούς & τελικής ενέργειας (πηγή ΜΕΣ).



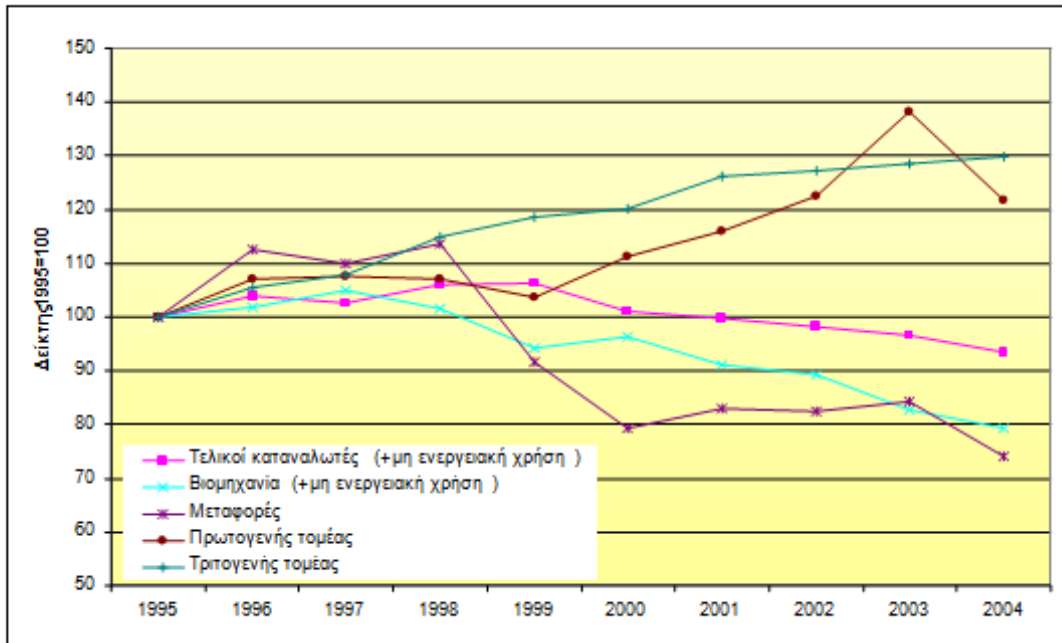
Εικόνα 3. 7 Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά καύσιμο (1990, 2005 (πηγή ΜΕΣ)



Εικόνα 3. 8 Μέρη τελικής κατανάλωσης ενέργειας ανά τομέα (1990, 2005) (πηγή ΜΕΣ)



Εικόνα 3. 9 Δείκτης εξοικονόμησης ενέργειας ODEX (πηγή ENERDATA)



Εικόνα 3. 10 Ενεργειακή ένταση ανά τομέα κατανάλωσης(πηγή ΜΕΣ)

Βιομηχανία

Το 2005 η κατανάλωση ενέργειας στη βιομηχανία ήταν 4,1 Μτοε παραμένοντας στα επίπεδα του 1990. Κατά συνέπεια το μερίδιό της βιομηχανίας στην τελική κατανάλωση μειώθηκε κατά 6,2% (εικόνα 3.8). Στις εικόνες 3.11 και 3.12 παρουσιάζεται η εξέλιξη της ενεργειακής έντασης στους ενεργοβόρους και μη ενεργοβόρους βιομηχανικούς κλάδους. Η ενεργειακή ένταση στο σύνολο της βιομηχανίας παρουσιάζει πτωτική. Ο δείκτης εξοικονόμησης ενέργειας στην βιομηχανία (ODEX, εικόνα 3.9) παρουσιάζει 15% μείωση το 2004 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 ενώ σε ευρωπαϊκό επίπεδο ο αντίστοιχος δείκτης μειώθηκε κατά 10%. Η μείωση αυτή είναι συνέπεια της μείωσης της ενεργειακής έντασης της χημικής βιομηχανίας κατά 58% (κυρίως του κλάδου των πλαστικών) και της βιομηχανίας ατσαλιού κατά 50%. Άλλη σημαντική διαπίστωση είναι η μείωση της ενεργειακής έντασης της βιομηχανίας μη μεταλλικών ορυκτών κατά 12% (κυρίως τσιμεντοβιομηχανία), δεδομένου ότι ο κλάδος αυτός αντιστοιχεί στο 35% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας στην βιομηχανία. Ο δείκτης εξοικονόμησης ενέργειας μειώθηκε επίσης στα μη σιδηρούχα μεταλλεύματα κατά 45% και στα τρόφιμα παρέμεινε περίπου στα ίδια επίπεδα με το 1990.

Τριτογενής Τομέας

Ο Τριτογενής Τομέας παρουσίασε το μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης κατανάλωσης ενέργειας μεταξύ 1990 – 2005 (εικόνα 3.8) παρουσιάζοντας τριπλασιασμό της κατανάλωσης σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 και μέσο ρυθμό αύξησης 7,2% το χρόνο. Ως αποτέλεσμα, το μερίδιο του τριτογενούς τομέα ήταν 8,5% το 2005 με 2 Μτοε περίπου σε σχέση με το 4,2% που ήταν το 1990. Αυξητική τάση παρουσιάζει η ενεργειακή ένταση του τριτογενούς τομέα, (Εικόνα 3.10), λόγω της μεγάλης ανάπτυξης του τομέα και της αλλαγής της δομής του από μικρότερες σε μεγαλύτερες επιχειρήσεις.

Οικιακός Τομέας

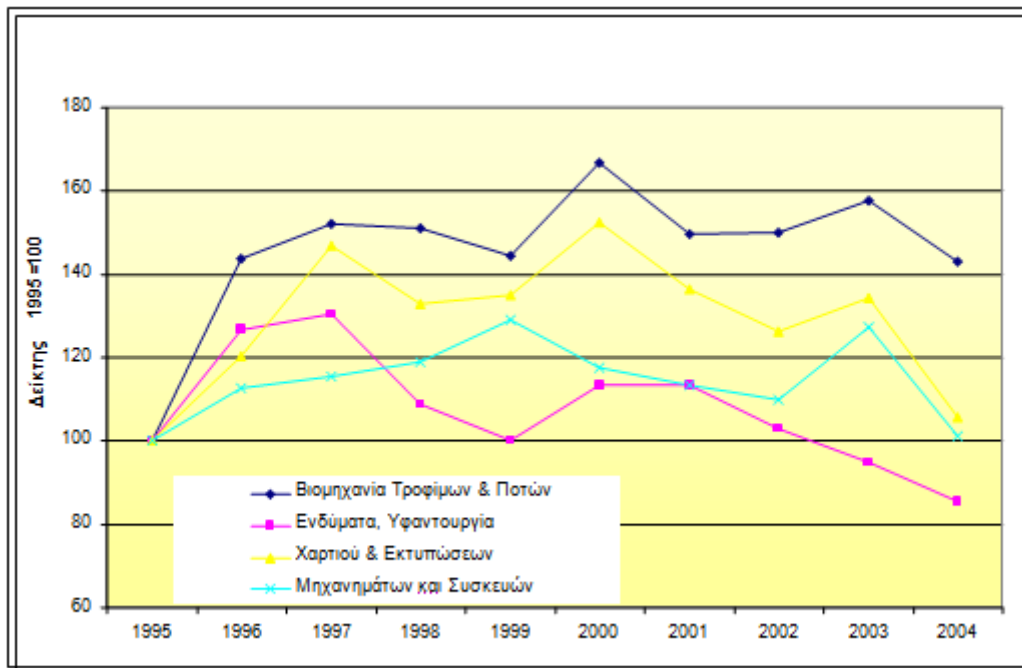
Το 2005 τα νοικοκυριά κατανάλωσαν 5,4 Μtoe ενώ είχαν καταναλώσει 4,0 Μtoe το 1990 (Εικόνα 3.8). Η αύξηση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στα νοικοκυριά είναι 35% μεταξύ 1990 και 2005 και η αύξηση του μεριδίου των νοικοκυριών στην τελική κατανάλωση το 2005 είναι 5,6% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Μεταξύ του 1990 και του 2004 ο δείκτης εξοικονόμησης ενέργειας των νοικοκυριών (ODEX, εικόνα 3.9) μειώθηκε κατά 6%. Επίσης βελτιώθηκε η ενεργειακή αποδοτικότητα για την θέρμανση χώρων κατά 14% που έχει το μεγαλύτερο μερίδιο στην τελική κατανάλωση ενέργειας στα νοικοκυριά. Επίσης σημαντική ήταν η βελτίωση της εξοικονόμησης ενέργειας στο μαγείρεμα κατά 14% και στη χρήση οικιακών συσκευών κατά 12%.

Μεταφορές

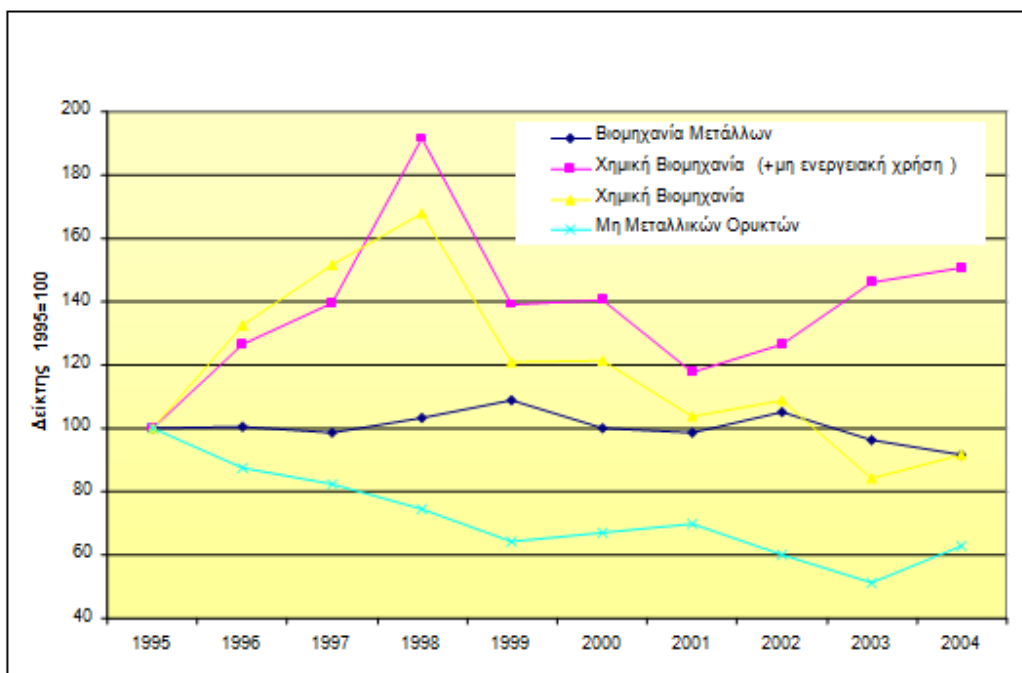
Ο Τομέας Μεταφορών αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο μερίδιο της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στην Ελλάδα που ανήλθε σε 8 Μtoe το 2005. Η κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές αυξήθηκε κατά 28% από τα επίπεδα του 1990 το μερίδιο όμως των μεταφορών στην τελική κατανάλωση μειώθηκε κατά 1,9% λόγω της αύξησης του μεριδίου του οικιακού και του τριτογενούς τομέα. Το 2004 ο δείκτης εξοικονόμησης ενέργειας (ODEX, εικόνα 3.9), παρουσιάζει μείωση κατά 27% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Στις οδικές μεταφορές παρουσιάστηκε βελτίωση κατά 19% η οποία οφείλεται κυρίως στη διείσδυση πολλών νέων ΙΧ αυτοκινήτων. Οι αεροπορικές, θαλάσσιες και σιδηροδρομικές μεταφορές βελτίωσαν τον δείκτη εξοικονόμησης κατά 52%, 19% και 22% αντίστοιχα λόγω της χρήσης εκσυγχρονισμένων μέσων.

Αγροτικός Τομέας

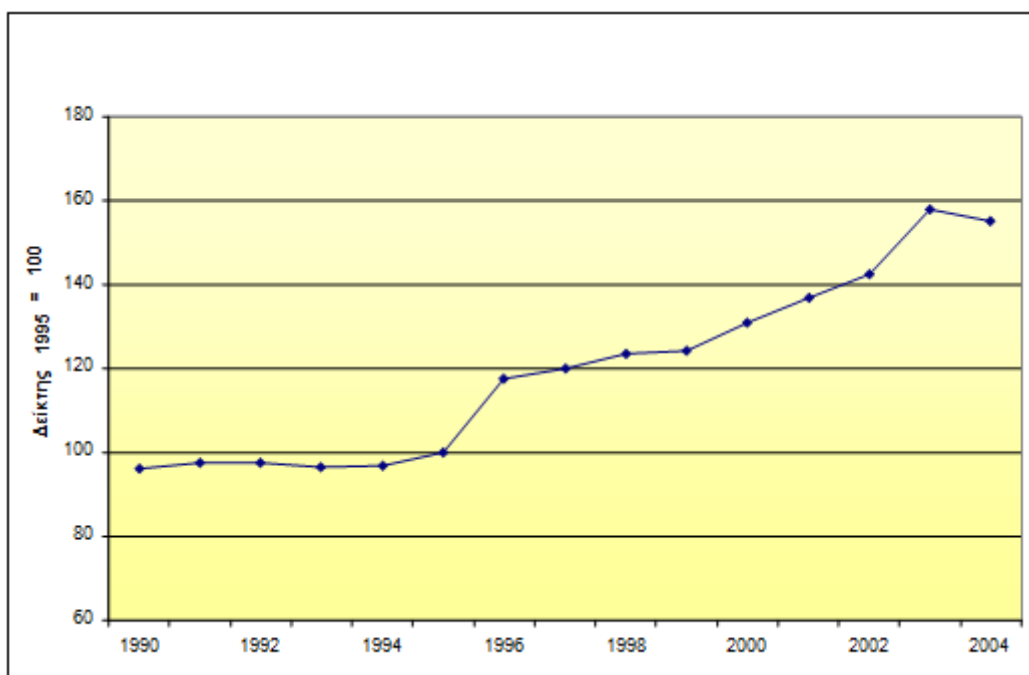
Η κατανάλωση του αγροτικού τομέα ήταν 1 Μtoe το 2005 παραμένοντας στα επίπεδα του 1990 και το μερίδιό της έχει μειωθεί κατά 1,4%.



Εικόνα 3. 11 Ενεργειακή ένταση σε ενεργοβόρους βιομηχανικούς κλάδους(πηγή ΜΕΣ)



Εικόνα 3. 12 Ενεργειακή ένταση σε μη ενεργοβόρους βιομηχανικούς κλάδους(πηγή ΜΕΣ)



Εικόνα 3. 13 Κατά κεφαλήν κατανάλωση στον οικιακό τομέα(πηγή ΜΕΣ).

Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου από το ενεργειακό σύστημα

Σύμφωνα με τη πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την κλιματική αλλαγή, έχει συμφωνηθεί από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο Υπουργών το 1998, ότι οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου της Ελλάδας για το διάστημα 2008 – 12 επιτρέπεται να αυξηθούν κατά 25% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ο συνολικός στόχος για την Ευρωπαϊκή Ένωση είναι μείωση κατά 8% για την αντίστοιχη περίοδο.

Οι εκπομπές ανά μονάδα ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας είναι από τις υψηλότερες στην Ε.Ε. Ο λόγος είναι η κυρίαρχη θέση του λιγνίτη και του πετρελαίου στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Οι μισές περίπου εκπομπές CO₂ στην Ελλάδα, προέρχονται από τον τομέα παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας όπου το 83% οφείλεται στη καύση λιγνίτη. Έτσι λοιπόν το κύριο σημείο της πολιτικής της χώρας για τη μείωση των εκπομπών είναι η διαφοροποίηση του σημερινού ενεργειακού μείγματος με την εισαγωγή καυσίμων με χαμηλότερες εκπομπές (φυσικό αέριο) και τη διεύδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, της Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας και της εξοικονόμησης ενέργειας. Ειδικά για τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, προβλέπονται η βελτίωση της απόδοσης των υπαρχόντων λιγνιτικών σταθμών, και η διεύδυση του φυσικού αερίου και των Α.Π.Ε. Στον τομέα της κατανάλωσης ενέργειας προβλέπονται παρεμβάσεις στον τομέα των κτιρίων (κανονισμοί, χρήση παθητικών και ενεργητικών συστημάτων, πιστοποίηση συσκευών και εισαγωγή φυσικού αερίου), στον τομέα της βιομηχανίας (χρήση φυσικού αερίου και συμπααραγωγής) και στις μεταφορές κυρίως με βελτίωση των υποδομών για τις δημόσιες μεταφορές και με την εισαγωγή των βιοκαυσίμων.

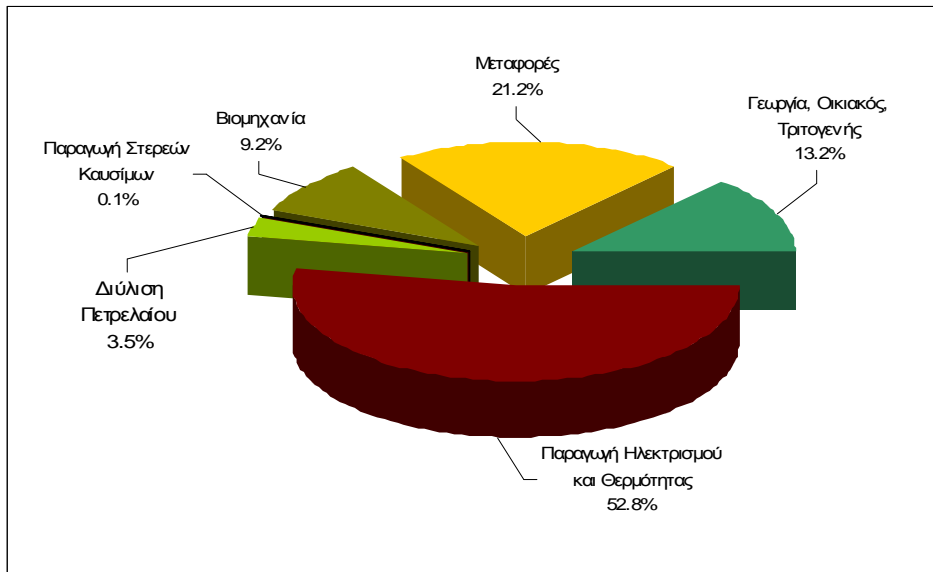
Το έτος 2004 οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στην Ελλάδα αποτέλεσαν το 79,3% του συνόλου των εκπομπών, ενώ το μεθάνιο αντιστοιχεί στο 6,4% και τα οξείδια του αζώτου στο 9,9%. Τα υπόλοιπα αέρια (F-gases/φθοριούχα αέρια) συνεισέφεραν το υπόλοιπο 4,4% (σύμφωνα με τα τελευταία επίσημα δημοσιευμένα στοιχεία).

Οι δραστηριότητες του ενεργειακού τομέα είναι η κυριότερη πηγή των αερίων του θερμοκηπίου και αντιστοιχούν στο 82% των εκπομπών του 2004. Οι εκπομπές Αερίων Θερμοκηπίου (ΑΘ) του ενεργειακού τομέα περιλαμβάνουν 94,4% CO₂ από την καύση ορυκτών καυσίμων και 1,9% CH₄ από την παραγωγή, την αποθήκευση, την διανομή και την καύση ορυκτών καυσίμων. Τέλος το υποξείδιο του αζώτου αποτελεί το 3,7% των εκπομπών ΑΘ του ενεργειακού τομέα και προέρχεται κατά 45% από την καύση λιγνίτη για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και κατά 30% από την καύση υγρών καυσίμων στον αγροτικό, οικιακό, τριτογενή τομέα αλλά και στον τομέα των μεταφορών. Οι βιομηχανικές διεργασίες αντιστοιχούν στο 10,7% των εκπομπών, ο αγροτικός τομέας στο 9,0%, τα απορρίμματα στο 2,5% και η χρήση διαλυτών στο 0,1%.

Στην εικόνα 3.14 παρουσιάζεται η συνεισφορά στις εκπομπές CO₂ διαφόρων δραστηριοτήτων, που συνδέονται με την καύση ορυκτών καυσίμων. Έτσι το 52,8% προέρχεται από την ηλεκτροπαραγωγή, το 21,2% από τις μεταφορές, το 9,2% από τη βιομηχανία, το 13,2% από τα κτίρια και τη γεωργία και το 3,4% από τα διυλιστήρια. Οι περισσότερες εκπομπές από την ηλεκτροπαραγωγή προέρχονται από την καύση του λιγνίτη. Ο τομέας μεταφορών είναι επίσης μια μεγάλη συνεχώς αυξανόμενη πηγή CO₂. Η καύση βενζίνης, πετρελαίου και LPG (Liquid Petroleum Gas/υγραέριο) στις οδικές μεταφορές είναι οι βασικές αιτίες εκπομπών CO₂, ενώ μικρότερες ποσότητες οφείλονται στη χρήση πετρελαίου και μαζούτ για τις ακτοπλοϊκές συγκοινωνίες, στη χρήση πετρελαίου στις σιδηροδρομικές συγκοινωνίες και τέλος στην χρήση κηροζίνης για τις εγχώριες αεροπορικές συγκοινωνίες. Οι εκπομπές στη βιομηχανία προέρχονται από την καύση ορυκτών καυσίμων για να καλυφθεί η ζήτηση θερμότητας και ατμού. Οι εκπομπές από βιομηχανικές διεργασίες αφορούν σε μη ενεργειακές βιομηχανικές χρήσεις και ιδιαίτερα δραστηριότητες που συμπεριλαμβάνουν χημικές διεργασίες. Οι εκπομπές CO₂ από βιομηχανικές διεργασίες οφείλονται κυρίως στην παραγωγή τσιμέντου και ασβέστη.

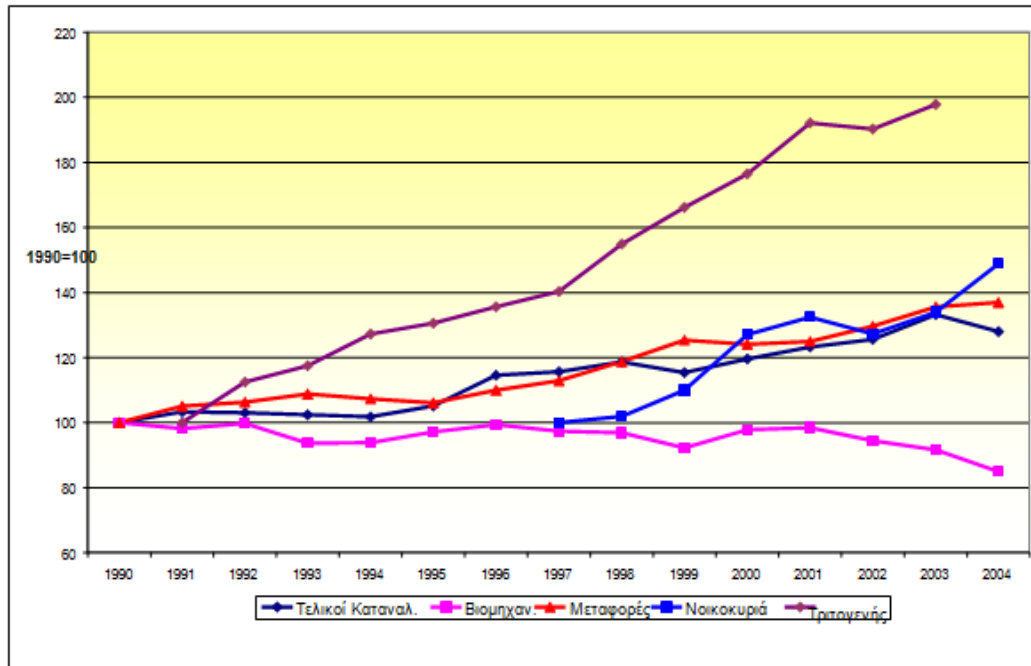
Ο Αγροτικός Τομέας αποτελεί την κύρια πηγή των εκπομπών N₂O στην Ελλάδα (62% περίπου των συνολικών εκπομπών N₂O το 2004). Το N₂O παράγεται επίσης από την αντίδραση του αζώτου με το οξυγόνο κατά την καύση ορυκτών καυσίμων (30% των εκπομπών N₂O το 2004).

Το έτος 2004 τα επίπεδα εκπομπών των 6 αερίων ήταν κατά 25% μεγαλύτερα από εκείνα της χρονιάς βάσης (1990 για CO₂, CH₄, N₂O – 1995 για τα υπόλοιπα αέρια). Ειδικότερα οι εκπομπές CO₂ από την ενεργειακή βιομηχανία αυξήθηκαν κατά 33% μεταξύ του 1990 και του 2004 ενώ οι εκπομπές από τις μεταφορές αυξήθηκαν κατά 41%. Σύμφωνα με τις εκθέσεις που έχει υποβάλλει το ΥΠΕΧΩΔΕ στο Ευρωπαϊκό Κέντρο Περιβάλλοντος, προκειμένου να συγκρατηθούν οι εκπομπές αερίων ρύπων στα επίπεδα του + 25% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, οι εκπομπές CO₂ equivalent από την ενέργεια και τις βιομηχανικές διεργασίες αρκεί να συγκρατηθούν μέχρι το επίπεδο του + 35% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 όπου όμως προβλέπεται ότι η ΔΕΗ θα πρέπει να συμμετέχει σε carbon funds ³³(Σενάριο με Πρόσθετα Μέτρα).



1Εικόνα 3. 14 Συνεισφορά στις εκπομπές CO₂ δραστηριοτήτων που συνδέονται με τη χρήση (καύση) ορυκτών καυσίμων για το 2004(πηγή ΜΕΣ).

³³ Το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής CO₂ εντάσσεται στους ευέλικτους μηχανισμούς του Κιότο. Η αγορά ενός δικαιώματος αντιστοιχεί σε ένα τόνο CO₂. Η εμπορία γίνεται σε χρηματιστηριακό επίπεδο



Εικόνα 3. 15 Δείκτης έντασης εκπομπών CO₂ ανά τομέα οικονομικής δραστηριότητας

Πηγή: ENERDATA`

ΕΥΡΩΠΑΪΚΕΣ ΔΕΣΜΕΥΣΕΙΣ ΕΛΛΑΔΑΣ

Το 1997 η Ε.Ε υιοθέτησε την Λευκή Βίβλο για την ενεργειακή πολιτική της κοινότητας και τις Α.Π.Ε. (35), με την οποία προτείνεται αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ, σε ποσοστό 12% της πρωτογενούς εγχώριας μικτής κατανάλωσης ενέργειας για κάθε κράτος μέλος μέχρι το 2010. Πιο συγκεκριμένα, ο στόχος που αφορά τη χρήση βιομάζας τέθηκε στους 90 ΜΤΠΠ (Μεγατόνους Ισοδύναμου Πετρελαίου) για το σύνολο των χωρών της ΕΕ, μέχρι το 2010, εκ των οποίων οι 45 ΜΤΠΠ θα πρέπει να προέρχονται από ενεργειακές καλλιέργειες. Το 2001 και με σκοπό την εφαρμογή και την επίτευξη των στόχων της Λευκής Βίβλου, θεσπίστηκε οδηγία (36) για την ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ που απαιτεί από κάθε κράτος μέλος της Ε.Ε. μέχρι το έτος 2010, το 12% της εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας και ταυτόχρονα το 22,1% της εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ. Επίσης, με άλλη οδηγία (37), η Ε.Ε. ενίσχυσε τις επενδύσεις από ΑΠΕ. Ο εναρμονισμός της εθνικής νομοθεσίας της Ελλάδας έγινε με τον νόμο 2773 (38) και τις μετέπειτα τροποποιήσεις του που αφορούν την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, Επίσης, πρόσφατα ψηφίστηκε ο νόμος 3468 (39) που αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και την συμπαραγωγή από Α.Π.Ε.

Σημαντικό ενδιαφέρον παρουσιάζει η πολιτική της ΕΕ. σχετικά με την προστασία του περιβάλλοντος. Σύμφωνα με τη πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την κλιματική αλλαγή, έχει συμφωνηθεί από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο Υπουργών το 1998, οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου της Ελλάδας για το διάστημα 2008-12 μπορούν να αυξηθούν το μέγιστο κατά 25% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.

Ο συνολικός στόχος για την Ευρωπαϊκή Ένωση είναι μείωση των εκπομπών κατά 8% για την αντίστοιχη περίοδο. Μετά από κοινή απόφαση (Απόφαση 2002/358/ΕΚ) της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η Ελλάδα κύρωσε το Πρωτόκολλο με τον Ν. 3017/2002 (ΦΕΚ Α' 117/2002) τον Μάιο του 2002. Αν και οι ανά κάτοικο εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα είναι μικρότερες από την μέση τιμή της ΕΕ, οι εκπομπές ανά μονάδα ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας

είναι από τις υψηλότερες στην ΕΕ. Ο λόγος είναι η κυρίαρχη θέση του λιγνίτη και του πετρελαίου στο ενεργειακό μείγμα της χώρας.

Το 2005 ξεκίνησε η λειτουργία του Ευρωπαϊκού Συστήματος Εμπορίας Εκπομπών που καλύπτει βιομηχανικές και ενεργειακές εγκαταστάσεις οι οποίες υπερβαίνουν συγκεκριμένα όρια ισχύος που περιγράφονται στην Οδηγία 2003/87/ΕΚ. Η ΚΥΑ 54409/2632/2004, βασισμένη στην Ευρωπαϊκή Οδηγία 2003/87/ΕΚ, αλλά και τον κανονισμό 2004/2216/ΕΚ και την απόφαση 2004/280/ΕΚ αποτέλεσε το θεσμικό πλαίσιο για την ίδρυση και λειτουργία ενός Εθνικού Γραφείου Εμπορίας Εκπομπών.

Όσον αφορά την εξοικονόμηση ενέργειας, αυτή καλύπτεται από έναν αριθμό Οδηγιών της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, όπως είναι η Οδηγία 2002/91/ΕΚ για την «ενεργειακή απόδοση των κτιρίων», η οδηγία 2002/31 για τη σήμανση της κατανάλωσης ενέργειας των οικιακών κλιματιστικών, η οδηγία 2003/66/ΕΚ που αφορά στη σήμανση της κατανάλωσης ενέργειας για τα οικιακά ηλεκτρικά ψυγεία και τους καταψύκτες, η Οδηγία 2004/8/ΕΚ για την προώθηση της «συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας» η Οδηγία 2005/32/ΕΚ για την «οικολογική σχεδίαση του εξοπλισμού» και τέλος η πρόσφατη Οδηγία 2006/32/ΕΚ για την βελτίωση της «Ενεργειακής Απόδοσης κατά την τελική χρήση και τις Ενεργειακές Υπηρεσίες».

Ειδικότερα η Οδηγία 2006/32/ΕΚ για την Ενεργειακή Απόδοση κατά την τελική χρήση και τις Ενεργειακές Υπηρεσίες, θέτει ενδεικτικό στόχο εξοικονόμησης ενέργειας στα κράτη-μέλη 9% για τα επόμενα εννέα χρόνια και επίσης υποχρεώνει τα κράτη-μέλη να εκπονήσουν σχέδια δράσης ενεργειακής απόδοσης (ΣΔΕΑ) ξεκινώντας την 30^η Ιουνίου 2007.

ΣΕΝΑΡΙΑ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Προσομοίωση του Ελληνικού Ενεργειακού Συστήματος στο Μοντέλο

Το MARKAL είναι ένα μοντέλο προσομοίωσης – βελτιστοποίησης της αγοράς ενέργειας που χρησιμοποιείται σήμερα από 40 χώρες. Αναπτύσσεται και εξελίσσεται συνεχώς στα πλαίσια του Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας στο οποίο συμμετέχει και η Ελλάδα.

Το μοντέλο MARKAL οδηγείται από τη ζήτηση χρήσιμης ενέργειας, η πρόβλεψη της οποίας γίνεται εξωγενώς. Θεωρώντας την εξέλιξη της ζήτησης χρήσιμης ενέργειας (π.χ. θέρμανση – ψύξη χώρων, φωτισμός κλπ) σαν στοιχείο εισόδου και συνδυάζοντάς την με την εξέλιξη των τεχνικοοικονομικών στοιχείων των ενεργειακών τεχνολογιών στον χρονικό ορίζοντα επίλυσης, το μοντέλο βελτιστοποιεί τον συνδυασμό τεχνολογιών και καυσίμων που εξυπηρετεί την ζήτηση ενέργειας και ικανοποιεί ταυτόχρονα τους στόχους ενεργειακής πολιτικής (εκπομπές αερίων ρύπων, εξοικονόμηση ενέργειας, κλπ). Η λύση για κάθε σενάριο που εξετάζεται προκύπτει από την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του ενεργειακού συστήματος στο χρονικό ορίζοντα της επίλυσης.

Το πλεονέκτημα του MARKAL έγκειται στο γεγονός ότι προσομοιώνει ολόκληρο τον ενεργειακό τομέα και ταυτόχρονα εξετάζονται, ανταγωνίζονται και συνεργάζονται μεταξύ τους όλες οι σήμερα αλλά και μελλοντικά διαθέσιμες ενεργειακές τεχνολογίες σε επίπεδο διάθεσης και τελικής κατανάλωσης ενέργειας. Το μοντέλο απαιτεί σαν δεδομένα εισόδου τη ζήτηση χρήσιμης

ενέργειας, ανά τομέα οικονομικής δραστηριότητας και ανά τελική χρήση. Η ανάλυση αυτή είναι λεπτομερής και καθορίζεται από τη διαθεσιμότητα δεδομένων.

Το Ελληνικό ενεργειακό σύστημα προσομοιώθηκε στο μοντέλο MARKAL όσο το δυνατόν πιο αναλυτικά, οργανώνοντας τα υπάρχοντα ενεργειακά δεδομένα σε μορφή ενεργειακού συστήματος αναφοράς. Το ηλεκτρικό μη συνδεδεμένο δίκτυο των νησιών με το διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας, προσομοιώθηκε με την χρήση δύο ηλεκτρικών δικτύων με τις αντίστοιχες ζητήσεις ενέργειας. Οι υποθέσεις για την εξέλιξη ωφέλιμης ζήτησης ενέργειας που εντάχθηκαν στο μοντέλο για το ελληνικό ενεργειακό σύστημα αναλύονται παρακάτω. Έχει γίνει όσο ήταν δυνατόν μεγαλύτερη ανάλυση των διαφόρων κατηγοριών ωφέλιμης ζήτησης ενέργειας, ανά τομέα οικονομικής δραστηριότητας και χρήση.

Κάθε μια από αυτές τις κατηγορίες ζήτησης ωφέλιμης ενέργειας καλύπτεται από κάποιες εναλλακτικές τεχνολογίες, οι οποίες μπορεί να χρησιμοποιούν εναλλακτικά καύσιμα. Με τον τρόπο αυτό λαμβάνεται υπόψη ο ανταγωνισμός ανάμεσα στις διάφορες τεχνολογίες αλλά και ανάμεσα στα διάφορα καύσιμα. Για τις τεχνολογίες κατανάλωσης έχει χρησιμοποιηθεί η εκτεταμένη βάση δεδομένων MATTER του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας, όπου για κάθε τεχνολογία υπάρχουν τα δεδομένα της χρονικής εξέλιξης της απόδοσης, του κόστους αλλά και του χρόνου ζωής της. Στην μεθεπόμενη σελίδα, εικόνα 3.16, παρουσιάζεται το λογικό διάγραμμα με βάση το οποίο έχει προσομοιωθεί το ελληνικό ενεργειακό σύστημα στο MARKAL.

Παραδοχές για την επίλυση των μοντέλων

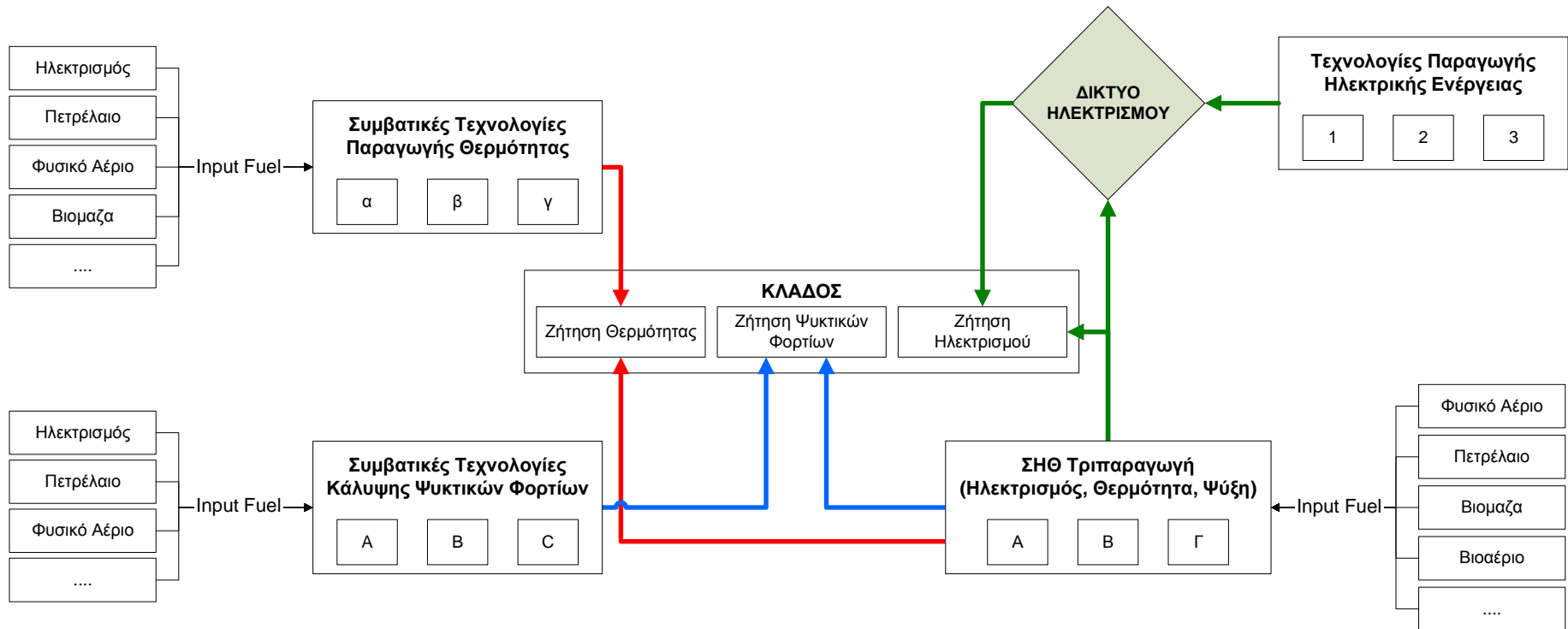
Στην μελέτη έγιναν υποθέσεις σχετικά με την εξέλιξη των παραγόντων που επηρεάζουν την ζήτηση ωφέλιμης ενέργειας σε κάθε τομέα δραστηριότητας και χρήσης. Οι κύριοι παράγοντες είναι η εξέλιξη του πληθυσμού, και η εξέλιξη του ΑΕΠ και του δείκτη οικονομικής δραστηριότητας του κάθε τομέα. Η εκτίμηση της εξέλιξης των δεικτών οικονομικής δραστηριότητας έχει γίνει από το μοντέλο GEM – E13³⁴.

Για τον χρονικό ορίζοντα επίλυσης του μοντέλου χρησιμοποιήθηκαν προβλέψεις των διεθνών τιμών του πετρελαίου, του φυσικού αερίου και του άνθρακα. Για το πετρέλαιο υπάρχουν τρία εναλλακτικά σενάρια εξέλιξης τιμών που παρουσιάζονται στην εικόνα 3.16 και προέρχονται από το Department of Energy των ΗΠΑ. Χρησιμοποιήθηκαν αυτές οι τιμές γιατί είναι κάπως δυσμενέστερες από τις προβλέψεις του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA) που παρουσιάζονται στο ίδιο σχήμα. Η τιμή του φυσικού αερίου είναι άμεσα συνδεδεμένη με την τιμή του πετρελαίου, ενώ η τιμή του άνθρακα αυξάνεται ελάχιστα στην χρονική περίοδο της μελέτης.

Ως κύρια δεδομένα εισόδου χρησιμοποιήθηκαν η ζήτηση χρήσιμης ενέργειας και τα εναλλακτικά σενάρια πολιτικής. Χρησιμοποιήθηκαν στατιστικά δεδομένα, καθώς και εκτιμήσεις ειδικών για την αναμενόμενη εξέλιξη του πληθυσμού, της βιομηχανικής δραστηριότητας, των μεταφορών και της δραστηριότητας του τριτογενούς τομέα, καθώς επίσης και εκτιμήσεις του κορεσμού της αγοράς για τεχνολογίες που διεισδύουν σήμερα (π.χ. κλιματισμός σε κατοικίες). Επίσης χρησιμοποιήθηκαν αποτελέσματα του μοντέλου GEM – E3 για την εξέλιξη της βιομηχανικής δραστηριότητας, των μεταφορών και της δραστηριότητας.

³⁴ Το GEM–13 είναι ένα οικονομικό μοντέλο γενικής ισορροπίας που χρησιμοποιείται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή για τις προβλέψεις της εξέλιξης δεικτών οικονομικής δραστηριότητας.

Εικόνα 3. 162 MARKAL–ανταγωνισμός τεχνολογιών για την κάλυψη ηλεκτρικών, θερμικών και ψυκτικών φορτίων(πηγή ΜΕΣ).



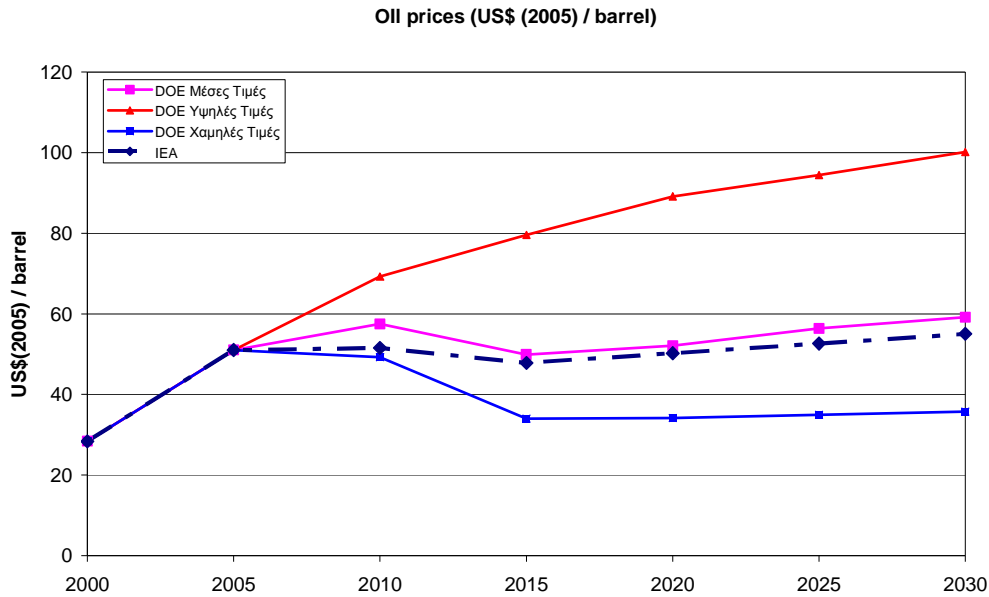
Άλλες παραδοχές και περιορισμοί που χρησιμοποιήθηκαν έχουν ως εξής :

Το ηλεκτρικό σύστημα της χώρας έχει προσομοιωθεί ως διασυνδεδεμένο και μη – συνδεδεμένα νησιά. Η εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής έχει μελετηθεί επί πλέον με το μοντέλο WASP³⁵ και οι λύσεις που έχουν προκύψει έχουν χρησιμοποιηθεί για διόρθωση του μοντέλου MARKAL. Ο λόγος είναι ότι με το μοντέλο WASP ο προγραμματισμός του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής γίνεται λαμβάνοντας υπόψη την αξιοπιστία του συστήματος. Στους πίνακες 3.12 και 3.13 παρουσιάζεται η πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος και ενέργειας για το διασυνδεδεμένο σύστημα και στον πίνακα 3.14 τα ίδια μεγέθη για τα νησιωτικά συστήματα. Οι πίνακες 3.15 και 3.16 παρουσιάζουν τις αποσύρσεις και νέες εντάξεις που προγραμματίζει η ΔΕΗ.

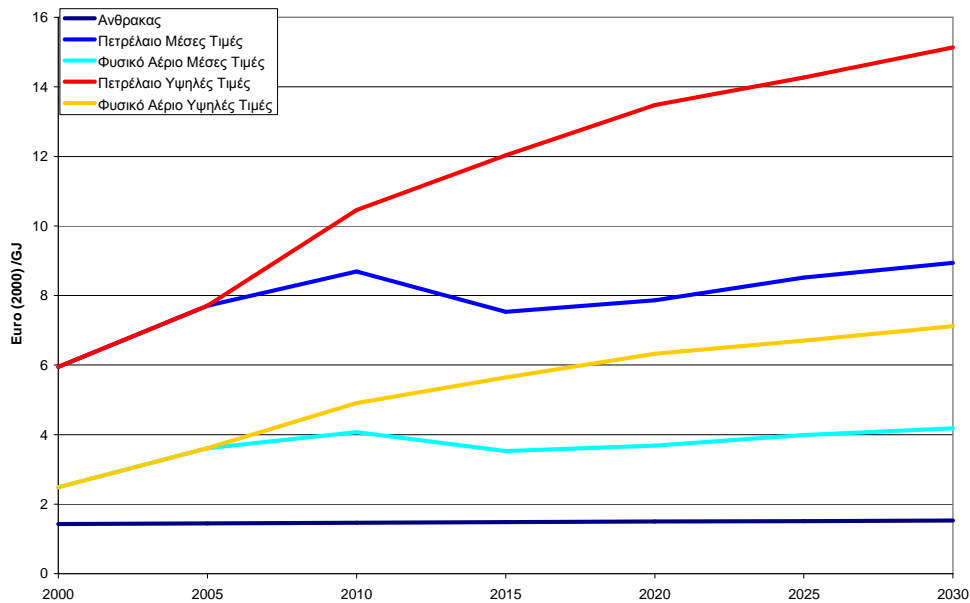
Ένα ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του Ελληνικού Ενεργειακού συστήματος είναι η εισαγωγή του φυσικού αερίου το 1997. Η χρήση του φυσικού αερίου στους διάφορους τομείς εξαρτάται από την ανάπτυξη του δικτύου διανομής και την αποδοχή του από τους καταναλωτές. Για να ληφθεί υπόψη αυτό το γεγονός χρησιμοποιήθηκε μια πιθανή καμπύλη διείσδυσης, βασισμένη στην ανάλυση αγοράς που έγινε από τη ΔΕΠΑ και τις ΕΠΑ. Έτσι οι προβλέψεις αυτές χρησιμοποιήθηκαν σαν άνω όρια της συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά τομέα.

Οι περιορισμοί εκπομπών αερίων θερμοκηπίου σύμφωνα με τις δεσμεύσεις του Kyoto για τον ενεργειακό τομέα χαρακτηρίζουν την ενεργειακή πολιτική των τελευταίων ετών και λαμβάνονται υπόψη στο μοντέλο. Έτσι για την περίοδο 2008 – 2012 χρησιμοποιείται η εκτίμηση του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών, σύμφωνα με το «σενάριο με πρόσθετα μέτρα» όπου θεωρείται ότι μέρος των υπόχρεων εγκαταστάσεων θα συμμετέχουν σε carbon funds. Όσον αφορά στην διείσδυση της ατομικής ενέργειας λαμβάνεται υπόψη στοχαστικά, με βάση την ανάλυση που έχει γίνει από τους ΡΑΕ – ΔΕΣΜΗΕ – ΚΑΠΕ. Οι καμπύλες που παρουσιάζονται στις εικόνες 3.19 και 3.20 έχουν ενσωματωθεί στα μοντέλα.

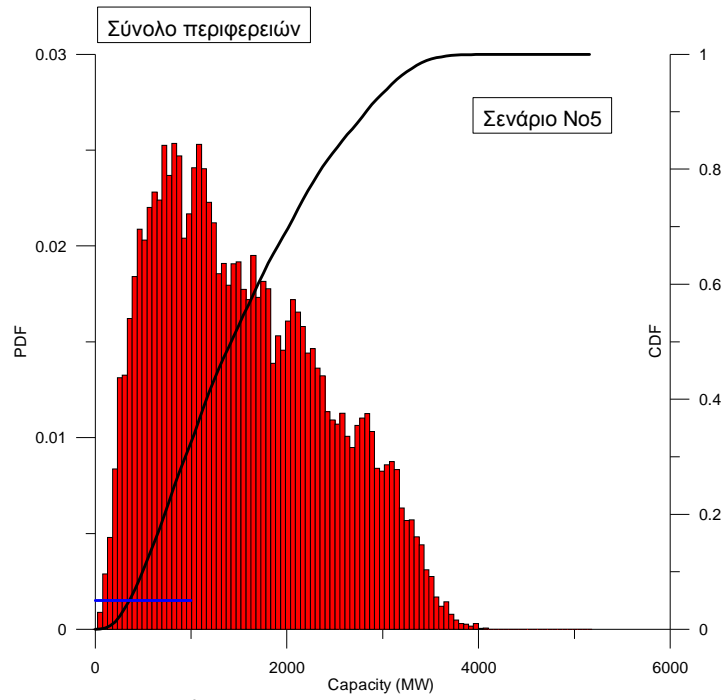
³⁵ Το WASP είναι ένα μοντέλο προγραμματισμού συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής το οποίο εξελίσσεται συνεχώς με την δημοσίευση νέων εκδόσεων.



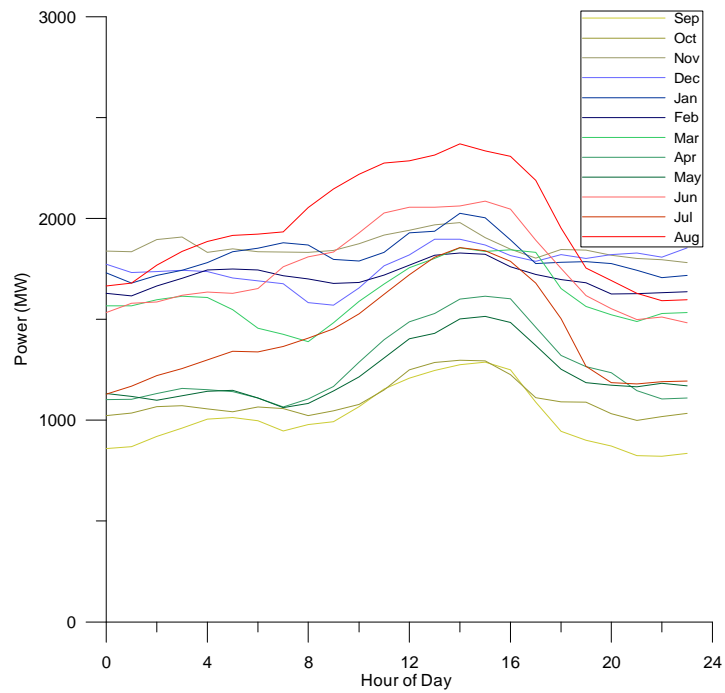
Εικόνα 3. 17 Τρία σενάρια εξέλιξης των διεθνών τιμών πετρελαίου (Πηγή: “Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030”, Energy Information Administration DOE, “World Energy Outlook 2007”, IEA)



Εικόνα 3. 18 Εξέλιξη διεθνών τιμών καυσίμων στα σενάρια του MARKAL. (Πηγή: “Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030”, Energy Information Administration DOE, “World Energy Outlook 2007”, IEA)



Εικόνα 3. 193 Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (PDF) και η συνάρτηση κατανομής (CDF) της συνολικής αιολικής παραγωγής (ωριαίες τιμές) – Πηγή ΚΑΠΕ



Εικόνα 3. 20 Μέση ωριαία κατανομή ανά μήνα της συνολικής αιολικής παραγωγής – Πηγή ΚΑΠΕ

Πίνακας 3. 12 Πρόβλεψη ζήτησης αιχμής ηλεκτρικής ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Πηγή ΔΕΣΜΗΕ)

	Ιστορικά στοιχεία	Ήπιο σενάριο	Βασικό σενάριο	Ακραίο σενάριο
	(MW)			
1997	6703			
1998	7370			
1999	7364			
2000	8529			
2001	8598			
2002	8924			
	9100 ⁽¹⁾			
2003	9042			
	9112 ⁽¹⁾			
2004	9370 ⁽²⁾			
	9600 ⁽³⁾			
2005	9635			
	9800 ⁽¹⁾			
2006	9961			
2007	10510 ⁽⁴⁾			
2008		10525	10685	11560
2009		10785	10950	11845
2010		11050	11220	12130
2011		11300	11500	12410
2012		11570	11760	12700
2013		11830	12040	13000
2014		12090	12310	13275
2015		12350	12580	13560
2016		12610	12855	13850
2017		12870	13130	14130
2018		13130	13400	14420
2019		13400	13670	14700
2020		13650	13950	15000

(1) Έγιναν συμφωνημένες περικοπές τουλάχιστον 150 MW το 2002, 70 MW το 2003 και 165 MW το 2005

(2) Αναφέρεται στην ώρα του Black – Out στις 12/7/2004, 12:39 μμ

(3) Εκτίμηση ΔΕΣΜΗΕ για την αιχμή του 2004 (αν δεν συνέβαινε το Black – Out)

(4) Μέχρι και τον Ιούνιο 2007. Εκτιμάται ότι η αιχμή, αν δεν είχαν γίνει περικοπές φορτίου, σε μεγάλους βιομηχανικούς πελάτες και σε αρδευτικά συστήματα, θα είχε ανέλθει στα 11.000 MW

Ήπιο Σενάριο: ήπιες καιρικές συνθήκες

Βασικό Σενάριο: υψηλές θερμοκρασίες

Ακραίο Σενάριο: πολύ υψηλές θερμοκρασίες (συνθήκες παρατεταμένου καύσωνα)

	Ιστορικά στοιχεία	Ήπιο σενάριο	Βασικό σενάριο	Ακραίο σενάριο
	(GWh)			
1997	38067			
1998	39862			
1999	41060			
2000	44108			
2001	45914			
2002	46974			
2003	49732			
2004	50954			
2005	52553			
2006	53598			
2007		55350	55620	55890
2008		56730	57290	57850
2009		58150	59000	59870

	Ιστορικά στοιχεία	Ήπιο σενάριο	Βασικό σενάριο	Ακραίο σενάριο
2010		59600	60780	61970
2011		61100	62600	64140
2012		62620	64480	66380
2013		64200	66410	68700
2014		65570	68080	70650
2015		67050	69870	72780
2016		68520	71670	74920
2017		70000	73470	77050
2018		71470	75270	79190
2019		72950	77060	81320
2020		74420	78865	83460

Πίνακας 3. 13 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Πηγή ΔΕΣΜΗΕ)

	ΚΡΗΤΗ						ΡΟΔΟΣ					ΥΠ. ΝΗΣΙΑ	
	GWh	GWh	Δ %	MW	Δ %	Σ.Φ.	GWh	Δ %	MW	Δ %	Σ.Φ.	GWh	Δ %
2007	55521	2970	5,0	637	5,3	53,2	730	4,6	178	-5,8	46,8	1772	4,1
2008	57225	3124	5,2	659	3,5	54,0	766	5,0	186	4,5	47,0	1864	5,2
2009	58616	3265	4,5	690	4,7	54,0	800	4,3	194	4,3	47,0	1948	4,5
2010	60140	3419	4,7	723	4,8	54,0	836	4,5	203	4,6	47,0	2039	4,7
2011	61644	3576	4,6	756	4,6	54,0	872	4,4	212	4,4	47,0	2133	4,6
2012	63320	3747	4,8	790	4,5	54,0	913	4,6	221	4,2	47,0	2235	4,8
2013	64670	3901	4,1	825	4,4	54,0	948	3,9	230	4,1	47,0	2327	4,1
2014	66189	4069	4,3	860	4,2	54,0	987	4,1	240	4,3	47,0	2427	4,3
2015	67712	4240	4,2	896	4,2	54,0	1026	4,0	249	3,8	47,0	2529	4,2
2016	69235	4414	4,1	933	4,1	54,0	1070	4,2	260	4,4	47,0	2633	4,1
2017	70758	4590	4,0	970	4,0	54,0	1107	3,5	269	3,5	47,0	2738	4,0
2018	72280	4769	3,9	1008	3,9	54,0	1148	3,7	279	3,7	47,0	2845	3,9
2019	73798	4951	3,8	1047	3,9	54,0	1189	3,6	289	3,6	47,0	2953	3,8
2020	75310	5134	3,7	1085	3,6	54,0	1234	3,8	300	3,8	47,0	3062	3,7

Πίνακας 3. 14 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος και ενέργειας στα μη-συνδεδεμένα συστήματα Κρήτης, Ρόδου και Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής (Πηγή ΔΕΗ)

Αποσύρσεις μονάδων													
Έτος	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Απόσυρση (MW)	0	-738	-288	430	-334	0	0	0	-274	-545	0	-275	-2884

-1 : απόσυρση μονάδας

Πίνακας 3. 15 Ενδεικτικό πρόγραμμα απόσυρσης μονάδων ΔΕΗ (Πηγή ΔΕΗ)

ΕΙΔΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
Συν. Κύκλος Φ.Α. (Αλιβέρι 5)	420	Σεπτέμβριος 2009
Συν. Κύκλος Φ.Α.	400	Ιούλιος 2010
Συν. Κύκλος Φ.Α.(Μεγαλόπολη)	400	Ιούλιος 2011
Λιγνιτική (Δυτική Μακεδονία)	400	2013
Ανθρακική	620	2014

Πίνακας 3. 16 Εντάξεις νέων θερμικών μονάδων ΔΕΗ στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Πηγή ΔΕΗ)

Διαμόρφωση Σεναρίων

Τα σενάρια που μελετήθηκαν αποτελούν στην ουσία αξιολόγηση της δυνατότητας και του βαθμού εκπλήρωσης από την Ελλάδα των ευρωπαϊκών στόχων παράλληλα με τους εθνικούς στόχους ενεργειακής πολιτικής. Επίκεντρο της νέας ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής είναι η μείωση των εκπομπών των αερίων θερμοκηπίου κατά 20% μέχρι το 2020, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Για την επίτευξη του κεντρικού στρατηγικού στόχου η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, όπως έχει ήδη αναφερθεί, πρότεινε την επίτευξη τριών σχετιζόμενων στόχων: βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%; αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα στο επίπεδο του 20% μέχρι το 2020 και αύξηση του ποσοστού των βιοκαυσίμων στις μεταφορές στο 10% μέχρι το 2020.

Οι εθνικοί στόχοι της ενεργειακής πολιτικής αφορούν στο βαθμό χρησιμοποίησης εγχώριων πηγών ενέργειας και στις συγκεκριμένες στρατηγικές ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος. Συγκεκριμένα η χρήση των εγχώριων πηγών ενέργειας είναι μόνιμος στόχος της ελληνικής ενεργειακής πολιτικής μετά τις πετρελαϊκές κρίσεις της δεκαετίας του 1970 και αυτό σημαίνει εκμετάλλευση των κοιτασμάτων λιγνίτη, του υδροηλεκτρικού δυναμικού και του πλούσιου αιολικού δυναμικού της χώρας. Παράλληλα η ελληνική ενεργειακή πολιτική έχει υιοθετήσει την αρχή της διαποίκισης των πηγών πρωτογενούς ενέργειας για να εξασφαλισθεί καλύτερα η ασφάλεια εφοδιασμού του ελληνικού ενεργειακού συστήματος σε συνδυασμό με την αυξημένη χρήση εγχώριων πηγών. Έτσι, το φυσικό αέριο βρίσκεται σε φάση διείσδυσης ενώ εξετάζονται τεχνολογίες καθαρού άνθρακα όπως υπαγορεύει και η νέα ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική.

Το Σενάριο 1 είναι σενάριο αναμενόμενων εξελίξεων και χρησιμοποιείται σαν σενάριο αναφοράς, περιλαμβάνοντας μόνο τα μέτρα και τις αποφάσεις ενεργειακής πολιτικής που έχουν ενσωματωθεί ήδη στο ενεργειακό σύστημα. Έτσι περιλαμβάνει τους μέχρι σήμερα ρυθμούς διείσδυσης των ΑΠΕ, της ΣΗΘ και της εξοικονόμησης ενέργειας, αφορά σε εξελίξεις διεθνών τιμών πετρελαίου σύμφωνα με το σενάριο μέσω τιμών του αμερικανικού υπουργείου ενέργειας και δεν περιλαμβάνει περιορισμούς εκπομπών. Το σενάριο αναφοράς χρησιμοποιήθηκε για την εκτίμηση των εξελίξεων με την λογική «business as usual» (ή άλλως αν η αγορά πορευθεί από μόνη της) αλλά και για να αποτελέσει ένα μέτρο σύγκρισης με τα 2 σενάρια επίτευξης των ευρωπαϊκών και εθνικών στόχων ενεργειακής πολιτικής (σενάρια 2 και 3).

Το Σενάριο 2 θεωρεί σταθεροποίηση του επιπέδου των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την περίοδο μέχρι το 2020. Στο σενάριο αυτό υλοποιούνται οι δεσμεύσεις του πρωτοκόλλου του Kyoto για τον ενεργειακό τομέα για την περίοδο 2008 – 2012 και εξασφαλίζεται η καλύτερη δυνατή προσέγγιση των στόχων της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής μέχρι το 2020, δηλαδή η αυξημένη διείσδυση των τεχνολογιών ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα. Όπως και στο Σενάριο 1 θεωρούνται μέσες διεθνείς τιμές πετρελαίου. Η διείσδυση του φυσικού αερίου στον τομέα τελικής κατανάλωσης, περιορίζεται από την εξέλιξη της κατασκευής των δικτύων διανομής.

Τέλος, το σενάριο 3 περιλαμβάνει τους περιορισμούς του δεύτερου σεναρίου αλλά υιοθετεί το σενάριο υψηλών τιμών του αμερικανικού υπουργείου ενέργειας. Έτσι προσδιορίζεται το μείγμα τεχνολογιών και καυσίμων που οδηγεί στην εκπλήρωση των στόχων του 2^{ου} σεναρίου υπό τον περιορισμό ότι οι διεθνείς τιμές πετρελαίου κινούνται σε υψηλά επίπεδα, της τάξης των 80 – 90 δολαρίων το βαρέλι μεταξύ 2015 – 2020.

Αποτελέσματα

Σύμφωνα με την 1^η έκθεση μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού, η Ελλάδα πρόκειται να πορευθεί σύμφωνα με τις εξελίξεις του Σεναρίου 2 (σταθεροποίηση εκπομπών) αντί αυτών του σεναρίου 1. Σε περίπτωση διεθνών εξελίξεων με υψηλές τιμές πετρελαίου θα ακολουθήσει το σενάριο 3. Τα σενάρια 2 και 3 εμπεριέχουν τους απαραίτητους ποσοτικούς στόχους ώστε να επιτευχθούν οι βραχυπρόθεσμοι (2008 – 2012) και μεσοπρόθεσμοι (2020) στόχοι ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής και ιδιαίτερα εκείνοι που προκύπτουν από τις υποχρεώσεις της χώρας σε ευρωπαϊκό επίπεδο.

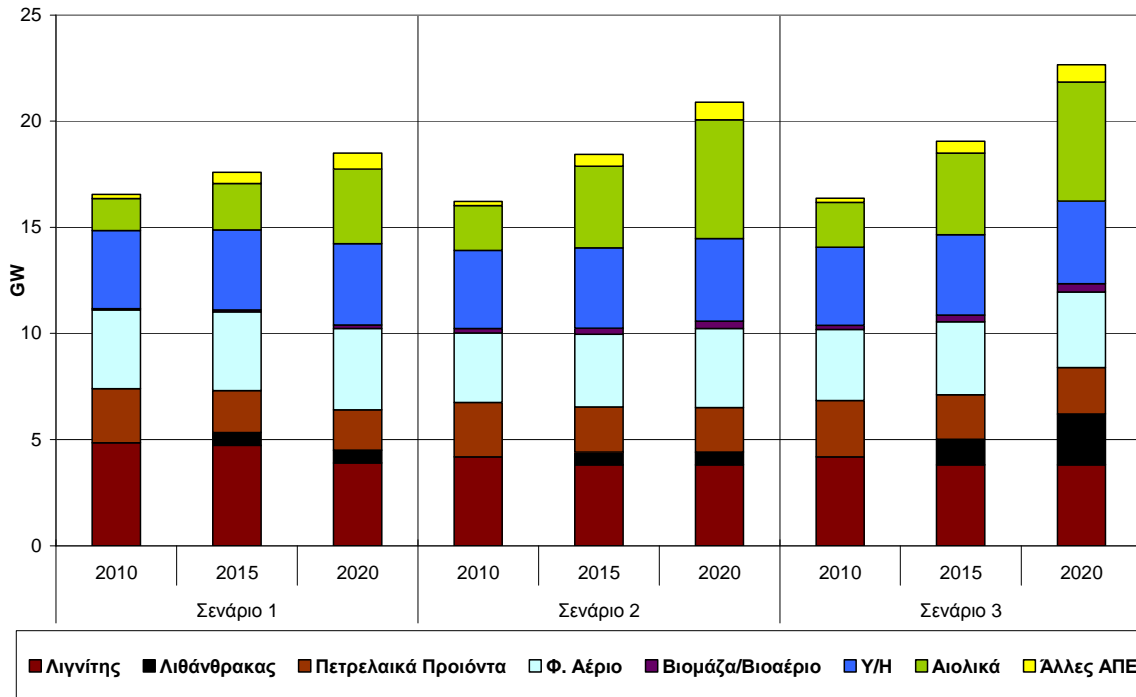
Στο πρώτο σενάριο (business as usual ή σενάριο βάσης) η χρήση των λιγνιτικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, παραμένει στα σημερινά επίπεδα και ελαττώνεται λίγο μέχρι το 2020, λόγω της διείσδυσης μιας ανθρακικής μονάδας με καύσιμο εισαγόμενο άνθρακα. Η εξέλιξη της χρήσης του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή είναι αυξανόμενη μέχρι το 2020 δίνοντας 17 TWh το 2010 και 21 TWh το 2020. Η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων είναι 1,5 GW το 2010 και οι σταθμοί συμπαραγωγής ξεπερνούν το 1 GW. Το 2020 τα αιολικά πάρκα γίνονται 3,5 GW, τα υδροηλεκτρικά 3,9 GW, η βιομάζα 200 MW και η ΣΗΘ πλησιάζει τα 2 GW. Το ποσοστό των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή το 2010 περιορίζεται στο 15% και δεν ξεπερνάει το 20% το 2020. Το ποσοστό των ΑΠΕ στην συνολική διάθεση πρωτογενούς ενέργειας είναι 9,5 % για το 2020. Παρά την υπολογίσιμη διείσδυση τεχνολογιών ΑΠΕ, ΣΗΘ και εξοικονόμησης ενέργειας στο σενάριο αυτό, τα επίπεδα εκπομπών ξεπερνούν τα όρια του πρωτοκόλλου του Κιότο για την περίοδο 2008 – 2012 (άνω του +40 % από τα επίπεδα του 1990) και αυξάνονται ακόμη περισσότερο μέχρι το 2020.

Στο σενάριο 2 (σταθεροποίηση εκπομπών με μέσες διεθνείς τιμές πετρελαίου) για το 2010 προβλέπεται περιορισμός της ηλεκτροπαραγωγής από στερεά καύσιμα κάτω από τις 30 TWh/έτος, διπλασιασμός της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με το 2006, αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο στις 20 TWh περίπου και επίσης αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στα 2 GW και της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας στο 1 GW. Για το 2020, επιδιώκεται μικρός περιορισμός της εγκατεστημένης ισχύος λιγνιτικών σταθμών σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα και σημαντικός περιορισμός της αντίστοιχης ηλεκτροπαραγωγής. Στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής διεισδύει ο λιθάνθρακας και αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς και η ηλεκτροπαραγωγή από μονάδες φυσικού αερίου. Το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ είναι 12% της διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας και 28% της ηλεκτροπαραγωγής. Ειδικότερα θεωρείται (για το 2020) εγκατεστημένη ισχύς 5 GW αιολικών πάρκων στο διασυνδεδεμένο σύστημα (και 600 MW στα μη συνδεδεμένα νησιά), 3,9 GW υδροηλεκτρικών, 800 MW φωτοβολταϊκών συστημάτων και 300 MW βιομάζας. Η εγκατεστημένη ισχύς της ΣΗΘ θα φθάσει τα 2 GW. Τέλος, θεωρείται ότι επιτυγχάνεται 5% εξοικονόμηση τελικής ενέργειας ως προς το σενάριο 1 για το 2020. Η εξοικονόμηση ενέργειας σε επίπεδο συνολικής διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας είναι για το 2020 της τάξεως του 5,2 % σε σχέση με το πρώτο σενάριο. Οι εκπομπές αερίων ρύπων για την περίοδο 2008 – 2012 από τον ενεργειακό τομέα συγκρατούνται στα επίπεδα του +32 % σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 υπολογίζοντας την συμμετοχή των υπόχρεων εγκαταστάσεων σε carbon funds. Την περίοδο 2012 – 2020, θεωρείται μηδενική αύξηση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου.

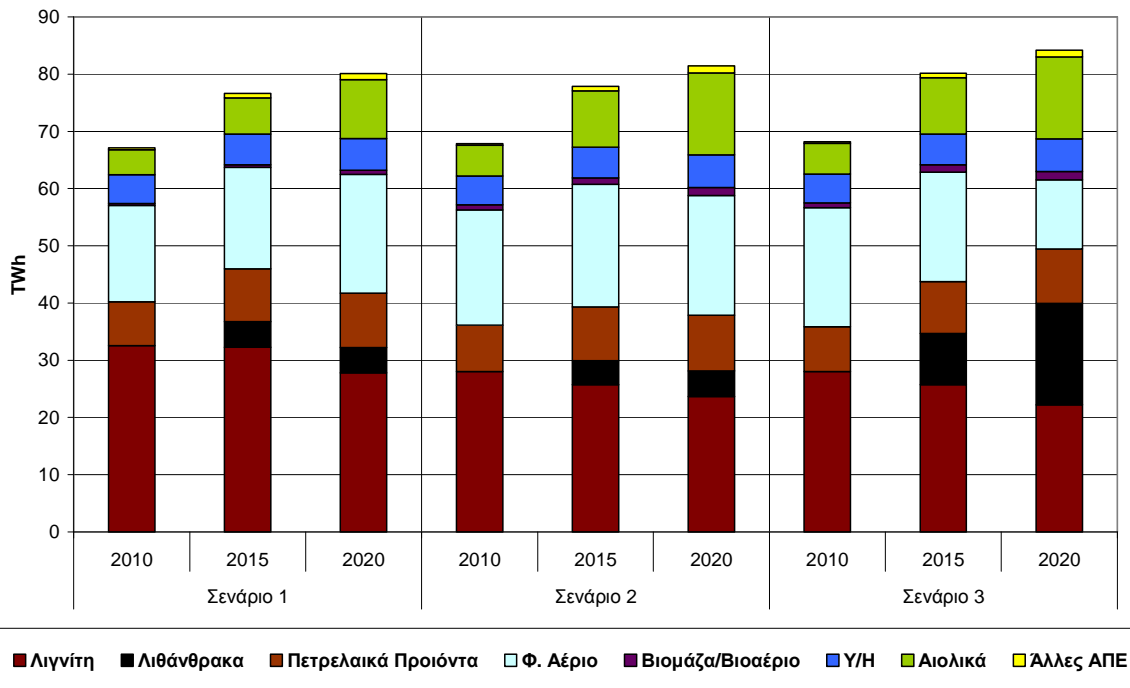
Τέλος, σύμφωνα με το σενάριο 3 (σταθεροποίηση εκπομπών με υψηλές διεθνείς τιμές πετρελαίου) είναι σκόπιμη η μειωμένη χρήση φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή (12 TWh αντί για 20 – 21 TWh στα άλλα σενάρια) υπέρ των στερεών καυσίμων που μπορεί να φθάσει συνολικά τις 40 TWh το 2020. Θεωρείται μάλιστα αυξημένη διείσδυση ανθρακικών μονάδων (4 σταθμοί με καύσιμο εισαγόμενο άνθρακα) της τάξεως των 2,4 GW μέχρι το 2020. Αντίστοιχα η εγκατεστημένη

ισχύς της συμπαραγωγής αυξάνεται στα 2 περίπου GW. Το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ είναι 13% της διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας και 27% της ηλεκτροπαραγωγής. Όπως και στο σενάριο 2, θεωρείται για το 2020 εγκατεστημένη ισχύς 5 GW αιολικών πάρκων στο διασυνδεδεμένο σύστημα και 600 MW στα μη συνδεδεμένα νησιά, 3,9 GW υδροηλεκτρικών, 800 MW φωτοβολταϊκών και 300 MW βιομάζας. Για το 2020 απαιτείται εξοικονόμηση ενέργειας σε επίπεδο συνολικής διάθεσης ενέργειας της τάξεως του 7,2 % ως προς το σενάριο 1. Το επίπεδο εξοικονόμησης τελικής ενέργειας πλησιάζει το 10 % ως προς το σενάριο αναφοράς. Ειδικότερα, σε μεγάλο βαθμό στον οικιακό τομέα και σε μικρότερο στον τριτογενή, προκρίνεται εξοικονόμηση ενέργειας από την υποκατάσταση πετρελαίου με ηλεκτρισμό (αντλίες θερμότητας), και εκεί οφείλεται η αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ως προς τα άλλα σενάρια. Τέλος, οι εκπομπές αερίων ρύπων για την περίοδο 2008 – 2012 από τον ενεργειακό τομέα συγκρατούνται στα επίπεδα του +32 % σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 και παρουσιάζουν μηδενική αύξηση μετά το 2012.

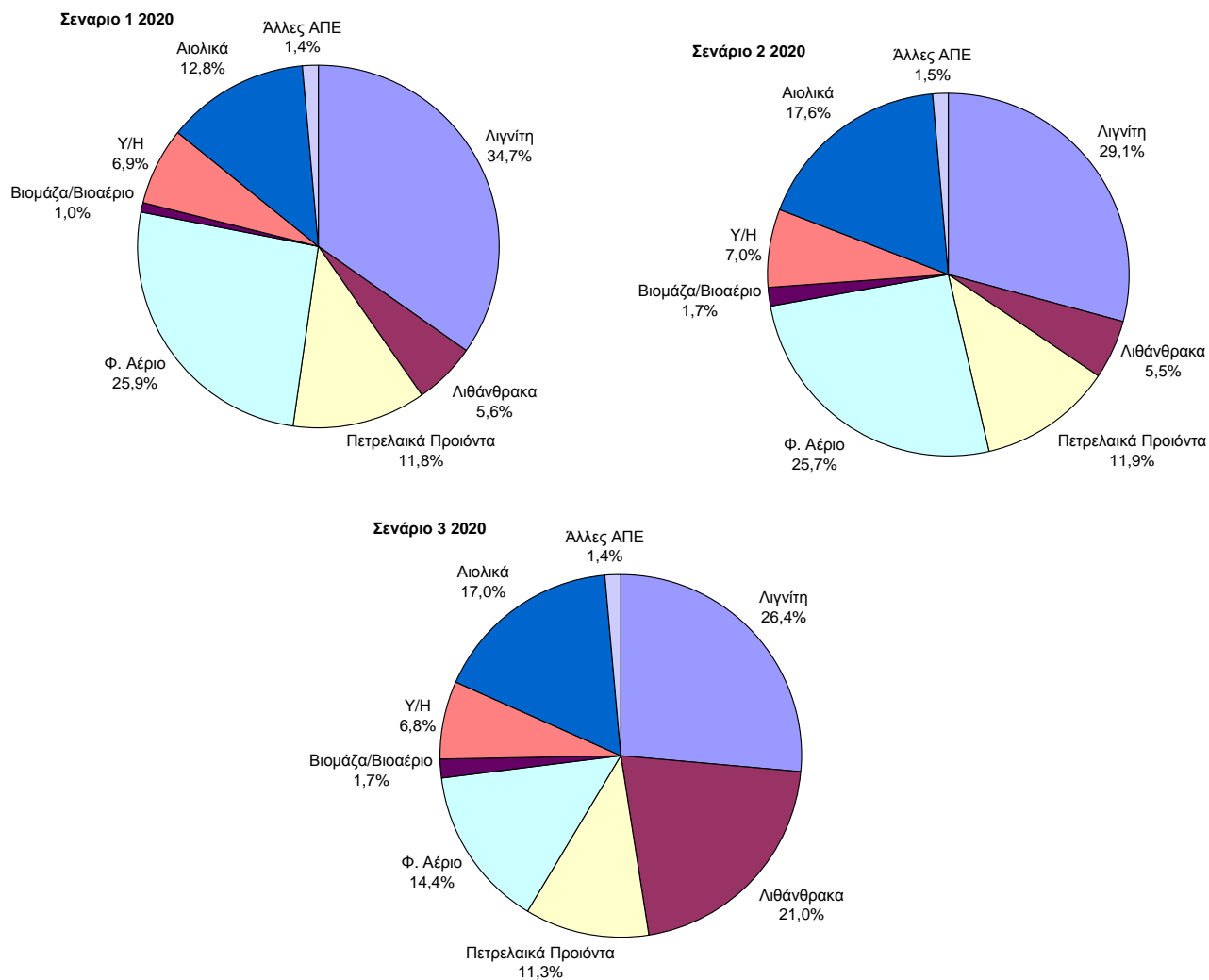
Συνοψίζοντας, τονίζεται ότι η λογική της επεξεργασίας ήταν να αναλυθούν οι πιθανές εξελίξεις του ελληνικού ενεργειακού συστήματος σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα μέχρι το 2020. Οι κύριες διαπιστώσεις είναι ότι η Ελλάδα μπορεί να εκπληρώσει τους άμεσους ευρωπαϊκούς στόχους ενεργειακής πολιτικής την περίοδο 2008 – 2012 και ότι μέχρι το 2020 μπορεί να πορευθεί σύμφωνα με την νέα ευρωπαϊκή πολιτική. Έτσι φαίνεται ότι μετά το 2012, η Ελλάδα μπορεί να συγκρατήσει τις εκπομπές αερίων ρύπων από τον τομέα της ενέργειας στα επίπεδα του μέσου όρου της πενταετίας 2008 – 2012 και παράλληλα να εμπλουτίσει το ενεργειακό της ισοζύγιο με 12% συμμετοχή των ΑΠΕ (29% της ηλεκτροπαραγωγής) και σημαντική διείσδυση της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας επιτυγχάνοντας ταυτόχρονα υψηλό ποσοστό εξοικονόμησης ενέργειας. Οι νέοι στόχοι της εθνικής ενεργειακής πολιτικής θα επιτευχθούν με την μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, της ΣΗΘ και της εξοικονόμησης ενέργειας και παράλληλα με την διαφοροποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου μέσω της συνεχιζόμενης διείσδυσης του φυσικού αερίου και της εισαγωγής των τεχνολογιών καύσης καθαρού άνθρακα (40).



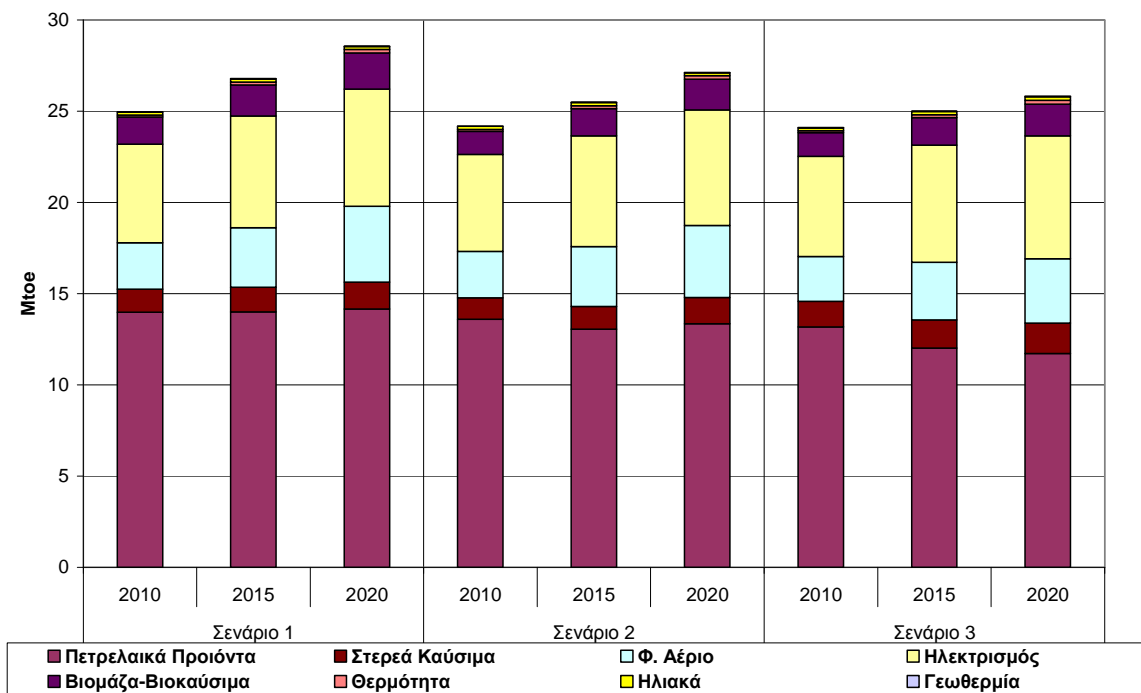
Εικόνα 3. 21 Εγκατεστημένη ισχύς συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με τα τρία εξετασθέντα σενάρια για την ενεργειακή πολιτικής της Ελλάδας (πηγή ΜΕΣ)



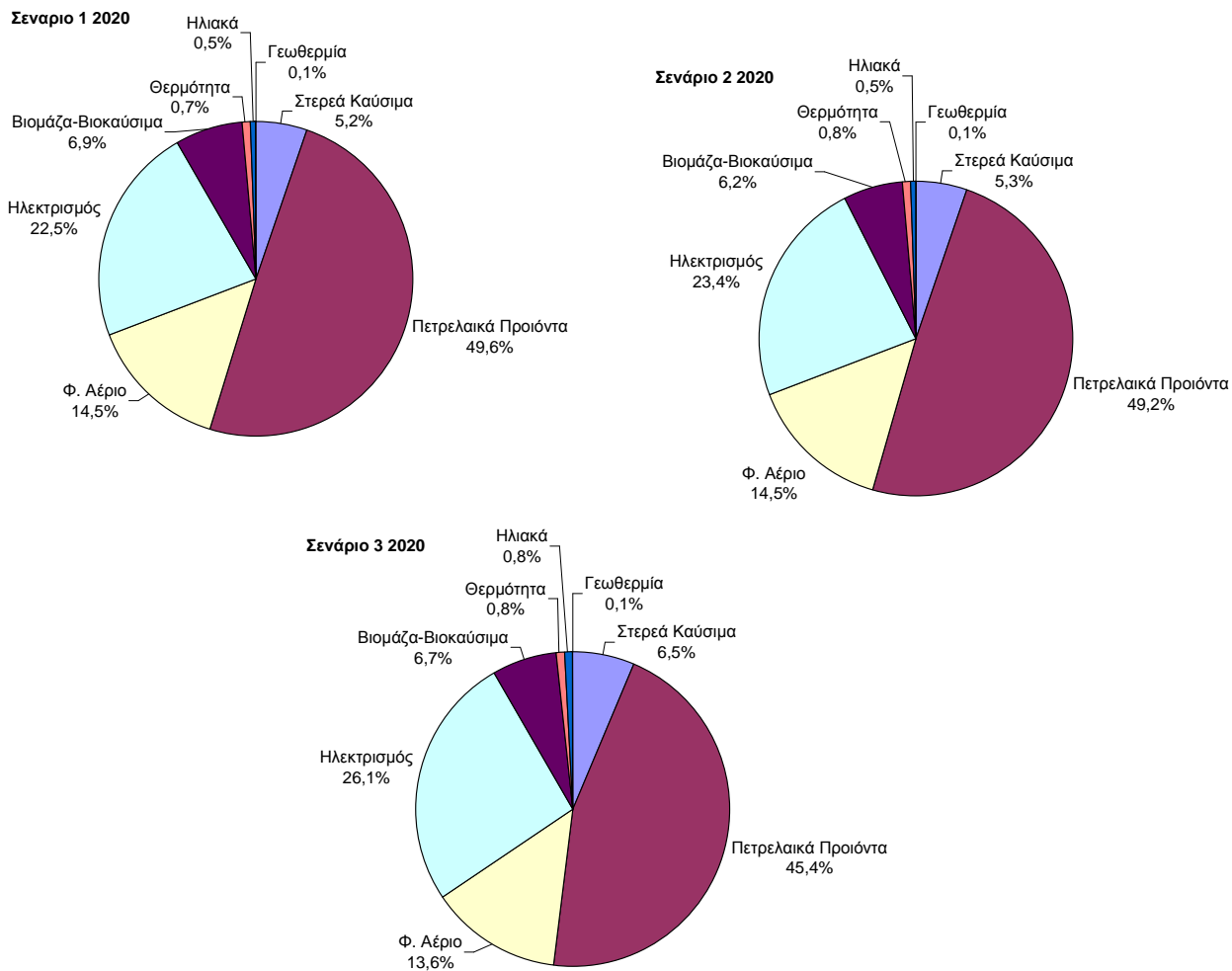
Εικόνα 3. 22 Παραγωγή ηλεκτρισμού σύμφωνα με τα τρία σενάρια για την ενεργειακή πολιτικής της Ελλάδας (πηγή ΜΕΣ)



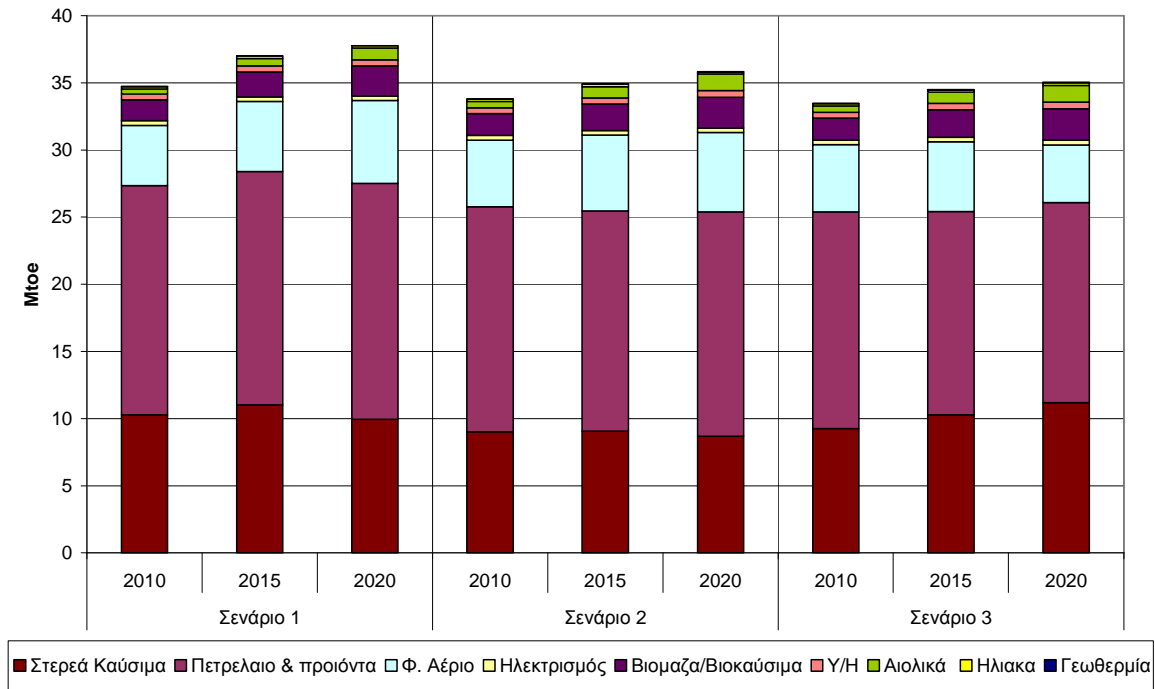
Εικόνα 3. 23 Παραγωγή ηλεκτρισμού ανά καύσιμο σύμφωνα με τα τρία σενάρια εξέλιξης της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας (πηγή ΜΕΣ)



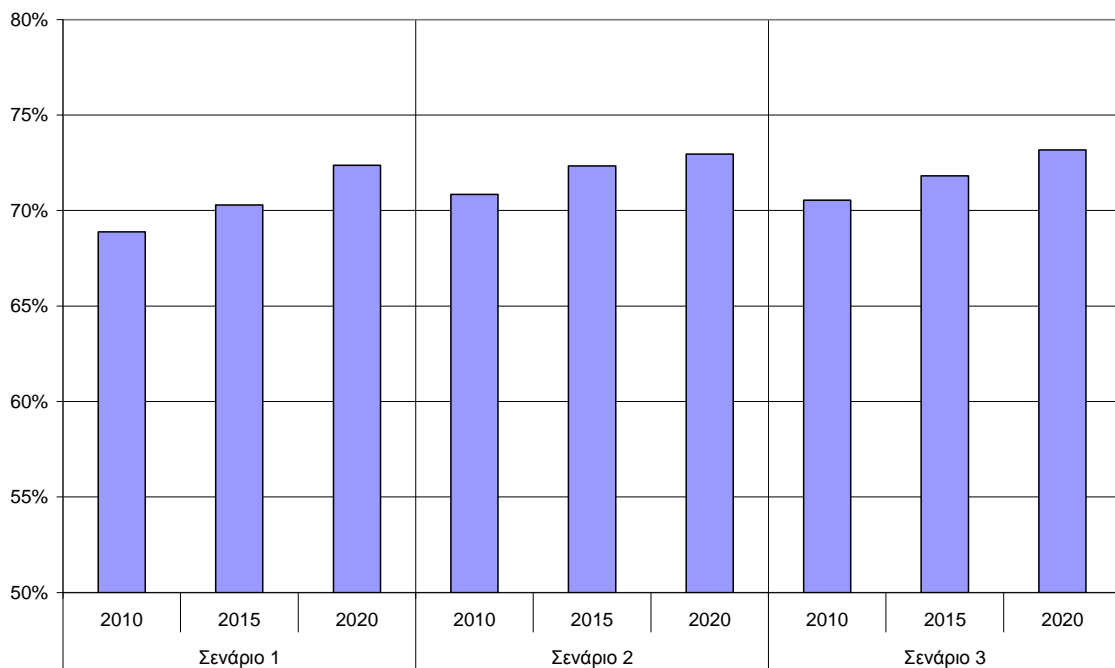
Εικόνα 3. 24 Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά προϊόν και ανά σενάριο εξέλιξης της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας (πηγή ΜΕΣ)



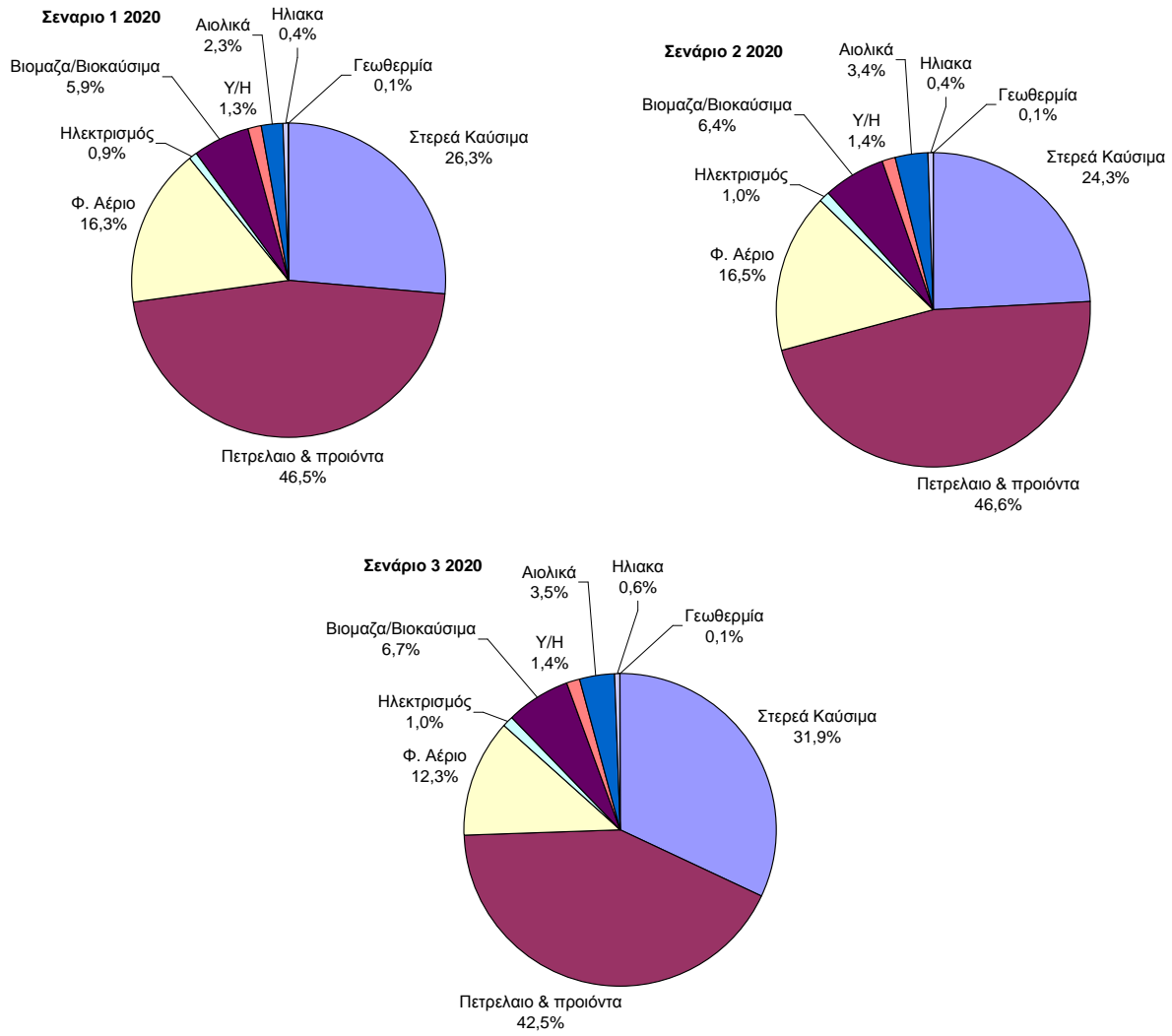
Εικόνα 3. 25 Ποσοστά ενεργειακών προϊόντων στην τελική κατανάλωση ενέργειας σύμφωνα με σενάρια διαμόρφωσης του ενεργειακού τοπίου στην Ελλάδα (πηγή ΜΕΣ)



Εικόνα 3. 26 Συνολική διάθεση ενέργειας και για τα τρία σενάρια εξέλιξης της ελληνικής ενεργειακής πολιτικής (πηγή ΜΕΣ)



Εικόνα 3. 27 Ενεργειακή εξάρτηση (Εισαγωγές / Συνολική διάθεση ενέργειας) σύμφωνα με σενάρια εκτίμησης του ενεργειακού σκηνικού στην Ελλάδα (πηγή ΜΕΣ)



Εικόνα 3. 28 Ποσοστά ενεργειακών προϊόντων στη συνολική διάθεση ενέργειας (3 σενάρια)(πηγή ΜΕΣ)

***ΠΑΡΟΥΣΑ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ
ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ
ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΤΟΜΕΑ***

κεφ. 4

4.1. ΑΝΑΝΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

4.1.1. Νομοθετικό Πλαίσιο

Τόσο από το διεθνές (πρωτόκολλο του Κιότο, που αποτελεί ήδη υπερνομοθετικό δίκαιο μετά την κύρωση του με το ν.3017/2002. ΦΕΚ Α' 117/30.05.2002), όσο και το κοινοτικό δίκαιο (οδηγία 2001/77/ΕΟΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Σεπτεμβρίου 2001 «Για την προαγωγή του ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας»), απορρέουν για την Ελλάδα, ρητές υποχρεώσεις για τη διείσδυση της ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ).

Μέχρι και το 2006, το θεσμικό πλαίσιο αδειοδότησης έργων ΑΠΕ χαρακτηριζόταν από δυσπραγία, αναποτελεσματικότητα και πολυπλοκότητα, με αποτέλεσμα την εμφάνιση σημαντικότητας καθυστερήσεων στην ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα. Η χορήγηση αδειών παραγωγής, η εγκατάσταση και η λειτουργία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, διέπονταν μέχρι τότε από το ν.2773/1999 «Απελευθέρωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και άλλες διατάξεις», το ν.3175/2003 και άλλες διάσπαρτες διατάξεις που περιλαμβάνονταν στους ν. 2244/1994 και 2941/2001. Πέραν της ανάγκης συστηματοποίησης και εκσυγχρονισμού των διατάξεων των προαναφερόμενων νομοθετημάτων, το πλαίσιο αυτών είχε καταστεί ήδη ανεπαρκές για την αντιμετώπιση του συνόλου των αναγκών που είχαν ανακύψει κατά την εφαρμογή του, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Με τις ρυθμίσεις του νέου νόμου 3468/2006 (41) οργανώθηκε και συστηματοποιήθηκε το νομοθετικό πλαίσιο αδειοδότησης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και εισήχθησαν ρυθμίσεις για την απλοποίηση και επιτάχυνση σε σημαντικό βαθμό της διαδικασίας αδειοδότησης των έργων αυτών, διασφαλίζοντας την υλοποίηση τους, επιδιώκοντας παράλληλα τον πλήρη σεβασμός των διατάξεων του πρωτοκόλλου του Κιότο και των κοινοτικών οδηγιών 2001/77/ΕΟΚ, 2003/30/ΕΚ, 2003/54/ΕΚ και 2004/8/ΕΚ, καθώς και των υποχρεώσεων που απορρέουν για τη χώρα από τους κανόνες αυτούς. Με το νόμο αυτό ενσωματώθηκε για πρώτη φορά η περιβαλλοντική διάσταση της υλοποίησης έργων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ σε πρώιμο στάδιο σχεδιασμού, με την πρόβλεψη για τη χορήγηση της άδειας παραγωγής μετά την Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση (Π.Π.Ε.Α) κατά τις κείμενες διατάξεις.

Δεδομένων των σημαντικών νομολογιακών εξελίξεων οι διατάξεις του νόμου αυτού και οι ρυθμίσεις του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ, θα αποτελούν το νέο θεσμικό πλαίσιο για την κατά προτεραιότητα υλοποίηση έργων ΑΠΕ, στο πλαίσιο της βιώσιμης αξιοποίησης των πηγών του εθνικού πλούτου.

Κανονιστικές πράξεις

Καταρτίστηκαν από τα αρμόδια Υπουργεία ΕΣΔΔΑ, Ανάπτυξης και ΠΕΧΩΔΕ, δύο κανονιστικές ρυθμίσεις που πλαισιώνουν, ως εφαρμοστικές, τις διατάξεις του νέου νόμου, σε εκπλήρωση των υποχρεώσεων που προέκυπταν από τις διατάξεις της οδηγίας 2001/77/ΕΚ (άρθρα 4 και 6) και βάσει της ειδικής εξουσιοδότησης του ν.1650/1986 (άρθ.4, παρ. 10α). Συγκεκριμένα, εκδόθηκαν οι υπ' αριθμό: (α) Οικ. 104247/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ «Διαδικασία Προκαταρκτικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης (Π.Π.Ε.Α.) και Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο.) έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας» (ΦΕΚ Β' 663/26.05.2006) απόφαση των Υπουργών ΕΣΔΔΑ και ΠΕΧΩΔΕ, και (β) Οικ. 104248/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ «Περιεχόμενο, δικαιολογητικά και λοιπά στοιχεία των Προμελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Π.Π.Ε.), των

Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.), καθώς και συναφών μελετών περιβάλλοντος, έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ)» (ΦΕΚ Β' 663/26.05.2006) απόφαση των Υπουργών Ανάπτυξης και ΠΕΧΩΔΕ.

Οι κανονιστικές αυτές ρυθμίσεις σε συνδυασμό με τα προβλεπόμενα στο ν.2742/1999, το προεδρικό διάταγμα 24/31.5.1985 και το ν.2941/2001, αποσκοπούν στην εξασφάλιση ενός πλήρους και λειτουργικά παραγωγικού πλαισίου προώθησης των ΑΠΕ, σύμφωνα με το πνεύμα της κοινοτικής νομοθεσίας, που θα απλοποιούσε και διασφάλιζε: τη χωροθέτηση των εγκαταστάσεων ΑΠΕ, τη χωροθέτηση σταθμών ειδικής κατηγορίας και τη διαδικασία χορήγησης περιβαλλοντικών αδειών και εγκρίσεων για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ με χρήση ΑΠΕ.

Κανονισμός Αδειών Παραγωγής και Αδειών Εγκατάστασης και Λειτουργίας

Με την έκδοση του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, καθώς επίσης του Κανονισμού Αδειών Εγκατάστασης και Λειτουργίας ολοκληρώθηκε η συστηματοποίηση και οργάνωση του νομοθετικού και κανονιστικού πλαισίου για την έκδοση των αδειών αυτών και εισήχθησαν ρυθμίσεις που απλοποίησαν και επιτάχυναν την αδειοδοτική διαδικασία, σε σχέση με το ισχύον έως τότε, καθεστώς, σε συμμόρφωση με τις επιταγές του ν. 3468/2006.

4.1.2. Υφιστάμενη Κατάσταση στον Ελλαδικό Χώρο

4.1.2.1. Βιομάζα - Βιοκαύσιμα

Ο στόχος που έχει τεθεί στα πλαίσια των ευρωπαϊκών δεσμεύσεων της Ελλάδας, αλλά και του συνόλου των χωρών της Ε.Ε., για τη βιομάζα τέθηκε στους 90 ΜΤΠΠ (Μεγατόνους Ισοδύναμου Πετρελαίου) μέχρι το 2010 εκ των οποίων οι 45 ΜΤΠΠ θα πρέπει να προέρχονται από ενεργειακές καλλιέργειες

Η πολιτική της ΕΕ για τα βιοκαύσιμα περιλαμβάνει μέτρα σε επίπεδο αγροτικής παραγωγής μέσω της Κοινής Αγροτικής Πολιτικής (Κ.Α.Π), σχετικής οδηγίας (42) για τα βιοκαύσιμα και της εφαρμογή πολιτικής για την εμπορία των βιοκαυσίμων. Η οδηγία για τα βιοκαύσιμα προβλέπει τη βαθμιαία συμμετοχή των εναλλακτικών καυσίμων (κυρίως των βιοκαυσίμων) στην κάλυψη των αναγκών σε καύσιμα μεταφορών σε ποσοστό 2% για το 2005 και 5,75% για το 2010 (ποσοστά σε θερμικό περιεχόμενο). Η οδηγία για τη φορολόγηση της ενέργειας επιτρέπει στα κράτη – μέλη να προβαίνουν σε μείωση της φορολογίας ή πλήρη αποφορολόγηση των βιοκαυσίμων.

Σημειώνεται ότι οι στόχοι από την Οδηγία 2003/30/ΕΚ είναι τιμές αναφοράς και μη επίτευξη τους δεν επιφέρει την επιβολή προστίμων. Κάθε κράτος – μέλος θέτει τους δικούς του ενδεικτικούς στόχους και εξειδικεύει την πολιτική του όσον αφορά το καθεστώς αποφορολόγησης ή υποχρεωτικής ενδεχομένως ενσωμάτωσης των βιοκαυσίμων. Ωστόσο τα κράτη – μέλη, υποχρεούνται να αναφέρουν την εφαρμοζόμενη από αυτά πολιτική στον τομέα.

Το εθνικό πρόγραμμα για τα βιοκαύσιμα αντικατοπτρίζεται στον σχετικό νόμο (43) για την εισαγωγή στην ελληνική αγορά των βιοκαυσίμων και άλλων ανανεώσιμων καυσίμων. Με τον νόμο αυτό, που θέτει το θεσμικό πλαίσιο για τη λειτουργία της αγοράς των βιοκαυσίμων στη χώρα, προβλέπεται η προοδευτική συμμετοχή βιοκαυσίμων έως 5,75% το 2010. Επίσης, θεσπίζεται η

άδεια διάθεσης βιοκαυσίμων και καταρτίζεται το πρόγραμμα κατανομής ποσότητας βιοκαυσίμων απαλλαγμένων από τον ειδικό φόρο κατανάλωσης.

Με βάση τον παραπάνω νόμο, το 2010 η Ελλάδα θα πρέπει να παράγει περί τους 150.000 τόνους βιοντίζελ και τα 490 κ.μ βιοαιθανόλης. Οι αποφορολογούμενες ποσότητες κατανέμονται κατά προτεραιότητα σε μονάδες που αξιοποιούν εντόπιες ενεργειακές καλλιέργειες μετά από σχετικά συμβόλαια με τους αγρότες, ενώ δίδεται στους αγρότες η δυνατότητα παραγωγής και εξασφαλισμένης διάθεσης βιοκαυσίμων. Επίσης με ΚΥΑ των υπουργείων Περιβάλλοντος Αγροτικής Ανάπτυξης και Τροφίμων και του υπουργείου Ανάπτυξης παρέχονται ευνοϊκότεροι όροι για την έγκριση σχεδίων βελτίωσης που περιέχουν συμβολαιοποιημένες καλλιέργειες ενεργειακών φυτών, ενώ έχει υπάρξει πρόβλεψη για κατά προτεραιότητα έγκριση σχετικών επενδύσεων του πρωτογενή τομέα στη Δ' προγραμματική περίοδο. Τα προωθούμενα βιοκαύσιμα στη χώρα μας είναι το βιοντίζελ και η βιοαιθανόλη. Η επίτευξη των στόχων του 2010, με αποκλειστική αξιοποίηση εγχώρια παραγόμενων πρώτων υλών θα απαιτήσει την καλλιέργεια ενεργειακών φυτών σε σημαντική συνολικά έκταση. Ενδεικτικά, με βάση δεδομένα αποδόσεων σε επίπεδο γεωργικής πράξης για τις παραδοσιακές ή σε πιλοτικό επίπεδο για τις νέες καλλιέργειες, η παράγωγή βιοντίζελ θα μπορούσε να προέλθει από 2 εκατ. στρέμματα περίπου αρδευόμενου ηλίανθου ή ελαιοκράμβης (η απαιτούμενη έκταση διπλασιάζεται για ξηρική καλλιέργεια), ενώ για την βιοαιθανόλη θα πρέπει να καλλιεργηθούν περί τα 0,9 εκατ. στρέμματα γλυκού σόργου ή 1,4 εκατ. στρέμματα καλαμποκιού ή 1 εκατ. στρέμματα. ζαχαρότευτλων ή 4 – 10 εκατ. στρέμματα μικρών σιτηρών (σε εξάρτηση από τη δυνατότητα άρδευσης).

Στην Ελλάδα βρίσκονται σε λειτουργία δέκα μονάδες παραγωγής βιοντίζελ με ετήσια παραγωγική δυναμικότητα από 5.000 έως 252.000 τόνους και συνολική ετήσια δυναμικότητα 489.500 τόνους σύμφωνα με στοιχεία του Υπουργείου Ανάπτυξης. Οι περισσότερες μονάδες επιδοτήθηκαν από εθνικούς και κοινοτικούς πόρους και κόστισαν, σύμφωνα πάντα με στοιχεία του υπουργείου, κατά την κατασκευή τους από 48 €/τόνο έως και 365 €/τόνο παραγόμενου βιοντίζελ. Εκτός από την μονάδα της Agroinvest A.E.B.E. καμία άλλη μονάδα παραγωγής δεν υποστηρίζεται από λιμενικές εγκαταστάσεις, πολυσπορικό σπορελαιουργείο, ραφιναρία, αποθηκευτικούς χώρους ελαιούχων σπόρων και υποπροϊόντων σπορελαιουργείων (πίτες για ζωοτροφή). Αυτό έχει σαν συνέπεια οι 80.000 τόνοι από τους 100.000 τόνους ραφιναρισμένων σπορέλαιων που χρησιμοποιήθηκαν για την παραγωγή βιοντίζελ το 2007 στην Ελλάδα να εισαχθούν από τρίτες χώρες. Οι περισσότερες μονάδες παραγωγής βιοντίζελ δεν δείχνουν να ενδιαφέρονται για την προώθηση των βιοενεργειακών καλλιεργειών, διότι αδυνατούν να κατεργασθούν τους ελαιούχους σπόρους (κραμβόσπορο – ηλιόσπορο). Επιπλέον, το κόστος επένδυσης σε μονάδα επεξεργασίας ελαιούχων σπόρων είναι πέντε φορές μεγαλύτερο από το κόστος επένδυσης του αντίστοιχου εργοστασίου παραγωγής βιοντίζελ.

Σε γενικές γραμμές, η ελληνική βιομηχανία βιοντίζελ αδυνατεί να εκπληρώσει τους στόχους της ΕΕ. δηλαδή την προώθηση των βιοενεργειακών καλλιεργειών και την απεξάρτηση από τα εισαγόμενα καύσιμα μεταφορών. Επίσης, τα περισσότερα εργοστάσια παραγωγής βιοντίζελ, λόγω γεωγραφικής θέσης, λειτουργούν με σημαντικά αυξημένο κόστος σε επίπεδο αγοράς και διακίνησης πρώτων υλών αλλά και διακίνησης των παραγόμενων προϊόντων

Όσον αφορά την κατανομή του βιοντίζελ, το 2006 κατανεμήθηκαν 91.000 χιλιόλιτρα βιοντίζελ σε 14 εταιρείες και παραδόθηκαν 57.950 χιλιόλιτρα βιοντίζελ από πέντε εταιρείες στις οποίες είχαν κατανεμηθεί 78.600 χιλιόλιτρα βιοντίζελ. Σημειώνεται ότι τα τρία κριτήρια κατανομής του νόμου 3423/2005 δεν ποσοτικοποιήθηκαν ώστε να μπορεί να εκτιμηθεί η συμμετοχή του κάθε κριτηρίου στην κατανομή του κάθε δικαιούχου. Το 2007 κατανεμήθηκαν 114.000 χιλιόλιτρα

βιοντίζελ σε 13 εταιρείες με ποσοστό επί της δυναμικότητας από 4% έως 75%. Η κατανομή έγινε σύμφωνα με την διαθεσιμότητα πρώτων υλών (σπορέλαιων) που δήλωσε ο έκαστος συμμετέχων. Σημειώνεται ότι η διαδικασία των δηλώσεων της διαθεσιμότητας πρώτων υλών υποκατέστησε το κριτήριο της δυναμικότητας.

Το τελευταίο τρίμηνο του 2007, η πλειοψηφία των παραγωγών βιοντίζελ στην Ελλάδα ζήτησε και έλαβε μια αύξηση 170 € /χιλιόλιτρο βιοντίζελ (από 780 € σε 950 €) γεγονός που αποδεικνύει, σύμφωνα με παράγοντες της αγοράς, ότι δεν είχαν διαθέσιμες πρώτες ύλες (σπορέλαια) όταν υπέβαλλαν την αίτηση συμμετοχής στην κατανομή. Επιπλέον, για το 2007 προβλεπόταν ότι το 30% του βιοντίζελ που θα παραδιδόταν το τελευταίο τρίμηνο του 2007 (8.265 χιλιόλιτρα) έπρεπε να προέρχεται από ελληνικές ενεργειακές καλλιέργειες με απόδοση 100 λίτρα βιοντίζελ ανά στρέμματα, ήτοι έπρεπε να καλλιεργηθούν 82.650 στρέμματα κράμβης ή ηλίανθου ή οι παραγωγοί βιοντίζελ να προμηθευθούν αντίστοιχη ποσότητα βαμβακόσπορου.

Σε γενικές γραμμές έλλειψη γνώσης, ενημέρωσης και συστηματικού προγραμματισμού είναι, συνοπτικά, τα προβλήματα της χώρας στον τομέα των βιοκαυσίμων. Παρόλα αυτά, μέχρι πρόσφατα υπήρξε αξιόλογος επενδυτικός ενθουσιασμός, στηριζόμενος στην πεποίθηση ότι τα βιοκαύσιμα συνιστούν μια καλή επενδυτική ευκαιρία. Και αυτό διότι, το θεσμικό πλαίσιο που υιοθετήθηκε δημιούργησε ευνοϊκές επενδυτικές προϋποθέσεις για τη δημιουργία εγκαταστάσεων βιοκαυσίμων. Έτσι, οι επενδυτικές αιτήσεις που κατατέθηκαν υπερέβησαν κατά πολύ το στόχο της Ελλάδας για τα επόμενα χρόνια (αιτήσεις για 660.000 τόνους το χρόνο, με το στόχο της Ελλάδας για το 2010 να αγγίζει τους 148.000 τόνους).

Τα πρώτα προβλήματα που έκαναν την εμφάνισή τους αφορούσαν την αποφορολόγηση και την κατανομή της παραγωγής ανά παραγωγό. Τελικά κατασκευάστηκαν λίγες μονάδες οι οποίες υπολειπονταν αφού το μερίδιο που παίρνουν στην κατανομή είναι μικρότερο της δυναμικότητας τους. Η πρώτη ύλη εισάγεται αφού δεν υπήρξε σχεδιασμός για ενεργειακές καλλιέργειες. Επιπλέον, οι παραγωγοί βιοντίζελ αντιμετωπίζουν προβλήματα από εισαγωγές από τις Η.Π.Α. σε πολύ χαμηλή τιμή λόγω των εκεί μεγάλων κρατικών επιδοτήσεων.

4.1.2.2. Φωτοβολταϊκά

Η αγορά φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα έχει οδηγηθεί σε αδιέξοδο αφού το πρωτόγνωρο επενδυτικό ενδιαφέρον που εκδηλώθηκε το 2007, δεν μεταφράστηκε σε υλοποιήσεις έργων. Το γεγονός αυτό οφείλεται κατά κύριο λόγο στα γραφειοκρατικά προβλήματα τα οποία δυσχέραναν την ανάπτυξη της αγοράς και ακύρωσαν ουσιαστικά το ευνοϊκό θεσμικό πλαίσιο που ισχύει από το 2006. Ως και τα τέλη Ιανουαρίου του 2008 είχαν υποβληθεί για έγκριση πάνω από 7.800 αιτήσεις για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συνολικής ισχύος 3.430 MW(44). Σημειώνεται ότι σύμφωνα με τον προγραμματισμό του Υπουργείου Ανάπτυξης, μέχρι το 2010 θα πρέπει να έχουν αδειοδοτηθεί έργα συνολικής ισχύος 790 MW.

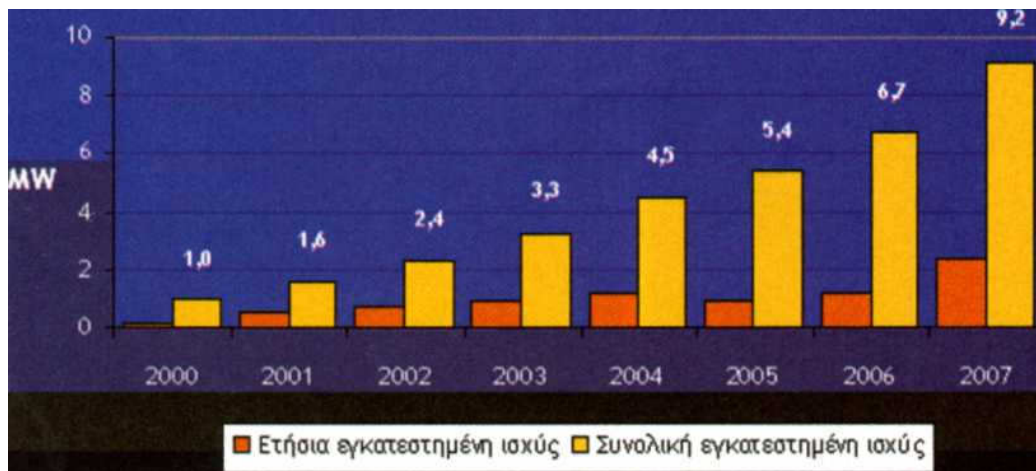
Τελικά το 2007, σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία του συνδέσμου εταιριών φωτοβολταϊκών, εγκαταστάθηκαν συνολικά 2,5MW φωτοβολταϊκών γεγονός που συνιστούσε 100% αύξηση σε σχέση με τα εγκατεστημένα συστήματα του 2006. Ωστόσο το νούμερο αυτό είναι εξαιρετικά μικρό όχι μόνο σε σχέση με τις αιτήσεις που κατατέθηκαν αλλά και σε σχέση με τις επιδόσεις άλλων χωρών καθώς Γερμανία και η Ιαπωνία εκτιμάται ότι εγκατέστησαν 2000MW φωτοβολταϊκών την ίδια περίοδο.

Τα κυριότερα προβλήματα που εντοπίζονται στη χώρα μας παρά την ευνοϊκή τιμολόγηση που προβλέπεται από τον νόμο 3468/06 είναι:

- Έλλειψη χωροταξικού και πολεοδομικού σχεδιασμού.
- Ο σχεδιασμός του Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών.
- Η γραφειοκρατία και οι διφορούμενες ερμηνείες νόμων και εγκυκλίων.

Εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων το 2007	Διασυνδεδεμένα	Αυτόνομα	Σύνολο
	1,69 MW (68%)	0,785 MW (32%)	2.475 MW

Πίνακας 4. 1 Εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών στοιχείων το 2007



Εικόνα 4. 1 Ετήσια και συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών 2000–2007. (πηγή Energy Point, τεύχος 10)

Όσον αφορά την οικιακή εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, και σε αυτήν την περίπτωση η γραφειοκρατία ακυρώνει τα κίνητρα που έδωσε ο νόμος, δηλαδή το δικαίωμα σε οικιακούς καταναλωτές να πωλούν στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας την παραγόμενη από φωτοβολταϊκά ενέργεια έναντι μιας προκαθορισμένης τιμής. Συγκεκριμένα, προκειμένου η ηλεκτρική ενέργεια να πωληθεί στον ΔΕΣΜΗΕ ή στη ΔΕΗ – κατά περίπτωση – είναι απαραίτητος ο χαρακτηρισμός του ενδιαφερόμενου ως επιτηδευματία. Για το σκοπό αυτό, ο ενδιαφερόμενος θα πρέπει να ανοίξει βιβλία στην εφορία και να κάνει περιοδικές δηλώσεις Φ.Π.Α. σύμφωνα με τη σχετική φορολογική νομοθεσία για ποσά της τάξης των 600 – 700 ευρώ το χρόνο – αφού τα οικιακά συστήματα δεν είναι εξ ορισμού μεγάλες ενεργειακές επενδύσεις.

Απόρροια αυτού του γεγονότος, είναι οι υλοποιημένες οικιακές εφαρμογές φωτοβολταϊκών να είναι λίγες. Και αυτό γιατί η εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος επιφάνειας 10 τετραγωνικών μέτρων, που παράγει περίπου 100 kWh/μήνα και προσφέρει μηνιαίο εισόδημα της τάξης των 50€ περίπου, προϋποθέτει την ολοκλήρωση μιας χρονοβόρας γραφειοκρατικής διαδικασίας και την φορολόγησή του. Αντίθετα, στην Γερμανία και την Ισπανία, χώρες οι οποίες πρωτοστατούν διεθνώς στα φωτοβολταϊκά, οι μικροπαραγωγοί απαλλάσσονται του φόρου και από την γραφειοκρατία, αφού μέχρι ενός ποσού που εισπράττουν από τα εν λόγω συστήματα, η εφορία δεν εμπλέκεται πουθενά.

Σημειώνεται ότι ο κάτοχος ενός μικρού φωτοβολταϊκού συστήματος αργεί να κάνει απόσβεση της επένδυσης του αφού το κόστος της δεν είναι αμελητέο, ενώ τα έσοδα από την

πώληση του ρεύματος στη ΔΕΗ ή το ΔΕΣΜΗΕ είναι μικρά. Άλλωστε ο στόχος των οικιακών συστημάτων δεν είναι το κέρδος, αλλά η εξοικονόμηση ενέργειας και η προστασία του περιβάλλοντος. Έτσι ένα μικρό φωτοβολταϊκό 1 kW στοιχίζει γύρω στα 7.500 ευρώ και εφόσον το παραγόμενο ρεύμα πωληθεί στη ΔΕΗ, ο ιδιοκτήτης του εισπράττει ακαθάριστα έσοδα γύρω στα 600 ευρώ το χρόνο. Υπολογίζεται επομένως ότι με έσοδα μόλις 600 ευρώ το χρόνο, η απόσβεση της επένδυσης θα ολοκληρωθεί σε 12 – 13 χρόνια. Αν υπάρξει φορολόγηση ως επιτηδεύματτα του ιδιοκτήτη, η απόσβεση εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί σε 14 – 15 χρόνια.

Πέραν των φορολογικών εμποδίων, υπάρχουν και αυτά που θέτει η πολεοδομία. Η σύνδεση μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης στο δίκτυο της ΔΕΗ προϋποθέτει την προμήθεια ενός πιστοποιητικό από την πολεοδομία. Πρόκειται για ένα έγγραφο, στο οποίο αναγράφεται το όνομα του μικρό – επενδυτή, η διεύθυνση κατοικίας του, και ο σκοπός για τον οποίο θα χρησιμοποιεί το παραγόμενο από το φωτοβολταϊκά, ρεύμα. Ωστόσο πολλές πολεοδομίες, δεκατέσσερις μήνες (Μάρτιος 2008) μετά την ισχύ του νόμου δεν είχαν ενημερωθεί από τα αρμόδια υπουργεία (ΥΠΕΧΩΔΕ, Ανάπτυξης) σχετικά με το νόμο για τις Α.Π.Ε και έτσι στην πλειοψηφία των περιπτώσεων δίσταζαν να χορηγήσουν την τυπική αυτή έγκριση. Έτσι χρόνος που απαιτείται για να χορηγηθεί η τυπική αυτή έγκριση επιμηκύνεται σημαντικά.

Το πιο μεγάλο ωστόσο εμπόδιο απ' όλα για την εγκατάσταση ενός μικρού φωτοβολταϊκού, είναι το θέμα της αρτιότητας της γης. Η εκμετάλλευση ενός μικρού οικοπέδου εκτός σχεδίου για εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού δεν επιτρέπεται. Για να τοποθετηθεί ένα φωτοβολταϊκό θα πρέπει να υπάρχουν τουλάχιστον 4 στρέμματα γης (σε ορισμένες περιπτώσεις 8) σύμφωνα με το μέτρο της αρτιότητας της γης. Εφόσον υιοθετηθεί η πρόταση της υιοθέτησης του μέτρου, η ανάπτυξη των μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων αναμένεται να περιοριστεί ακόμα περισσότερο. Σημειώνεται ότι το Υπ. Ανάπτυξης έχει θέσει ως ενδεικτικό στόχο την εγκατάσταση τουλάχιστον 70 MW μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων ισχύος κάτω των 20 kW έως το 2010. Τα παραπάνω εμπόδια έχουν ως αποτέλεσμα να τίθεται υπό αμφισβήτηση η επίτευξη αυτού του στόχου.

Τονίζεται ότι τα μικρά φωτοβολταϊκά πάρκα θα μπορούσαν να λύσουν το πρόβλημα μικρών ενεργειακά νησιών παρέχοντας παράλληλα οικονομική διέξοδο σε αρκετούς από τους κατοίκους τους. Επίσης, η παραγωγή ηλεκτρισμού από διάσπαρτους μικρούς παραγωγούς περιορίζει την ανάγκη επενδύσεων από τη ΔΕΗ σε νέες γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το κόστος των τελευταίων είναι πολύ μεγάλο και γίνεται ακόμη μεγαλύτερο όταν πρέπει να μεταφέρει ρεύμα σε νησάκια με κατανάλωση χαμηλή επί 11 μήνες τον χρόνο, που τριπλασιάζεται ωστόσο μόνο για ένα μήνα το καλοκαίρι.(45)

Παράδειγμα μικρού φωτοβολταϊκού συστήματος

Το τυπικό μέγεθος ενός οικιακού συστήματος είναι μεταξύ 1 – 3 kW. Η μέση παραγόμενη ενέργεια ανά kW ετησίως ανέρχεται σε 1350 kWh. Η τιμή πώλησης της παραγόμενης kWh είναι 0,45€/kWh στο ηπειρωτικό δίκτυο και 0,5€/kWh στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Παρόλο που εξαρτάται από το είδος του κάθε συστήματος, ως τάξη μεγέθους για την αγορά και την εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος μπορεί να θεωρήσει κανείς τα 6000€/kW (συν Φ.Π.Α. 19%). Οι οικιακοί καταναλωτές δικαιούνται μια φοροελάφρυνση που δεν μπορεί να υπερβαίνει τα 700€ανά σύστημα, ενώ το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο της Δ.Ε.Η είναι της τάξης των 1000€. Αν συνυπολογιστεί ο Φ.Π.Α. 19% τότε το μέσο κόστος για την εγκατάσταση ενός συστήματος επιφανείας 10 τ.μ. είναι περίπου 7.500 €/kW.

Έστω ένα οικιακό σύστημα ισχύος 2kW στην Αθήνα. Το συνολικό κόστος της επένδυσης θα φτάσει τα 15.000€. Η παραγόμενη ενέργεια θα είναι 2.700kWh (2kW επί 1350 kWh/έτος) και τα ακαθάριστα έσοδα δεν θα ξεπεράσουν τα 1.215 €/έτος (2.700 kWh επί 0.45€/kWh). Υπολογίζεται ότι με έσοδα μόλις 1.215 €/έτος η απόσβεση της επένδυσης θα επιτευχθεί σε 12 – 13 χρόνια. Αν υπάρξει φορολόγηση επιτηδευματία όπως ορίζει ο νόμος τότε η απόσβεση μπορεί να φτάσει τα 14 – 15 χρόνια.

Προτάσεις ΣΕΦ

Η ύπαρξη σαφών και ξεκάθαρων κανόνων που εξασφαλίζουν ένα φερέγγυο επενδυτικό περιβάλλον σε ικανό χρονικό ορίζοντα είναι απαραίτητη για την άνθιση της αγοράς. Οι προτάσεις του ΣΕΦ για την ανάπτυξη της αγοράς φωτοβολταϊκών αφορούν στα εξής (46):

- Επιτάχυνση των διαδικασιών αδειοδότησης των ήδη κατατεθειμένων επενδυτικών προτάσεων.
- Απλοποίηση των αδειοδοτικών διαδικασιών.
- Άμεση αποσαφήνιση των πολεοδομικών και χωροταξικών όρων για την ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών.
- Φορολογικές διευκολύνσεις για την ανάπτυξη των οικιακών εφαρμογών φωτοβολταϊκών.
- Υποχρεωτική εφαρμογή φωτοβολταϊκών σε νέα μεγάλα εμπορικά κτίρια κατά το επιτυχημένο παράδειγμα της Ισπανίας.
- Αποσαφήνιση των όρων τιμολόγησης της παραγόμενης ηλιακής κιλοβατώρας, ώστε να μη δημιουργείται κλίμα ανασφάλειας στους επενδυτές.
- Σχεδιασμό της δεύτερης φάσης ανάπτυξης των φωτοβολταϊκών για την περίοδο μετά το 2010, προκειμένου να σταλεί ένα μήνυμα συνέχειας και συνέπειας προς τους ενδιαφερόμενους επενδυτές και να μην οδηγηθεί σε κατάρρευση η αγορά τα επόμενα χρόνια.

4.1.2.3. Αιολική Ενέργεια

Στην Ελλάδα το 2007 η εγκατεστημένη ισχύς αυξήθηκε κατά μόλις 125 MW φθάνοντας τα 871 MW συνολικά.

Αντίθετα, το 2007 η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ευρώπη αυξήθηκε περισσότερο από οποιαδήποτε άλλη τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με οδηγό της ανάπτυξης την Ισπανία. Τα στατιστικά στοιχεία που έδωσε στη δημοσιότητα η Ευρωπαϊκή Ένωση Αιολικής Ενέργειας (47) δείχνουν ότι η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών εγκαταστάσεων αυξήθηκε το 2007 κατά 18% και έφτασε τα 56.535 MW. Παρ' όλα αυτά, μερικές χώρες μέλη δεν είχαν την αναμενόμενη ανάπτυξη. Η συνολική πρόσθετη ισχύς το 2007 στην Ευρωπαϊκή Ένωση ήταν 8.554 MW, μια αύξηση 935 MW σε σχέση με το σύνολο της πρόσθετης ισχύος του 2006.

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μέχρι το τέλος του 2007 είχε ως αποτέλεσμα την ετήσια αποφυγή εκπομπών 90 εκατομμυρίων τόνων CO₂ και παραγωγή 119 TWh ετησίως, κατά μέσο όρο, που ισοδυναμεί με το 3,7% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Συγκριτικά αναφέρεται ότι το 2000 μόλις το 0,9% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ καλυπτόταν από την αιολική ενέργεια. Η αγορά αυξήθηκε κατά 12%, αλλά αν εξαιρέσουμε την Ισπανία, η ευρωπαϊκή αγορά είχε μια μικρή πτώση. Έτσι, η Ισπανία έθεσε καινούργιο ρεκόρ το 2007, εγκαθιστώντας 3.522 MW – που είναι η μεγαλύτερη ισχύς που έχει εγκατασταθεί ποτέ σε μια χρονιά σε ευρωπαϊκή χώρα. Σήμερα 10% της ηλεκτρικής ενέργειας της Ισπανίας παράγεται από την αιολική ενέργεια.

Υπήρξε επίσης σταθερή ανάπτυξη στην Γαλλία – η οποία πρόσθεσε 888 MW και έφθασε τα 2.454 MW – και στην Ιταλία όπου με 603 MW έφθασε τα 2.726 MW.

Τα νέα κράτη μέλη εξελίχθηκαν αρκετά ικανοποιητικά και η εγκατεστημένη ισχύς τους αυξήθηκε κατά 60% – με την Πολωνία πρωτοπόρο – φθάνοντας τα 276 MW. Η Τσεχία εγκατέστησε 63 MW και η Βουλγαρία 34 MW. Παρ' όλα αυτά μερικές αγορές κατέγραψαν πτώση μεταξύ των οποίων η Γερμανία, η Πορτογαλία και το Ην. Βασίλειο. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα η άνοδος του 2007 – 12% – να μην είναι τόσο εντυπωσιακή. Η παγκόσμια αγορά αυξήθηκε κατά περίπου 30% το 2007 με προσθήκη 20.000 MW και οι ευρωπαϊκές εταιρείες εξακολουθούν να ηγούνται της παγκόσμιας αγοράς, η οποία υπολογίζεται το 2007 να έφθασε τα €25 δις. Η αιολική ενέργεια συνέχισε και το 2007 να είναι μια από τις πιο δημοφιλείς τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποσπώντας μερίδιο 40% από το σύνολο των νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Από το 2000 στην Ε.Ε. έχουν εγκατασταθεί 158.000 MW νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Από αυτές 88.000 MW αφορούσαν μονάδες φυσικού αερίου, 47.000 MW μονάδες αιολικής ενέργειας, 9.600 MW μονάδες άνθρακα, 4.200 MW μονάδες πετρελαίου, 3.100 MW υδροηλεκτρικές μονάδες, 1.700 MW μονάδες βιομάζας και 1.200 MW μονάδες πυρηνικής ενέργειας (48).

4.2. ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

4.2.1. Νομοθετικό πλαίσιο

Με το ν.3428/2005 (49) καθορίστηκε το πλαίσιο για την απελευθέρωση της αγοράς Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα.

Οι βασικές διατάξεις του νόμου αφορούν:

- Στη διάκριση των δραστηριοτήτων στον τομέα φυσικού αερίου (προμήθεια, μεταφορά, διανομή, αποθήκευση, υγροποίηση και αεριοποίηση υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ)), η οποία αποτελεί ουσιώδη προϋπόθεση για την αποτελεσματική απελευθέρωση της αγοράς και την επίτευξη των στόχων διαχωρισμού που τίθενται κατά το Κοινοτικό Δίκαιο, και τις υποχρεώσεις των επιχειρήσεων που δραστηριοποιούνται στην αγορά φυσικού αερίου.
- Στην επίτευξη του νομικού και λειτουργικού διαχωρισμού του διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), για το σκοπό του οποίου ιδρύεται ανώνυμη εταιρία, 100% θυγατρική της ΔΕΠΑ Α.Ε, με την επωνυμία ΔΕΣΦΑ (Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου). Στον ΔΕΣΦΑ μεταβιβάζεται η κυριότητα του ΕΣΦΑ, χωρίς δικαίωμα περαιτέρω μεταβίβασης ή εκχώρησης, και παραχωρούνται τα αποκλειστικά δικαιώματα λειτουργίας, διαχείρισης, εκμετάλλευσης και ανάπτυξής του, τα οποία ασκούνται σύμφωνα με την Άδεια Κυριότητας και Διαχείρισης του ΕΣΦΑ.
- Στη διαδικασία δέσμευσης και αποδέσμευσης μεταφορικής ικανότητας ή δυναμικότητας εγκατάστασης ΥΦΑ ή αποθήκευσης και στη διαχείριση της συμφόρησης, ώστε να προλαμβάνονται εμπόδια εισόδου στην αγορά, να επιτυγχάνεται η αποτελεσματική κατανομή της μεταφορικής ικανότητας σε αυτούς που πράγματι τη χρησιμοποιούν και να αποφεύγεται ο κίνδυνος μη αξιοποίησης τμημάτων του ΕΣΦΑ.

- Στην πρόβλεψη λειτουργίας Ανεξάρτητων Συστημάτων Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ), τα οποία είναι Συστήματα Φυσικού Αερίου πέραν του ΕΣΦΑ, ανεξαρτήτως διασύνδεσης με αυτό. Στο πλαίσιο αυτό προβλέπεται διαδικασία χορήγησης αδειών για την κατασκευή και κυριότητα ΑΣΦΑ, καθώς και ειδική διαδικασία διαγωνισμού για τη χορήγηση τέτοιας άδειας.
- Στη διαμετακόμιση φυσικού αερίου και στον καθορισμό των όρων και των προϋποθέσεων υπό τις οποίες επιτρέπεται να πραγματοποιείται μέσω Συστήματος Φυσικού Αερίου στην ελληνική επικράτεια.
- Στην προμήθεια φυσικού αερίου σε πελάτες. Στο πλαίσιο αυτό ορίζεται ότι η αγορά και πώληση φυσικού αερίου, περιλαμβανομένων των εισαγωγών και εξαγωγών φυσικού αερίου, δεν προϋποθέτει τη χορήγηση άδειας, εκτός από την περίπτωση της πώλησης φυσικού αερίου σε Επιλέγοντες Πελάτες, για την οποία χορηγείται Άδεια Προμήθειας Φυσικού Αερίου. Ειδικά για την περίπτωση των Επιλεγόντων Πελατών άλλωστε, η προμήθεια φυσικού αερίου διέπεται από τον Κώδικα Προμήθειας, ο οποίος εκδίδεται βάσει νομοθετικής εξουσιοδότησης με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης. Περαιτέρω με τις διατάξεις του κεφαλαίου αυτού προβλέπεται σταδιακή απελευθέρωση της αγοράς, μέχρι το Νοέμβριο του 2009, όσον αφορά τις κατηγορίες πελατών οι οποίοι καθίστανται επιλέγοντες και προσδιορίζονται τα χρονικά ορόσημα κάθε σταδίου.
- Στην τιμολόγηση των υπηρεσιών που σχετίζονται με την άσκηση δραστηριότητας φυσικού αερίου. Στο πλαίσιο αυτό προβλέπεται ότι τόσο η μεθοδολογία κατάρτισης όσο και στη ρύθμιση των τιμολογίων, εκτός από την περίπτωση εκείνων των ΑΣΦΑ για τα οποία θα έχει χορηγηθεί απαλλαγή από την υποχρέωση πρόσβασης τρίτων, και παρέχεται νομοθετική εξουσιοδότηση για την θέσπιση του Κανονισμού Τιμολόγησης. Περαιτέρω, στο ίδιο κεφάλαιο ρυθμίζονται εκτενώς θέματα σχετικά με την τήρηση ετήσιων λογαριασμών από τις επιχειρήσεις φυσικού αερίου και οι υποχρεώσεις λογιστικού διαχωρισμού που επιβάλλονται στις ολοκληρωμένες επιχειρήσεις φυσικού αερίου καθώς και η δυνατότητα πρόσβασης στους λογαριασμούς αυτούς για την άσκηση των ελεγκτικών αρμοδιοτήτων της ΡΑΕ.

Τιμολόγια πρόσβασης στο ΕΣΦΑ

Ο καθορισμός τιμολογίων αποτελεί καθοριστικό βήμα για την εφαρμογή στην πράξη της πρόσβασης τρίτων στα μονοπωλιακά τμήματα της αγοράς. Τον Μάρτιο 2006, ορίστηκαν τα τιμολόγια πρόσβασης τρίτων στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (Σύστημα Μεταφοράς και Εγκατάσταση Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου – ΥΦΑ) (50). Κύριο χαρακτηριστικό στην κατάρτιση των τιμολογίων αποτελεί η αρχή της ανάκτησης του επιτρεπόμενου κόστους και της επιτρεπόμενης απόδοσης επί της κεφαλαιουχικής βάσης (cost – plus ή rate – of – return regulation³⁶ για κάθε δραστηριότητα (Μεταφορά και Εγκατάσταση ΥΦΑ). Για κάθε δραστηριότητα, το ετήσιο προς ανάκτηση έσοδο υπολογίζεται ως το άθροισμα του λειτουργικού κόστους και του κόστους κεφαλαίου (απόδοση επί της Ρυθμιζόμενης Περιουσιακής Βάσης (ΡΠΒ) και αποσβέσεις) της αντίστοιχης δραστηριότητας.

Η ΡΠΒ περιλαμβάνει τα υφιστάμενα πάγια μετά από αποσβέσεις, το κεφάλαιο κίνησης, καθώς και τις νέες επενδύσεις. Κατά τον υπολογισμό της ΡΠΒ δεν συμπεριλήφθηκε η αξία των παγίων που αντιστοιχεί σε εθνικές ή κοινοτικές επιχορηγήσεις για υφιστάμενες ή νέες επενδύσεις.

³⁶ Ρύθμιση ποσοστού απόδοσης. Η αρχή της ανάκτησης του επιτρεπόμενου κόστους και της επιτρεπόμενης απόδοσης επί της κεφαλαιουχικής βάσης (cost-plus ή rate-of-return regulation) για κάθε δραστηριότητα.

Το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου δηλ. η απόδοση επί της ΡΠΒ, υπολογίστηκε σε 10,06% ονομαστικό προ φόρων.

Επιπλέον, οι συντελεστές των τιμολογίων υπολογίστηκαν έτσι ώστε το 90% του απαιτούμενου εσόδου Μεταφοράς και ΥΦΑ να ανακτάται μέσω χρέωσης επί της μέγιστης δυναμικότητας που δεσμεύουν οι χρήστες, ενώ το 10% μέσω χρέωσης επί των ποσοτήτων που μεταφέρονται στο σύστημα μεταφοράς ή αεριοποιούνται στην εγκατάσταση ΥΦΑ για λογαριασμό των χρηστών. Οι χρεώσεις μεταφοράς είναι ενιαίες για όλη τη χώρα δηλαδή ανεξάρτητες της απόστασης μεταφοράς του αερίου ή των σημείων εισόδου και εξόδου που χρησιμοποιούνται.

Ειδικό τιμολόγιο μονάδων αιχμής

Τον Αύγουστο 2006, με Υπουργική Απόφαση εγκρίθηκε η εφαρμογή ειδικού τιμολογίου μεταφοράς για την περίπτωση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας αεριοστρόβιλων ανοικτού κύκλου, δηλαδή των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν μόνο για την κάλυψη αιχμών του ηλεκτρικού, τροποποιώντας σχετικά τα τιμολόγια πρόσβασης στο ΕΣΦΑ. Βάσει σχεδιασμού, το τιμολόγιο μεταφοράς φυσικού αερίου περιλαμβάνει χρέωση για τη δυναμικότητα μεταφοράς, την οποία δεσμεύει χρήστης κάθε έτος και χρέωση για την ποσότητα φυσικού αερίου που μεταφέρεται για λογαριασμό του χρήστη κάθε έτος. Η ετήσια χρέωση χρήστη εξαρτάται από τη δεσμευθείσα αλλά και την πραγματοποιηθείσα δυναμικότητα από τον χρήστη καθώς και από τη μεταφερθείσα ποσότητα φυσικού αερίου για λογαριασμό του.

Σύμβαση Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Με Υπουργική Απόφαση (51), θεσπίστηκε η Σύμβαση Μεταφοράς Φυσικού Αερίου, προκειμένου να ολοκληρωθεί το συντομότερο δυνατό το βασικό πλέγμα διατάξεων που αφορούν την πρόσβαση τρίτων στο ΕΣΦΑ και να καταστεί δυνατή η δραστηριοποίηση νέων προμηθευτών ή αυτοπρομηθευόμενων πελατών στην ελληνική αγορά. Με την ανωτέρω απόφαση καθορίζονται η διαδικασία σύναψης σύμβασης μεταφοράς με το Διαχειριστή, το περιεχόμενο της σύμβασης και θέματα διαχείρισης του Συστήματος Μεταφοράς και συγκεκριμένα οι διαδικασίες λειτουργίας του συστήματος μεταφοράς.

Διατάξεις του ν.3428/2005 αναφορικά με τις Εταιρίες Παροχής Αερίου

Ο νόμος για την απελευθέρωση της αγοράς του Φυσικού Αερίου περιλαμβάνει συγκεκριμένες ρυθμίσεις αναφορικά με τις ΕΠΑ. Συνοπτικά οι ρυθμίσεις αυτές είναι οι εξής:

- Με το νέο νόμο ρυθμίζονται θέματα που αφορούν την διαδικασία σύστασης νέων ΕΠΑ. Επίσης σύμφωνα με τις διατάξεις του νόμου οι Εταιρίες Διανομής Αερίου συγχωνεύονται και απορροφώνται από την ΔΕΠΑ Α.Ε.
- Σύμφωνα με το νόμο οι ΕΠΑ καθίστανται επιλέγοντες πελάτες από την 15.11.2008 για προμήθεια ποσοτήτων αερίου πέρα των συμβατικών για το έτος 2010 όπως αυτή καθορίζεται στην σύμβασή τους με την ΔΕΠΑ Α.Ε., ενώ μετά τη λήξη των συμβολαίων αυτών για τις συνολικές ποσότητες.
- Επίσης, από 15.11.2008 καθίστανται επιλέγοντες οι μη οικιακοί πελάτες που είναι εγκατεστημένοι στις περιοχές των ΕΠΑ, εφόσον είναι μεγάλοι πελάτες (ετήσια κατανάλωση αερίου άνω των 100.000 MWh)
- Τέλος, καθορίζεται η υποχρέωση των ΕΠΑ να τηρούν χωριστούς λογαριασμούς για τις δραστηριότητες της προμήθειας και διανομής φυσικού αερίου, όπως ακριβώς θα

έπρατταν αν οι δραστηριότητες αυτές ασκούνταν από διαφορετικές επιχειρήσεις. Οι κανόνες για την κατάρτιση χωριστών λογαριασμών υποβάλλονται στη ΡΑΕ προς έγκριση.

4.2.2. Υφιστάμενη Κατάσταση

Το σύστημα του φυσικού αερίου στην Ελλάδα έχει ως σκοπό την ασφαλή τροφοδοσία των μεγάλων καταναλωτικών κέντρων της χώρας και αποτελείται από :

- Το δίκτυο μεταφοράς του φυσικού αερίου.
- Τον τερματικό σταθμό αποθήκευσης του υγροποιημένου (LNG) αλγερινού φυσικού αερίου στην Ρεβυθούσα. Το υγροποιημένο φυσικό αέριο επαναεριοποιείται και τροφοδοτεί το δίκτυο μεταφοράς.
- Το σύστημα διανομής του φυσικού αερίου στους καταναλωτές.

Στο δίκτυο μεταφοράς του φυσικού αερίου περιλαμβάνονται:

- Κεντρικός αγωγός μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης (70 bar) από τα Ελληνοβουλγαρικά σύνορα μέχρι την Αττική, συνολικού μήκους 512 χλμ. Η διάμετρος του αγωγού είναι 36'' για τα πρώτα 100 χλμ και 30'' για τα υπόλοιπα.
- Κλάδοι μεταφοράς υψηλής πίεσης προς την ανατολική Μακεδονία και Θράκη, τη Θεσσαλονίκη, το Βόλο και την Αττική, συνολικού μήκους 440 χλμ
- Μετρητικοί και ρυθμιστικοί σταθμοί για τη μέτρηση της παροχής αερίου και τη ρύθμιση της πίεσης
- Σύστημα τηλεχειρισμού, ελέγχου λειτουργίας και τηλεπικοινωνιών
- Κέντρα λειτουργίας και συντήρησης, στην Αττική, τη Θεσσαλονίκη και τη Θεσσαλία
- Συνοριακός Σταθμός Εισόδου (Border Station)

Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης του υγροποιημένου φυσικού αερίου στην Ρεβυθούσα περιλαμβάνουν:

- Δύο δεξαμενές αποθήκευσης συνολικής χωρητικότητας 130.000 κ.μ. (65.000 κ.μ. έκαστη)
- Εγκαταστάσεις ελλιμενισμού δεξαμενόπλοιων
- Κρυογενικές εγκαταστάσεις
- Αεριοποιητές, για την επαναεριοποίηση του LNG και την τροφοδοσία του συστήματος μεταφοράς
- Δύο αγωγούς διασύνδεσης της Ρεβυθούσας με το σύστημα μεταφοράς.
- Ναυλωμένο δεξαμενόπλοιο χωρητικότητας 29,500 κ.μ. Υ.Φ.Α.

Το σύστημα διανομής αποτελείται από:

- Δίκτυα μέσης πίεσης (19 bar) στην Αττική, Θεσσαλονίκη, Θεσσαλία και στις βιομηχανικές περιοχές Οινόφυτων, Πλατέος Ημαθίας, Ξάνθης, Καβάλας και ΒΙΠΕ Κομοτηνής
- Δίκτυα χαμηλής πίεσης (4 bar) σε Αττική, Θεσσαλονίκη και Θεσσαλία, προβλεπόμενου μήκους 6.500 χλμ.
- Υπάρχον δίκτυο διανομής στην Αθήνα. Η ΔΕΠΑ, στο πλαίσιο του κατασκευαστικού της έργου, ολοκλήρωσε στην ευρύτερη περιοχή της πρωτεύουσας 860 χιλιόμετρα

δικτύου διανομής τα οποία προσετέθησαν στα υφιστάμενα 550 χιλιόμετρα δικτύου που ανήκαν στην Δημοτική Επιχείρηση Φωταερίου Αθηνών και ήδη τροφοδοτεί περίπου 8.000 εμπορικούς, οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές με φυσικό αέριο.(52)

Ο αγωγός Φυσικού Αερίου Ελλάδας – Τουρκίας

Στις 3 Ιουλίου του 2005, στους Κήπους του Έβρου, εγκαινιάστηκε η έναρξη κατασκευής του Ελληνο – Τουρκικού αγωγού μεταφοράς φυσικού αερίου. Είχε προηγηθεί, τον Απρίλιο του 2004, η κύρωση της διακρατικής συμφωνίας Ελλάδας και Τουρκίας για την υλοποίηση του έργου. Ο αγωγός αυτός, σε συνδυασμό με την υφιστάμενη τροφοδότηση της χώρας με φυσικό αέριο από τη Ρωσία, μέσω Βουλγαρίας και με την προμήθεια υγροποιημένου φυσικού αερίου από την Αλγερία, θα συμβάλει στη διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας του φυσικού αερίου και την περαιτέρω διεύρυνση του φυσικού αερίου στην ελληνική αγορά. Πρόκειται για αγωγό συνολικού μήκους 300 χιλιομέτρων, ο οποίος εκτείνεται από την Κομοτηνή μέχρι το Καρατσαμπέ της Τουρκίας και έχει ικανότητα μεταφοράς 3 με 3,5 δις κυβικά μέτρα φυσικού αερίου από την περιοχή της Κασπίας και της Μέσης Ανατολής, με δυνατότητα επέκτασης της χωρητικότητάς μέχρι και 11,6 δις κυβικά μέτρα ετησίως. Ο προϋπολογισμός του τμήματος του αγωγού που βρίσκεται σε ελληνικό έδαφος, μήκους 90 χλμ., ανερχόταν στα 80 εκατ. ευρώ. Η έναρξη λειτουργίας του αγωγού εγκαινιάστηκε στις 17 Νοεμβρίου 2007.

Ο αγωγός Φυσικού Αερίου Ελλάδας – Ιταλίας

Στις 4 Νοεμβρίου 2005, στο Lecce της Ιταλίας, υπογράφηκε από τον Υπουργό Ανάπτυξης και τον Υπουργό Οικονομικής Ανάπτυξης της Ιταλίας, διακρατική συμφωνία για την κατασκευή του Ελληνο – Ιταλικού υποθαλάσσιου αγωγού μεταφοράς φυσικού αερίου που θα συνδέει τα συστήματα φυσικού αερίου των δύο χωρών. Ο υποθαλάσσιος αγωγός φυσικού αερίου που θα συνδέει την Ελλάδα με την Ιταλία αποτελεί συνέχεια του Ελληνο – Τουρκικού αγωγού φυσικού αερίου και με την ολοκλήρωση της κατασκευής του, η χώρα εκτιμάται ότι θα αναβαθμιστεί σε δίαυλο μεταφοράς φυσικού αερίου από τις παραγωγικές περιοχές της Κασπίας στα μεγάλα καταναλωτικά κέντρα της Δυτικής Ευρώπης. Μέσω της Ελλάδας, ο αγωγός προβλέπεται να μεταφέρει 8 δις. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου προς την Ιταλία με δυνατότητα περαιτέρω διεύρυνσης της χωρητικότητάς του. Η διαμετακόμιση του αερίου θα ξεκινά από την Κομοτηνή και θα φθάνει στη Νέα Μεσημβρία μέσω του υπάρχοντος ελληνικού δικτύου. Από εκεί θα κατασκευαστεί αγωγός με διάμετρο 42” και μήκος περίπου 300 χλμ που θα μεταφέρει το αέριο στο Σταυρολιμένα. Στην κατασκευή του υποθαλάσσιου τμήματος του αγωγού θα συμμετέχουν οι εταιρίες ΔΕΠΑ και η Ιταλική ενεργειακή εταιρεία Edison, μέσω της σύστασης τρίτης εταιρίας με την επωνυμία Poseidon. Ο υποθαλάσσιος αγωγός, με συνολικό μήκος 212 χλμ., θα εκτείνεται από τον Σταυρολιμένα στο Οτράντο της Ιταλίας και το συνολικό του κόστος εκτιμάται στα 300 εκατ. ευρώ. Οι λεπτομερείς τεχνικές μελέτες για το υποθαλάσσιο και για το χερσαίο τμήμα του αγωγού έχουν, ήδη, ξεκινήσει, μετά από την έγκριση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής σχετικώς με τη χορήγηση εξαίρεσης από την υποχρέωση πρόσβασης τρίτων για τον αγωγό Poseidon. Η ολοκλήρωση του έργου αναμένεται στα τέλη του 2012.

4.3. ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΕΙΔΗ

4.3.1. Νομοθετικό Πλαίσιο

Ο βασικός νόμος, ο νόμος του πετρελαίου όπως ονομάζεται, είναι ο Ν. 1571/85 (Τεύχος ΦΕΚ Α', 192/14-11-85): «Ρύθμιση θεμάτων πετρελαϊκής πολιτικής και εμπορίας πετρελαιοειδών και άλλες διατάξεις». Ο νόμος αυτός περιλαμβάνει βασικές αρχές:

- Πετρελαϊκής πολιτικής
- Ισότητας μεταξύ των υπηκόων της Ε.Ε.
- Λειτουργίας του ενιαίου φορέα πετρελαιοειδών (ΔΕΠ)
- Διάθεσης πετρελαιοειδών στην Ελληνική αγορά (τροποποιήθηκαν από τους / ν. 2008/92 και 2289/95)
- Εισαγωγής πετρελαιοειδών (τροποποιήθηκαν από τον ν. 2008/92)
- Διύλισης πετρελαιοειδών και προγραμματισμού διυλιστηρίων-εταιρειών εμπορίας πετρελαιοειδών
- Αποθεμάτων ασφαλείας πετρελαιοειδών (τροποποιήθηκαν από τον ν. 2289/95)
- Διαμόρφωσης τιμών πετρελαιοειδών (τροποποιήθηκαν από τον ν. 2289/95 και 2741/99)
- Εξαγωγής πετρελαιοειδών (τροποποιήθηκαν από τον ν. 2008/92)
- Άσκησης εμπορίας πετρελαιοειδών και έκδοσης σχετικής άδειας (τροποποιήθηκαν από τους ν. 1769/88, 2081/92, 2008/92, 2289/95 και 2516/97)
- Εφοδιασμού και ειδικού λογαριασμού για την εξασφάλιση απρόσκοπτου εφοδιασμού των προβληματικών περιοχών της χώρας (τροποποιήθηκαν από τον ν. 2289/95)
- Αρμοδιοτήτων του Γενικού Χημείου του Κράτους στον τομέα των πετρελαιοειδών (τροποποιήθηκαν από τον ν. 2008/92)

Συμπληρώθηκε / τροποποιήθηκε από τους νεότερους:

- Ν. 2741/99 (Τεύχος ΦΕΚ Α', 199/28-09-99): «Ενιαίος φορέας Ελέγχου Τροφίμων, άλλες ρυθμίσεις θεμάτων αρμοδιότητας του Υπουργείου Ανάπτυξης και λοιπές διατάξεις»
- Ν. 2516/97 (Τεύχος ΦΕΚ Α', 159/08-08-97): «Ίδρυση και λειτουργία βιομηχανικών και βιοτεχνικών εγκαταστάσεων και άλλες διατάξεις»
- Ν. 2289/95 (Τεύχος ΦΕΚ Α', 27/08-02-95): «Αναζήτηση, έρευνα και εκμετάλλευση υδρογονανθράκων και άλλες διατάξεις»
- Ν. 2081/92 (Τεύχος ΦΕΚ Α', 154/10-09-92): «Ρύθμιση του θεσμού των Επιμελητηρίων, τροποποίηση των διατάξεων του Ν 1712/87 για τον εκσυγχρονισμό των επαγγελματικών οργανώσεων των εμπόρων, βιοτεχνών και λοιπών επαγγελματιών και άλλες διατάξεις».
- Ν. 2008/92 (Τεύχος ΦΕΚ Α', 16/11-02-92): «Περί τροποποίησης και συμπλήρωσης των διατάξεων του Ν.1571/1985. Λοιπές διατάξεις αρμοδιότητας Υπουργείου Οικονομικών και συναρμόδιων Υπουργείων».

4.3.2. Υφιστάμενη κατάσταση

Ο αγωγός Πετρελαίου «Μπουργκάς – Αλεξανδρούπολη»

Στις 15 Μαρτίου 2007, στην Αθήνα, υπογράφηκε από τον Υπουργό Ανάπτυξης, τον Υπουργό Ενέργειας και Βιομηχανίας της Ρωσίας και τον Υπουργό Περιφερειακής Ανάπτυξης και Δημοσίων Έργων της Βουλγαρίας η διακρατική συμφωνία μεταξύ των κυβερνήσεων της Ρωσίας, της Ελλάδας και της Βουλγαρίας για την προώθηση της κατασκευής του αγωγού μεταφοράς πετρελαίου

«Μπουργκάς– Αλεξανδρούπολη», ολοκληρώνοντας, ύστερα από 13 χρόνια συνεχών συζητήσεων και αναβολών, την πρώτη φάση για την υλοποίηση του έργου.

Ο πετρελαιοαγωγός Μπουργκάς – Αλεξανδρούπολης θα αποτελέσει *συμπληρωματική δίοδο* των Στενών του Βοσπόρου για τη μεταφορά σημαντικών ποσοτήτων ρωσικού πετρελαίου από τη Μαύρη Θάλασσα στις ευρωπαϊκές αγορές, τις ΗΠΑ και την Ασία. Πρόκειται για αγωγό που θα εκτείνεται από το λιμάνι Μπουργκάς της Βουλγαρίας έως το λιμάνι της Αλεξανδρούπολης, με συνολικό μήκος 280 χλμ. (περίπου 135 χιλιόμετρα σε ελληνικό έδαφος) και συνολικό προϋπολογισμό 750 – 800 εκατ. ευρώ. Η αρχική χωρητικότητα του αγωγού θα ανέρχεται στους 35 εκατ. τόνων ετησίως, με δυνατότητα περαιτέρω επέκτασης στους 50 εκατ. τόνους. Οι αποθηκευτικοί χώροι που θα κατασκευασθούν στις λιμενικές εγκαταστάσεις της Αλεξανδρούπολης συνολικής χωρητικότητας 650.000 μετρικών τόνων, με ειδικές υποδομές φόρτωσης και εκφόρτωσης, θα έχουν τη δυνατότητα υποδοχής δεξαμενόπλοιων έως και 300.000 τόνων. Η κατασκευή του αγωγού που αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί στα τέλη του 2011 και θα οδηγήσει στην ένταξη της χώρας μας στα μεγάλα διεθνή δίκτυα μεταφοράς πετρελαίου.

Το έργο αυτό αναβαθμίζει τη γεωπολιτική θέση και το διεθνή ρόλο της Ελλάδας αφού την εντάσσει στην προνομιούχο ομάδα των χωρών του πλανήτη που διαθέτουν αγωγούς. Εξασφαλίζει μόνιμα δημόσια έσοδα από τα δικαιώματα διέλευσης που ανέρχονται σε 35 – 50 εκατ. δολαρίων ετησίως. Δημιουργεί νέες θέσεις εργασίας και αναπτυξιακές συνέργιες στη Θράκη και τη βόρεια Ελλάδα, ενώ ενισχύει τη φιλία και τη συνεργασία με τη Βουλγαρία και τη Ρωσία.

Η κατάσταση στον ελλαδικό χώρο όσον αφορά την κατανάλωση και παραγωγή πετρελαιοειδών έχει ήδη αναλυθεί στο προηγούμενο κεφάλαιο όπου παρουσιάστηκαν τα βασικά μεγέθη του ελληνικού ενεργειακού συστήματος. Σε γενικές γραμμές, οι ανάγκες καλύπτονται σε μεγάλο βαθμό από εισαγωγές ενώ η κατανάλωση πετρελαιοειδών παραμένει σταθερή.



Εικόνα 4. 2 Χάρτης εγκαταστάσεων και δικτύου μεταφοράς πετρελαίου/φυσικού αερίου. Πηγή: ΔΕΠΑ, 2000

4.4. ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

4.4.1. Νομοθετικό Πλαίσιο

Με τις διατάξεις του ν.2773/1999 (53) θεσμοθετήθηκε το πλαίσιο απελευθέρωσης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθεί προσαρμογή του ελληνικού δικαίου προς τους κανόνες που θεσπίστηκαν με την Οδηγία 96/92/ΕΚ. Με την εμπειρία που συλλέχθηκε κατά τα πρώτα χρόνια της προσπάθειας απελευθέρωσης της αγοράς, ο ν.2773/1999 τροποποιήθηκε μερικώς με διατάξεις του ν.2837/2000, του ν.2491/2001 και του ν.3175/2003, προκειμένου να προσαρμοσθεί στα νέα δεδομένα της ενεργειακής αγοράς και να διασφαλισθεί αποτελεσματικότερα η επάρκεια ισχύος ηλεκτρικής ενέργειας στην ελληνική αγορά.

Σε αντικατάσταση της οδηγίας 96/92/EK, με την οδηγία 2003/54/EK επιδιώκεται η επίτευξη μιας απολύτως λειτουργικής και ανταγωνιστικής εσωτερικής αγοράς, στόχος για τον οποίο απαιτείται η χωρίς διακρίσεις, με διαφάνεια και σε λογικές τιμές πρόσβαση στα δίκτυα. Στο ίδιο πλαίσιο, η οδηγία περιλαμβάνει ρυθμίσεις για την οργάνωση της πρόσβασης στα δίκτυα, ρυθμίσεις για τη διαχείριση των δικτύων μεταφοράς και διανομής και τον αποτελεσματικό διαχωρισμό των Διαχειριστών του Συστήματος μεταφοράς και του Δικτύου διανομής από τις δραστηριότητες της παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.

Ειδικότερα, περιλαμβάνονται ρυθμίσεις για τη διαδικασία χορήγησης αδειών βάση αντικειμενικών, διαφανών και αμερόληπτων κριτηρίων, κανόνες αναφορικά με τις υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών κοινής ωφέλειας και κυρίως η θεμελίωση, από το έτος 2007, της ελευθερίας όλων των καταναλωτών να επιλέγουν προμηθευτή.

Το Δεκέμβριο του 2005, ψηφίστηκε στη Βουλή των Ελλήνων ο ν.3426/2005 (54), με τον οποίον εναρμονίστηκε πλήρως η εθνική νομοθεσία στις διατάξεις της οδηγίας 2003/54

Παραγωγή

Κατά τις διατάξεις του ν.2773/1999, είχε επιλεγεί το σύστημα της αδειοδότησης για όλες τις μονάδες του διασυνδεδεμένου Συστήματος και τις μονάδες ΑΠΕ και μικρής ΣΗΘ των μη διασυνδεδεμένων νησιών. Ενόψει των νέων ρυθμίσεων της ισχύουσας οδηγίας 2003/54, με τις διατάξεις του ν.3426/2005 προβλέπεται η καθιέρωση συστήματος χορήγησης αδειών παραγωγής κατόπιν αιτήσεως και για θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που αφορούν τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Η διαδικασία αυτή βασίζεται σε κριτήρια αντικειμενικά, αμερόληπτα και μη εισάγοντα διακρίσεις, και προβλέπεται ειδικότερα στον Κανονισμό Χορήγησης Αδειών Παραγωγής και Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας. Σε εναρμόνιση με την οδηγία 2003/54/EK, διαδικασία διαγωνισμού προβλέπεται μόνον χάριν της διασφάλισης του εφοδιασμού στις περιοχές των μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Ιδιαίτερη περίπτωση αποτελούν τα απομονωμένα μικροδίκτυα για τα οποία δίνεται η δυνατότητα χορήγησης παρέκκλισης.(55)

Μεταφορά

Σύμφωνα με την οδηγία 2003/54, επιβάλλεται ο νομικός διαχωρισμός των δραστηριοτήτων αυτών, χωρίς απαραίτητα αυτό να συνεπάγεται και μεταβολή της ιδιοκτησίας – κυριότητας των περιουσιακών στοιχείων. Οι διαχειριστές των δικτύων μεταφοράς και διανομής θα πρέπει να έχουν ουσιαστικά δικαιώματα λήψεως αποφάσεων όσον αφορά τα περιουσιακά στοιχεία που είναι αναγκαία για τη συντήρηση, τη λειτουργία και την ανάπτυξη των δικτύων, στις περιπτώσεις που τα εν λόγω περιουσιακά στοιχεία λειτουργούν και βρίσκονται υπό την ιδιοκτησία κάθετα ολοκληρωμένων επιχειρήσεων. Στην περίπτωση του Διαχειριστή του Συστήματος, ο νομικός διαχωρισμός έχει ήδη πραγματοποιηθεί με τις διατάξεις του ν.2773/1999, με τις οποίες συστάθηκε η εταιρεία «Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.».

Πλέον, με τις διατάξεις του ν.3426/2005 ενισχύονται τα καθήκοντα και οι αρμοδιότητες του Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς σχετικά με την ανάπτυξη και συντήρηση του Συστήματος, δεδομένου ότι κατά τα οριζόμενα στη οδηγία 2003/54, ο Διαχειριστής αυτός είναι πλέον αποκλειστικά υπεύθυνος για τη λειτουργία, τη συντήρηση και την ανάπτυξη του Συστήματος. Η ΔΕΗ ως Κύριος του Συστήματος υποχρεούται στην ανάπτυξη αυτού σύμφωνα με τον προγραμματισμό του ΔΕΣΜΗΕ που εγκρίνεται με Υπουργική Απόφαση στη μορφή Μελέτης

Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς (Μ.Α.Σ.Μ.). Ήδη, έχουν εκδοθεί δύο ΜΑΣΜ, της περιόδου 2005 – 2009 και της περιόδου 2006 – 2010.

Παράλληλα, με τις διατάξεις του νέου νόμου ενισχύεται και η ανεξαρτησία του ΔΕΣΜΗΕ έναντι της ΔΕΗ Α.Ε., ενόψει της απαγόρευσης συμβατικής σχέσης των μελών του Διοικητικού του Συμβουλίου με εταιρείες που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή ή την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, των περαιτέρω υποχρεώσεων λειτουργικού διαχωρισμού που βαρύνουν τα πρόσωπα που είναι αρμόδια για τη διαχείριση του Συστήματος, της διαδικασίας μεταφοράς προσωπικού από τη ΔΕΗ στον ΔΕΣΜΗΕ καθώς και της υποχρέωσης σύνταξης και τήρησης Κώδικα Δεοντολογίας.

Διανομή

Ο ν.3426/2005 προβλέπει διάκριση των δραστηριοτήτων διαχείρισης του Δικτύου διανομής από τις δραστηριότητες που αφορούν την κυριότητα του Δικτύου. Στο πλαίσιο αυτό, προβλέπεται ότι η κυριότητα του Δικτύου διανομής ολόκληρης της χώρας παραμένει στη ΔΕΗ, ενώ η διαχείριση του Δικτύου Διανομής ανατίθεται στον «Διαχειριστή του Δικτύου». Ο Κύριος του Δικτύου αναλαμβάνει με τις διατάξεις του νόμου σημαντικές αρμοδιότητες για τη σύνδεση των νέων χρηστών, την καθημερινή λειτουργία και συντήρηση του Δικτύου, καθώς και για την ανάπτυξή του.

Σύμφωνα με το νέο νόμο, και με σκοπό τον πλήρη νομικό διαχωρισμό προβλέπεται ο ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. να αναλάβει τις αρμοδιότητες και του Διαχειριστή του Δικτύου και να μετονομαστεί σε «Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος και Δικτύου Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.», με διακριτικό τίτλο «ΔΕΣΔΗΕ Α.Ε.».

Μέχρι τη δημιουργία του συνδυασμένου Διαχειριστή του Συστήματος και του Δικτύου, τις αρμοδιότητες του Διαχειριστή του Δικτύου ασκεί η ΔΕΗ Α.Ε. και για το σκοπό αυτόν λαμβάνει προσωρινή άδεια διαχείρισης του Δικτύου, οι όροι και οι προϋποθέσεις της οποίας καθορίζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, που εκδίδεται μετά από γνώμη της ΡΑΕ.

Αναφορικά με τη διαχείριση του Δικτύου Διανομής των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων, Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών ορίζεται η ΔΕΗ Α.Ε. Για το σκοπό αυτό της χορηγείται άδεια αποκλειστικής διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, με την οποία καθορίζονται οι ειδικότερες υποχρεώσεις της επιχείρησης ιδίως σε σχέση με θέματα αποτελεσματικού λειτουργικού διαχωρισμού της δραστηριότητας διαχείρισης του δικτύου σε σχέση με τις άλλες δραστηριότητες της παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας. Περαιτέρω, ρυθμίζονται και οι αντίστοιχες υποχρεώσεις και δικαιώματα της ΔΕΗ ως Διαχειρίστριας του Δικτύου των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

Προμήθεια

Αναγνωρίζεται δικαίωμα επιλογής προμηθευτή για όλους τους καταναλωτές πλην των οικιακών. Για τους τελευταίους το δικαίωμα αυτό αναγνωρίζεται από 1.7.2007. Εξαίρεση προβλέπεται για τους καταναλωτές που είναι εγκατεστημένοι σε Απομονωμένα Μικροδίκτυα για τα οποία τυχόν έχει χορηγηθεί παρέκκλιση σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 26 της οδηγίας 2003/54/ΕΚ.

Επισημαίνεται ότι η απαίτηση για προσκόμιση μακροχρόνιων εγγυήσεων εξασφάλισης παραγωγικού δυναμικού που είναι εγκατεστημένο σε κράτος μέλος, η οποία είχε εισαχθεί με το ν.3175/2003, καταργείται ως προϋπόθεση για τη χορήγηση άδειας προμήθειας. Ειδικότερα, η

υποχρέωση των προμηθευτών κατά την άσκηση της δραστηριότητας προμήθειας να προσκομίζουν ικανοποιητικές μακροχρόνιες εγγυήσεις για την εξασφάλιση διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το Σύστημα, ρυθμίζεται πλέον με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Τέλος, η χορήγηση άδειας προμήθειας στη ΔΕΗ κατ' αποκλειστικότητα αναφέρεται μόνον για τα απομονωμένα μικροδίκτυα της παρ. 3 του άρθρου 11, ήτοι για τις περιπτώσεις εκείνες για τις οποίες έχει δοθεί παρέκκλιση κατά τις διατάξεις του άρθρου 26 της οδηγίας 2003/54/ΕΚ.

Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Με το ν.3426/2005 ρυθμίζεται η χορήγηση άδειας παραγωγής ή εξαίρεσης από την υποχρέωση λήψης άδειας για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά από τον Υπουργό Ανάπτυξης, ύστερα από γνώμη της ΡΑΕ. Σε περίπτωση κατά την οποία προκύπτουν έκτακτες ανάγκες για τον απρόσκοπτο ενεργειακό εφοδιασμό μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χορηγείται μόνον στη ΔΕΗ Α.Ε., σύμφωνα με τις διατάξεις του Κανονισμού Αδειών, με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης.

Αναφορικά με τα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, τα οποία εμπίπτουν στον ορισμό των απομονωμένων μικροδικτύων και για τα οποία έχει χορηγηθεί παρέκκλιση σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 26 της οδηγίας 2003/54/ΕΚ, πλην των περιπτώσεων της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από υβριδικούς σταθμούς, καθώς και των αυτοπαραγωγών, άδεια παραγωγής χορηγείται μόνο στη ΔΕΗ Α.Ε. Επίσης, προβλέπεται ότι η ΔΕΗ Α.Ε. βαρύνεται με την υποχρέωση απρόσκοπτου εφοδιασμού των απομονωμένων μικροδικτύων για τα οποία της χορηγείται σχετική άδεια καθώς και για τη διασφάλιση της μακροχρόνιας οικονομικής λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών αυτών.

Τιμολόγια και τήρηση λογαριασμών

Σύμφωνα με το ν.3426/2005, με εξαίρεση τα τιμολόγια προμήθειας σε Επιλέγοντες Πελάτες, τα τιμολόγια με βάση τα οποία οι κάτοχοι άδειας εισπράττουν τίμημα ή τέλος ή οποιαδήποτε αντιπαροχή για τις υπηρεσίες που παρέχουν, δεν ισχύουν αν δεν εγκριθούν από τον Υπουργό Ανάπτυξης. Στο ίδιο πλαίσιο και προκειμένου να διασφαλιστεί η με εύλογες τιμές πρόσβαση τρίτων στο Σύστημα, τα τιμολόγια πρόσβασης στο Σύστημα και στο Δίκτυο καταρτίζονται βάσει μεθοδολογίας που εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης.

Ειδικότερα, με σαφή στόχο την αποφυγή των διακρίσεων, των διασταυρούμενων επιδοτήσεων και τις στρεβλώσεις του ανταγωνισμού, επιβάλλεται στις ολοκληρωμένες επιχειρήσεις, η υποχρέωση να τηρούν χωριστούς λογαριασμούς για κάθε μία από της δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και προμήθειας, όπως ακριβώς θα έπρατταν εάν οι δραστηριότητες αυτές ασκούσαν από διαφορετικές επιχειρήσεις. Για τον ίδιο λόγο, η ΡΑΕ εγκρίνει τη μεθοδολογία τήρησης των εν λόγω λογαριασμών.

Νέος ΚΔΣ&ΣΗΕ

Ο νέος Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος & Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ&ΣΗΕ) συμπεριέλαβε τροποποιήσεις σε σχέση με προηγούμενα σχέδια, οι οποίες εντοπίζονται στη δημιουργία αγοράς επικουρικών υπηρεσιών που ενσωματώνεται στον Ημερήσιο

Ενεργειακό Προγραμματισμό και βελτιστοποιείται ταυτόχρονα με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχοι του νέου ΚΔΣ&ΣΗΕ είναι αφενός η εισαγωγή διαφανών κανόνων λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, και αφετέρου η διασφάλιση της απρόσκοπτης πρόσβασης προμηθευτών, παραγωγών, και πελατών στα φυσικά μονοπάτια του Συστήματος μεταφοράς και Δικτύου διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας με τους ίδιους όρους και ίδιο κόστος.

Κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ δύνανται να δραστηριοποιηθούν και να συμμετέχουν στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ), οι Ανεξάρτητοι Παραγωγοί οι οποίοι μπορούν να εγγέουν στο Σύστημα την ενέργεια που παράγουν οι Μονάδες τους ή να εξάγουν ενέργεια μέσω των διασυνδέσεων, οι Προμηθευτές, οι οποίοι απορροφούν ενέργεια από το Σύστημα και τροφοδοτούν τους τελικούς Πελάτες τους καθώς και διενεργούν εισαγωγές ή εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων, και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες οι οποίοι μπορούν να προμηθεύονται από την ημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας την ενέργεια που καταναλώνουν οι ίδιοι.

Κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ&ΣΗΕ προβλέπονται οι εξής επιμέρους αγορές και μηχανισμοί, οι οποίοι συνθέτουν τη συνολική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας:

- Ο ΗΕΠ που συνιστά τη χονδρεμπορική αγορά μέσω της οποίας συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής:
- Ημερήσια Χονδρεμπορική Αγορά Ενέργειας, όπου συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται και καταναλώνεται στην επικράτεια, και στην οποία προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί και οι εισαγωγείς και αντίστοιχα απορροφούν και χρεώνονται οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου και οι εξαγωγείς. Ημερήσια Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, όπου εξασφαλίζονται οι αναγκαίες επικουρικές υπηρεσίες και εφεδρείες. Η αγορά εφεδρειών καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδοσίας τους. Αγορά Διευθέτησης Αποκλίσεων, όπου εκκαθαρίζονται οποιεσδήποτε έκτακτες συναλλαγές πραγματοποιήθηκαν για την εξασφάλιση της φυσικής ισορροπίας του Συστήματος κατά την Ημέρα Κατανομής.
- Αγορά Μακροχρόνιας Αξιοπιστίας Ισχύος, όπου οι παραγωγοί αμείβονται για τη διατήρηση των μονάδων τους σε λειτουργική ετοιμότητα.

Κώδικας Διαχείρισης Δικτύου διανομής

Η διαχείριση του Δικτύου όλης της χώρας, τόσο του διασυνδεδεμένου με το Σύστημα όσο και αυτού των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, γίνεται σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του Δικτύου (56).

Κώδικας Προμήθειας σε Πελάτες

Με τον Κώδικα Προμήθειας σε Πελάτες – έκδοση 1 (57) για Επιλέγοντες και Έκδοση 2 (58) για μη Επιλέγοντες πελάτες καθορίζονται οι γενικοί όροι των συμβάσεων προμήθειας.

4.4.2. Υφιστάμενη Κατάσταση

Η πρωτογενής ενέργεια που χρησιμοποιείται κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο λιγνίτης, όπως φαίνεται και από το ισοζύγιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της ΔΕΗ. Το ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας διακρίνεται στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Ε.Δ.Σ.) και

στο Νησιωτικό Σύστημα. Το σύστημα μεταφοράς του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος απαρτίζεται από γραμμές μεταφοράς υψηλής (150kV) και υπερυψηλής (400 kV) τάσης. Οι σταθμοί παραγωγής του Ηλεκτρικού Συστήματος διακρίνονται σε:

- Σταθμούς παραγωγής Ε.Δ.Σ.
- Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής του νησιωτικού συστήματος.

Σταθμός	Αρ. μονάδων	Εγκατ. Ισχύς (MW)	Περιοχή
Αγίου Δημητρίου	5	1587	Δ. Μακεδονία
Καρδιάς	4	1200	Δ. Μακεδονία
Πτολεμαΐδας	4	620	Δ. Μακεδονία
Αμυνταίου	2	600	Δ. Μακεδονία
Αλιβερίου	4	380	Ευβοία
Λαυρίου	4	1197	Αττική
Αγ. Γεωργίου	2	360	Αττική
Μεγαλόπολης	4	850	Πελοπόννησος
Λιπτολ	2	43	Δ. Μακεδονία
Αργοστολίου	1	11,6	Ν. Ιονίου
Ζακύνθου	1	27	Ν. Ιονίου

Πίνακας 4. 2 Θερμικοί σταθμοί παραγωγής ΔΕΗ (Πηγή: ΔΕΗ, 2001)

Όνομα ΥΗΣ	Αρ. μονάδων	Εγκατ. Ισχύς (MW)	Περιοχή
Αγρας	2	50	Μακεδονία
Εδεσσαίος	1	19	Μακεδονία
Ασωμάτων	2	108	Μακεδονία
Μακροχώρι (*)	3	10,8	Μακεδονία
Πολύφυτο	3	375	Μακεδονία
Σφηκιά	3	315	Μακεδονία
Θησαυρός	3	384	Θράκη
Πλατανόβρυση	2	116	Θράκη
Καστράκι	4	320	Κεντρ. Ελλάδα
Κρεμαστά	4	437	Κεντρ. Ελλάδα
Πλαστήρας	3	130	Κεντρ. Ελλάδα
Στράτος Ι	2	150	Κεντρ. Ελλάδα

Όνομα ΥΗΣ	Αρ. μονάδων	Εγκατ. Ισχύς (MW)	Περιοχή
Πουρνάρι Ι & ΙΙ	5	332,4	Ηπειρος
Πηγές Αώου	2	210	Ηπειρος
Λούρος	3	10,3	Ηπειρος
Λάδωνας	2	70	Πελοπόννησος

* Συνεχούς ροής

Πίνακας 4.3 Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής ΔΕΗ (ισχύς μεγαλύτερη από 10 MW) (Πηγή: ΔΕΗ, 2001)

Η συνολική ισχύς θερμικών σταθμών **αυτοπαραγωγών** για παραγωγή ηλεκτρισμού ή/και θερμότητας είναι 250MW.

Όσον αφορά το νησιωτικό σύστημα η υφιστάμενη κατάσταση είναι:

ΤΡΟΦΟΔΟΤΟΥΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ	ΑΥΤΟΝΟΜΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΖΗΤΗΣΗ (kW)	ΕΤΗΣΙΑ ΖΗΤΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)
ΚΡΗΤΗ	ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	192800	407200	1924571
	ΧΑΝΙΑ	328400		
	Σύνολο	521200		
ΡΟΔΟΣ	ΣΟΡΩΝΗ	206000	126800	
ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	240	95	276
ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	360	220	755
ΑΜΟΡΓΟΣ	ΑΜΟΡΓΟΣ	2650	2190	6295
ΑΝΑΦΗ	ΑΝΑΦΗ	355	340	607
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	140	38	96
ΑΣΤΥΠΑΛΛΑΙΑ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΑΙΑ	1600	1350	3818
ΔΟΝΟΥΣΑ	ΔΟΝΟΥΣΑ	210	150	284
ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	270	195	408
ΙΚΑΡΙΑ	ΙΚΑΡΙΑ	6900	5400	18570
ΚΕΑΣ***	ΚΕΑΣ***	-	-	-
ΚΥΘΟΝΟΣ	ΚΥΘΟΝΟΣ	2300	1960	5216
ΛΕΣΒΟΣ	ΛΕΣΒΟΣ	49500	45700	209733
ΛΗΜΝΟΣ	ΛΗΜΝΟΣ	8900	11700	47130
ΜΕΓΙΣΤΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ	390	320	1239

ΤΡΟΦΟΔΟΤΟΥΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ	ΑΥΤΟΝΟΜΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΖΗΤΗΣΗ (kW)	ΕΤΗΣΙΑ ΖΗΤΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)
ΜΥΚΟΝΟΣ	ΜΥΚΟΝΟΣ	21200	17500	51802
ΟΘΩΝΟΙ	ΟΘΩΝΟΙ	270	240	498
ΠΑΤΜΟΣ	ΠΑΤΜΟΣ	4380	3580	11348
ΣΑΜΟΘΡΑΚΗ	ΣΑΜΟΘΡΑΚΗ	2200	2400	7098
ΣΕΡΙΦΟΣ	ΣΕΡΙΦΟΣ	2000	1900	4777
ΣΙΦΝΟΣ	ΣΙΦΝΟΣ	4300	3360	9437
ΣΚΥΡΟΣ	ΣΚΥΡΟΣ	4500	3750	12403
ΣΥΜΗ	ΣΥΜΗ	4350	1950	7814
ΣΥΡΟΣ	ΣΥΡΟΣ	20000	18700	85117
ΣΑΜΟΣ-ΦΟΥΡΝΟΙ	ΣΑΜΟΣ	46080	24400	99372
ΧΙΟΣ-ΨΑΡΑ	ΧΙΟΣ	38780	29800	136334
	ΨΑΡΑ*	345	-	-
ΑΝΔΡΟΣ-ΤΗΝΟΣ	ΑΝΔΡΟΣ	9400	9300	32613
ΘΗΡΑ-ΘΗΡΑΣΙΑ	ΘΗΡΑ	22200	22700	67122
ΙΟΣ-ΣΙΚΙΝΟΣ-ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ	ΙΟΣ-ΣΙΚΙΝΟΣ-ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ	3740	4380	12563
ΚΑΛΥΜΝΟΣ-ΛΕΡΟΣ-ΛΕΙΨΟΙ-ΤΕΛΕΝΔΟΣ-ΨΕΡΙΜΟΣ-ΚΩΣ-ΝΙΣΥΡΟΣ-ΤΗΛΟΣ-ΓΥΑΛΙ	ΚΑΛΥΜΝΟΣ-ΚΩΣ	69600	57300	217824
	ΚΩΣ**	60500		-
	ΝΙΣΥΡΟΣ*	-		-
ΚΑΡΠΑΘΟΣ-ΚΑΣΟΣ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ-ΚΑΣΟΣ	9000	6500	24369
ΜΗΛΟΣ-ΚΙΜΩΛΟΣ	ΜΗΛΟΣ	7600	5970	23912
ΠΑΡΟΣ-ΝΑΞΟΣ-ΑΝΤΙΠΑΡΟΣ-ΗΡΑΚΛΕΙΑ-ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ-ΚΟΥΦΟΝΗΣΙΑ	ΠΑΡΟΣ	43250	36000	117513

*Ο σταθμός έπαυσε τη λειτουργία του και παραμένει σε εφεδρεία

**Ο σταθμός λειτουργεί παράλληλα με τον ΑΣΠ Καλύμνου

***Ο σταθμός έπαυσε τη λειτουργία του και αποξηλώθηκε

Πίνακας 4. 4 Νησιωτικό σύστημα (Πηγή: ΔΕΗ, 2001)

Η καθυστέρηση που σημειώθηκε κατά την τελευταία βετία (από τον Φεβρουάριο του 2001, όταν τυπικά άνοιξε η αγορά), δημιούργησε ασφυκτικές συνθήκες για το εν λειτουργία σύστημα και τεράστιες ανάγκες για την κάλυψη της διαρκώς αυξανόμενης ζήτησης. Η ΔΕΗ αναγκάστηκε με νόμο να μην κατασκευάσει νέες μονάδες (αν και αυτός ο περιορισμός έχει πια αρθεί), μετά την

τελευταία του Λαυρίου, ενώ οι ιδιώτες δίσταζαν να επενδύσουν όσο υπήρχαν εκκρεμότητες με το θεσμικό πλαίσιο και τους κανόνες λειτουργίας της αγοράς: σημειώθηκαν τρεις αλλαγές του θεσμικού πλαισίου, υπήρξαν δεκάδες υπουργικές αποφάσεις και πολλαπλάσιες συζητήσεις.

Έτσι, ελάχιστοι από τους ενδιαφερόμενους προχώρησαν σε επενδύσεις. Οι πιο σοβαρές κινήσεις σημειώθηκαν τα τελευταία δύο με τρία χρόνια. Εξαιρεση αποτέλεσε ο όμιλος «Ελληνικά Πετρέλαια» ο οποίος βρίσκεται κατά το ήμισυ υπό κρατικό έλεγχο και κατά το υπόλοιπο ήμισυ υπό τον έλεγχο του ομίλου Λάτση. Η μονάδα της Θεσσαλονίκης αποτέλεσε την πρώτη που λειτούργησε υπό ιδιωτικά κριτήρια και στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς. Η πρωτοπορία της Ενεργειακή Θεσσαλονίκης, με τη μονάδα των 390 MW περίπου, αποτέλεσε το επίκεντρο της προσοχής προκειμένου να μην επαναληφθούν αντίστοιχα λάθη από τους υπόλοιπους ιδιώτες επενδυτές και προκειμένου να διαμορφωθούν οι οριστικοί κανόνες λειτουργίας της αγοράς.

Οι επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα απαιτούν τη διάθεση τεράστιων κεφαλαίων, σε μεγέθη που θεωρούνται υπερβολικά για μία σχετικά μικρή αγορά όπως η Ελλάδα. Από την άλλη πλευρά, με την κατοχύρωση από κάποιον ιδιώτη σημαντικής θέσης στην αγορά, ο ιδιώτης αυτός επενδυτής αποκτά σημαντικό πλεονέκτημα έναντι των άλλων ιδιωτών επενδυτών καθώς θα είναι δύσκολο για τους ανταγωνιστές να διεκδικήσουν μερίδια, έχοντας να αντιμετωπίσουν ταυτόχρονα και τη ΔΕΗ. Η ιδιαιτερότητα αυτή του ελληνικού ενεργειακού συστήματος ήταν γνωστή σε όλους τους επενδυτές αλλά κανείς δεν δέσμευσε κεφάλαια καθώς προσέβλεπαν στην παροχή εγγυήσεων για τη μελλοντική απόδοση των επενδύσεων που σχεδίαζαν. Ακόμη, η χώρα έχει μία ακόμη ιδιαιτερότητα: οι όμιλοι που διεκδικούν μία θέση στην ηλεκτροπαραγωγή συμμετέχουν στους διαγωνισμούς για μονάδες της ΔΕΗ, στο πλαίσιο του προγράμματος αντικατάστασης των παλαιότερων σταθμών.

Σύμφωνα με υπολογισμούς που επικαλείται η ηγεσία του υπουργείου ανάπτυξης, οι επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα τα επόμενα χρόνια θα ανέλθουν σε περίπου 4,5 δισ. € χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το ποσό των περίπου 2,5 – 3 δισ. €, που θα επενδυθούν για τη συντήρηση και την αναβάθμιση μονάδων. Εξάλλου το γεγονός της απόκτησης από την ΔΕΗ του δικαιώματος ελεύθερης αντικατάστασης μονάδων χωρίς να υπάρχει όριο ισχύος σημαίνει ότι τα παραπάνω ποσά ίσως αποτελούν μια συντηρητική εκτίμηση. Τα οικονομικά αυτά μεγέθη προσελκύουν τους ελληνικούς ομίλους που δραστηριοποιούνται στην ενέργεια και μαζί με αυτούς τους μεγάλους ξένους συμμάχους τους.

Η αλλαγή του υπολογισμού στην οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ), που έγινε στις αρχές του 2006, με πρωτοβουλία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας, λειτούργησε ως καταλύτης για την προσέλκυση ιδιωτικών επιχειρήσεων που ενδιαφέρονται να δραστηριοποιηθούν στην αγορά της ενέργειας. Από τις αρχές του 2006, με βάση τη νέα μεθοδολογία που εφαρμόζεται με απόφαση της ΡΑΕ, η ΟΤΣ σχεδόν διπλασιάστηκε κατά μέσο όρο. Η εξέλιξη αυτή δημιούργησε σημαντικό οικονομικό βάρος στη ΔΕΗ, καθώς αναγκάζεται να εισάγει στο σύστημα τις φθηνές μονάδες και να ξαναγοράζει την ηλεκτρική ενέργεια ακριβότερα. Επίσης, ιδιαίτερα ελκυστικά είναι τα κίνητρα για κατασκευή μονάδας, μέσω των διαγωνισμών του ΔΕΣΜΗΕ, καθώς ο ανάδοχος του έργου θα επιδοτείται για το 70% της παραγωγής επί μία 12ετία. Με άλλα λόγια, η παραγωγή θα απορροφάται εγγυημένα, ενώ το μεγαλύτερο μέρος της επένδυσης είναι εξασφαλισμένο, επιταχύνοντας και το χρόνο απόσβεσης.

Επιπλέον, ένα άλλο πεδίο δραστηριοποίησης των ιδιωτών επενδυτών το οποίο παραμένει ανεκμετάλλευτο είναι η απελευθερωμένη αγορά της οικιακής κατανάλωσης. Από τον Ιούλιο του 2007 με βάση τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης η οικιακή κατανάλωση ηλεκτρισμού έχει

απελευθερωθεί. Η Ελλάδα τυπικά έχει προσαρμοστεί στις κοινοτικές κατευθύνσεις, ωστόσο καμία ιδιωτική εταιρεία δεν είναι έτοιμη να προσφέρει παρόμοιες υπηρεσίες σε καταναλωτές για οικιακή χρήση.

Γενικά, οι προοπτικές της ελληνικής αγοράς είναι μεγάλες. Η βετής καθυστέρηση για την πραγματική απελευθέρωση των αγορών της ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου δημιούργησε νέα δεδομένα, που προσφέρουν τεράστιες ευκαιρίες στους ιδιώτες να δραστηριοποιηθούν. Τα τελευταία χρόνια, μόλις δύο μεγάλες θερμοηλεκτρικές μονάδες δημιουργήθηκαν στη χώρα εκτός συστήματος ΔΕΗ. Πρόκειται για το σταθμό ηλεκτροπαραγωγής των Ελληνικών Πετρελαίων στη Θεσσαλονίκη, όπως έχει ήδη αναφερθεί, και τη μονάδα του Ήρωνα (όμιλος ΓΕΚ – ΤΕΡΝΑ) στη Βοιωτία, που κατασκευάστηκε για να υποστηρίξει ως εφεδρική το ηλεκτρικό σύστημα της χώρας την περίοδο των Ολυμπιακών Αγώνων. Μόλις πρόσφατα ολοκληρώθηκε η μονάδα της Αλουμίνιον της Ελλάδος στον Άγιο Νικόλαο Βοιωτίας, η οποία σχεδιάστηκε για να καλύψει τις παραγωγικές ανάγκες της εταιρείας, αλλά πλέον απέκτησε εμπορικό χαρακτήρα. Το ισχύον θεσμικό πλαίσιο λειτουργεί υπέρ όσων επιδιώκουν να γίνουν ηλεκτροπαραγωγοί. Υπάρχουν οι εγγυήσεις για τη χρηματοδότηση των επενδύσεων, αλλά και οι συνθήκες για την σύντομη απόσβεση των κεφαλαίων.

ΔΕΗ

Η επιδίωξη της γερμανικής RWE να συνεργαστεί με τη ΔΕΗ στην κατασκευή νέου παραγωγικού δυναμικού στην Ελλάδα, αναζωπύρωσε το ενδιαφέρον επιχειρήσεων γερμανικών συμφερόντων για την ελληνική αγορά. Στο παρελθόν αρκετοί μεγάλοι όμιλοι από τη χώρα της Κεντρικής Ευρώπης είχαν ενδιαφερθεί για την ελληνική αγορά, ως προγεφύρωμα για επέκταση στη Νοτιοανατολική Ευρώπη. Ωστόσο, η κατάσταση που επικρατούσε στο ενεργειακό σύστημα της χώρας μας, αλλά και τα θεσμικά προβλήματα που καταγράφηκαν στο παρελθόν, οδήγησαν τους ξένους επενδυτές σε αδιαφορία και τελικά σε αποχώρηση. Το ίδιο συνέβη και με άλλους ενεργειακούς ομίλους από χώρες της ίδιας περιοχής (Κεντρική Ευρώπη).

Η RWE προσέφερε στην ελληνική επιχείρηση έτοιμες λύσεις για μονάδες λιθάνθρακα, τις οποίες η ίδια η γερμανική εταιρεία δεν μπορεί να εγκαταστήσει στη χώρα της, λόγω τοπικών αντιδράσεων. Για τη ΔΕΗ η αρχική εκτίμηση ήταν ότι το γεγονός αυτό είναι μία σημαντική ευκαιρία, εφόσον αποφάσισε να δημιουργήσει τέτοιου τύπου μονάδες. Σε κάθε περίπτωση, το μοντέλο συνεργασίας που πρότειναν οι Γερμανοί είναι παρόμοιο με εκείνο που χρησιμοποίησαν η Endesa και ο όμιλος Μυτιληναίου, αλλά είναι πρωτόγνωρο για τη ΔΕΗ.

Παρά τις καλές προθέσεις συνεργασίας, η προσπάθεια δεν ευοδώθηκε και το σχέδιο ανάπτυξης λιθάνθρακικών μονάδων της ΔΕΗ σε συνεργασία με την RWE το Μάιο του 2008 έβαινε προς ματαίωση. Σημειώνεται ότι η συνεργασία της ΔΕΗ με την γερμανική εταιρία προκάλεσε απεργίες, καταλήψεις και εισβολές σε συνεδριάσεις του διοικητικού συμβουλίου της ΔΕΗ από εργαζόμενους που διέβλεπαν προσπάθεια έμμεσης ιδιωτικοποίησης της εταιρίας ενώ οι κάτοικοι των περιοχών που προτάθηκαν για την κατασκευή των μονάδων αντέδρασαν έντονα με αποτέλεσμα τα σχέδια να μείνουν σε αυτό το επίπεδο. Η όλη προσπάθεια αποστεώθηκε ώστε να κινδυνεύει να εφαρμοστεί στο ελάχιστο και αυτό εκτός συνόρων (Αλβανία).

Ελληνικά Πετρέλαια

Ένας ακόμη ισχυρός πόλος στον χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας έκανε την εμφάνιση του στα μέσα του Ιουλίου 2007. Πρόκειται για τη συμμαχία μεταξύ της ιταλικής Edison και του ομίλου

Ελληνικά Πετρέλαια. Οι δύο πλευρές δημιούργησαν ένα νέο κοινοπρακτικό σχήμα, το οποίο θα αναλάβει όλες τις δραστηριότητες στην ηλεκτροπαραγωγή, όπως η εν λειτουργία μονάδα της Θεσσαλονίκης (ΕΝΘΕΣ), αλλά και οι δύο μονάδες που σχεδιάζονται από την Edison στη Θίβη και στον Αστακό. Η συμφωνία με την Edison, δημιουργεί νέα δεδομένα, καθώς το πρώτο χαρτοφυλάκιο αναφέρεται σε εγκαταστημένη ισχύ της τάξεως των 1.400 MW. Περιλαμβάνονται η μονάδα των ΕΛΠΕ στη Θεσσαλονίκη (390 MW), το 56% της μονάδας της Edison στη Θίβη (420 MW σε σύμπραξη με Ελλ. Τεχνοδομική και Βιοχάλκο), καθώς και η λιθανθρακική μονάδα που σχεδιάζει ο ιταλικός όμιλος στον Αστακό Αιτωλοακαρνανίας, ισχύος 600 MW. Παράλληλα, η ελληνοϊταλική κοινοπραξία θα προχωρήσει στην ανάπτυξη ή εξαγορά μονάδων ΑΠΕ, αλλά και σε άλλα ενεργειακά έργα, με στόχο να ξεπεράσει τα 2.000 MW σε εγκατεστημένη ισχύ στην Ελλάδα, ενώ θα αναπτύξει και δραστηριότητα στην εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, θα επιδιώξει να επεκτείνει τις δραστηριότητες στις αγορές ηλεκτρισμού των βαλκανικών χωρών, αλλά και στην παραγωγή και προμήθεια φυσικού αερίου.

Ο ιταλικός όμιλος, σύμφωνα με τον διευθύνοντα σύμβουλο Umberto Quadrino, προσβλέπει στην κατάληψη της δεύτερης θέσης στην Ελλάδα, έπειτα από το ΔΕΗ, επιδιώκοντας να αποκομίσει οφέλη από τους υψηλούς ρυθμούς ανάπτυξης της εγχώριας αγοράς. Ο όμιλος Edison έχει αναλάβει μαζί με τη ΔΕΠΑ την κατασκευή του υποθαλάσσιου αγωγού «Ποσειδών» που θα μεταφέρει φυσικό αέριο από το ελληνικό στο ιταλικό σύστημα. Οι δύο εταιρείες ζήτησαν και έλαβαν άδεια από τις αρμόδιες αρχές της Ε.Ε. για αποκλειστική χρήση του μελλοντικού αγωγού, αποκλείοντας την πρόσβαση σε τρίτους. Η συμμαχία με τα ΕΛΠΕ και οι συνέργιες που δημιουργούνται είτε απευθείας είτε εμμέσως για τα μετοχικά σχήματα των δύο πλευρών, αλλάζουν τα δεδομένα στο χώρο του ηλεκτρισμού καθώς πλέον υπάρχει και τέταρτος ισχυρός διεκδικητής μεριδίου στην ελληνική αγορά.

Όμιλος Κοπελούζου

Η συνεργασία με τον ρωσικό κολοσσό Gazprom διαρκεί ήδη πάνω από 15 χρόνια, με την κοινή εταιρεία «Προμηθέας Gaz». Παράλληλα, ο όμιλος διαθέτει ισχυρή συμμαχία με την ιταλική Enel με την οποία δημιούργησαν την κοινοπραξία Enelco. Πριν από μερικούς μήνες, οι Ιταλοί απέκτησαν επιπλέον ποσοστό στην κοινοπραξία, με αποτέλεσμα να ελέγχουν πλέον το 75%, ενώ έθεσε υπό τον έλεγχό της κι όλες τις μονάδες ΑΠΕ του ομίλου Κοπελούζου.

Το νέο επιχειρηματικό σχήμα επιδιώκει να αξιοποιήσει τις άδειες για δύο μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, μία στον Έβρο και μία στη Βοιωτία. Ήδη, η Enelco έλαβε μέρος στον πρώτο διαγωνισμό του ΔΕΣΜΗΕ για θερμοηλεκτρική μονάδα της τάξεως των 400 MW. Μάλιστα, η προσφορά θεωρήθηκε ως η καλύτερη, αλλά η υπόθεση αναμένει τις αποφάσεις των αρμοδίων οργάνων της Κομισιόν καθώς υπήρξε προσφυγή από αντίπαλο στον διαγωνισμό. Παράλληλα, ο όμιλος Κοπελούζου μέσω άλλη θυγατρικής, της Damco Energy, διεκδικεί τα λιγνιτωρυχεία της Βεύης στη Φλώρινα, μέσω του αντίστοιχου διαγωνισμού. Σύμφωνα με πληροφορίες, οι Ρώσοι συνεταίροι του ελληνικού ομίλου επιθυμούν να αποκτήσουν πρόσβαση στα λιγνιτωρυχεία, με στόχο να δημιουργήσουν και δεύτερη λιγνιτική μονάδα στην ίδια περιοχή. Η πρώτη μονάδα στη Μελίτη κατασκευάστηκε από κοινοπραξία στην οποία συμμετείχαν η Gazprom και ο όμιλος Κοπελούζου, με απευθείας ανάθεση, ως ανταποδοτικό έργο για την καθυστέρηση ολοκλήρωσης του κεντρικού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου στη χώρα μας.

Ο ελληνικός όμιλος διαθέτει επίσης ποσοστό στην κοινοπραξία «Θράκη Α.Ε.», η οποία θα αναλάβει το ελληνικό ποσοστό στη Διεθνή Εταιρεία κατασκευής και λειτουργίας του πετρελαιαγωγού Μπουργκάς – Αλεξανδρούπολη. Μάλιστα, λόγω των ιδιαίτερα στενών σχέσεων με

τη ρωσική πλευρά, παράγοντες της αγοράς θεωρούν ότι θα διαδραματίσει σημαντικό ρόλο ως προς τη διευθέτηση των λεπτομερειών που είναι σε εκκρεμότητα, ούτως ώστε να επέλθει οριστική συμφωνία μεταξύ των εταιρειών που θα λάβουν μέρος στο τελικό project.

Το τριεθνές επενδυτικό σχήμα, είτε κατά δυνάδες, είτε στο σύνολο του, αναμένεται να προωθήσει τα σχέδια για τουλάχιστον τρεις μονάδες, μία εκ των οποίων αναμένεται να λειτουργεί με στερεά καύσιμα. Επίσης, αναμένεται να δηλώσει παρουσία σε όλους τους διαγωνισμούς, που θα κάνει η ΔΕΗ για τη δημιουργία νέων μονάδων, σε αντικατάσταση των παλαιότερων, που θα αποσυρθούν. Οι Ρώσοι θέλουν να αναπτύξουν κι άλλες δραστηριότητες, ζητώντας μερίδιο και στη λιανική αγορά, ενώ πιέζουν και για άλλες δουλειές, στην ηλεκτροπαραγωγή και στην υπόθεση των αγωγών.

Όμιλος Μυτιληναίου

Η διοίκηση της ελληνικής εταιρείας έχει δηλώσει ότι θα είναι παρούσα σε όλους τους ενεργειακούς διαγωνισμούς και αναπτύσσει τα σχέδια της με νέα δυναμική που της παρέχει η στρατηγική συνεργασία με τον ισπανικό όμιλο Endesa. Στις αρχές Αυγούστου 2007, μαζί με τις τυπικές διαδικασίες για τη δημιουργία της κοινοπραξίας Endesa Hellas, ανακοινώθηκαν οι νέοι στόχοι, που σε πρώτη φάση θα δημιουργήσουν ένα χαρτοφυλάκιο ενεργειακών μονάδων με συνολική ισχύ τα 1.400 MW, έως το 2010, ενώ στη δεύτερη φάση, για την πενταετία που ακολουθεί (έως το 2015), η ισχύς αναμένεται να διπλασιαστεί. Έτσι το χαρτοφυλάκιο του ομίλου θα περιλαμβάνει όλες τις μορφές της ηλεκτροπαραγωγής (πλην πυρηνικών). Σε αυτή την περίπτωση, ο όμιλος θα αποτελέσει τον ηγέτη στην ιδιωτική ηλεκτροπαραγωγή και έναν εκ των ελαχίστων που μπορούν να απειλήσουν την κυριαρχία της ΔΕΗ.

Ήδη, ο ισπανικός όμιλος έχει καταβάλει την πρώτη δόση των κεφαλαίων που έχει υποχρέωση να συνεισφέρει, ενώ ο όμιλος Μυτιληναίου συνεισέφερε όλες τις ενεργειακές δραστηριότητες, συμπεριλαμβανομένων των ΑΠΕ και της μονάδας του Αγίου Νικολάου. Η συγκεκριμένη μονάδα συμπαραγωγής με εγκατεστημένη ισχύ της τάξεως των 334MW ανήκε στην «Αλουμίνιον της Ελλάδος», θυγατρική του ομίλου Μυτιληναίου και πέρασε πλέον στην ιδιοκτησία της Endesa Ελλάς. Εντός του Σεπτεμβρίου 2007 προγραμματιζόταν η σύνδεση της με το δίκτυο. Ήδη, η Endesa Hellas υλοποιεί την κατασκευή της δεύτερης μονάδας συνδυασμένου κύκλου ισχύος 430 MW στον Άγιο Νικόλαο, με τεχνολογία General Electric και εκτελεστή τη METKA. Ο προϋπολογισμός του έργου οριστικοποιήθηκε στα 232 εκατ. ευρώ, εκ των οποίων τα 46 εκατ. ευρώ έχουν ήδη καταβληθεί. Η μονάδα εκτιμάται ότι θα έχει ολοκληρωθεί τον Ιούνιο του 2009.

Επίσης, σχεδιάζεται η κατασκευή και τρίτου σταθμού, ισχύος 400 MW, με την οριστική θέση του να αποφασίζεται μετά την ολοκλήρωση της μελέτης σκοπιμότητας. Η κατασκευή του τρίτου σταθμού αναμενόταν να ξεκινήσει το πρώτο εξάμηνο του 2008. Έχουν ήδη ξεκινήσει οι σχετικές διαδικασίες για την κατασκευή της μονάδας συνδυασμένου κύκλου και εγκατεστημένης ισχύος 445 MW που θα κατασκευαστεί στη βιομηχανική περιοχή του Βόλου όπως αποφασίστηκε. Πρόκειται για την πρώτη άδεια για παρόμοια μονάδα που έχει λάβει ο όμιλος Μυτιληναίου και είχε περιληφθεί στις αρχικές αιτήσεις, που είχαν κατατεθεί στις αρμόδιες αρχές το 2001. Σύμφωνα με στελέχη της ελληνο - ισπανικής κοινοπραξίας, το κόστος κατασκευής της εν λόγω μονάδας θα ανέλθει σε 280 εκατ. ευρώ, ενώ θα διαθέτει εξοπλισμό της General Electric κι αναμένεται να συμβάλει στη δημιουργία 300 θέσεων εργασίας κατά τη διάρκεια της κατασκευής και περίπου 50 μόνιμων θέσεων κατά τη φάση λειτουργίας της. Οι σχετικές διαπραγματεύσεις με τον Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ) έχουν ήδη ξεκινήσει, με στόχο να έχει ολοκληρωθεί η σχετική υποδομή τροφοδοσίας της μονάδας με φυσικό αέριο, σε χρόνους που θα

συμβαδίζουν με την πρόοδο των κυρίως έργων για τον σταθμό ηλεκτροπαραγωγής. Σύμφωνα με ανακοίνωση της Endesa Hellas, ήδη αναζητείται και νέα τοποθεσία, για να κατασκευαστεί και τέταρτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο αρχικό σχέδιο της εταιρείας προβλέπεται η τελευταία αυτή μονάδα να έχει εγκατεστημένη ισχύ της τάξεως των 450 MW.

Παράλληλα, ο όμιλος Μυτιληναίου συμμετέχει σε συνεργασία με τον όμιλο «Ελληνική Τεχνοδομική» στο διαγωνισμό για την εκμετάλλευση του λιγνιτικού κοιτάσματος στο Βεύη Φλωρίνης. Επίσης, διατηρεί συμφωνία συνεργασίας με τον ισχυρό γαλλικό όμιλο ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού Alstom, μία από τις μεγαλύτερες επιχειρήσεις του κλάδου στον κόσμο. Η διοίκηση της Alstom επιδιώκει μέσω της Ελλάδας να αποκτήσει πρόσβαση και στις βαλκανικές αγορές, όπου κι εκεί θα υπάρξουν μεγάλα ενεργειακά έργα. Με την τεχνογνωσία και την εμπειρία που απέκτησε όλα αυτά τα χρόνια, είτε μέσω της METKA, είτε με άλλες θυγατρικές, ο όμιλος Μυτιληναίου αναμένεται να διεκδικήσει την ανάληψη των νέων μονάδων της ΔΕΗ, που θα αντικαταστήσουν τους παλαιούς και αντιπαραγωγικούς σταθμούς. Η απελευθέρωση του ορίου δημιουργεί νέες προοπτικές.

Στις επιτυχίες του ομίλου, θα πρέπει να συνυπολογιστεί η μετατροπή της μονάδας του Αγίου Νικολάου από αυτοπαραγωγή (δηλαδή για να καλύψει τις ανάγκες της εταιρείας), σε συμπαραγωγή (μπορεί να πουλάει στο σύστημα), με αποτέλεσμα να εισπράττει με βάση την ΟΤΣ και να καλύπτει τις ανάγκες του «Αλουμινίου» με το σαφώς φθηνότερο βιομηχανικό ρεύμα της ΔΕΗ. Ισχυρά πλεονεκτήματα του ομίλου είναι η στρατηγική συνεργασία με την Gazprom (συνιδιοκτήτες της «Προμηθέας Gaz»), τη μεγαλύτερη παραγωγό φυσικού αερίου στον κόσμο, αλλά και η συμμαχία με τον ιταλικό όμιλο Enel, έναν από τους μεγαλύτερους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη.

ΤΕΡΝΑ και Ήρων

Η μονάδα της θυγατρικής Ήρων στη Βοιωτία αποτελεί το πλεονέκτημα του ομίλου ΓΕΚ – ΤΕΡΝΑ στην ενεργειακή αγορά. Η συγκεκριμένη μονάδα κατασκευάστηκε ως εφεδρεία για την περίοδο των Ολυμπιακών Αγώνων και παρέμενε εν ενεργεία, αν και την πρώτη περίοδο αντιμετώπισε σοβαρά προβλήματα βιωσιμότητας. Η οριακή κατάσταση του συστήματος της χώρας μας οδηγεί στην συχνότερη χρήση της μονάδας για την κάλυψη των αναγκών σε περιόδους αιχμής με αποτέλεσμα η μονάδα να αποκτά διαφορετική σημασία τόσο για τον όμιλο όσο και για το ηλεκτρικό σύστημα. Η είσοδος στο Χρηματιστήριο Αθηνών του ενεργειακού βραχίονα του ομίλου, της «ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή», σηματοδοτεί μια νέα εποχή για τον όμιλο, είτε σε συνεργασία με άλλους ομίλους, είτε σε αυτόνομη πορεία.

Ο όμιλος επιδιώκει να αξιοποιήσει την άδεια για μία επιπλέον μονάδα ισχύος έως 400MW στην Βοιωτία, ενώ της υπάρχουσας μονάδας του Ήωνα ισχύος 147 MW την έχει εκμισθώσει για 3 χρόνια στην ΔΕΗ. Επίσης ο όμιλος σχεδιάζει να αξιοποιήσει τις πρώην εγκαταστάσεις των ορυχείων Σκαλιστήρι στο Μαντούδι Ευβοίας με στόχο να δημιουργήσει μία μονάδα με καύσιμο τον λιθάνθρακα και με ισχύ που θα ξεπερνά τα 600 MW.

Σε κάθε περίπτωση, η μελλοντική θέση του ομίλου στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από τις συνεργασίες που θα αναπτύξει με εγχώριους ή αλλοδαπούς στρατηγικούς συμμάχους.

Όμιλος Βαρδινογιάννη

Ο Ισπανικός όμιλος Iberdrola, ένας από τους μεγαλύτερους παγκοσμίως σε αιολικές μονάδες, διατηρεί παρουσία στην Ελλάδα από το 2004 όταν απέκτησε συμμετοχή στην εταιρεία «Χ. Ρόκας», μία από τις πρωτοπόρες στα αιολικά πάρκα της χώρας. Από τον Οκτώβριο του 2006, η Iberdrola απέκτησε το 70% της εταιρείας «Κόρινθος Power», ενώ το υπόλοιπο 30% παραμένει στην Motor Oil. Με τη νέα συμμαχία, οι δύο πλευρές έθεσαν υποψηφιότητα για την απόκτηση μεριδίων στην απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η Motor Oil διαθέτει μία άδεια για θερμοηλεκτρική μονάδα στους Αγίους Θεοδώρους, εντός του διυλιστηρίου. Αυτή την άδεια αναμένεται να αξιοποιήσουν οι δύο πλευρές, ενώ δεν αποκλείεται μέσω της κοινοπραξίας να αναπτυχθούν και τα επόμενα σχέδια της Iberdrola στην ελληνική αγορά, όσον αφορά κυρίως τις μεγάλες θερμικές μονάδες. Ο ισπανικός όμιλος έχει τεχνογνωσία στις μεγάλες μονάδες με καύσιμο το φυσικό αέριο, καθώς έχει αναπτύξει παρόμοια έργα σε ευρωπαϊκές χώρες και στη Λατινική Αμερική.

Ο όμιλος Βαρδινογιάννη προόριζε τη μονάδα για την κάλυψη των αναγκών του διυλιστηρίου. Ωστόσο, όπως όλα δείχνουν, η μονάδα της Motor Oil θα λειτουργεί ως συμπαραγωγός, παρέχοντας ισχύ στο σύστημα, ενώ το διυλιστήριο θα καλύπτει τις ανάγκες του από τη ΔΕΗ, με βάση το φθηνότερο βιομηχανικό τιμολόγιο.

Η ελληνο - ισπανική συμμαχία θεωρείται μία από τις πιο ισχυρές ως προς τις οικονομικές και πολιτικές διασυνδέσεις. Θα πρέπει να θεωρείται δεδομένο ότι η Κόρινθος Power θα λάβει μέρος και στους επόμενους διαγωνισμούς του ΔΕΣΜΗΕ σε περίπτωση που δεν κατορθώσει να επικρατήσει στον πρώτο (59).

4.5. ΥΔΡΟΓΟΝΟ

Προς το παρόν δεν υπάρχει βραχυπρόθεσμο πλάνο για την παραγωγή υδρογόνου στην Ελλάδα. Όπως προαναφέρθηκε στο κεφάλαιο 2, το ζήτημα της παραγωγής υδρογόνου στην Ε.Ε. χρήζει περαιτέρω διερεύνησης.

4.6. ΠΥΡΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η χρήση της πυρηνικής ενέργειας στην Ελλάδα για ηλεκτροπαραγωγή δεν αποτελεί θεμιτή πρακτική. Η πολιτική ηγεσία της χώρας έχει εκφράσει την αντίθεσή της σε μια τέτοια προοπτική. Έτσι ο εμπλουτισμός του ενεργειακού μείγματος της χώρας με πυρηνικά δεν αναμένεται να συμβεί τα επόμενα χρόνια..

***ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΙΟΛΟΓΙΚΗΣ
ΕΠΙΛΟΓΗΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ
ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΡΗΤΗ***

κεφ. 5

5.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στα πλαίσια της μελέτης ExternE, η οποία παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3, μελετήθηκαν διαφορετικά σχέδια για την επέκταση ενός αυτόνομου ενεργειακού συστήματος και αξιολογήθηκαν τόσο με βάση το κοινωνικό όσο και το ατομικό κόστος. Τα αποτελέσματα της εργασίας αποσαφήνισαν αν η ενσωμάτωση του εξωτερικού κόστους μεταβάλλει σημαντικά τις επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα του ηλεκτρισμού (60).

Η μελέτη αναφέρεται στο νησί της Κρήτης το οποίο αντιμετωπίζει σημαντικό πρόβλημα αφού το σύστημα βρίσκεται στα όριά του. Το κύριο ερώτημα που εγείρεται είναι σε πιο βαθμό θα έπρεπε να συνεισφέρουν οι Α.Π.Ε., που βρίσκονται σε αφθονία, στην ηλεκτροπαραγωγή. Η προσέγγιση του ζητήματος έγινε με βάση τον ενεργειακό σχεδιασμό έτσι ώστε τα σχέδια για την επέκταση της ισχύος να ανταποκρίνονται αποτελεσματικά στην προβλεπόμενη ζήτηση και να εξασφαλίζουν την ευστάθεια του συστήματος. Ειδικότερα, προσδιορίστηκε το αξιοποιήσιμο δυναμικό των ανανεώσιμων στην Κρήτη όπως επίσης και τα χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού της συστήματος όπως η εγκατεστημένη ισχύς, η καμπύλη διάρκειας φορτίου και άλλοι περιορισμοί που αφορούν την ζήτηση και τεχνικούς λόγους.

Τα εξωτερικά κόστη που υπολογίστηκαν αντιπροσωπεύουν κυρίως κόστη από επιπτώσεις της ατμοσφαιρικής ρύπανσης στην ανθρώπινη υγεία, στην γεωργία, στα δάση και στα υλικά καθώς και επιπτώσεις στην ανθρώπινη ζωή (γαλήνη/ ηρεμία),εργασιακή υγεία, βιοποικιλότητα και στην κλιματική αλλαγή. Προκειμένου να αντιμετωπιστεί η υπεισερχόμενη αβεβαιότητα εξετάστηκαν διάφορα σενάρια για τον υπολογισμό των εξωτερικών κοστών. Η διεξαγωγή ανάλυσης ευαισθησίας ήταν απαραίτητη προκειμένου να διαπιστωθεί το εύρος των τιμών που αποδίδονται στα εξωτερικά κόστη σε κάθε σχέδιο επέκτασης και προκειμένου να επικυρωθούν οι προτεραιότητες του σχεδιασμού.

5.2. ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΚΡΗΤΗΣ & ΣΧΕΔΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΟΥ

Το τέταρτο σε μέγεθος νησί της Μεσογείου έχει πληθυσμό 540.000 περίπου (65 κάτοικοι ανά km²) και παρουσιάζει μεγάλη ανάπτυξη εξαιτίας κυρίως του τουρισμού. Το σύστημα της Κρήτης είναι αυτόνομο και εξαρτάται σχεδόν αποκλειστικά από τις εισαγωγές πετρελαίου από την ηπειρωτική Ελλάδα. Το δίκτυο των συμβατικών εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρισμού έχει συνολική ισχύ περίπου 521 MW. Ονομαστικά υπάρχουν 6 ατμογεννήτριες συνολικής ισχύος 111,25 MW και μία εσωτερικής καύσης (diesel) ισχύος 49,12 MW. Προκειμένου να ικανοποιηθεί η αιχμή του συστήματος, ο διαχειριστής έχει εγκαταστήσει ένα εργοστάσιο συνδυασμένου κύκλου (134,4MW) και αεριοστρόβιλικές γεννήτριες (218,7 MW) που χαρακτηρίζονται από υψηλούς ρυθμούς κατανάλωσης καυσίμου.

Εξαιτίας του τουριστικού χαρακτήρα της ανάπτυξης του νησιού, η ζήτηση για ηλεκτρισμό αυξάνεται συνεχώς και παρουσιάζει εποχικότητα. Το γεγονός αυτό προκαλεί σφάλματα στην λειτουργία του συστήματος και απαιτεί την υιοθέτηση ακριβών λύσεων τις ώρες αιχμής αφού τίθενται σε λειτουργία οι αεριοστρόβιλοι. Γίνεται φανερό ότι υπάρχει ανάγκη εγκατάστασης νέων εργοστασίων χωρίς ωστόσο να υπάρχει σύμπτωση ως προς τον τύπο τους.

Για να διερευνηθεί το ζήτημα διαμορφώθηκαν τρία διαφορετικά σενάρια κάθε ένα από τα οποία υποθέτει διαφορετική διείσδυση των Α.Π.Ε. στο σύστημα. Και τα τρία προοριζόταν για την κάλυψη της ζήτησης του 2005 και χαρακτηρίζονταν από μία συγκεκριμένη καμπύλη διάρκειας

φορτίου. Υποτίθεται ότι όλα υφιστάμενα εργοστάσια παραμένουν σε λειτουργία παρά την δημιουργία νέων κέντρων ηλεκτροπαραγωγής (συμβατικών ή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας). Ωστόσο, ο συντελεστής φόρτισής τους μπορεί να αλλάξει ανάλογα με τον τύπο των εργοστασίων που θα εισαχθούν στο σύστημα.

Για να διαμορφωθούν τα τρία σενάρια, ο συντελεστής φόρτισης των συμβατικών μονάδων καθορίστηκε λαμβάνοντας υπόψη παραμέτρους και τεχνικούς περιορισμούς όπως η μέση ετήσια διαθεσιμότητα κτλ. Έτσι, οι μηχανές diesel και οι ατμογεννήτριες που είναι λιγότερο ευέλικτες και οικονομικότερες βρίσκονται υπό συνεχή λειτουργία ενώ πιο ακριβές μονάδες τίθενται σε λειτουργία για την κάλυψη της αιχμής. Αντίθετα ο προγραμματισμός των μονάδων Α.Π.Ε. στοχεύει στην μεγιστοποίηση της παραγωγής από αυτές λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά και χωρίς να μεταβάλλουν το τεχνικό ελάχιστο (technical minimal) των συμβατικών μονάδων.

- Συμβατικό σχέδιο: Η βασική υπόθεση του σεναρίου ήταν ότι το πλούσιο δυναμικό σε Α.Π.Ε. της Κρήτης παραμένει αναξιοποίητο. Η επέκταση θα περιοριστεί μόνο σε μία καινούρια συμβατική μονάδα – σταθμό συνολικής ισχύος 200MW αποτελούμενη από τρεις ατμοκίνητες μονάδες και δύο μηχανές εσωτερικής καύσης κάθε μία από τις οποίες έχει ισχύ 40MW. Η μόνη μονάδα που θα χρησιμοποιεί Α.Π.Ε. είναι το υπάρχον μικρό υδροηλεκτρικό εργοστάσιο που θα συνεχίζει να λειτουργεί.
- Σχέδιο Α.Π.Ε.: Το σχέδιο υποθέτει ότι οι ανανεώσιμες θα αξιοποιηθούν σε μεγάλο βαθμό έτσι ώστε η συνολική ετήσια παραγωγή να φτάσει το 23,7% της προβλεπόμενης ζήτησης. Περιλαμβάνει την εγκατάσταση αρκετών αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος 150MW, μίας μονάδας καύσης βιομάζας των 30MW και 9 μικρών υδροηλεκτρικών μονάδων με συνολική ισχύ 6MW. Ωστόσο προκειμένου να εξασφαλιστεί η σταθερότητα του συστήματος, οι συμβατικές μονάδες που προβλέφθηκαν στο προηγούμενο σχέδιο θα κατασκευαστούν με εξαίρεση μία μονάδα ατμού.
- Σχέδιο εκτεταμένης χρήσης Α.Π.Ε.: Το σχέδιο στοχεύει στην διείσδυση των Α.Π.Ε. σε ποσοστό 34,9% της προβλεπόμενης ζήτησης σε ηλεκτρισμό. Ειδικότερα περιλαμβάνει την εγκατάσταση 205 MW αιολικών πάρκων, δύο μονάδων καύσης βιομάζας συνολικής ισχύος 60MW και 9 μικρών υδροηλεκτρικών μονάδων συνολικής ισχύος 6 MW. Οι καινούριες συμβατικές μονάδες θα περιοριστούν σε δύο ατμογεννήτριες και μία μηχανή εσωτερικής καύσης.

Η ετήσια ηλεκτροπαραγωγή του 2005 κατά κατηγορία μονάδων και κατά σχέδιο παρουσιάζεται παρακάτω.

Electricity generation in Crete for the year 2005 (GWh).

Power Units	Fossil Fuel Scenario	Renewable Constrained Scenario	Renewable Intensive Scenario
Steam			
existing units	540.21	464.43	445.50
new units	704.40	406.00	392.80
Diesel			
existing units	270.89	220.17	211.14
new units	484.80	419.19	194.14
Combined Cycle Gas Turbines	469.45	406.01	392.15
old technology	19.98	8.93	7.00
new technology	90.35	48.82	40.65
Hydro	3.00	38.00	38.00
Wind	-	387.79	494.28
Biomass	-	186.13	370.15
Total	2583.08	2585.47	2585.81

Πίνακας 5.1 Παραγωγή ηλεκτρισμού στην Κρήτη το 2005 ανάλογα με το ακολουθούμενο σενάριο (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)

Το κόστος που επιβαρύνει τους ιδιώτες ποικίλει ανάλογα με τον τύπο της ενέργειας και τον τύπο της τεχνολογίας που χρησιμοποιείται και περιλαμβάνει:

- Το κόστος επένδυσης: μειώνεται σε ετήσια βάση σύμφωνα με την διάρκεια ζωής του εργοστασίου.
- Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης: εξαρτάται κατά πολύ από την «συμπεριφορά» (τεχνολογικά) της μονάδος, από τους κανόνες ασφαλείας και από το απαιτούμενο εργατικό δυναμικό. Χωρίζεται σε σταθερό κόστος, που περιλαμβάνει όλα τα εργατικά κόστη (π.χ. μισθοδοσία) και το κόστος ασφάλισης, και το μεταβλητό κόστος που αναφέρονται στην αποθήκευση καυσίμου, στην διάθεση του ηλεκτρισμού, στις εργασίες συντήρησης και αποκατάστασης.
- Το κόστος καυσίμου: συνήθως λαμβάνεται ξέχωρα και ποικίλει σε ένα εύρος τιμών που εξαρτάται από τον τύπο της ενέργειας και την τεχνολογία που χρησιμοποιείται κατά την παραγωγή.

Τα παραπάνω είδη κόστους προσδιορίστηκαν για κάθε κατηγορία μονάδος στα παραπάνω σχέδια. Ο μέσος όρος ζωής των εξεταζόμενων μονάδων λαμβάνεται ίσος με 35 χρόνια για τις συμβατικές μονάδες, 15 χρόνια για τα αιολικά πάρκα, 25 χρόνια για τις μονάδες βιομάζας και 50 χρόνια για τα μικρά υδροηλεκτρικά. Επιπλέον έχει υποτεθεί προεξοφλητικό επιτόκιο 6% (discount rate). Οι μονάδες που βασίζονται στις ανανεώσιμες χαρακτηρίζονται από υψηλά κόστη επένδυσης και από μηδενικά (αιολικά πάρκα, υδροηλεκτρικά) ή σχετικά χαμηλά κόστη καυσίμου (βιομάζα). Αντίθετα, οι συμβατικές μονάδες και ειδικά οι αεριοστροβιλικές (gas turbines) δεν απαιτούν σημαντικό κόστος επένδυσης αλλά το κόστος που σχετίζεται με την λειτουργία και την συντήρηση και με την κατανάλωση καυσίμου είναι ιδιαίτερα υψηλό (πίνακας 5.2).

Private cost elements of the reference power units.

Power Units	Investment (ECU/kW)	Fixed Oper. & Maintenance (ECU/kW year)	Variable Oper. & Maintenance (mECU/kWh)	Fuel (mECU/kWh)
Steam	1478	18.1	1.2	30
Diesel	1398	10.3	1.8	26
Combined Cycle	728	24.3	0.9	53
Gas Turbines (old technology)	353	27.4	0.7	153
Gas Turbines (new technology)	353	27.4	0.7	64
Wind	1250	5.9	negligible	0
Biomass	2000	20	1.2	44
Hydro	1700	25	negligible	0

Πίνακας 5. 2 Κόστος λειτουργίας μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)

Τα εξωτερικά κόστη που σχετίζονται με την εξεταζόμενες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής υπολογίστηκαν με βάση την γενική μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στα πλαίσια του ExternE. Για τις μονάδες που καταναλώνουν πετρέλαιο αυτό περιλαμβάνει ζημιές από την ατμοσφαιρική ρύπανση στην ανθρώπινη υγεία, στην γεωργία, στα υλικά, ζημιές από εργατικά ατυχήματα, από την άνοδο της θερμοκρασίας του πλανήτη καθώς και ζημιές από την μεταφορά και επεξεργασία του πετρελαίου. Παρακάτω, στους πίνακες 5.3 και 5.4, παρατίθενται τα υπολογισμένα εξωτερικά κόστη.

External costs related with electricity generation from conventional power plants (mECU/kWh).

	Power Units					
	Diesel	Steam (existing)	Steam (scheduled)	Combined Cycle	Gas Turbines (old techn.)	Gas Turbines (new techn.)
Mortality (PM ₁₀ +aerosols)						
VSL	105.6	179.9	27.2	45.2	25.5	41.4
YOLL (0% dr)	33.4	56.9	8.6	14.3	8.1	13.1
YOLL (3% dr)	28.9	49.2	7.4	12.4	7	11.3
Acute mortality (SO ₂)						
VSL	1.35	20.2	1.55	0.96	1.06	0.9
YOLL (0% dr)	3.2e-2	0.48	3.7e-2	2.3e-2	2.5e-2	2.1e-2
YOLL (3% dr)	5.1e-2	0.76	5.8e-2	3.6e-2	4e-2	3.4e-2
Morbidity	3.7	6.2	0.93	1.58	0.89	1.44
Occupational accidents	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Impacts on agriculture	1.2e-2	6.2e-2	5.6e-3	6.7e-3	4.8e-3	6.2e-3
Impacts on materials	0.31	0.75	9.6e-2	0.14	8.6e-2	0.13
Global warming						
low	2.4	2.8	2.8	2.5	5.6	2.4
mid 3%	11.5	13.3	13.3	11.6	26.5	11.2
mid 1%	29.3	34	34	29.7	67.7	28.5
high	88.5	102.6	102.6	89.9	204.6	86.1
Upstream impacts	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81

Πίνακας 5. 3 Εξωτερικά κόστη που σχετίζονται με την ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές μονάδες (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation).VSL→Value of Statistical Life³⁷

YOLL→Years Of Life Lost

³⁷ Το κόστος του θανάτου συνήθως αξιολογείται και εκτιμάται με την αξία αποφυγής του (Value of Prevented Fatality→VPF). Ο όρος VPF συχνά συναντάται και ως value of statistical life (VSL). Στην πραγματικότητα, το VSL είναι το χρηματικό ποσό το οποίο είναι διατεθειμένος κάποιος να καταβάλει προκειμένου να μειώσει ή και να εξαλείψει τον κίνδυνο ενός πρόωρου θανάτου.

External costs related with RES (mECU/kWh).

	Wind	Biomass	Hydro
Mortality (PM ₁₀ +aerosols)	-		-
VSL		9.7	
YOLL (0% dr)		3.1	
YOLL (3% dr)		2.7	
Acute mortality (SO ₂)	-		-
VSL		2e-2	
YOLL (0% dr)		4.7e-4	
YOLL (3% dr)		7e-4	
Morbidity	-	0.34	-
Occupational accidents	negligible	0.12	0.85
Impacts on agriculture	-	6e-4	0.42
Impacts on materials	-	1.6e-2	-
Noise impacts	7.3e-2 - 5	-	1.34
Land use	-	-	-
Upstream impacts	1.1	-	-

Πίνακας 5. 4 Εξωτερικά κόστη που σχετίζονται με τις ΑΠΕ (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)

Οι κυριότερες επιπτώσεις από την λειτουργία των μονάδων βιομάζας είναι οι ίδιες με αυτές που προσδιορίζονται για τα συμβατικά εργοστάσια πετρελαίου. Στην περίπτωση της αιολικής ενέργειας και της υδραυλικής, τα κύρια συστατικά του εξωτερικού κόστους αποδίδονται στην ηχορύπανση και στα εργατικά ατυχήματα. Οι επιπτώσεις από την ηχορύπανση ποικίλουν σε μεγάλο βαθμό ανάλογα με την τοποθεσία των αιολικών πάρκων στα σχέδια. Μία σταθμισμένη μέση τιμή 0,732 mECU/kWh χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των εξωτερικών κοστών. Επιπλέον ζημιές που υπολογίζονται είναι για την αιολική αυτές που προκύπτουν από την χρήση του εδάφους και από την LCA ανάλυση των ανεμογεννητριών ενώ όσον αφορά τα υδροηλεκτρικά αυτές που προκύπτουν από την επιβάρυνση της γεωργίας και των δασικών εκτάσεων.

Μια σύγκριση μεταξύ των εξωτερικών κοστών που αποδίδονται στις συμβατικές πηγές ενέργειας και στις ανανεώσιμες αποκαλύπτει ότι τα εξωτερικά κόστη των συμβατικών μορφών ενέργειας είναι σημαντικά υψηλότερα από αυτά των ανανεώσιμων.

5.3. ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΧΕΔΙΩΝ ΔΡΑΣΗΣ

Τα παραχθέντα ιδιωτικά, κοινωνικά και εξωτερικά κόστη που υπολογίστηκαν στα τρία εναλλακτικά σχέδια είναι παρουσιάζονται στον πίνακα 5.5 παρακάτω.

Annual expenses of electricity generation in Crete by the year 2005 (million ECU).

Action Plan	Private Cost	External Cost	Social Cost
Conventional	156.84	106.82	263.66
Renewable constrained	164.04	87.02	251.06
Renewable intensive	171.71	74.60	246.31

Πίνακας 5. 5 Ετήσια έξοδα ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)

Ανά μονάδα ενέργειας τα κόστη διαμορφώνονται όπως φαίνονται στον πίνακα 7.25.

Unit cost of electricity in Crete by the year 2005 (mECU/kWh).

Action Plan	Private Cost	External Cost	Social Cost
Conventional	60.72	41.35	102.07
Renewable constrained	63.45	33.66	97.11
Renewable intensive	66.41	28.85	95.26

Πίνακας 5.6 Κόστη ηλεκτροπαραγωγής ανά μονάδα ενέργειας. (πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)

Οι υποθέσεις που έγιναν για τους παραπάνω υπολογισμούς είναι προεξοφλητικό επιτόκιο 3% και άνοδος της θερμοκρασίας σύμφωνα με το mid σενάριο 3%.

Με μια ματιά, γίνεται φανερό ότι όσον αφορά το ιδιωτικό κόστος το συμβατικό σχέδιο είναι η πιο οικονομική λύση για την επέκταση του συστήματος ενώ το σχέδιο εκτεταμένης χρήσης των Α.Π.Ε. είναι το πιο ακριβό. Στη βάση όμως των εξωτερικών κοστών η σειρά αντιστρέφεται (εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε.> Σχέδιο Α.Π.Ε. > Συμβατικό σχέδιο). Η διαφορά είναι τέτοια ώστε υπερκαλύπτεται το όφελος από το χαμηλό ιδιωτικό κόστος. Η ίδια κατάταξη προκύπτει και όσον αφορά το κοινωνικό κόστος των τριών σχεδίων.

Με άλλα λόγια όσο πιο βαθιά είναι η διείσδυση των Α.Π.Ε. στο ηλεκτρικό σύστημα τόσο χαμηλότερο είναι το κοινωνικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Προκειμένου να επικυρωθεί το παραπάνω, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας με αναφορά στις υποθέσεις για την διάρκεια ζωής του ανθρώπου και την άνοδο της θερμοκρασίας (που είναι και οι πυλώνες του εξωτερικού κόστους που υπολογίστηκε για τα συμβατικά εργοστάσια).

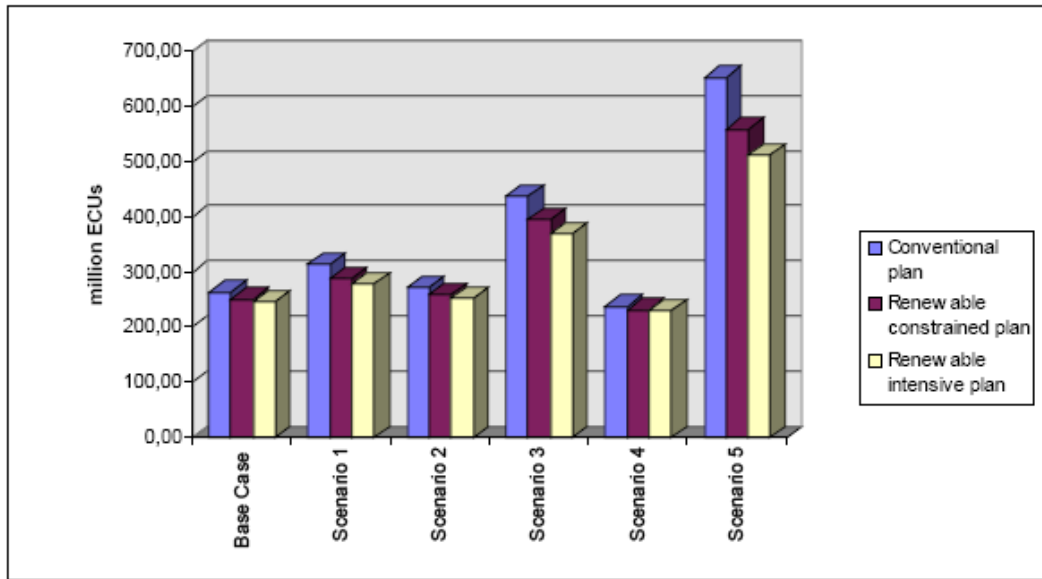
Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται οι υποθέσεις για τα 5 εναλλακτικά σενάρια που εξετάστηκαν επιπλέον του βασικού.

Valuation approach and discount rates used in the estimation of mortality and global warming effects.

Scenario	Mortality	Global Warming
Base case	YOLL (3%)	Mid 3% damages
Scenario 1	YOLL (3%)	Mid 1% damages
Scenario 2	YOLL (0%)	Mid 3% damages
Scenario 3	VSL	Mid 3% damages
Scenario 4	YOLL (3%)	Low damages
Scenario 5	VSL	High damages

Πίνακας 5.7 Υποθέσεις για τα 5 σενάρια της μελέτης ανάλυσης ευαισθησίας του κοινωνικού κόστους παραγωγής ενέργειας από την διείσδυση των ΑΠΕ(πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation)

Οι χαμηλότερες τιμές εξωτερικού κόστους σχετίζονται με το σενάριο 4 ενώ οι υψηλότερες με το σενάριο 5. Ωστόσο και τα έξι σενάρια δίνουν τελικά την ίδια ποιοτική κατάταξη. Ομοίως τα κοινωνικά κόστη που υπολογίστηκαν σε κάθε ένα από τα παραπάνω σενάρια επιβεβαιώνουν ότι το συμβατικό σχέδιο είναι το λιγότερο «ελκυστικό» από τα 3 για την επέκταση της ισχύος της Κρήτης.



Total social costs of the 3 action plans in the examined valuation scenarios.

Εικόνα 5.1 Συνολικά κοινωνικά κόστη για τα 3 εναλλακτικά σενάρια επέκτασης της ισχύος της Κρήτης(πηγή ExternE, Externalities of Energy vol. 10:National Implementation).

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ

κεφ. 6

6.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Όλες οι προβλέψεις για την μελλοντική ζήτηση ενέργειας συγκλίνουν στο ότι αναμένεται να υπάρξει σημαντική αύξηση. Το γεγονός αυτό οφείλεται τόσο στην αύξηση του πληθυσμού του πλανήτη όσο και στην ραγδαία ανάπτυξη ορισμένων περιοχών του. Το υψηλότερο ποσοστό αύξησης αναμένεται να προέλθει από την Κίνα και γενικά από τις αναπτυσσόμενες χώρες της Λατινικής Αμερικής και της Ασίας. Σημειώνεται ότι σήμερα ένα μεγάλο μέρος της ανθρωπότητας δεν έχει πρόσβαση στην ηλεκτρική ενέργεια.

Η ανάπτυξη του κόσμου και του σύγχρονου ανθρώπινου πολιτισμού στηρίχθηκε κυρίως σε ορυκτές μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δηλαδή σε πηγές ενέργειας με πεπερασμένα αποθέματα. Οι τεχνολογίες που δημιουργήθηκαν προκειμένου να αξιοποιηθούν τα ορυκτά καύσιμα είχαν ως συνέπεια την επιβάρυνση του περιβάλλοντος και της ανθρώπινης υγείας.

Τα τελευταία χρόνια, οπότε οι αρνητικές συνέπειες της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων έγιναν ευρύτερα γνωστές, παρουσιάστηκε στροφή του ενδιαφέροντος σε εναλλακτικές πηγές ενέργειας. Έτσι αρχικά η πυρηνική ενέργεια εισήχθη στα ενεργειακά μείγματα αρκετών χωρών και στη συνέχεια το ενδιαφέρον επικεντρώθηκε στις ΑΠΕ. Οι τελευταίες συνεισφέρουν στην διαποικίλιση του ενεργειακού ισοζυγίου, στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, στην διατήρηση της ποιότητας ζωής του ανθρώπου ενώ ταυτόχρονα συνιστούν μια ανεξάντλητη πηγή ενέργειας. Έτσι, οι τεχνολογίες που σχετίζονται με τις ΑΠΕ βρίσκονται υπό συνεχή εξέλιξη ενώ το εγκατεστημένο δυναμικό των ΑΠΕ αυξάνει συνεχώς σε παγκόσμια κλίμακα..

Η Ευρώπη αποτελεί πρωτόπορο δύναμη στην ανάπτυξη και την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας γεγονός που αποδεικνύεται και από τις μελέτες που έχει διεξαγάγει και εξακολουθεί να χρηματοδοτεί προκειμένου οι ΑΠΕ να διεισδύσουν σε σημαντικό βαθμό στο ενεργειακό της μίγμα. Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Ε.Ε. συνιστά βασικό πυλώνα της ευρωπαϊκής πολιτικής καθώς η Ε.Ε. αποτελεί τον μεγαλύτερο εισαγωγέα ενέργειας παγκοσμίως. Το γεγονός αυτό την καθιστά ευάλωτη στις διάφορες διεθνείς συγκυρίες που επηρεάζουν την τροφοδοσία της αλλά και το κόστος με το οποίο αυτή πραγματοποιείται. Η εξασφάλιση του ενεργειακού ανεφοδιασμού της Ε.Ε. αποτελεί βασική προϋπόθεση για την οικονομική ανάπτυξή της.

Από τις μελέτες που διεξήχθησαν και χρηματοδοτήθηκαν στα πλαίσια της Ε.Ε. προέκυψε ότι προκειμένου να προωθηθούν οι ΑΠΕ και να μην υποσκελίζονται από τις συμβατικές πηγές ενέργειας, είναι απαραίτητη η υιοθέτηση στις διάφορες μελέτες της έννοιας του εξωτερικού κόστους, η οποία έχει ήδη περιγραφεί σε προηγούμενο κεφάλαιο. Με τον τρόπο αυτό, οι συμβατικές πηγές ενέργειας υποσκελίζονται από τις ΑΠΕ καθώς σε γενικές γραμμές το εξωτερικό κόστος που αποδίδεται στις πρώτες είναι σημαντικά μεγαλύτερο από αυτό που αποδίδεται στις ΑΠΕ. Πέρα όμως του εξωτερικού κόστους που πρέπει να αποδίδεται στις πηγές ενέργειας προκειμένου να υπάρξει μια πιο αντικειμενική αξιολόγηση και ιεράρχησή τους, σημαντικός είναι και ο τρόπος της στατιστικής αντιμετώπισης του ζητήματος της παραγωγής ενέργειας. Και αυτό διότι ανάλογα με την ακολουθούμενη μέθοδο, τα αποτελέσματα/συμπεράσματα από τις διάφορες μελέτες μπορούν να υποβαθμίσουν την αποτελεσματικότητα των ΑΠΕ. Έτσι, η υιοθέτηση της μεθόδου της υποκατάστασης, που αναλύθηκε πρωτύτερα, δεν υποβαθμίζει την προώθηση των ΑΠΕ σε σχέση με την μέθοδο που χρησιμοποιείται σήμερα από την Eurostat.

Παρόλο αυτά, η χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας, παρά την προδιαγραφόμενη σημαντική αύξηση του δυναμικού των ΑΠΕ, θα είναι κυρίαρχη για τις επόμενες δεκαετίες στον παγκόσμιο ενεργειακό χάρτη. Χώρες που ήδη έχουν κυρίαρχο ρόλο στον τομέα της ενέργειας, από συμβατικά

καύσιμα, και της εμπορίας της, αναμένεται να ισχυροποιήσουν ακόμα περισσότερο τον ρόλο τους. Από τα συμβατικά καύσιμα, σημειώνεται ότι η αγορά του φυσικού αερίου παράγει μικρότερη ποσότητα αέριων ρύπων σε σχέση με τον άνθρακα και το πετρέλαιο. Η κατανάλωση των τελευταίων αναμένεται να αυξηθεί καθώς ο βαθμός ωριμότητας των τεχνολογιών που σχετίζονται με τις πηγές αυτές είναι μεγάλος. Εξάλλου η ηλεκτροπαραγωγή, ιδιαίτερα οι μονάδες βάσης των ενεργειακών συστημάτων, στηρίζεται στην κατανάλωση πετρελαίου και άνθρακα.

6.2. ΥΔΡΟΓΟΝΟ

Το υδρογόνο ως φορέας ενέργειας αποτελεί έναν φιλικό προς το περιβάλλον καύσιμο στο βαθμό που η παραγωγή του προκύπτει με κατανάλωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η κατανάλωση του υδρογόνου ως καυσίμου δεν επιβαρύνεται ουσιαστικά με έκλυση αέριων ρύπων και έτσι οποιαδήποτε περιβαλλοντική επιβάρυνση προκύπτει μόνο κατά το στάδιο της παραγωγής του.

Όσον αφορά την Ε.Ε. η εγχώρια παραγωγή του υδρογόνου δεν χαρακτηρίζεται από υψηλή δυναμικότητα. Η παραγωγή υδρογόνου σε εξωτερικά κέντρα παραγωγής και η εισαγωγή του στην Ε.Ε. συνιστά μια ενδιαφέρουσα πρόταση που όμως χρήζει περαιτέρω έρευνας χωρίς αυτό να σημαίνει ότι η πολιτική αυτή δεν είναι οικονομικά βιώσιμη. Το υδρογόνο ως καύσιμο απευθύνεται στον μεταφορικό τομέα και η παραγωγή ή εισαγωγή του σε μεγάλες ποσότητες θα πρέπει να ξεκινήσει αφού η διείσδυση οχημάτων, τεχνολογικά συμβατών με την κατανάλωση υδρογόνου, είναι σχετικά μεγάλη (της τάξεως του 10% του στόλου). Σημειώνεται, ωστόσο, ότι το κόστος του υδρογόνου ως καύσιμου εκτιμάται ότι θα είναι αρκετά μεγαλύτερο της βενζίνης. Το γεγονός αυτό αφορά την περίοδο κατά την οποία η τιμή του πετρελαίου ήταν κάτω από 100\$/βαρέλι. Η ανοδική πορεία που παρουσιάζει η τιμή του πετρελαίου (135\$/ βαρέλι περίπου, Ιούνιος 2008) καθιστά ελκυστικότερη την χρήση του υδρογόνου στις μεταφορές.

Πέρα από το υψηλό κόστος παραγωγής του υδρογόνου, ακόμα και με χρήση ΑΠΕ, στα αρνητικά της χρήσης του υδρογόνου ως καυσίμου συγκαταλέγεται η ενεργειακή πυκνότητα του που είναι μικρή σε σχέση με τον άνθρακα, τα πυρηνικά και το φυσικό αέριο.

Όσον αφορά την Ελλάδα, η παραγωγή υδρογόνου από αυτήν περιορίζεται σε τρεις ενεργειακούς διαδρόμους εκ των οποίων οι δύο εμπλέκουν την Ελλάδα και την Βουλγαρία για την παραγωγή υδρογόνου από υδραυλική ενέργεια και βιομάζα ενώ ο άλλος αφορά την παραγωγή υδρογόνου από βιομάζα της Ελλάδας και της Τουρκίας. Ωστόσο το κόστος των διαδρομών αυτών είναι αρκετά υψηλό σε σχέση με άλλους ενεργειακές διαδρομές του υδρογόνου.

6.3. ΠΥΡΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Στην πυρηνική ενέργεια οφείλεται σήμερα το 16% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως. Παρά τις επιφυλάξεις της ανθρωπότητας για την χρήση των πυρηνικών στην ηλεκτροπαραγωγή εξαιτίας της πιθανότητας ατυχήματος και των σοβαρών συνεπειών που προκύπτουν από αυτά, η πυρηνική ηλεκτροπαραγωγή προκαλεί λίγη ρύπανση και δεν παράγει ουσιαστικά κανένα αέριο του θερμοκηπίου. Ωστόσο η διαχείριση των πυρηνικών αποβλήτων από την διαδικασία της ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί ακόμα ένα σημαντικό και δυσεπίλυτο πρόβλημα της χρήσης πυρηνικής ενέργειας.

Με βάση την υφιστάμενη εικόνα του παγκόσμιου ενεργειακού τοπίου, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πυρηνικά καύσιμα θα εξακολουθήσει να αποτελεί συνήθη πρακτική στο μέλλον. Διάφορες χώρες έχουν ανακοινώσει στους αρμόδιους διεθνείς οργανισμούς την πρόθεσή τους για επέκταση ή ανανέωση του πυρηνικού δυναμικού τους. Το γεγονός αυτό οφείλεται στο ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί σε μεγαλύτερο βαθμό από την ζήτηση ενέργειας γενικά καθώς ο ηλεκτρισμός αποτελεί την πιο κατάλληλη μορφή ενέργειας για τελική κατανάλωση. Η μεγάλη ενεργειακή πυκνότητα των πυρηνικών απαντά στο πρόβλημα της αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Εξάλλου, η μακρά πλέον εμπειρία λειτουργίας πυρηνικών αντιδραστήρων έχει ως αποτέλεσμα την κατασκευή ασφαλέστερων σταθμών. Έτσι, η μεγάλη ανησυχία που προξενούσε η χρήση των πυρηνικών στην κοινή γνώμη έχει αρχίσει να καταλαγιάζει ισχυροποιώντας την θέση της πυρηνικής ενέργειας στο ενεργειακό σκηνικό.

Όσον αφορά την Ελλάδα, η χρήση της πυρηνικής στην ηλεκτροπαραγωγή δεν αναμένεται να λάβει χώρα σύντομα.

6.4. ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

Η χρήση φυσικού αερίου τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή όσο και στην τελική κατανάλωση προσφέρει τόσο στην διαποικίλιση του ενεργειακού μίγματος, όσο και στην περιβαλλοντική προστασία καθώς από την χρήση του φυσικού αερίου, σε σχέση με τα άλλα ορυκτά καύσιμα, προκύπτουν μικρότερες ποσότητες αερίων του θερμοκηπίου.

Η ζήτηση φυσικού αερίου στην Ε.Ε. θα αυξηθεί σημαντικά τα επόμενα χρόνια με αποτέλεσμα οι χώρες που προμηθεύουν την Ευρώπη με φυσικό αέριο (Νορβηγία, Ρωσία και Αλγερία) να ισχυροποιήσουν την ήδη παγιωμένη θέση τους στον ενεργειακό χάρτη. Επιπλέον, προκειμένου να ικανοποιηθεί η μελλοντική ζήτηση είναι απαραίτητη η εύρεσης νέων προμηθευτών φυσικού αερίου. Έτσι, περιοχές όπως η Μέση Ανατολή (και ειδικά το Κατάρ), η περιοχή της Κασπίας, η Νιγηρία, η Αίγυπτος και η Λιβύη αναμένεται να αυξήσουν θεαματικά το δυναμικό τους. Από την άλλη, η Ε.Ε. πρέπει να αναπτύξει το δίκτυο αγωγών της και τις εγκαταστάσεις της περαιτέρω για να ανταποκριθεί στις εξελίξεις. Συγκεκριμένα, θα πρέπει να ενισχυθεί η διασύνδεση της Β. Ευρώπης με την Ν. Ευρώπη προκειμένου οι ποσότητες φυσικού αερίου να διακινούνται χωρίς τον κίνδυνο εμφάνισης μπουτιλιαρίσματος. Η μεταφορά του φυσικού αερίου μέσω σωλήνων θα είναι κυρίαρχη, ως προς τον όγκο της διακινούμενης ποσότητας, σε σχέση με την θαλάσσια μεταφορά του.

Η ολοκλήρωση των απαραίτητων έργων προκειμένου να ικανοποιηθεί η μελλοντική ζήτηση υπόκειται σε αβεβαιότητες και ρίσκα τα οποία θα πρέπει να περιοριστούν στον βαθμό που αυτό επιτρέπεται. Προκειμένου να επιτευχθεί το τελευταίο, είναι αναγκαία η λήψη πολιτικών μέτρων και η σταθεροποίηση του νομοθετικού πλαισίου που αφορά την εξέλιξη των σχετικών υποδομών.

Όσον αφορά την Ελλάδα, το εσωτερικό δίκτυο διασύνδεσης της χώρας βρίσκεται ακόμα υπό ανάπτυξη. Είναι χαρακτηριστικό ότι ο ΔΕΣΦΑ ανακοίνωσε ένα επενδυτικό πρόγραμμα ύψους ενός δις. ευρώ για τα επόμενα χρόνια ενώ στην τελική κατανάλωση το φυσικό αέριο κάλυψε το 2005 το 7,5% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης. Η συνολική ζήτηση της χώρας σε φυσικό αέριο καλύπτεται από εισαγωγές που γίνονται από τη Ρωσία (85%), μέσω της Βουλγαρίας, και σε μορφή υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) από την Αλγερία (15%). Σημειώνεται ότι το 2005, οι συνολικές εισαγωγές φυσικού αερίου ανήλθαν στα 2,8 δις κμ. και το 2006 σε 3,1 δις. κμ. Σε σχέση με το 1998 η τελική κατανάλωση φυσικού αερίου έχει τριπλασιαστεί γεγονός που δείχνει τον ρυθμό διεξόδυσής του.

Επιπλέον, στην Κρήτη θα κατασκευαστεί σταθμός υποδοχής LNG προκειμένου το φυσικό αέριο να ενταχθεί στο ενεργειακό της σύστημα. Πέρα από την κατανάλωση του ως τελικού προϊόντος, θα κατασκευαστούν και μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο για να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες του νησιού. Η χρήση του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή θα επεκταθεί και στην ηπειρωτική Ελλάδα αλλά όχι σε μεγάλο βαθμό.

Η ολοκλήρωση της κατασκευής του αγωγού μεταφοράς φυσικού αερίου που συνδέει την Ελλάδα με την Τουρκία σε συνδυασμό με την ολοκλήρωση του αγωγού Μπουργκάς – Αλεξανδρούπολη (πετρελαιαγωγός), που έχει ήδη ξεκινήσει να κατασκευάζεται, και του αγωγού Nord Stream (φυσικού αερίου), που θα συνδέει την Ελλάδα με την Ιταλία, θα ισχυροποιήσει την θέση της χώρας στον ενεργειακό χάρτη καθώς θα αποτελεί σημαντικό ενεργειακό κόμβο.

6.5. ΒΙΟΜΑΖΑ – ΒΙΟΚΑΥΣΙΜΑ

Η χρήση της βιομάζας στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί έναν τρόπο για οικολογική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, η βιομάζα κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο (66%) στην ενέργεια από Α.Π.Ε. που παράγεται στην Ε.Ε., αλλά σε ένα πολύ μικρό κομμάτι της πίτας της συνολικής ενεργειακής παραγωγής της Ε.Ε.(2005). Επιπλέον, όπως έχει ήδη αναφερθεί, η Ε.Ε. έχει δεσμευτεί μέχρι το 2010 το 5,75% της τελικής κατανάλωσης καυσίμων του μεταφορικού τομέα να καλύπτεται από βιοκαύσιμα. Ωστόσο, η διείσδυση των βιοκαυσίμων και η ανάπτυξη των ενεργειακών καλλιεργειών για την επίτευξη του παραπάνω στόχου δεν θα πρέπει να συμβεί σε βάρος της υφιστάμενης χλωρίδας και των καλλιεργειών που είναι απαραίτητες για την διατροφή. Σημειώνεται ότι το επενδυτικό ενδιαφέρον έχει πλέον στραφεί στα βιοκαύσιμα 2^η γενιάς που αναμένεται να επιφέρουν μείωση του κόστους παραγωγής τους.

Στην Ελλάδα, η έλλειψη γνώσης και συστηματικού προγραμματισμού είναι τα κυριότερα προβλήματα στον τομέα της βιομάζας και των βιοκαυσίμων. Παρά το ευνοϊκό θεσμικό πλαίσιο, προβλήματα στην αποφορολόγηση και στην κατανομή της παραγωγής ανά παραγωγό δυσχεραίνουν την ανάπτυξη. Η πρώτη ύλη για την παραγωγή των βιοκαυσίμων εισάγεται καθώς δεν υπήρξε προγραμματισμός για την δημιουργία ενεργειακών καλλιεργειών ενώ οι μονάδες που κατασκευάστηκαν υπολειπονται αφού το ποσό που τους κατανέμεται είναι υποπολλαπλάσιο της δυναμικότητάς τους. Επιπλέον πρόβλημα αποτελεί η φθηνή εισαγωγή ποσοτήτων από τις ΗΠΑ εξαιτίας των υψηλών επιδοτήσεων που παρέχονται εκεί στους παραγωγούς. Σημειώνεται ότι στην Ελλάδα τα προωθούμενα καύσιμα είναι η βιοαιθανόλη και το βιοντίζελ. Σήμερα λειτουργούν και παραδίδουν προϊόν 8 μονάδες βιοντίζελ, ενώ έχει ανακοινωθεί και η πρόθεση δημιουργίας 3 – 4 νέων μονάδων (συνολικής δυναμικότητας παραγωγής 6 – 8 μεγαλύτερη από τον στόχο του 2010) Για την παραγωγή βιοαιθανόλης δεν έχει υπάρξει ανάλογο επενδυτικό ενδιαφέρον. Βασική αιτία, εκτός από τη μεγάλη απαιτούμενη δαπάνη εγκατάστασης βιώσιμων μονάδων βιοαιθανόλης, είναι η αντίθεση των εταιρειών πετρελαιοειδών λόγω της υπερεπάρκειας βενζίνης.

6.6. ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να εκτιναχθεί τα επόμενα χρόνια σε παγκόσμιο επίπεδο. Στην Ευρώπη υπάρχει πρόβλεψη αύξησης της ζήτησης κατά 60% περίπου μέχρι το 2030 ενώ η αύξηση σε γειτονικές της περιοχές αναμένεται να είναι ακόμα μεγαλύτερη. Έτσι προκύπτει η ανάγκη διασύνδεσης μεγάλων συστημάτων για την καλύτερη και ασφαλέστερη λειτουργία καθώς και για την αποτελεσματικότερη εξυπηρέτηση των αναγκών. Επιπλέον, υπάρχει η ανάγκη για αύξηση της παραγωγής χωρίς να υπάρχει επιβάρυνση του περιβάλλοντος κάτι που επιτυγχάνεται με την ανανεώσιμη ηλεκτροπαραγωγή. Η τελευταία μπορεί να γίνει από

φωτοβολταϊκούς σταθμούς, από αιολικά πάρκα, από σταθμούς συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού με χρήση βιομάζας, από την υδραυλική ενέργεια.

Προκειμένου να προωθηθούν οι ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, η Ε.Ε. εξέδωσε οδηγίες θέτοντας στόχους για την διείσδυση των Α.Π.Ε. Ο συνολικός στόχος για την Ε.Ε. μετατράπηκε σε εθνικούς στα κράτη μέλη της, με την θέσπιση της ανάλογης νομοθεσίας, έτσι ώστε να επιτευχθεί ο συνολικός στόχος. Παρατηρήθηκε έτσι ότι η «πίεση» με την έκδοση οδηγιών που έχουν υποχρεωτικό (περιορισμένος χρονικός ορίζοντας) χαρακτήρα και προσδιορισμένο ποσοτικά στόχο για τα κράτη μέλη προωθεί την διείσδυση των ΑΠΕ. Σημειώνεται ότι παρόμοια οδηγία για την ανανεώσιμη παραγωγή θέρμανσης και την ανανεώσιμη ψύξη δεν υπάρχει με αποτέλεσμα οι εξελίξεις στον τομέα αυτό να μην ακολουθούν τον ρυθμό των εξελίξεων της ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής και των βιοκαυσίμων.

Η Ε.Ε. πρωτοστατεί στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ καθώς η χρήση των ΑΠΕ αποτελεί βασικό πυλώνα της πολιτικής της. Προβλέπεται το 20% της ηλεκτροπαραγωγής να προέρχεται από ΑΠΕ μέχρι το 2012 έτσι ώστε να επιτευχθεί ο περιβαλλοντικός στόχος της μείωσης των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου όπως αυτός υπαγορεύεται από την δέσμευση που έχει αναλάβει η Ε.Ε. με την υπογραφή του πρωτοκόλλου του Κιότο. Ο ρυθμός ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας και των φωτοβολταϊκών είναι από τους μεγαλύτερους στον κόσμο και συγκρίσιμος με τον παγκόσμιο ρυθμό ανάπτυξης των ΑΠΕ συνολικά. Η επίτευξη των στόχων από όλες τις χώρες μέλη είναι εφικτή καθώς υπάρχουν ευνοϊκά θεσμικά πλαίσια.

Στην Ελλάδα, οι κοινοτικές οδηγίες για τις ΑΠΕ έχουν μετατραπεί σε εθνική νομοθεσία. Στον τομέα των φωτοβολταϊκών, παρά τον αρχικό επενδυτικό ενθουσιασμό η εμφάνιση μιας σειράς προβλημάτων δυσχέρανε την ανάπτυξή τους στον επιθυμητό βαθμό. Το ευνοϊκό νομοθετικό πλαίσιο ακυρώθηκε από τα διάφορα γραφειοκρατικά προβλήματα. Έτσι, ενώ ως τα τέλη του Ιανουαρίου του 2008 είχαν κατατεθεί 7.800 αιτήσεις περίπου για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συνολικής ισχύος 3.430 MW (ο στόχος για το 2010 ήταν η αδειοδότηση 790 MW), τελικά το 2007 εγκαταστάθηκαν συνολικά 2,5 MW. Ο αριθμός αυτό αποτέλεσε 100% αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με το 2006. Συνοπτικά, τα προβλήματα που προκαλούν ανασχεση της ανάπτυξης των φωτοβολταϊκών είναι η έλλειψη χωροταξικού σχεδιασμού και οι διφορούμενες ερμηνείες των νόμων και των εγκυκλίων που αφορούν τα φωτοβολταϊκά σε συνδυασμό με γραφειοκρατικές αγκυλώσεις. Επιπλέον, όσον αφορά την εγκατάσταση μικρών φωτοβολταϊκών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής (οικιακοί παραγωγοί) ο χρονικός ορίζοντας απόσβεσης της επένδυσης αποτελεί ανασταλτικό παράγοντα για την ανάπτυξή τους.

Στον τομέα της αιολικής ενέργειας, το 2007 στην Ελλάδα εγκαταστάθηκαν μόλις 125 MW φθάνοντας έτσι τα 871 MW συνολικής ισχύος. Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος υπήρξε σε όλη την Ε.Ε. Έτσι, η Ισπανία το 2007 εγκατέστησε 3.522 MW (10% της ηλεκτρικής ενέργειας της Ισπανίας παράγεται από την αιολική ενέργεια), η Γαλλία πρόσθεσε 888 MW και έφθασε τα 2.454 MW και η Ιταλία εγκατέστησε επιπλέον 603 MW φθάνοντας τα 2.726 MW. Γενικά όλες οι χώρες μέλη της Ε.Ε. αύξησαν το αιολικό δυναμικό τους, ακόμα και τα νέα μέλη.

Η απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με την αύξηση της ζήτησης δημιουργεί την ανάγκη κατασκευής νέων σταθμών παραγωγής στην Ελλάδα. Για το σκοπό αυτό οι ιδιώτες επενδυτές, σε συνεργασία με ξένες εταιρίες που δραστηριοποιούνται στον τομέα της ενέργειας, λαμβάνουν μέρος σε διαγωνισμούς που προκηρύσσονται τόσο για την κατασκευή νέων μονάδων όσο και για την αντικατάσταση των παλαιών.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε με γρήγορους ρυθμούς από το 1990. Η κύρια αύξηση προέρχεται από τον οικιακό και τον τριτογενή τομέα. Ο οικιακός τομέας ήταν το 2006 ο μεγαλύτερος καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με και ποσοστιαία αύξηση της τάξης του 94% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Η βιομηχανία ήταν ο μεγαλύτερος καταναλωτής το 1990, ενώ το 2006 έπεσε στην 3^η θέση και ποσοστό αύξησης 24% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ο τριτογενής τομέας έχει πλέον μεγαλύτερη κατανάλωση από τον βιομηχανικό τομέα παρουσιάζοντας μέσο ρυθμό αύξησης 7,7% το χρόνο και 215% συνολική αύξηση.

Όσον αφορά το ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας, το 68% της ηλεκτροπαραγωγής του διασυνδεδεμένου συστήματος πραγματοποιείται στην Β. Ελλάδα όπου εντοπίζεται το 90% των ποσοτήτων του εγχώριου λιγνίτη. Ο τελευταίος συμμετέχει σε ποσοστό 37% στην ηλεκτροπαραγωγή. Ακολουθεί το φυσικό αέριο πλέον (18%), το πετρέλαιο (17%), τα αιολικά (5%), η βιομάζα με ένα πολύ μικρό ποσοστό. Η συμμετοχή των υδροηλεκτρικών στην ηλεκτροπαραγωγή εμφανίζει διακυμάνσεις γύρω από το 21% ανάλογα με τις βροχοπτώσεις. Σημειώνεται ότι παρά το γεγονός ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται κυρίως στην Β. Ελλάδα, το 33% της κατανάλωσής της αφορά την Αττική. Ένα άλλο χαρακτηριστικό του συστήματος της χώρας είναι η μετατόπιση του φορτίου αιχμής στο μέσο ημερών του καλοκαιριού. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην εκτεταμένη χρήση κλιματιστικών που αποτελεί ένδειξη της μέσης αύξησης του εισοδήματος.

6.7. ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ – ΑΝΘΡΑΚΑΣ

Παρά την βούληση για περιορισμό της συμμετοχής του ποσοστού των ορυκτών καυσίμων στο ενεργειακό ισοζύγιο (με εξαίρεση το φυσικό αέριο), είναι γεγονός ότι το μερίδιό τους στην παγκόσμια κατανάλωση θα παραμείνει σημαντικό. Ακόμα και με τις πιο φιλόδοξες εκτιμήσεις όσον αφορά στη διεύρυνση των ΑΠΕ, ο άνθρακας θα παραμείνει και τις επόμενες δεκαετίες η σημαντικότερη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στις αρχές της δεκαετίας του 1910 ο βαθμός απόδοσης των θερμικών ανθρακικών σταθμών μετά βίας ξεπερνούσε το 10%. Έκτοτε, σχεδόν ανά δέκα χρόνια ο βαθμός απόδοσης αυξάνεται κατά 10 ποσοστιαίες μονάδες περίπου. Οι σύγχρονοι σταθμοί άνθρακα μπορούν να επιτύχουν βαθμό απόδοσης υψηλότερο του 45%.

Επιπλέον, αναπτύχθηκαν καινοτόμες ενεργειακές καθαρές τεχνολογίες που μείωσαν την περιβαλλοντική επιβάρυνση και το κόστος παραγωγής. Με τις τεχνολογίες αυτές μειώνονται θεαματικά τα επίπεδα των αέριων ρύπων των NO_x, του θείου και των σωματιδίων. Ωστόσο δεν επιτυγχάνεται η μείωση των εκπομπών CO₂ σε επιθυμητό επίπεδο. Έτσι, τα τελευταία χρόνια προωθείται η ανάπτυξη των αιεφόρων ενεργειακών συστημάτων άνθρακα τα οποία δεσμεύουν το CO₂ από τις βιομηχανικές εγκαταστάσεις και το μεταφέρουν σε τόπους αποθήκευσης όπου εγχέεται σε κατάλληλους γεωλογικούς σχηματισμούς. Με τα σημερινά τεχνολογικά επίπεδα, το συνολικό κόστος δέσμευσης, μεταφοράς και αποθήκευσης του CO₂ σε ανθρακικούς σταθμούς ανέρχεται στα €70 – 90 ανά τόνο CO₂. Οι μελλοντικές τεχνολογικές βελτιώσεις που αναμένονται τα επόμενα χρόνια (καμπύλη μάθησης), εκτιμάται ότι θα συμπίσουν το κόστος στα €20 – 25 ανά τόνο πριν το 2020. Το κόστος αυτό, το οποίο μετατρέπεται σε 7,5 – 8,5 cents/kWh, είναι συγκρίσιμο με το κόστος ηλεκτροπαραγωγής με αιολική ενέργεια (6 – 8 cents/kWh) για τοποθεσίες με χαμηλές ταχύτητες ανέμου. Οι τεχνικές βελτιώσεις αναμένεται να μειώσουν το κόστος, μετά το 2020, σε επίπεδα των 6 cents ανά kWh, δηλαδή σε επίπεδα ανταγωνιστικά με το μέσο κόστος παραγωγής αιολικής ενέργειας (5 – 6 cents/kWh). Σε κάθε περίπτωση οι μελλοντικοί λόγοι τιμής φυσικού αερίου/άνθρακα και οι τιμές ανά δικαίωμα εκπομπής CO₂ θα είναι καθοριστικοί παράγοντες κατά την λήψη των επενδυτικών αποφάσεων σε νέες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με άνθρακα, φυσικό αέριο ή ΑΠΕ.

Στην Ελλάδα, η συστηματική εκμετάλλευση των κοιτασμάτων λιγνίτη στη Βόρεια Ελλάδα και στην Πελοπόννησο ήταν η κύρια προτεραιότητα της ενεργειακής πολιτικής μετά τις κρίσεις του πετρελαίου. Παράλληλα, υπάρχει σημαντική ενεργειακή εξάρτηση από το πετρέλαιο. Γενικά, το ποσοστό των πετρελαιοειδών στο ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο είναι πολύ υψηλό και αυτό οφείλεται στη μεγάλη χρήση πετρελαιοειδών στις μεταφορές αλλά και στο γεγονός ότι το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στα μη διασυνδεδεμένα νησιά έχει σαν κύριο καύσιμο τα πετρελαϊκά προϊόντα.

Το 2005, η Ελλάδα εισήγαγε αργό πετρέλαιο από τη Ρωσία (32,3% επί των συνολικών εισαγωγών), τη Σαουδική Αραβία (31,1%) και το Ιράν (28,6%). Ένα μικρό κοιτάσμα που υπάρχει στο Β. Αιγαίο κάλυπτε μόλις το 0,5% της ζήτησης πετρελαιοειδών της χώρας. Έτσι, στην ηλεκτροπαραγωγή οι λιγνιτικοί σταθμοί, όπως προαναφέρθηκε, αποτελούν το 37% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος και οι πετρελαϊκοί σταθμοί το 17% (οι σταθμοί φυσικού αερίου το 18%, οι υδροηλεκτρικοί το 22% και τα αιολικά πάρκα το 5%).

ΑΝΑΦΟΡΕΣ – ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. European Commission Community Research: <http://ec.europa.eu/research/research-eu>. [Online] [Cited: 2 23, 2008.]
2. European Commission Community Research: <http://ec.europa.eu/research/energy>. [Online] [Cited: 2 23, 2008.]
3. European Commission Community Research <http://ec.europa.eu/research/research-eu>. [Online] [Cited: 2 28, 2008.]
4. European Energy and Transport Trends to 2030. European Energy and Transport–Trends to 2003,E.C. 2003. s.l. : European Commission, 2003.
5. DG TREN. s.l. : European Commission, 2003.
6. Green Paper–A European Strategy for Sustainable,Competitive and Secure Energy, European Commission, http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/index_en.htm
7. Λεξικό της σύγχρονης οικονομίας, θεωρητικής και εφαρμοσμένης. s.l. : Σταφυλίδη.
8. AA.VV., SOURCEBOOK FOR HYDROGEN APPLICATIONS, Hydrogen Research Institute and National Renewable Energy Laboratory. 1998
9. Hydrogen Energy in Europe: <http://www.hyways.de/>. [Online] [Cited 4 13 2008]
10. E.ON.: www.eon.com. [Online] [Cited 3 17 2008].
11. Wintershall: www.wintershall.com/home.html. [Online] [Cited 3 17 2008].
12. Gasunie: www.nvnederlandsgasunie.nl/en/index.html. [Online] [Cited 3 17 2008].
13. Gazprom: www.gazprom.com. [Online] [Cited 3 17 2008].
14. Cepsa: www.cepsa.com/hime_nueva/home_flash.htm. [Online] [Cited 3 17 2008].
15. Sonatrach: www.sonatrach.co.uk/. [Online] [Cited 3 18 2008].
16. Total: <http://www.total.com/en/group/presentation>. [Online] [Cited 3 18 2008].
17. GDF: <http://www.gazdefrance.com/EN/>. [Online] [Cited 3 18 2008].
18. BP <http://www.bp.com/home.do?categoryId=1>. [Online] [Cited 3 18 2008].
19. ENEL: www.enel.com. [Online] [Cited 3 18 2008].
20. Edison: <http://www.edison.com/>. [Online] [Cited 3 18 2008].
21. Energy Charter: <http://www.encharter.org/> [Online] [Cited: 3 24, 2008.]
22. H. Sano, OCEAN TRANSPORTATION OF HYDROGEN, in Energy Carriers and Conversion Systems , from Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS), Eolss Publishers, Oxford, UK, 2005
23. Project Report ExternE,Externalities of Energy Methodology 2005 Update by Peter Bickel and Rainer Friedrich, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung–IER,Universität stuttgart,Germany
24. ExternE – Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission: <http://www.externe.info/>
25. <http://www.babylon.com/definition/ACIDIFICATION/Greek> [Online] [Cited 5 15 2008]
26. Βιολογία Γ Λυκείου Γενικής Παιδείας, 2000
27. Project Report New Ext, New Elements for the Assessment of External Costs from energy Technologies, Publishable Report to the European Commission, DG Research, Technological Development and Demonstration (RTD), IER Germany, ARMINES/ENSMP France, PSI Switzerland, Universite de Paris France, University of Bath U.K., VITO Belgium, September 2004
28. New Energy Externalities Development for Sustainability, <http://www.needs-project.org/>

29. Project no 502687, NEEDS – New Energy Externalities Developments for Sustainability, Final report on technology foresight method, 31 August 2006
30. Λεξικό τεχνολογίας & επιστημών, Εκδόσεις Σταφυλίδη, 2^η έκδοση
31. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ενημερωτική ημερίδα ΥΠΙΑΝ, Αθήνα, 22 Ιουνίου 2007, www.cres.gr/kape/publications/pdf/pdfs/09_CRES_Giannakidis.pdf –
32. Project RES2020 Newsletter Issue 2, REs policies, March 2008
33. Monitoring and Evaluation of the RES directives implementation in EU27 and policy recommendations for 2020: <http://www.res2020.eu/>
34. Renewable energies–EU Policy and Market Development, Maria Laguna, Amsterdam 22nd October 2007
35. Λευκή Βίβλος για την ενεργειακή πολιτική της κοινότητας και τις Α.Π.Ε COM (1997)
- 36 Οδηγία Ευρωπαϊκής Επιτροπής 2001/77/ EC. 27 Σεπτεμβρίου 2001
- 37 Οδηγία Ευρωπαϊκής Επιτροπής 2004/08/EC
- 38 ΦΕΚ 286/A/22.12.1999)
- 39 ΦΕΚ 129/A/27.06.2006)
40. 1^η Έκθεση για τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008–2020, Υπουργείο Ανάπτυξης
41. Νόμος Ελληνικού Κοινοβουλίου 3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
- 42 Οδηγία Ευρωπαϊκής Επιτροπής 2003/30 EC
- 43 Νόμος Ελληνικού Κοινοβουλίου 3423/ 13.12.2005
44. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, www.rae.gr/ [Online] [Cited 5 16 2008]
45. Δημοσίευση σε περιοδικό: Φιντικάκης, Γεώργιος, ‘Η γραφειοκρατία σκοτώνει τα μικρά φωτοβολταϊκά’, Energy Point–Energy ,Efficiency, Ecology, Economy τεύχος 05, Οκτώβριος 2007, σε 94-96
46. Δημοσίευση σε περιοδικό: Πουλόπουλος Π., ‘Σε τέλμα η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών’, Energy Point–Energy ,Efficiency, Ecology, Economy τεύχος 10, Μάρτιος 2008, σελ 77
47. European Wind Energy Association (EWEA), www.ewea.com [Online] [Cited 5 21 2008]
48. Στοιχεία της Platts Power Vision, <http://www.platts.com/>, και Ewea
49. Νόμος Ελληνικού Κοινοβουλίου 3428/2005
50. Υπ’ αριθμό. 4955/2006 Υπουργική Απόφαση
51. Υπουργική Απόφαση Δ1/1227/2007
52. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας: <http://www.rae.gr/SUB3/3B/3b22.htm#%D4%C5%D1%CC%C1%D4%C9%CA%CF%D3> [Cited 5 14 2008]
53. Νόμος Ελληνικού Κοινοβουλίου 2773/1999 (ΦΕΚ Α’ 286)
54. Νόμος Ελληνικού Κοινοβουλίου.3426/2005 ,«Επιτάχυνση της Διαδικασίας για την Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας»
55. Οδηγία Ευρωπαϊκής Επιτροπής 2003/54/ EC άρθρο 26 παρ. 1
56. Άρθρο 23 του ν.2773/99
57. ΦΕΚ Β’ 270/2001
58. ΦΕΚ Β’ 1423/2001)
59. Δημοσίευση σε περιοδικό: Ψωμιάδης Κώστας, ‘Ετοιμοι οι ιδιώτες για μικρές ΔΕΗ’, Energy

point, 2007, Οκτώβριος, Τεύχος 05, σελ. 26-31

60. European Commission, Directorate-General XII, Science, Research and Development, ExternE-Externalities of Energy Vol. XX: National Implementation/Results for Greece (NTUA)