

Δ.Μ.Π.Σ. ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ  
ΚΑΙ ΠΡΟΣΤΑΣΙΑΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ Ε.Μ.Π. – ΤΜ. ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

Εκτίμηση του κοινωνικού  
κόστους ηλεκτροπαραγωγής  
και αξιολόγηση εναλλακτικών  
σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής  
για το 2020

Γεώργια Ελεονώρα

ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΚΑΘΗΓΗΤΡΙΑ: ΔΙΑΚΟΥΛΑΚΗ ΔΑΝΑΗ,  
καθηγήτρια Ε.Μ.Π.

## **Πρόλογος**

Ολοκληρώνοντας την πτυχιική μου εργασία και το διατμηματικό μεταπτυχιακό πρόγραμμα σπουδών Συστήματα Διαχείρισης Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος της σχολής Χημικών Μηχανικών Ε.Μ.Π. και του τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας Πανεπιστημίου Πειραιά, νιώθω την ανάγκη να ευχαριστήσω από καρδιάς τους ανθρώπους που με βοήθησαν σε όλη τη διάρκεια αυτής της προσπάθειας.

Πρώτα και πάνω από όλους, θα ήθελα να πω ένα μεγάλο ευχαριστώ στην υπεύθυνη καθηγήτρια της πτυχιικής μου εργασίας την κα Διακουλάκη Δανάη, η οποία καθ' όλη τη διάρκεια της συνεργασίας μας μου παρείχε την αμέριστη βοήθεια της σε οποιαδήποτε δυσκολία κι αν αντιμετώπιζα καθώς και την πλήρη συμπαράστασή της.

Ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω και στους γονείς μου, οι οποίοι μου έδωσαν την δυνατότητα να παρακολουθήσω το συγκεκριμένο μεταπτυχιακό πρόγραμμα σπουδών και να ολοκληρώσω με επιτυχία το ταξίδι μου στην τριτοβάθμια εκπαίδευση.

Τέλος θα ήταν παράλειψη να μην αναφερθώ στους νέους φίλους που απέκτησα κατά τη διάρκεια του μεταπτυχιακού προγράμματος σπουδών και στις όμορφες στιγμές που περάσαμε μαζί αυτά τα χρόνια.

Ελεονώρα Γεώργα.

## Περιεχόμενα

○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ.....	7
<b>1.1. Ενέργεια και ενεργειακό πρόβλημα .....</b>	<b>7</b>
<b>1.2. Η ιστορία της Ευρωπαϊκής Ένωσης .....</b>	<b>9</b>
<b>1.3. Ευρώπη και ενεργειακή πολιτική.....</b>	<b>11</b>
<b>1.4. Η νέα Ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική.....</b>	<b>12</b>
<b>1.5. Ιστορική αναδρομή πρωτοβουλιών της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής πολιτικής ..</b>	<b>14</b>
○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ .....	19
<b>2.1. Οι κύριοι άξονες και στόχοι της Ελληνικής Ενεργειακής Πολιτικής.....</b>	<b>19</b>
<b>2.2. Ο ρόλος του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού.....</b>	<b>20</b>
<b>2.3. Η Εξέλιξη του Θεσμικού Πλαισίου της Ενεργειακής Πολιτικής.....</b>	<b>20</b>
<b>2.4. Οικονομικά Εργαλεία Χρηματοδότησης Ενεργειακών Επενδύσεων.....</b>	<b>22</b>
○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΕΞΩΤΕΡΙΚΕΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	23
<b>3.1. Εισαγωγή.....</b>	<b>23</b>
<b>3.2. Εξωτερικές οικονομίες.....</b>	<b>23</b>
<b>3.3. Εξέλιξη της έρευνας για την εκτίμηση των εξωτερικών οικονομιών .....</b>	<b>24</b>
<b>3.4. Οικονομική αποτίμηση περιβαλλοντικών αγαθών .....</b>	<b>25</b>
<b>3.5. Αξιοποίηση εξωτερικών οικονομιών στη διαμόρφωση πολιτικών .....</b>	<b>26</b>
○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΠΑΡΟΥΣΑ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....	28
<b>4.1. Γενική εικόνα.....</b>	<b>28</b>
<b>4.2. Στερεά καύσιμα .....</b>	<b>29</b>
<b>4.3. Πετρελαϊκά προϊόντα .....</b>	<b>30</b>
<b>4.4. Φυσικό αέριο .....</b>	<b>31</b>
<b>4.5. Ηλεκτρισμός.....</b>	<b>33</b>
<b>4.6. Συμπαγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας.....</b>	<b>36</b>
<b>4.7. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.....</b>	<b>37</b>
<b>4.8. Βασικά χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος των χωρών της Ευρώπης ....</b>	<b>40</b>
<b>4.9. Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου.....</b>	<b>44</b>

<b>4.10. Προβλέψεις ενεργειακών και περιβαλλοντικών δεικτών Ελλάδας, ΕΕ-15 και ΕΕ-25 για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.....</b>	<b>46</b>
ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 2010-2020 ΕΛΛΑΔΑΣ, ΕΥ-15 ΚΑΙ ΕΥ-25 .....	51
<b>5.1. Παρουσίαση εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα 2010 έως 2020.....</b>	<b>51</b>
<b>5.2. Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.....</b>	<b>54</b>
<b>5.3. Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής της ΕΥ-15 και της ΕΥ-25 ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010-2020.....</b>	<b>60</b>
ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΚΟΙΝΩΝΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ .....	68
<b>6.1. Μοναδιαίο κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία στην Ελλάδα και στην Ευρωπαϊκή Ένωση.....</b>	<b>68</b>
<b>6.2. Πρόβλεψη κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας, της ΕΕ-15 και της ΕΕ-25 ανά σενάριο.....</b>	<b>73</b>
ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΓΕΝΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	87
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	90
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ.....	96

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιείται παρουσίαση εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020 τόσο για την Ελλάδα όσο και για την Ευρωπαϊκή Ένωση των 15 και των 25 στο πλαίσιο εφαρμογής της κοινής ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής. Στη συνέχεια ακολουθεί υπολογισμός του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής των εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων ώστε με βάση ευρύτερα κριτήρια να πραγματοποιηθεί αξιολόγηση των εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής.

Αρχικά, στο 1<sup>ο</sup> κεφάλαιο παρουσιάζεται το γενικό πλαίσιο της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής έτσι όπως έχει διαμορφωθεί στο πέρασμα των ετών από το πρώτο στάδιο λειτουργίας της Ε.Ε. έως την σημερινή εποχή. Αναλύονται οι στόχοι της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής και επιπλέον παρουσιάζονται οι δράσεις που έχουν λάβει χώρα σχετικά με την ενεργειακή αποδοτικότητα, τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής.

Στο 2<sup>ο</sup> κεφάλαιο πραγματοποιείται παρουσίαση της ενεργειακής πολιτικής στην Ελλάδα έτσι όπως αυτή διαμορφώνεται υιοθετώντας τις βασικές αρχές της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής ως μέλος της ΕΕ. Παρουσιάζονται οι κύριοι άξονες και οι στόχοι της ενεργειακής πολιτικής στην Ελλάδα και συνοψίζεται η εξέλιξη του θεσμικού πλαισίου ανά ενεργειακό τομέα της Ελλάδας.

Στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο παρουσιάζονται οι βασικές έννοιες που αφορούν τις εξωτερικές οικονομίες ενέργειας. Συγκεκριμένα γίνεται αναφορά στην εξέλιξη της έρευνας για την εκτίμηση των εξωτερικών οικονομιών, στις μεθόδους οικονομικής αποτίμησης περιβαλλοντικών αγαθών καθώς και στο ρόλο των εξωτερικών οικονομιών ενέργειας στη διαμόρφωση πολιτικών.

Στο 4<sup>ο</sup> κεφάλαιο παρουσιάζεται η παρούσα κατάσταση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος έτσι όπως αυτή διαμορφώνεται στον τομέα των στερεών καυσίμων, των πετρελαϊκών προϊόντων, του φυσικού αερίου, του ηλεκτρισμού, της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας ενώ δίνεται ιδιαίτερο βάρος στον τομέα των Α.Π.Ε. όπου η Ελλάδα καλείται να αξιοποιήσει το ανεκμετάλλευτο αιολικό δυναμικό και την ηλιακή ενέργεια. Έπειτα επιχειρείται σύγκριση του ενεργειακού προφίλ της Ελλάδας με τα αντίστοιχα των χωρών που συστήνουν την ΕΕ των 25, ενώ ακολουθεί παρουσίαση στοιχείων για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα και παρουσίαση προβλέψεων των ενεργειακών δεικτών GIP/GDP, GIP/κάτοικο, και των περιβαλλοντικών CO<sub>2</sub>/κάτοικο, CO<sub>2</sub>/GDP για την Ελλάδα, την ΕΕ-15 και ΕΕ-25 για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

Στο 5<sup>ο</sup> κεφάλαιο παρουσιάζονται εναλλακτικά ενεργειακά σενάρια ηλεκτροπαραγωγής για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020 για την Ελλάδα, την ΕΕ-15 και την ΕΕ-25. Συγκεκριμένα, για την Ελλάδα παρουσιάζονται αριθμητικά στοιχεία για το σενάριο αναφοράς καθώς και τριών εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων έτσι όπως αυτά διαμορφώνονται μετά την υιοθέτηση μέτρων καθώς και ποσοστιαία δεδομένα για την συμμετοχής των διαφορετικών τεχνολογικών μεθόδων στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή. Ενώ, πραγματοποιείται και συγκριτική ανάλυση μέσω διαγραμμάτων των εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων. Ομοίως, για την ΕΕ-15 και την ΕΕ-25 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα δύο ενεργειακών σεναρίων τόσο αριθμητικά όσο και τα ποσοστά συμμετοχή ανά τεχνολογική μέθοδο στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή, του σεναρίου αναφοράς και αυτού των στόχων του Kyoto.

Στο 6<sup>ο</sup> κεφάλαιο παρουσιάζονται αναλυτικά στοιχεία του μοναδιαίου εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος τόσο για την Ελλάδα όσο και για την Ευρώπη. Στην συνέχεια με τα στοιχεία κόστους της ηλεκτροπαραγωγής επιχειρείται προσδιορισμός του συνολικού εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής των εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων της Ελλάδας, της ΕΕ-15 και της ΕΕ-25 ενώ παράλληλα παρουσιάζονται στοιχεία για την ποσοστιαία συμμετοχή της κάθε τεχνολογική μεθόδου στο συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, με τελικό στόχο την σύγκριση των διαφορετικών ενεργειακών πολιτικών με βάση το κοινωνικό τους κόστος.

Τέλος στο 7<sup>ο</sup> κεφάλαιο παρουσιάζονται συγκεντρωμένα τα γενικά συμπεράσματα έτσι όπως αυτά προκύπτουν από το σύνολο των θεμάτων που αναπτύχθηκαν στο πλαίσιο της συγκεκριμένης πτυχιακής εργασίας.

## ○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ

### 1.1. Ενέργεια και ενεργειακό πρόβλημα

Ο άνθρωπος συνδέθηκε με την έννοια ενέργεια από την πρώτη στιγμή της ύπαρξής του πάνω στη Γη. Αρχικά, μέσω της τροφής ο πρωτόγονος άνθρωπος συσώρευε στις κατάλληλες αποθήκες του σώματός του ενέργεια, την οποία χρησιμοποιούσε για να κινηθεί, να κυνηγήσει, να αντιμετωπίσει τους εχθρούς του. Αργότερα, ξεκίνησε να χρησιμοποιεί την ενέργεια άλλων ζωντανών οργανισμών δηλαδή τη μυϊκή δύναμη των ζώων, αυξάνοντας σημαντικά τις δυνατότητές του και ενισχύοντας τη θέση του στο περιβάλλον στο οποίο έπρεπε να επιβιώσει.

Η εκμετάλλευση της ενέργειας που υπήρχε άφθονη και σε διάφορες μορφές στο φυσικό περιβάλλον, όπως για παράδειγμα η ενέργεια των καυσίμων, η αιολική και η υδραυλική ενέργεια, ήταν το όχημα που μαζί με την ανάπτυξη των ιδιαίτερων ψυχοπνευματικών του ικανοτήτων του, του έδωσαν τη δυνατότητα να ακολουθήσει την εξελικτική του πορεία φτάνοντας στα σημερινά τεχνολογικά επιτεύγματα. Τα στοιχεία αυτά θα καθορίσουν την πορεία και την τεχνολογική εξέλιξή του και στο μέλλον, μόνο που οι πρώτες ανησυχίες τόσο για τις επιπτώσεις στον ίδιο και στο περιβάλλον, όσο και για την τελική κατάληξη αυτής της πορείας, πολλαπλασιάζονται και ενισχύονται με ανάλογους ρυθμούς.

Στη συνέχεια αξίζει να γίνει μία αναφορά στους κυριότερους σταθμούς της πορείας του ανθρώπου στην προσπάθειά του να εκμεταλλευτεί τις διάφορες πηγές ενέργειας. Ενδεικτικά αναφέρονται τα σημαντικότερα σημεία της ιστορίας του ανθρώπου ως προς την σχέση του με την χρήση της ενέργειας :

- Στο τέλος της λίθινης εποχής τοποθετείται χρονικά η χρησιμοποίηση της μυϊκής δύναμης των ζώων στις μεταφορές και την καλλιέργεια της γης.
- Το 3000 π.Χ. αρχίζει η λειτουργία του μεταλλείου ασημιού στο Θορικό Λαυρίου.
- Το 2500 π.Χ. κατασκευάζονται στην Αρκαδία μεταλλευτικοί κλίβανοι και αρχίζει η επεξεργασία μετάλλων.
- Το 1500 π.Χ. κατασκευάζονται στη Θήρα Ιστιοφόρα πλοία
- Το 1400 π.Χ. κατασκευάζονται αρδευτικά έργα στην Κωπαΐδα
- Το 580 π.Χ. κατασκευάζεται η πρώτη πρέσα λαδιού
- Το 350 π.Χ κατασκευάζονται οι πρώτοι ανεμόμυλοι και λίγο αργότερα οι πρώτοι υδραυλικοί τροχοί
- Γύρω στο 100 π.Χ. Ο Ήρων ο Αλεξανδρεύς κατασκευάζει την πρώτη θερμική μηχανή.
- Στα μέσα του 18ου αιώνα κατασκευάζεται η πρώτη ατμομηχανή που σηματοδοτεί την έναρξη της βιομηχανικής επανάστασης.
- Ακολουθώντας με ταχύτατους ρυθμούς περνώντας από διάφορα στάδια όπως ο εξηλεκτρισμός, η ανάπτυξη των συγκοινωνιών, η χρήση της πυρηνικής ενέργειας, και η κατάκτηση του διαστήματος, φτάνουμε στη σημερινή εποχή, η οποία χαρακτηρίζεται από την πληροφορική, την ψηφιακή τεχνολογία, την παγκοσμιοποίησης και βέβαια το ενεργειακό πρόβλημα.

[Εγκυκλοπαίδεια Πάπυρος Λαρούς Μπριτάνικα]

Το ενεργειακό πρόβλημα στις μέρες μας αποτελεί την σημαντικότερη ίσως απειλή για τον πλανήτη μας και κατ' επέκταση για την παγκόσμια ανθρώπινη κοινότητα στο σύνολό της. Βασικό ερώτημα αποτελεί ο ορισμός του ενεργειακού προβλήματος. Η ουσία του ενεργειακού προβλήματος βρίσκεται στην συσχέτιση των ενεργειακών αποθεμάτων που διαρκώς μειώνονται με τις απαιτήσεις για

κατανάλωση ενέργειας που διαρκώς αυξάνονται καθώς και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις που αποτελούν αναπόσπαστο κομμάτι της περιγραφόμενης κατάστασης, όπως το φαινόμενο του θερμοκηπίου το οποίο αποτελεί βασική απειλή για τον πλανήτη μας.

Μιλώντας σήμερα για το ενεργειακό ζήτημα πρέπει να προσεγγίσουμε μία σειρά παραμέτρων που βρίσκονται στην βάση του. Τα στοιχεία που έχουμε σχετικά με την κατανάλωση ενέργειας της ανθρώπινης κοινωνίας, από την Νεολιθική εποχή μέχρι σήμερα είναι εντυπωσιακά. Στις τροφοσυλλεκτικές κοινωνίες, γύρω στο 10.000 π.Χ. λίγο πριν την νεολιθική εποχή, πριν δηλαδή ο άνθρωπος εγκαθιδρύσει το γεωργικό σύστημα, ο μέσος κυνηγός τροφοσυλλέκτης κατανάλωνε λιγότερες από 2.500 θερμίδες την ημέρα για το σύνολο των ενεργειακών απαιτήσεών του, είτε ήταν τροφή, είτε ήταν θέρμανση, είτε άλλες ενεργειακές απαιτήσεις. Σήμερα ο μέσος άνθρωπος κατά μέσο όρο παγκοσμίως καταναλώνει πάνω από 31.000 θερμίδες, 12 φορές παραπάνω από τον παλαιολιθικό άνθρωπο. Στα πλαίσια της Ευρωπαϊκής Ένωσης ή στα πλαίσια των 24 πλέον ανεπτυγμένων χωρών του πλανήτη, των χωρών του ΟΟΣΑ, η κατανάλωση είναι γύρω στις 4 με 5 φορές παραπάνω από αυτό το 31.000. Δηλαδή καταναλώνονται γύρω στις 120.000 με 150.000 θερμίδες την ημέρα, ανάλογα με την οικονομική δυνατότητα, το μοντέλο ζωής και φυσικά την χώρα διαμονής. Είναι αρκετά εύκολο να κατανοηθεί η έννοια της αύξησης της ενέργειας που καταναλώνεται αν αναλογιστούμε την αλματώδη αύξηση του πλήθους των ηλεκτρικών συσκευών που αποτελούν τον βασικό οικιακό εξοπλισμό μίας σύγχρονης οικίας σε σχέση με τις αντίστοιχες συσκευές πριν 50 χρόνια, ή τον αριθμό των αυτοκινήτων που κυκλοφορούν τώρα στους δρόμους σε σχέση με τότε.

Στην διάρκεια του 20ου αιώνα και ειδικότερα στην διάρκεια του δεύτερου μισού του 20ού αιώνα μετά τον πόλεμο, η ανάπτυξη σύμφωνα με τη κυρίαρχη ιδεολογία η οποία είχε υιοθετηθεί από το σύγχρονο κόσμο συνδέθηκε με την ενεργειακή κατανάλωση. Το γεγονός αυτό προκύπτει και από τις καμπύλες της πρώτης μεταπολεμικής εποχής που απεικόνιζαν την αύξηση του ακαθαρίστου εγχωρίου προϊόντος κάθε χώρας, οι οποίες ήταν ακριβώς παράλληλες, πανομοιότυπες, με τις καμπύλες οι οποίες έδειχναν την αύξηση της ενεργειακής κατανάλωσης. Ανεπτυγμένος ήταν αυτός ο οποίος κατανάλωνε όσο το δυνατόν περισσότερη ενέργεια, δηλαδή εκείνος ο οποίος ρύπαινε διότι κατανάλωση ενέργειας συνεπάγεται κατανάλωση ορυκτών καυσίμων, πετρελαίου, βενζίνης, φυσικού αερίου, τύρφης, λιθάνθρακα, κάρβουνου κλπ. [Μοδινός, 1998]

Η ταχεία πρόοδος της τεχνολογίας, η άμετρη επιθυμία του ανθρώπου να ξεπερνά ολόένα και περισσότερο τις δυνατότητές του, πολλές φορές με οποιοδήποτε αντίτιμο, και η ραγδαία πορεία των εξελίξεων στη ζωή μας, έχει πολλά θετικά αλλά και αρνητικά αποτελέσματα στο περιβάλλον και κατ'επέκταση στον άνθρωπο. Η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα από τα πιο βασικά όπλα του ανθρώπου που συντελούν σημαντικά στην ανάπτυξη της τεχνολογίας αλλά και ακόμα πιο απλά, στην καθημερινή διαβίωση του ανθρώπου. Η καθημερινότητα του ανθρώπου είναι άμεσα συνδεδεμένη με την χρήση ηλεκτρισμού, γεγονός που καθιστά επιβεβλημένη την συνεχώς αυξανόμενη παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος τόσο από συμβατικές όσο και από εναλλακτικές πηγές ενέργειας. Ο τρόπος παραγωγής της, όμως, μέσω των εκπομπών ρύπων (κατά την παραγωγική διαδικασία) υποβάλλει τους ανθρώπους, αλλά και τη φύση και τα κτίρια σε μια πορεία ανθυγιεινής ζωής (αν όχι θανάτου) φθοράς και υποβάθμισης, αντίστοιχα. Τους «επιβάλλει» με άλλα λόγια ένα κόστος, το οποίο όμως δεν υφίσταται σε πρακτικό επίπεδο (δεν συνυπολογίζεται στον εθνικό προϋπολογισμό).

Εντοπίζεται λοιπόν, το αναμφισβήτητο γεγονός ότι ο μηχανισμός της αγοράς αδυνατεί να συμπεριλάβει το κόστος σημαντικών κοινωνικών επιπτώσεων από την παραγωγή και χρήση της ενέργειας. Το κόστος αυτό το επιφέρει σημαντικές επιπτώσεις στο κοινωνικό σύνολο γενικότερα, ανεξάρτητα από το πόσο και ποια μορφή ενέργειας χρησιμοποιούν. Είναι, επομένως, ένα «εξωτερικό»



κόστος, στο βαθμό που δε λαμβάνεται υπόψη στις αποφάσεις των καταναλωτών και δεν επηρεάζει τον ενεργειακό σχεδιασμό. Αναμφισβήτητα, η πιο γνωστή συνιστώσα του εξωτερικού κόστους της ενέργειας είναι η περιβαλλοντική. Ειδικότερα, το εξωτερικό περιβαλλοντικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από συμβατικά ορυκτά καύσιμα έχει υπολογισθεί ότι κυμαίνεται σε ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα, και σε ορισμένες περιπτώσεις ιδιαίτερα ρυπογόνων μονάδων υπερβαίνει ακόμη και το συμβατικό ιδιωτικό κόστος, [Διακουλάκη, 2008].

Ο μη συνυπολογισμός του εξωτερικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οδηγεί στην αδυναμία ύπαρξης μίας ολοκληρωμένης εικόνας του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής και ουσιαστικά καταλήγει στη λήψη σημαντικών ζωτικών ενεργειακών αποφάσεων με μοναδικό συγκριτικό παράγοντα το ιδιωτικό κόστος ανά παραγωγική τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη δημιουργία στρεβλώσεων στην αγορά δηλαδή, την επιλογή παραγωγής ηλεκτρισμού μέσω συμβατικών μεθόδων δαπανηρότερων σε σύγκριση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από εναλλακτικές μορφές ενέργειας αφού η επιλογή έχει στηριχτεί στο ιδιωτικό και όχι στο κοινωνικό κόστος της κάθε μεθόδου. Κρίνεται λοιπόν αναγκαία η εκτίμηση του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής καθώς σε διαφορετική περίπτωση οι λάθος ενεργειακές επιλογές που θα προκύψουν θα επιφέρουν οδυνηρές συνέπειες στο κοινωνικό σύνολο αλλά και τον πλανήτη μας.

Ενδεικτικά, αξίζει να αναφερθεί ότι η περιγραφόμενη κατάσταση έχει ως άμεση και καταστρεπτική συνέπεια την επιβάρυνση του φυσικού περιβάλλοντος και την εμφάνιση του επαυξημένου φαινομένου του θερμοκηπίου. Οι ανθρωπογενείς δραστηριότητες συντελούν στην αύξηση της συγκέντρωσης των αερίων των κατώτερων στρωμάτων της ατμόσφαιρας, συνεισφέροντας με 450 εκατομμύρια τόνους μεθανίου κάθε χρόνο . Οι συγκεντρώσεις σε διοξείδιο του άνθρακα και μεθάνιο έχουν αυξηθεί από το 1750 κατά 31% και 149% αντίστοιχα, ενώ βρίσκονται στα υψηλότερα επίπεδα των τελευταίων 650.000 ετών. Εκτιμάται ότι τα τρία τέταρτα της ανθρωπογενούς παραγωγής διοξειδίου του άνθρακα, οφείλεται σε χρήση ορυκτών καυσίμων, ενώ το υπόλοιπο μέρος προέρχεται από αλλαγές που συντελούνται στο έδαφος. Εάν οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου συνεχίσουν να αυξάνονται με τους παρόντες ρυθμούς, είναι σχεδόν σίγουρο ότι τα επίπεδα του ατμοσφαιρικού διοξειδίου του άνθρακα θα διπλασιαστούν κατά τη διάρκεια του 21<sup>ου</sup> αιώνα σε σχέση με την προβιομηχανική εποχή με αναπόφευκτο αποτέλεσμα τη σταδιακή καταστροφή της περιβαλλοντικής ισορροπίας και την δημιουργία μη βιώσιμων συνθηκών στον πλανήτη μας. [<http://unfccc.int>].

## **1.2. Η ιστορία της Ευρωπαϊκής Ένωσης**

Οι χώρες της ευρωπαϊκής ηπείρου κατανόησαν ήδη από τα μέσα του 20<sup>ου</sup> αιώνα τον ζωτικό ρόλο της ενέργειας στην οικονομική ευημερία σε παγκόσμιο επίπεδο. Είναι χαρακτηριστικό ότι το 1955, στη δήλωση της Μεσσίνας που αποτέλεσε προπομπό της Συνθήκης της Ρώμης και της Ευρωπαϊκής Οικονομικής Κοινότητας, οι 6 ιδρυτικές χώρες αναγνωρίζουν την ενέργεια ως θεμελιακό στοιχείο προόδου των Ευρωπαϊκών οικονομιών, θεωρώντας ότι αυτό που απαιτείται είναι η διάθεση άφθονης και φθηνής ενέργειας. Γίνεται λοιπόν κατανοητός ο ζωτικός ρόλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης ως προς το ενεργειακό ζήτημα από τα μέσα του 20<sup>ου</sup> αιώνα και η καταλυτική της επιρροή στην διαμόρφωση των μελλοντικών ενεργειακών συνθηκών. Για τους παραπάνω λόγους πριν μελετηθούν οι δράσεις που έχει λάβει η ΕΕ στο πέρασμα των ετών ως προς την διαμόρφωση της ενεργειακής πολιτικής κρίνεται σκόπιμη μία σύντομη αναφορά στην ιστορία της ΕΕ και τις διαφορετικές μορφές που έχει λάβει η κοινότητα από τα πρώτα στάδιά της μέχρι σήμερα.

Η σημερινή Ευρωπαϊκή Ένωση είναι άμεσο αποτέλεσμα της αποφασιστικότητας των ευρωπαίων πολιτικών να προλάβουν μελλοντικές βίαιες συγκρούσεις στην Ευρώπη μετά τον Β΄ Παγκόσμιο Πόλεμο. Αρχικός σκοπός ήταν να συνδέσει τις χώρες μεταξύ τους με τη δημιουργία στενής βιομηχανικής και οικονομικής συνεργασίας. Έκτοτε, οι αρμοδιότητες της ΕΕ έχουν αυξηθεί ανταποκρινόμενες στις νέες προκλήσεις και πολλές επιπλέον χώρες εντάχθηκαν σε αυτή.

Ο πρώτος κοινοτικός οργανισμός γεννήθηκε μετά το τέλος του δευτέρου παγκοσμίου πολέμου, όταν κρίθηκε αναγκαία η οικονομική ανασυγκρότηση της ευρωπαϊκής ηπείρου και η εξασφάλιση διαρκούς ειρήνης. Στο πλαίσιο αυτό γεννήθηκε η ιδέα να τεθεί το σύνολο της γαλλογερμανικής παραγωγής άνθρακα και χάλυβα υπό από μια κοινή αρχή και δημιουργήθηκε η Ευρωπαϊκή Κοινότητα Άνθρακα και Χάλυβα (ΕΚΑΧ). Η Συνθήκη για την ίδρυση της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα (ΕΚΑΧ) υπεγράφη στο Παρίσι, στις 18 Απριλίου 1951, και τέθηκε σε εφαρμογή στις 24 Ιουλίου 1952, για περιορισμένη διάρκεια 50 ετών με βασικό πολιτικό στόχο την ενίσχυση της γαλλογερμανικής αλληλεγγύης, την απομάκρυνση του φόβου του πολέμου και τη δημιουργία των προϋποθέσεων για την ευρωπαϊκή ολοκλήρωση, [Συνθήκη περί ιδρύσεως της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα (1951)].

Το 1957 αποτέλεσε μία σημαντική χρονιά ως προς την εξέλιξη της Ευρωπαϊκής ένωση καθώς έλαβαν χώρα η σύσταση της Ευρωπαϊκής Οικονομικής Κοινότητας (ΕΟΚ) όπως και της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Ατομικής Ενέργειας (Ευρατόμ), μέσω της υπογραφής στη Ρώμη τον Μάρτιο του 1957, δύο συνθηκών γνωστές ως και 'οι συνθήκες της Ρώμης'. Οι συνθήκες τέθηκαν σε ισχύ την 1η Ιανουαρίου 1958. Και μέσω αυτών των συνθηκών άρχισαν να αίρονται τα εμπόδια στις συναλλαγές μεταξύ των έξι χωρών μελών και να προχωρούν προς τη δημιουργία μιας «κοινής αγοράς», [Συνθήκη περί ιδρύσεως της Ευρωπαϊκής Οικονομικής Κοινότητας (1957)], [Συνθήκη περί ιδρύσεως της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Ατομικής Ενέργειας (1957)].

Στη συνέχεια, το 1967 τα θεσμικά όργανα της ΕΟΚ, της ΕΚΑΧ και της Ευρατόμ συγχωνεύτηκαν προκειμένου να δημιουργήσουν ένα ενιαίο σύνολο θεσμικών οργάνων: την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο του οποίου τα μέλη του οποίου αρχικά εκλέγονταν από τα εθνικά κοινοβούλια. Η Συνθήκη Συγχώνευσης ήταν μια συνθήκη που υπογράφηκε στις Βρυξέλλες στις 8 Απριλίου του 1965 και τέθηκε σε ισχύ την 1 Ιουλίου του 1967, [Συνθήκη Συγχώνευσης ΕΕ 152 της 13.07.1967].

Τα επόμενα χρόνια πραγματοποιείται σταδιακά η διεύρυνση των μελών της Ευρωπαϊκής Κοινότητας. Το 1973 η Δανία, η Ιρλανδία και το Ηνωμένο Βασίλειο εντάχθηκαν στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα (ΕΚ), [Συνθήκη προσχώρησης του Ηνωμένου Βασιλείου, της Ιρλανδίας και της Δανίας ΕΕ L 73 της 27.03.1972]. Το 1981 πραγματοποιείται η ένταξη της Ελλάδας στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα, ενώ το 1986 εντάχθηκαν η Πορτογαλία και η Ισπανία, [Συνθήκη προσχώρησης της Ελλάδας ΕΕ L 291 της 19.11.1979], [Συνθήκη προσχώρησης της Ισπανίας και της Πορτογαλίας ΕΕ L 302 της 15.11.1985]. Ενώ το 1986 οι κυβερνήσεις της ΕΚ υπέγραψαν την Ενιαία Ευρωπαϊκή Πράξη, προχωρώντας στη δημιουργία της ενιαίας αγοράς στην οποία τα πρόσωπα, τα εμπορεύματα, τα κεφάλαια και οι υπηρεσίες μπορούν να κυκλοφορούν ελεύθερα σε ολόκληρη την ΕΚ. Η Ενιαία Ευρωπαϊκή Πράξη (ΕΕΠ) αναθεωρεί τη συνθήκη της Ρώμης για να προωθήσει την ευρωπαϊκή ολοκλήρωση και να υλοποιήσει την εσωτερική αγορά, υπογράφηκε στο Λουξεμβούργο στις 17 Φεβρουαρίου 1986 από εννέα κράτη μέλη και στις 28 Φεβρουαρίου 1986 από τη Δανία, την Ιταλία και την Ελλάδα, [Ενιαία Ευρωπαϊκή Πράξη ΕΕ L 169 της 29.06.1987].

Ακολούθως, σημαντικό σταθμό αποτελεί η συνθήκη για την Ευρωπαϊκή Ένωση (ΣΕΕ), η οποία υπεγράφη στο Maastricht στις 7 Φεβρουαρίου 1992, ετέθη σε ισχύ την 1η Νοεμβρίου 1993. Με τη συνθήκη του Maastricht, η Κοινότητα προχώρησε στην υλοποίηση μιας κοινής αγοράς, [Συνθήκη για την Ευρωπαϊκή Ένωση ΕΕ C 191 της 29.07.1992]. Το 1995 η Αυστρία, η Φινλανδία, και η Σουηδία εντάχθηκαν στην Ευρωπαϊκή Ένωση, [Συνθήκη προσχώρησης της Αυστρίας, της Φινλανδίας και της Σουηδίας ΕΕ C 241 της 29.08.1994]. Το 1999 το ενιαίο νόμισμα της Ευρώπης, το ευρώ, εγκαινιάσθηκε επίσημα και 11 κράτη μέλη της ΕΕ το υιοθέτησαν ως επίσημο νόμισμά τους, ενώ η Ελλάδα εντάχθηκε στη ζώνη του ευρώ το 2001. Το 2002 το ευρώ γίνεται πραγματικότητα την 1η Ιανουαρίου, όταν χαρτονομίσματα και κέρματα ευρώ αντικαθιστούν τα εθνικά νομίσματα σε 12 από τις 15 χώρες που είναι μέλη της ΕΕ: Αυστρία, Βέλγιο, Γαλλία, Γερμανία, Ελλάδα, Ιρλανδία, Ισπανία, Ιταλία, Κάτω Χώρες, Λουξεμβούργο, Πορτογαλία και Φινλανδία.

Το 2004 δέκα νέες χώρες εντάχθηκαν στην ΕΕ, συμπεριλαμβανομένων οκτώ από τη Ανατολική και Κεντρική Ευρώπη και πιο συγκεκριμένα τις ακόλουθες : Εσθονία, Κύπρος, Λετονία, Λιθουανία, Μάλτα, Ουγγαρία, Πολωνία, Σλοβακία, Σλοβενία και Τσεχική Δημοκρατία διευρύνοντας σε σημαντικό βαθμό το εύρος της ΕΕ. Τέλος, στις 13 Δεκεμβρίου 2007 οι ηγέτες της ΕΕ υπέγραψαν τη Συνθήκη της Λισαβόνας, η οποία τροποποιεί τις δύο βασικές συνθήκες της ΕΕ: τη Συνθήκη για την Ευρωπαϊκή Ένωση και τη Συνθήκη για την Ίδρυση της Ευρωπαϊκής Κοινότητας. Η τελευταία αυτή θα μετονομασθεί σε Συνθήκη για τη Λειτουργία της Ευρωπαϊκής Ένωσης, [Συνθήκη της Λισαβόνας Επίσημη Εφημερίδα αριθ. C 306 της 17ης Δεκεμβρίου 2007].

### **1.3. Ευρώπη και ενεργειακή πολιτική**

Μετά την ανασκόπηση της πορείας της Ευρωπαϊκής Ένωσης από την πρώτη της μορφή έως τη σημερινή της υπόσταση θα επιχειρηθεί μια εκτενής παρουσίαση των δράσεων της Ένωσης από τα πρώτα χρόνια της σύστασής στις ως τη σημερινή της μορφή ως προς τη χάραξη ενιαίας ενεργειακής πολιτικής.

Γενικότερα, θα μπορούσε να παρατηρηθεί ότι η ιδέα της ενιαίας ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής ανάγεται στις απαρχές του ευρωπαϊκού εγχειρήματος, με τη συνθήκη ΕΚΑΧ του 1951 και με τη συνθήκη Ευρατόμ του 1957 και στο πέρασμα των ετών ανεξάρτητα από τις οικονομικές και γεωπολιτικές αλλαγές που σημειώθηκαν, η ανάγκη μιας τέτοιας πολιτικής εξακολουθεί να παραμένει αναλλοίωτη. Στις αρχές του 2007, η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) παρουσίασε μια νέα ενεργειακή πολιτική η οποία θα αποτελέσει αποφασιστικό βήμα προς την μείωση της κατανάλωσης ενέργειας θέτοντας και επίσημα ως γενικούς στόχους στο συγκεκριμένο τομέα την διασφάλιση του ανταγωνισμού, της ασφάλειας της τροφοδοσίας και της βιώσιμης ανάπτυξης. Πρόδρομο της δράσης με τίτλο «Ενεργειακή πολιτική για την Ευρώπη» αποτέλεσε η Πράσινη Βίβλος για μια ευρωπαϊκή στρατηγική για αειφόρο, ανταγωνιστική και ασφαλή ενέργεια (Μάρτιος 2006), [COM(2006) 105], η οποία αποτέλεσε 'σταθμό' στην χάραξη της ενιαίας ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής καθώς θέσπισε τους τρεις βασικούς της στόχους και συγκεκριμένα :

- ο τη βιωσιμότητα, για να καταπολεμηθεί δραστήρια η αλλαγή του κλίματος με την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της ενεργειακής απόδοσης,
- ο την ανταγωνιστικότητα, για να βελτιωθεί η απόδοση του ευρωπαϊκού δικτύου μέσω της ολοκλήρωσης της εσωτερικής αγοράς ενέργειας,
- ο την ασφάλεια εφοδιασμού, για να συντονισθεί καλύτερα η ζήτηση και η προσφορά ενέργειας εντός της ΕΕ μέσα στο διεθνές περιβάλλον.

Βασικά στοιχεία που συμμετέχουν στη διαμόρφωση της ενεργειακής πολιτικής αποτελούν τα ακόλουθα προγενέστερα κείμενα αποφάσεων της ΕΕ :

- Στρατηγική σχετικά με την αλλαγή του κλίματος: μέτρα αντιμετώπισης του φαινομένου μέχρι το 2020 και μετέπειτα
- Στρατηγική υπέρ της αειφόρου ανάπτυξης
- Ενσωμάτωση του περιβάλλοντος στην ενεργειακή πολιτική της Κοινότητας Ευρωπαϊκό φόρουμ ενέργειας και μεταφορών
- Πληροφορίες για τα επενδυτικά σχέδια στους τομείς του πετρελαίου, του φυσικού αερίου και του ηλεκτρισμού

Η υλοποίηση των στόχων της πολιτικής αυτής θα στηριχθεί σε εργαλεία βασιζόμενα στην αγορά όπως φόροι, επιδοτήσεις και σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής CO<sub>2</sub>, στην ανάπτυξη των ενεργειακών τεχνολογιών, ειδικών για την ενεργειακή απόδοση και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή τεχνολογιών χαμηλής παραγωγής διοξειδίου του άνθρακα, καθώς και στα κοινοτικά χρηματοδοτικά μέσα, όπως αυτά περιγράφονται στα κείμενα : Ευφυής ενέργεια-Ευρώπη-Πρόγραμμα-πλαίσιο για την καινοτομία και την ανταγωνιστικότητα (2007-2013) και στο Έβδομο πρόγραμμα-πλαίσιο για την έρευνα και την καινοτομία (2007-2013).

Η όλη προσπάθεια ανάπτυξης και εφαρμογής της συγκεκριμένης πολιτικής δράσης της ΕΕ εντοπίζεται ως προς τρεις διαφορετικούς άξονες και συγκεκριμένα την λήψη πρωτοβουλιών με στόχο : α) την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, γνωστές και ως Α.Π.Ε, ως πηγή καθαρότερης ενέργειας, β) την υιοθέτηση μέτρων για εξοικονόμηση ενέργειας και γ) την λήψη μέτρων για την προστασία του περιβάλλοντος και τον περιορισμό του φαινομένου του θερμοκηπίου. Στην συνέχεια λοιπόν θα επιχειρηθεί μια παρουσίαση της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής έτσι όπως αυτή παρουσιάστηκε και επισήμως το 2007 καθώς και μία επισκόπηση των πρωτοβουλιών της ΕΕ ως προς τους τρεις αυτούς άξονες από τα μέσα της δεκαετίας του 90 ως σήμερα.

#### **1.4. Η νέα Ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική**

Σύμφωνα με ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο της 10ης Ιανουαρίου 2007 με τίτλο «Ενεργειακή πολιτική για την Ευρώπη» [COM(2007) 1] διαμορφώνεται η ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική. Η συγκεκριμένη ανακοίνωση, αποτελώντας στρατηγική ανάλυση της ενεργειακής κατάστασης στην Ευρώπη, εισάγει την ενοποιημένη δέσμη μέτρων που ορίζουν την ενεργειακή πολιτική της Ευρώπης.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) οφείλει να αντιμετωπίσει τις πραγματικές ενεργειακές προκλήσεις και τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου με γνώμονα τόσο τη βιωσιμότητα και την ασφάλεια εφοδιασμού όσο και την εξάρτηση από τις εισαγωγές ή ακόμη την ανταγωνιστικότητα και την ουσιαστική υλοποίηση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας. Η χάραξη μιας ευρωπαϊκής πολιτικής για την ενέργεια επιβάλλεται ως η αποτελεσματικότερη απόκριση σ' αυτές τις προκλήσεις. Με τον τρόπο αυτό η ΕΕ σκοπεύει να προχωρήσει σε μια νέα βιομηχανική επανάσταση και να δημιουργήσει μια οικονομία υψηλής ενεργειακής απόδοσης και χαμηλών εκπομπών CO<sub>2</sub>. Για να το επιτύχει, έχει θέσει μια σειρά μεγάλων ενεργειακών στόχων, οι οποίοι παρουσιάζονται συνοπτικά ακολούθως :

Η ανακοίνωση COM(2007) : Ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική, θέτει τους στόχους και τους βασικούς της άξονες της νέας ενεργειακής πολιτικής. Η πολιτική αυτή θέτει ως στόχο τη μετατροπή της

Ευρώπης σε μια ενεργειακή οικονομία υψηλής ενεργειακής απόδοσης και χαμηλών εκπομπών CO<sub>2</sub>, που θα μπορέσει να συμβάλει σε μια νέα βιομηχανική επανάσταση, ενώ το 2008 η απόφαση συμπληρώνεται με σχέδια δράσης και κατανομές υποχρεώσεων μεταξύ των κρατών μελών.

### **Στόχος 1<sup>ος</sup> : Ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.**

Για την αντιμετώπιση των κινδύνων που απορρέουν από την αυξανόμενη αυτή εξάρτηση η Επιτροπή επιδιώκει τη διαφοροποίηση όσον αφορά τις πηγές, τους προμηθευτές, τις οδεύσεις και τις μεθόδους μεταφοράς των ενεργειακών προϊόντων. Επιπλέον, προωθείται η στρατηγική αποθεμάτων φυσικού αερίου και πετρελαίου των κρατών-μελών, καθώς η ανάπτυξη μηχανισμών που θα διασφαλίζουν την μεταξύ τους αλληλεγγύη σε περιπτώσεις ενεργειακών κρίσεων. Η ενίσχυση των ηλεκτρικών διασυνδέσεων και η αύξηση της αξιοπιστίας τους εντάσσεται επίσης στον κατάλογο μέτρων που προτείνονται για την αύξηση της ασφάλειας εφοδιασμού, ενώ παράλληλα γίνεται σαφές ότι η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού ταυτίζεται με τη συνολική γεωπολιτική και οικονομική σταθερότητα της Ευρώπης.

### **Στόχος 2<sup>ος</sup> : Εσωτερική αγορά ενέργειας**

Η Επιτροπή επιδιώκει να άρει τα εμπόδια και τις δυσλειτουργίες που είχαν εντοπισθεί στο προηγούμενο διάστημα, ιδιαίτερα στην αγορά του ηλεκτρισμού. Επιδίωξη είναι μία πραγματικά ενιαία εσωτερική αγορά που θα παρέχει πραγματικές δυνατότητες επιλογής σε όλους τους καταναλωτές της ΕΕ σε τιμές λογικές και διαφανείς, θα διευκολύνει την είσοδο νέων επιχειρήσεων, ιδιαίτερα τους παραγωγούς που αξιοποιούν ΑΠΕ και θα διευκολύνει το διασυνοριακό εμπόριο. Η εσωτερική αγορά της ενέργειας αποτελεί πραγματικότητα σε κοινοτικό επίπεδο με στόχο την παροχή στους καταναλωτές της δυνατότητας επιλογής και πρόσβασης σε τιμές ανταγωνιστικές. Σύμφωνα όμως με την κατάσταση που επικρατεί τόσο στο χώρο του φυσικού αερίου όσο και της ηλεκτρικής ενέργειας, εξακολουθούν να υπάρχουν εμπόδια που δεν επιτρέπουν την εύρυθμη λειτουργία της ενεργειακής αγοράς και έτσι εξακολουθεί να υφίσταται η ανάγκη να εξασφαλιστεί η πραγματική υλοποίηση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας. Βασικά στοιχεία της περιγραφόμενης ενεργειακής αγοράς θα αποτελούν : α) η ύπαρξη ανταγωνισμού ώστε ευνοηθεί η μείωση των τιμών β) η ανάπτυξη μιας ενοποιημένης και διασυνδεδεμένης αγοράς δημιουργώντας τις απαραίτητες κανονιστικές και τεχνικές πτυχές καθώς και τα κοινά πρότυπα ασφάλειας για το διασυνοριακό εμπόριο και γ) η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού μέσω της δημιουργίας μηχανισμών οι οποίοι εγγυώνται την αλληλεγγύη μεταξύ των κρατών μελών καθώς και τη διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού και των διαδρομών μεταφοράς.

### **Στόχος 3<sup>ος</sup> : Αειφορία**

Αποτελεί τον στρατηγικό στόχο την νέας ευρωπαϊκής πολιτικής και μετατρέπει τη γενικόλογη δέσμευση για καταπολέμηση της κλιματικής μεταβολής σε ένα πακέτο δεσμευτικών στόχων που μαρτυρούν την αποφασιστικότητα της ΕΕ να δρομολογήσει μία νέα αναπτυξιακή πορεία που θα αποκαθιστά την μέχρι τώρα υποτιμημένη περιβαλλοντική διάσταση. Το πακέτο περιλαμβάνει 4 διακριτούς αλλά αλληλοσυμπληρούμενους στόχους:

- Μείωση κατά 20% τουλάχιστον, των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου μέχρι το 2020 σε σύγκριση με το 1990. Η μείωση αυτή αποτελεί δέσμευση της ΕΕ ανεξάρτητα από τους στόχους που θα υιοθετηθούν σε διεθνές επίπεδο, ενώ η ΕΕ θα επιδιώξει να υπάρξει διεθνής συμφωνία για μείωση των εκπομπών από τις αναπτυγμένες χώρες κατά 30% μέχρι το 2020 και κατά 50% μέχρι το 2050.

- Μείωση κατά 20% της ετήσιας κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας έως το 2020 (σε σχέση με τις αντίστοιχες προβολές για το έτος αυτό). Ο στόχος αυτός αντιστοιχεί σε ετήσια εξοικονόμηση της τάξης του 1,5%. Ήδη από το 2006, η Επιτροπή έχει εγκρίνει ένα Σχέδιο Δράσης για την Ενεργειακή Απόδοση που περιλαμβάνει τα μέτρα προτεραιότητας για την επίτευξη του στόχου.
- Αύξηση στο 20% του μεριδίου των ΑΠΕ στο σύνολο της Ακαθάριστης Εγχώριας Ενεργειακής Κατανάλωσης, στόχος που αναλύεται σε εθνικούς στόχους με βάση μεθοδολογία για δίκαιη κατανομή των βαρών. Εκτιμάται ότι όσο διεισδύουν οι ανανεώσιμες τεχνολογίες, τόσο θα μειώνεται το κόστος των αναγκαίων επενδύσεων. Παράλληλα, με την άνοδο των τιμών των συμβατικών καυσίμων η πραγματική επιβάρυνση έχει ελαχιστοποιηθεί, ενώ αν ληφθούν υπόψη οι εξωτερικές οικονομίες της μετάβασης θα υπάρξει καθαρό κοινωνικό όφελος.
- Αύξηση στο 10% του μεριδίου των βιοκαυσίμων στα καύσιμα των μεταφορών. Αν και τα βιοκαύσιμα παραμένουν πιο ακριβά από τα συμβατικά καύσιμα παρέχουν μία σημαντική δυνατότητα για τη μείωση της αποκλειστικής σχεδόν εξάρτησης των μεταφορών από το πετρέλαιο. Τονίζεται όμως η ανάγκη διασφάλισης του αειφόρου χαρακτήρα των βιοκαυσίμων, λόγω του αυξανόμενου προβληματισμού για τις οικολογικές και οικονομικές επιπτώσεις, ιδιαίτερα στην αγροτική οικονομία, μίας ανεξέλεγκτης στροφής προς τα βιοκαύσιμα.

## **1.5. Ιστορική αναδρομή πρωτοβουλιών της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής πολιτικής**

Στο σημείο αυτό κρίνεται σκόπιμη συνοπτική παρουσίαση των σημαντικότερων πρωτοβουλιών της ΕΕ ως προς : α) την υιοθέτηση μέτρων για εξοικονόμηση ενέργειας, β) την ανάπτυξη των Α.Π.Ε ως πηγή καθαρότερης ενέργειας και γ) την λήψη μέτρων για την προστασία του περιβάλλοντος και τον περιορισμό του φαινομένου του θερμοκηπίου από τα μέσα της δεκαετίας του 90 ως σήμερα

### **1.5.1. Ενεργειακή αποδοτικότητα**

Η μείωση της κατανάλωσης ενέργειας και η αποτροπή της ενεργειακής σπατάλης αποτελούν μείζονα στόχο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Προωθώντας τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, η ΕΕ συμβάλλει αποφασιστικά στην ανταγωνιστικότητα, την ασφάλεια του εφοδιασμού και την τήρηση των δεσμεύσεων που ανέλαβε στο πλαίσιο του πρωτοκόλλου του Κιότο για τις κλιματικές αλλαγές. Υπάρχει σημαντικό δυναμικό μείωσης της κατανάλωσης ενέργειας, ιδίως στους ενεργειοβόρους τομείς, όπως τα κτίρια, οι μεταποιητικές βιομηχανίες, η μετατροπή της ενέργειας και οι μεταφορές.

Στο τέλος του 2006, η ΕΕ ανέλαβε τη δέσμευση να επιτύχει μέχρι το 2020 εξοικονόμηση 20% της ετήσιας κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας. Για να επιτύχει το στόχο αυτό, κινητοποιεί τους πολίτες, τους ιθύνοντες λήψης αποφάσεων και τους οικονομικούς παράγοντες της αγοράς, και καθορίζει, μεταξύ άλλων, τα ελάχιστα πρότυπα για την ενεργειακή αποδοτικότητα και τους κανόνες για τη σήμανση, που ισχύουν για τα προϊόντα, τις υπηρεσίες και τις υποδομές.

Η πιο πρόσφατη ευρωπαϊκή πρωτοβουλία ως προς την θέσπιση ενιαίας πολιτικής σχετικά με την ενεργειακή αποδοτικότητα είναι το Σχέδιο δράσης για την ενεργειακή απόδοση (2007-2012). Με το σχέδιο δράσης επιδιώκεται να κινητοποιηθεί το ευρύ κοινό, οι ιθύνοντες χάραξης πολιτικής και οι παράγοντες της αγοράς, ώστε να μετασχηματισθεί η εσωτερική αγορά ενέργειας κατά τρόπο που να προσφέρει στους πολίτες της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) υποδομές (συμπεριλαμβανομένων των κτιρίων), προϊόντα (μεταξύ άλλων συσκευές και αυτοκίνητα), διεργασίες και ενεργειακές υπηρεσίες με τον υψηλότερο, παγκοσμίως, ενεργειακό βαθμό απόδοσης .

Επιπλέον, με το συγκεκριμένο σχέδιο δράσης επιδιώκεται ο έλεγχος και η μείωση της ενεργειακής ζήτησης καθώς και η στοχοθετημένη δράση όσον αφορά την κατανάλωση και τον εφοδιασμό, προκειμένου να εξοικονομηθεί το 20% της ετήσιας κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας έως το 2020, σε σχέση με τις προβολές για την ενεργειακή κατανάλωση για το 2020, στόχος ο οποίος αντιστοιχεί σε ετήσια εξοικονόμηση της τάξης του 1,5% έως το 2020. Η ουσιαστική και βιώσιμη εξοικονόμηση ενέργειας συνεπάγεται, αφενός, την ανάπτυξη τεχνικών, προϊόντων και υπηρεσιών υψηλής ενεργειακής απόδοσης και, αφετέρου, τη μεταβολή της συμπεριφοράς ώστε να μειωθεί η κατανάλωση ενέργειας και να διατηρηθεί, παράλληλα, η ίδια ποιότητα ζωής. Στο σχέδιο προτείνεται σειρά βραχυπρόθεσμων και μεσοπρόθεσμων μέτρων για την υλοποίηση του στόχου αυτού.

Οι κυριότερες ευρωπαϊκές πρωτοβουλίες που εντοπίζονται στο σύνολο των ετών σχετικά με την ενεργειακή αποδοτικότητα συνοψίζονται ακολούθως :

- ο Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Απριλίου 2006, για την ενεργειακή απόδοση κατά την τελική χρήση και τις ενεργειακές υπηρεσίες και για την κατάργηση της οδηγίας 93/76/ΕΟΚ του Συμβουλίου, [Επίσημη Εφημερίδα L 114 της 27.04.2006],[ 2006/32/ΕΚ].

Με την συγκεκριμένη οδηγία η ΕΕ θέσπισε πλαίσιο για την ενεργειακή απόδοση κατά την τελική χρήση και τις ενεργειακές υπηρεσίες. Το πλαίσιο αυτό περιλαμβάνει έναν ενδεικτικό στόχο εξοικονόμησης ενέργειας που ισχύει για τα κράτη μέλη, υποχρεώσεις για τις εθνικές δημόσιες αρχές στον τομέα της εξοικονόμησης ενέργειας και των ενεργειακά αποδοτικών προμηθειών, καθώς και μέτρα προώθησης της ενεργειακής απόδοσης και των ενεργειακών υπηρεσιών.

- ο Πράσινη Βίβλος της Επιτροπής, της 22ας Ιουνίου 2005, με τίτλο «Η ενεργειακή απόδοση ή περισσότερα αποτελέσματα με λιγότερα μέσα», [COM(2005) 265].

- ο Ανακοίνωση της Επιτροπής στο Συμβούλιο, στο Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, στην Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή και στην Επιτροπή των Περιφερειών, της 26ης Απριλίου 2000, με τίτλο «Σχέδιο δράσης για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα», [COM(2000) 247].

- ο Ανακοίνωση της Επιτροπής, της 29ης Απριλίου 1998, με τίτλο «Η ενεργειακή απόδοση στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα: προς μια στρατηγική ορθολογικής χρήσης της ενέργειας», [COM(1998) 246 ].

- ο Απόφαση ΕΚΑΧ και Euratom του Συμβουλίου και της Επιτροπής, της 23ης Σεπτεμβρίου 1997, σχετικά με τη σύναψη, από τις Ευρωπαϊκές Κοινότητες, της συνθήκης για το Χάρτη Ενέργειας και του πρωτοκόλλου του Χάρτη Ενέργειας για την ενεργειακή απόδοση και τα σχετικά περιβαλλοντικά ζητήματα, [98/181/ΕΚ].

[<http://europa.eu/scadplus/leg/el/lvb/l27064.htm>].

### **1.5.2. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας**

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο σύνολό τους συνιστούν ουσιαστική εναλλακτική λύση στα ορυκτά καύσιμα. Η χρήση τους συμβάλλει σημαντικά τόσο στη μείωση των εκπομπών αερίων τα οποία ευθύνονται για το φαινόμενο του θερμοκηπίου, προερχόμενα από την παραγωγή και την κατανάλωση ενέργειας, όσο και στην αλλαγή μείωση της εξάρτησης της Ευρωπαϊκής Ένωσης από τις εισαγωγές ορυκτών καυσίμων. Στο πλαίσιο της ανάληψης ευρωπαϊκών δράσεων εντοπίζεται η κομβική σημασία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ως προς την θέσπιση ενιαίας ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν χαρακτηριστεί ότι σηματοδοτούν τη νέα βιομηχανική επανάσταση. Είναι πρακτικά ανεξάντλητες, ενώ συνοδεύονται από μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, χωρίς η χρήση τους να δημιουργεί τα ρίσκα που συνεπάγεται η επέκταση της χρήσης της πυρηνικής ενέργειας. Παράλληλα, έχουν μηδενική ή πολύ χαμηλή συμβολή και σε άλλα σοβαρά περιβαλλοντικά προβλήματα, όπως η διασυννοριακή ατμοσφαιρική ρύπανση, τα αιωρούμενα σωματίδια τα οποία έχουν ιδιαίτερα σοβαρές επιπτώσεις στην ανθρώπινη υγεία και στην ισορροπία των οικοσυστημάτων. Επιπλέον, όπως ήδη η εμπειρία έχει δείξει, η ανάπτυξη καινοτομικών τεχνολογιών για αξιοποίηση των Α.Π.Ε και εξοικονόμηση ενέργειας μπορεί να συμβάλλει σημαντικά στην αύξηση της απασχόλησης και την τόνωση της οικονομίας, [Διακουλάκη, 2008].

Την πιο πρόσφατη ευρωπαϊκή πρωτοβουλία σχετική με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελεί η ανακοίνωση της Επιτροπής, της 10ης Ιανουαρίου 2007, με τίτλο: «Χάρτης πορείας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας τον 21ο αιώνα: συμβολή στην ενίσχυση της αειφορίας», [COM(2006) 848]. Στο χάρτη πορείας παρουσιάζεται η μακροπρόθεσμη στρατηγική της Επιτροπής στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ), μέσω της οποίας επιδιώκεται μεγαλύτερη ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού και τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου.

Οι κυριότερες ευρωπαϊκές πρωτοβουλίες που εντοπίζονται στο σύνολο των ετών σχετικά με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνοψίζονται ακολούθως :

- ο Ανακοίνωση της Επιτροπής, της 26ης Μαΐου 2004, σχετικά με το μερίδιο της ανανεώσιμης ενέργειας της ΕΕ. Έκθεση της Επιτροπής σύμφωνα με το άρθρο 3 της οδηγίας 2001/77/ΕΚ - Αξιολόγηση του αντίκτυπου των νομοθετικών πράξεων και άλλων κοινοτικών πολιτικών στην εξέλιξη της συμβολής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ΕΕ και προτάσεις για συγκεκριμένες δράσεις, [COM(2004) 366].
- ο Ανακοίνωση της Επιτροπής, της 26ης Νοεμβρίου 1997, σχετικά με την ενέργεια για το μέλλον: ανανεώσιμες πηγές ενέργειας - Λευκή Βίβλος για κοινοτική στρατηγική και σχέδιο δράσης, [COM(97) 599 ].
- ο Πράσινη Βίβλος της Επιτροπής, της 20ής Νοεμβρίου 1996, σχετικά με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, [ COM(96) 576].

### **1.5.3. Καταπολέμηση της αλλαγής του κλίματος**

Η αλλαγή του κλίματος αποτελεί για την ανθρωπότητα μια από τις σοβαρότερες προκλήσεις των επόμενων ετών. Η αύξηση της θερμοκρασίας, το λιώσιμο των πάγων, τα αυξανόμενα φαινόμενα ξηρασίας και πλημμυρών αποτελούν σαφείς ενδείξεις της αλλαγής του κλίματος. Οι κίνδυνοι για τον πλανήτη και τις μελλοντικές γενιές είναι τεράστιοι και χρειάζεται να λάβουμε αμέσως μέτρα για την αντιμετώπισή τους.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση συμμετέχει εδώ και αρκετά χρόνια, τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε διεθνές επίπεδο, στη μάχη κατά της αλλαγής του κλίματος, η οποία αποτελεί πλέον προτεραιότητα του στρατηγικού της προγραμματισμού και κατά συνέπεια, της κλιματικής της πολιτικής. Στο πλαίσιο αυτό, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει εντάξει τον έλεγχο των αερίων του θερμοκηπίου σε όλους τους τομείς δράσης της επιδιώκοντας τους εξής στόχους: βελτίωση της αποδοτικότητας της κατανάλωσης ενέργειας, μείωση των παραγόμενων ρύπων, ανάπτυξη φιλικότερων προς το περιβάλλον και πιο ισορροπημένων συστημάτων μεταφορών, ενίσχυση της υπευθυνότητας των επιχειρήσεων κατά τρόπο ώστε να μη θίγεται η ανταγωνιστικότητά τους, υπαγωγή του χωροταξικού σχεδιασμού και της



γεωργίας στις επιταγές της προστασίας του περιβάλλοντος και δημιουργία ενός πλαισίου ευνοϊκού για την έρευνα και την καινοτομία.

Την πιο πρόσφατη ευρωπαϊκή πρωτοβουλία σχετικά με την καταπολέμηση των κλιματικών αλλαγών αποτελεί η Πράσινη Βίβλος της Επιτροπής της 29ης Ιουνίου 2007 σχετικά με την προσαρμογή της Ευρώπης στην αλλαγή του κλίματος - επιλογές δράσης για την ΕΕ, [COM(2007) 354]. Στην εν λόγω Πράσινη Βίβλο, η Επιτροπή εκθέτει τις γενικές γραμμές της κοινοτικής δράσης για την προσαρμογή της ΕΕ στην αλλαγή του κλίματος και θέτει σειρά ερωτήσεων ώστε τα ενδιαφερόμενα μέρη να αξιολογήσουν εάν οι κατευθυντήριες γραμμές που παρουσίασε η Επιτροπή ήταν ικανοποιητικές, να εκφράσουν τις επιθυμίες τους όσον αφορά τις προτεραιότητες της ΕΕ και να προτείνουν ενδεχομένως και άλλες ιδέες.

Οι κυριότερες ευρωπαϊκές πρωτοβουλίες που εντοπίζονται στο σύνολο των ετών σχετικά με την αντιμετώπιση των κλιματικών αλλαγών συνοψίζονται ακολούθως :

- ο Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 8ης Μαΐου 2003, σχετικά με την προώθηση της χρήσης βιοκαυσίμων ή άλλων ανανεώσιμων καυσίμων για τις μεταφορές, [2003/30/EK]
- ο Πρωτόκολλο του Κυότο στη Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές μεταβολές – Δήλωση, [Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 130 της 15/05/2002 σ. 0004 – 0020].
- ο Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Οκτωβρίου 2003, σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας και την τροποποίηση της οδηγίας 96/61/EK του Συμβουλίου, [2003/87/EK].
- ο Απόφαση του Συμβουλίου, της 25ης Απριλίου 2002, για την έγκριση, εξ ονόματος της Ευρωπαϊκής Κοινότητας, του Πρωτοκόλλου του Κυότο στη Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές μεταβολές και την από κοινού τήρηση των σχετικών δεσμεύσεων, [2002/358/EK]
- ο Απόφαση του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 22ας Ιουλίου 2002, για τη θέσπιση του έκτου κοινοτικού προγράμματος δράσης για το περιβάλλον, [1600/2002/EK].
- ο Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 12ης Φεβρουαρίου 2002, σχετικά με το όζον στον ατμοσφαιρικό αέρα, [2002/3/EK].
- ο Απόφαση της Επιτροπής, της 21ης Δεκεμβρίου 2001, για τη θέσπιση του προγράμματος εργασίας της Κοινότητας για το οικολογικό σήμα, [2002/18/EK].
- ο Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 23ης Οκτωβρίου 2001, σχετικά με εθνικά ανώτατα όρια εκπομπών για ορισμένους ατμοσφαιρικούς ρύπους, [2001/81/EK].
- ο Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 27ης Σεπτεμβρίου 2001, για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, [2001/77/EK].
- ο Απόφαση του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 22ας Ιουνίου 2000, για την καθιέρωση συστήματος παρακολούθησης των μέσων όρων των ειδικών εκπομπών CO<sub>2</sub> από τα νέα επιβατηγά αυτοκίνητα, [1753/2000/EK].
- ο Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 23ης Μαρτίου 1994 περί των μέτρων που πρέπει να ληφθούν κατά της ατμοσφαιρικής ρύπανσης από τις εκπομπές των οχημάτων με κινητήρα και περί τροποποίησης της οδηγίας 70/220/ΕΟΚ, [94/12/EK].
- ο Ψήφισμα του Συμβουλίου των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων και των αντιπροσώπων των κυβερνήσεων των κρατών μελών, συνελθόντων στα πλαίσια του Συμβουλίου της 1ης Φεβρουαρίου 1993 σχετικά με ένα κοινοτικό πρόγραμμα πολιτικής δράσης για το περιβάλλον και τη σταθερή ανάπτυξη - Πρόγραμμα

της Ευρωπαϊκής Κοινότητας σχετικά με την πολιτική και τη δράση για το περιβάλλον και την αειφόρο ανάπτυξη, [Επίσημη Εφημερίδα αριθ. C 138 της 17/05/1993 σ. 0001 – 0004].

#### **1.5.4. Συγκεντρωτικός κατάλογος Πράσινων και Λευκών Βιβλίων**

Ολοκληρώνοντας την προσπάθεια συνοπτικής παρουσίασης της πορείας της Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής αναδρομικά από το αρχικό της στάδιο έως και το σήμερα κρίνεται σκόπιμη η παρουσίαση ενός συγκεντρωτικού καταλόγου των Πράσινων και Λευκών Βιβλίων που εκδόθηκαν από τις αρχές της δεκαετίας του 90' σχετικά με τους τρεις (3) βασικούς άξονες δράσης, που παρουσιάστηκαν παραπάνω:

Ξεκινώντας με τα πράσινα βιβλία που εκδόθηκαν, καταγράφονται τα ακόλουθα :

##### Πράσινα Βιβλία:

- 1990: Πράσινη Βίβλος για το αστικό περιβάλλον – Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, [COM(90) 218].
- 1992: Πράσινη Βίβλος σχετικά με τις επιπτώσεις των μεταφορών στο περιβάλλον: μια κοινοτική στρατηγική για Βιώσιμη Κινητικότητα, [COM(92) 46].
- 1994: Πράσινο Βιβλίο για την ενεργειακή πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης, [COM(94) 659].
- 1996: Πράσινο Βιβλίο για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, [COM(96) 576].
- 2000: Πράσινη Βίβλος για την εμπορία εκπομπών αερίων φαινομένου θερμοκηπίου εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης, [COM(2000) 87], Πράσινη Βίβλος προς μία ευρωπαϊκή στρατηγική ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού, [COM(2000) 769].
- 2005: Πράσινη βίβλος για την ενεργειακή απόδοση περισσότερα αποτελέσματα με λιγότερα μέσα, [COM(2005) 265].
- 2006: Πράσινη Βίβλος - Ευρωπαϊκή στρατηγική για αειφόρο, ανταγωνιστική και ασφαλή ενέργεια, [COM(2006) 105].
- 2007: Η προσαρμογή της Ευρώπης στην αλλαγή του κλίματος – επιλογές δράσης για την ΕΕ, [COM(2007) 354].

Ενώ λευκά βιβλία που εκδόθηκαν από τις αρχές του 90' σχετικά με την ενεργειακή πολιτική είναι τα παρακάτω :

##### Λευκά Βιβλία:

- 1995: Λευκή Βίβλος: Ενεργειακή πολιτική για την Ευρωπαϊκή Ένωση, [COM(95) 682].
- 1997: Ανακοίνωση της Επιτροπής - Ενέργεια για το μέλλον: ανανεώσιμες πηγές ενέργειας - Λευκή βίβλος για κοινοτική στρατηγική και σχέδιο δράσης, [COM(97) 599].
- 2000: Λευκή Βίβλος για την Περιβαλλοντική Ευθύνη, [COM(2000) 66].
- 2001: Λευκή Βίβλος: Η ευρωπαϊκή πολιτική μεταφορών με ορίζοντα το έτος 2010: η ώρα των επιλογών, [COM(2001) 370].

## ○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

### 2.1. Οι κύριοι άξονες και στόχοι της Ελληνικής Ενεργειακής Πολιτικής

Η ενεργειακή πολιτική στην Ελλάδα ασκείται από το Υπουργείο Ανάπτυξης, του οποίου οι πρόσφατες προσπάθειες αφορούν στη διαμόρφωση του ρυθμιστικού και νομικού καθεστώτος των ενεργειακών αγορών, στην εκπλήρωση των περιβαλλοντικών δεσμεύσεων της χώρας μέσω της προώθησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας και της εξοικονόμησης ενέργειας, καθώς επίσης και στα μεγάλα έργα διεθνών ενεργειακών διασυνδέσεων.

Οι κύριοι άξονες ενεργειακής πολιτικής στην Ελλάδα συνοψίζονται ως εξής :

- Ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού
- Διαφοροποίηση ενεργειακών πηγών
- Προστασία του περιβάλλοντος
- Προώθηση της παραγωγικότητας και της ανταγωνιστικότητας

Έχοντας ως βασικό σημείο αναφοράς τους παραπάνω άξονες, τα τελευταία χρόνια γίνεται προσπάθεια εφαρμογής στη χώρα μας μιας ενεργειακής πολιτικής με σαφείς στόχους, οι οποίοι αποτελούν το βασικό προσανατολισμό στη λήψη αποφάσεων αλλά και στην ύπαρξη σαφούς ενεργειακού προσανατολισμού. Οι στόχοι της ελληνικής ενεργειακής πολιτικής περιγράφονται ακολούθως :

**Στόχος 1<sup>ος</sup>:** διασφάλιση της ασφαλούς ενεργειακής τροφοδοσίας της ενεργειακής αγοράς, με υψηλής ποιότητας προϊόντα στις καλύτερες δυνατές τιμές.

**Στόχος 2<sup>ος</sup>:** μείωση της πετρελαϊκής εξάρτησης της χώρας και σταδιακή υποκατάσταση του πετρελαίου από το Φυσικό Αέριο

**Στόχος 3<sup>ος</sup>:** ενίσχυση του συστήματος παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

**Στόχος 4<sup>ος</sup>:** αύξηση της συμμετοχής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και των βιοκαυσίμων στο ενεργειακό σύστημα.

**Στόχος 5<sup>ος</sup>:** επέκταση της χρήσης Φυσικού Αερίου με την ανάπτυξη νέων δικτύων μεταφοράς και διανομής.

**Στόχος 6<sup>ος</sup>:** απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου.

**Στόχος 7<sup>ος</sup>:** ενίσχυση των διεθνών διασυνδέσεων της χώρας, στους τομείς του φυσικού αερίου, του πετρελαίου και του ηλεκτρισμού, με σκοπό να καταστεί η Ελλάδα σύγχρονο διεθνές διαμετακομιστικό κέντρο ενέργειας.

**Στόχος 8<sup>ος</sup>:** επέκταση των ελέγχων σε όλους τους κρίκους της αλυσίδας της αγοράς πετρελαιοειδών, με σκοπό την ενίσχυση του ανταγωνισμού.

**Στόχος 9<sup>ος</sup>:** υλοποίηση των ενεργειακών υποδομών και των ιδιωτικών ενεργειακών επενδύσεων μέσω χρηματοδοτικών εργαλείων.

**Στόχος 10<sup>ος</sup>:** κατάρτιση Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού με ορίζοντα το 2020.

[Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής, 2008 ]

## **2.2. Ο ρόλος του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού**

Σύμφωνα, με τον ν.2773/1999 (ΦΕΚ 286Α'), στην κατάρτιση του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού λαμβάνονται υπόψη τα υπάρχοντα και πιθανολογούμενα ενεργειακά αποθέματα σε εθνικό, περιφερειακό και διεθνές επίπεδο, καθώς και οι τάσεις της διεθνούς αγοράς και αποσκοπεί: α) στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της Χώρας, β) στην προστασία του περιβάλλοντος, στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας, γ) στην ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη και δ) στην παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας και την επίτευξη υγιούς ανταγωνισμού με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για το σύνολο των χρηστών και καταναλωτών.

Επιπλέον, σύμφωνα με το ν.3438/2006 (ΦΕΚ 33Α') σχετικά με τη σύσταση του Συμβουλίου Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής (Σ.Ε.Ε.Σ.), η χώρα μας υποχρεούται να συντάσσει μέχρι την 31η Μαρτίου κάθε έτους, Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της χώρας, από το ΣΕΕΣ στον Υπουργό Ανάπτυξης. Η Έκθεση υποβάλλεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης στον Πρωθυπουργό και στον Πρόεδρο της Βουλής, συζητείται σε ειδική συνεδρίαση της Ολομέλειας της Βουλής και δημοσιεύεται σε ειδική έκδοση του Εθνικού Τυπογραφείου, [Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008].

## **2.3. Η Εξέλιξη του Θεσμικού Πλαισίου της Ενεργειακής Πολιτικής**

Σημαντικές μεταβολές έχουν γίνει πρόσφατα στην εθνική νομοθεσία σε σχέση με την απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, ώστε να ενσωματωθούν οι Ευρωπαϊκές Οδηγίες 2003/54/ΕΚ και 2003/55/ΕΚ στην Ελληνική νομοθεσία, καθώς επίσης της Οδηγίας 2001/77 για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και της 2003/30 για την εισαγωγή των βιοκαυσίμων στις μεταφορές. Στην συνέχεια παρουσιάζονται οι σημαντικότερες πρωτοβουλίες ανά τομέα :

### **A) Ηλεκτρισμός**

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, ενώ προβλέπεται περαιτέρω διάκριση των δραστηριοτήτων διαχείρισης του Δικτύου διανομής από τις δραστηριότητες που αφορούν την κυριότητα του Δικτύου, και αναγνωρίζει δικαίωμα επιλογής προμηθευτή για όλους τους καταναλωτές. Τα τελευταία τρία χρόνια εντάχθηκαν στο Σύστημα τρεις νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (δύο ιδιωτικές και μία της ΔΕΗ Α.Ε.) και μέχρι σήμερα έχουν εκδοθεί 24 Άδειες Προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, εκτός εκείνης της ΔΕΗ Α.Ε.

### **B) Αγορά Φυσικού Αερίου.**

Με το νόμο 3428/2005 καθορίστηκε το πλαίσιο για την απελευθέρωση της αγοράς Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, με σταδιακό άνοιγμα της αγοράς μέχρι το Νοέμβριο του 2009. Με την υπ' αριθμ. 4955/2006 (ΦΕΚ Β' 360/27.03.2006) Υπουργικής Απόφασης καθορίζονται τα τιμολόγια πρόσβασης τρίτων στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (Σύστημα Μεταφοράς και Εγκατάσταση Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου - ΥΦΑ). Τον Αύγουστο 2006, με την Υπουργική \_/23344/2006 εγκρίθηκε η εφαρμογή ειδικού τιμολογίου μεταφοράς για την περίπτωση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας αεριοστροβίλων ανοικτού κύκλου, δηλαδή των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν μόνο για την κάλυψη αιχμών του ηλεκτρικού.

## **Γ) Αγορά Πετρελαίου και Πετρελαιοειδών**

Σε συμπλήρωση του νόμου 3054/2002 για την οργάνωση της αγοράς των πετρελαιοειδών, η ψήφιση του νόμου 3335/2005 κάλυψε κενά στη νομοθεσία, επιτρέποντας ακόμη μεγαλύτερο άνοιγμα της αγοράς και διαφάνεια στην εμπορία των πετρελαιοειδών στη χώρα μας. Συγκεκριμένα, με τις διατάξεις του ν.3335/2005, επιτράπη στους κατόχους πρατηρίων υγρών καυσίμων και υγραερίου κίνησης το δικαίωμα της απευθείας προμήθειας πετρελαιοειδών προϊόντων από τα διυλιστήρια της χώρας άλλα και της πραγματοποίησης εισαγωγών πετρελαιοειδών προϊόντων από κράτη-μέλη της Ε.Ε. και από τρίτες χώρες, με εξαίρεση τα πρατήρια εκείνα που έχουν αποκλειστική συνεργασία με εταιρεία εμπορίας, με βασικό σκοπό την εναρμόνιση της εθνικής νομοθεσίας με το Κοινοτικό Δίκαιο.

## **Δ) Μηχανισμός Εμπορίας αερίων του θερμοκηπίου**

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. Το Εθνικό Κέντρο Περιβάλλοντος και Αειφόρου Ανάπτυξης διαχειρίζεται το Εθνικό Μητρώο Εμπορίας Εκπομπών για την παρακολούθηση της εμπορίας εκπομπών. Τέλος η ΚΥΑ 36028/1604/2006 ενέκρινε το 1<sup>ο</sup> Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εμπορίας Εκπομπών. Στο Παράρτημα του εγκεκριμένου Εθνικού Σχεδίου Κατανομής Δικαιωμάτων Εμπορίας Εκπομπών (ΕΣΚΔΕ) αερίων θερμοκηπίου της περιόδου 2005-2007 παρατίθενται οι υπόχρεες εγκαταστάσεις (Κ.Υ.Α αριθμ. 36028/1604/01-09-06. ΦΕΚ 1216/Β/06) ενώ σύντομα ολοκληρώνεται και η δημόσια διαβούλευση για το ΕΣΚΔΕ της περιόδου 2008-2012.

## **Ε) Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας**

Στην κατεύθυνση των περιβαλλοντικών δεσμεύσεων σε Ευρωπαϊκό επίπεδο, προωθείται η ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές με την Οδηγία 2001/77/ΕΚ για την "προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας".

Με το σκοπό αυτό, ψηφίστηκε τον Ιούνιο του 2006, ο ν.3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε και ΣΗΘΥΑ και λοιπές διατάξεις» (ΦΕΚ 27.06.2006). Με το νέο νόμο οργανώνεται και συστηματοποιείται το νομοθετικό πλαίσιο αδειοδότησης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε και ΣΗΘΥΑ και εισάγονται ρυθμίσεις για την απλοποίηση και επιτάχυνση σε σημαντικό βαθμό της διαδικασίας αδειοδότησης των έργων αυτών.

Με το νόμο αυτό ενσωματώθηκε για πρώτη φορά η περιβαλλοντική διάσταση της υλοποίησης έργων Α.Π.Ε 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. Παράλληλα, παρέχονται αυξημένες τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι οποίες φθάνουν έως και τα 500 € ανά παραγόμενη MWh για τα φωτοβολταϊκά συστήματα στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, ισχύος έως 100kW.

### **Στ) Εξοικονόμηση Ενέργειας**

Η προώθηση μέτρων και προγραμμάτων Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΕΞΕ) και Ορθολογικής Χρήσης της Ενέργειας (ΟΧΕ) είναι θέμα μεγάλης προτεραιότητας της Ευρωπαϊκής και της Ελληνικής ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής.

Με την υιοθέτηση των Ευρωπαϊκών Οδηγιών τέθηκε το νομικό πλαίσιο για την έκδοση υπουργικών αποφάσεων για την ενεργειακή σήμανση στην Ελλάδα, καθώς και για την αναμενόμενη πιστοποίηση της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων. Εξάλλου, έχει υιοθετηθεί πλήθος μέτρων για τις μεταφορές, με την ολοκλήρωση του Ν.3423/05 για τα βιοκαύσιμα, την ανανέωση των παλαιών ιδιωτικής χρήσεως αυτοκινήτων, και τη βελτίωση των προδιαγραφών των οδικών δικτύων και των μέσων μαζικής μεταφοράς.

Η εξοικονόμηση ενέργειας 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, [Έκθεση Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού Ελλάδα, 2007].

## **2.4. Οικονομικά Εργαλεία Χρηματοδότησης Ενεργειακών Επενδύσεων**

Κύρια οικονομικά εργαλεία υποστήριξης ενεργειακών επενδύσεων απετέλεσαν το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας (ΕΠΕ), ο Αναπτυξιακός Νόμος 2601/1998, το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ανταγωνιστικότητας (ΕΠΑΝ) και ο νέος Αναπτυξιακός Νόμος 3299/2004. Αποτέλεσμα του συνδυασμού του ευνοϊκού νομικού πλαισίου, των μέτρων χρηματοδότησης και του σημαντικού δυναμικού των Α.Π.Ε που υπάρχει στην χώρα, ήταν να παρουσιαστεί κατά την τελευταία δεκαετία ένα έντονο ενδιαφέρον για επενδύσεις παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε.

Η πρώτη σημαντική ώθηση για τις επενδύσεις στον τομέα αυτό δόθηκε από το ΕΠΕ του Υπουργείου Ανάπτυξης (1994–1999), ενώ χρηματοδοτικό εργαλείο απετέλεσε και ο Αναπτυξιακός Νόμος 2601/98, με τον οποίο συνδέεται η οικονομική υποστήριξη των επενδύσεων με τη γεωγραφική περιοχή όπου προβλέπεται να υλοποιηθούν προκειμένου να προωθηθεί η ευρύτερη ανάπτυξη της περιφέρειας.

Πέραν της επιδότησης κεφαλαίου μέσω των Επιχειρησιακών Προγραμμάτων του Υπουργείου Ανάπτυξης και του Αναπτυξιακού νόμου, ο νόμος 3468/2006 για τις Α.Π.Ε και την ΣΗΘΥΑ προσφέρει εγγυημένες τιμές αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τις Α.Π.Ε..

## ○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΕΞΩΤΕΡΙΚΕΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

### 3.1. Εισαγωγή

Ανθρώπινες δραστηριότητες όπως η ενεργειακή μετατροπή, οι μεταφορές, οι βιομηχανίες και η γεωργία προκαλούν ουσιαστικές επιπτώσεις, τόσο περιβαλλοντικές όσο και στον ανθρώπινο οργανισμό, οι οποίες ποικίλλουν ανάλογα με που πραγματοποιείται η συγκεκριμένη δραστηριότητα καθώς και τον τύπο της δραστηριότητας. Οι προκαλούμενες συνέπειες δεν είναι στο μεγαλύτερο μέρος τους ενσωματωμένες στο σύστημα τιμολόγησης. Χρησιμοποιώντας μια έννοια που υιοθετείται από την οικονομία της ευημερίας, η περιβαλλοντική πολιτική καλεί αυτές τις επιπτώσεις εξωτερικότητες ή εξωτερικά κόστη. Από τις κοινωνικές αρχές της ευημερίας, η πολιτική πρέπει να στοχεύσει στο να εξασφαλίσει ότι οι τιμές απεικονίζουν τα συνολικά κόστη μιας δραστηριότητας, ενσωματώνοντας το κόστος των ζημιών που προκαλούνται με τη χρησιμοποίηση φόρων, επιχορηγήσεων, ή άλλων οικονομικών εργαλείων. Η εσωτερικοποίηση των εξωτερικών δαπανών προορίζεται ως μία στρατηγική εξισορρόπησης της κοινωνικής και περιβαλλοντικής διάστασης με την αμιγώς οικονομική, οδηγώντας αναλόγως σε μεγαλύτερη περιβαλλοντική βιωσιμότητα. Το γεγονός αυτό αποτελεί ένα ξεκάθαρο στόχο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, όπως εκφράζεται στο 5<sup>ο</sup> και 6<sup>ο</sup> πρόγραμμα πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Επιτροπής καθώς και στο πρωτόκολλο του Göteborg του 2001, [<http://www.externe.info/>]

### 3.2. Εξωτερικές οικονομίες

Μία εξωτερική οικονομία προκύπτει όταν η δραστηριότητα μιας επιχείρησης ή ενός ατόμου επιδρά θετικά ή αρνητικά στην ευημερία μιας άλλης επιχείρησης ή κοινωνικής ομάδας, χωρίς η τελευταία να πληρώνει για το όφελος που της αποδίδεται ή να αποζημιώνεται για τη ζημιά που υφίσταται, αντίστοιχα. Στην περίπτωση κατά την οποία οι ενέργειες μιας επιχείρησης ή ενός ατόμου φέρουν, χωρίς αποζημίωση, οφέλη σε άλλους τότε καλούνται θετικές εξωτερικές οικονομίες ή θετικές εξωτερικότητες (externalities). Αντίθετα, αν οι ενέργειες αυτές επηρεάζουν δυσμενώς μια άλλη ομάδα ατόμων καλούνται αρνητικές εξωτερικότητες.

Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα αρνητικής εξωτερικής οικονομίας αποτελούν οι επιπτώσεις της ατμοσφαιρικής ρύπανσης, οι οποίες επιφέρουν σημαντική οικονομική επιβάρυνση σε ομάδες πληθυσμού, προκαλώντας αύξηση στις δαπάνες περίθαλψης λόγω της εκδήλωσης επιπρόσθετων προβλημάτων υγείας ή μειώνοντας σημαντικά την αγροτική παραγωγή. Με το ενδεικτικό παράδειγμα της ατμοσφαιρικής ρύπανσης γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι το κόστος το οποίο διαχέεται στην κοινωνία δεν ενσωματώνεται στο κόστος παραγωγής των προϊόντων που είναι υπεύθυνα για τη ρύπανση με αποτέλεσμα να μην επηρεάζει τις τιμές αγοράς καθώς επίσης και τις αποφάσεις των καταναλωτών. Αποτελεί επομένως ένα εξωτερικό κόστος και η ύπαρξη του αποτελεί μία αστοχία της αγοράς που οδηγεί στη μη ορθολογική κατανομή των πόρων.

Αντίστοιχα, χαρακτηριστικό παράδειγμα θετικής εξωτερικής οικονομίας αποτελούν οι ενέργειες ή δράσεις οι οποίες πραγματοποιούνται από μία επιχείρηση ή έναν οργανισμό με άμεση συνέπεια την αύξηση της ευημερίας ή της ασφάλειας των πολιτών χωρίς οι τελευταίοι να συμμετέχουν στο κόστος υλοποίησης των δράσεων αυτών. Το όφελος που απολαμβάνουν δωρεάν οι πολίτες αποτελεί ένα εξωτερικό όφελος και υποδηλώνει επίσης μία αστοχία της αγοράς και μία μη ορθολογική κατανομή των πόρων.

Στο σημείο αυτό είναι σημαντικό να επισημανθεί ότι οι εξωτερικές οικονομίες διακρίνονται σε:

- Περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες, οι οποίες οφείλονται σε μεταβολές της ποιότητας του φυσικού περιβάλλοντος και της διαθεσιμότητας των φυσικών πόρων.
- Μη περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες, οι οποίες οφείλονται σε μεταβολές στην κατάσταση άλλων αγαθών ή υπηρεσιών που επηρεάζουν την ανθρώπινη ευημερία, όπως για παράδειγμα η δημιουργία θέσεων εργασίας, η ασφάλεια των πολιτών, η ασφάλεια της ενεργειακής τροφοδοσίας κλπ.

Αρχική αφορμή για τον υπολογισμό των εξωτερικών οικονομιών αποτέλεσε η ανησυχία της διεθνούς κοινότητας για τους κινδύνους που απορρέουν από τη συνεχή υποβάθμιση της ποιότητας του περιβάλλοντος. Είναι ξεκάθαρο, από πλήθος θεωρητικών προσεγγίσεων και εμπειρικών ερευνών, ότι η αστοχία του μηχανισμού της αγοράς να θεωρήσει το περιβάλλον ως οικονομικό αγαθό και να το ενσωματώσει στις διαδικασίες λήψης αποφάσεων αποτελεί τη βασική αιτία της υποβάθμισής του. Αντίστροφα, ο υπολογισμός του εξωτερικού κόστους των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και η ενσωμάτωσή του στο σχεδιασμό και τη διαδικασία λήψης αποφάσεων δύναται να συμβάλει σημαντικά στην προστασία του περιβάλλοντος, καθώς οι παραγωγοί και καταναλωτές ωθούνται στην επιλογή καθαρότερων προϊόντων και τεχνολογιών.

Στο πλαίσιο αυτό, πολιτική προτεραιότητα και αντικείμενο μελέτης ερευνητικών προσπαθειών έχει αποτελέσει σε διεθνές επίπεδο ο ενεργειακός τομέας στον οποίο καταλογίζεται σημαντικό μερίδιο ευθύνης για την υποβάθμιση της ποιότητας της ατμόσφαιρας και το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Συγκεκριμένα, το ενδιαφέρον επικεντρώνεται κυρίως στους τομείς της ηλεκτροπαραγωγής και των μεταφορών, με έμφαση στη διαφοροποίηση εναλλακτικών καυσίμων και τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και εναλλακτικών μέσων μεταφοράς. Το εξωτερικό κόστος που υπολογίζεται ανά μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ή παραγόμενου μεταφορικού έργου, αθροιζόμενο με το αντίστοιχο ιδιωτικό κόστος συνιστά το κοινωνικό κόστος των αντίστοιχων αγαθών ή υπηρεσιών.

Η συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών ενεργειακών προϊόντων, τεχνολογιών ή υπηρεσιών στη βάση του κοινωνικού τους κόστους είναι δυνατό να οδηγήσει σε διαφορετικά συμπεράσματα ως προς την οικονομικότητα κάθε επιλογής σε σχέση με αυτά που θα προέκυπταν από τη θεώρηση του ιδιωτικού τους κόστους. Τα ήδη δημοσιευμένα αποτελέσματα από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής επιβεβαιώνουν το παραπάνω συλλογισμό.

Για την εξαγωγή ασφαλέστερων συμπερασμάτων ως προς το συνολικό κοινωνικό κόστος ενεργειακών προϊόντων, είναι απαραίτητος ο συνυπολογισμός και των μη περιβαλλοντικών εξωτερικών οικονομιών, θετικών και αρνητικών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελούν οι επιπτώσεις των ενεργειακών προϊόντων ή τεχνολογιών στα επίπεδα της απασχόλησης και στην ασφάλεια της ενεργειακής τροφοδοσίας [<http://www.externe.info/>].

### **3.3. Εξέλιξη της έρευνας για την εκτίμηση των εξωτερικών οικονομιών**

Παρόλο που οι επιπτώσεις στο φυσικό και κοινωνικό περιβάλλον από τη χρησιμοποίηση ενεργειακών πόρων για την κάλυψη ανθρωπίνων αναγκών άρχισαν να καταγράφονται από τον προηγούμενο αιώνα, μια πιο συστηματική μελέτη και προσπάθεια εκτίμησης και διαχείρισης τους ξεκίνησε μόλις κατά τη δεκαετία του 1960. Αντικείμενο των πρώτων μελετών αποτέλεσε η διερεύνηση των επιπτώσεων από τη χρήση της πυρηνικής ενέργειας, ενώ στη συνέχεια και κατά τη διάρκεια της



επόμενης δεκαετίας παρόμοιες αναλύσεις εφαρμόστηκαν και για τεχνολογίες που χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα. Ως άμεσο αποτέλεσμα προέκυψε η αναγκαιότητα για συγκριτική αξιολόγηση των ενεργειακών πόρων στη βάση μιας κοινής μετρικής μονάδας η οποία θα λαμβάνει υπόψη τόσο οικονομικά στοιχεία, όσο και τις προκαλούμενες περιβαλλοντικές επιπτώσεις αλλά και άλλες παραμέτρους οι οποίες δεν συμπεριλαμβάνονται στην τιμή τους.

Στα τέλη της δεκαετίας του '70 και ιδιαίτερα κατά τη δεκαετία του '80, αρχίζει μία πιο εντατική προσπάθεια για την αποτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και τον υπολογισμό του εξωτερικού κόστους ή οφέλους από την παραγωγή και χρήση της ενέργειας. Αντικείμενο των πρώτων μελετών αποτέλεσε η εκτίμηση του εξωτερικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής για δύο βασικούς λόγους : α) του μεγάλου ποσοστού συμμετοχής του τομέα στο σύνολο των αέριων εκπομπών και β) της ύπαρξης πολλών διαφορετικών ενεργειακών μορφών και τεχνολογιών, και με τελικό στόχο την διαπίστωση του κατά πόσο διαφοροποιείται το κοινωνικό κόστος κάθε τεχνολογίας από το ύψος των περιβαλλοντικών εξωτερικών οικονομικών.

Η δημοσίευση των εργασιών του Hohmeyer (1988) στην Ευρώπη και Ottinger et al (1990) στη Βόρεια Αμερική ανέδειξε για πρώτη φορά στις πραγματικές του διαστάσεις το πρόβλημα των εξωτερικών οικονομικών της ηλεκτροπαραγωγής και την αναγκαιότητα μίας λεπτομερέστερης αποτίμησης τους. Η μεθοδολογία η οποία χρησιμοποιήθηκε σε αυτές τις μελέτες είναι μία μακροσκοπική (top-down) ανάλυση κατά την οποία αναλύονται συγκεντρωτικά στοιχεία ρύπων και επιπτώσεων για το σύνολο της οικονομίας, εκτιμάται το κόστος αυτών των επιπτώσεων και στη συνέχεια το κόστος αυτό επιμερίζεται ανά δραστηριότητα και μονάδα.

Στις αρχές της δεκαετίας του '90 αρχίζουν συντονισμένες ερευνητικές προσπάθειες στο επίπεδο της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), γνωστές ως Πρόγραμμα ExternE, το οποίο αναπτύχθηκε μέσα από το πρόγραμμα R&D Joule II, με στόχο την ανάπτυξη ενός συνεπούς μεθοδολογικού πλαισίου και τον υπολογισμό συγκριτικών τιμών εξωτερικού κόστους για όλες τις τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής σε όλες τις χώρες της ΕΕ. Από το 1993 έως το 1995 παρέμεινε σε ερευνητικό επίπεδο συνδέοντας περισσότερα από 40 ευρωπαϊκά ινστιτούτα από 9 χώρες. Παρόμοια προσπάθεια ξεκίνησε και το Τμήμα Ενέργειας των Η.Π.Α. με αποτέλεσμα τα δυο αυτά ερευνητικά προγράμματα να αποτελούν τις σημαντικότερες και λεπτομερέστερες προσεγγίσεις του προβλήματος των περιβαλλοντικών εξωτερικών οικονομικών της ηλεκτροπαραγωγής και, παρά τις υπάρχουσες αβεβαιότητες, να παρέχουν ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο υπολογισμού τους. [<http://www.externe.info/>]

### **3.4. Οικονομική αποτίμηση περιβαλλοντικών αγαθών**

Η οικονομική αποτίμηση αποτελεί αδιαμφισβήτητο το δυσκολότερο στάδιο υπολογισμού των περιβαλλοντικών εξωτερικών οικονομικών, καθώς η περιβαλλοντική υποβάθμιση επιδρά κυρίως σε μη εμπορεύσιμα αγαθά όπως η δημόσια υγεία, η ποιότητα των φυσικών οικοσυστημάτων, κλπ. Η αναγκαιότητα οικονομικής αποτίμησης έχει να κάνει με το γεγονός ότι για τα περιβαλλοντικά αγαθά δεν υφίστανται τυπικά οι αντίστοιχες αγορές και άρα οι άμεσα ποσοτικοποιημένες και χρηματικά εκφρασμένες ατομικές προτιμήσεις. Η απουσία τιμών οδηγεί σε υψηλά επίπεδα παραγωγής προϊόντων και κατανάλωσης φυσικών πόρων που έχουν δυσμενείς επιπτώσεις στο περιβάλλον, δηλαδή σε επίπεδα που απέχουν από το άριστο σημείο που θα υποδείκνυε ο μηχανισμός της αγοράς αν συμπεριελάμβανε και την αξία των περιβαλλοντικών αγαθών. Έτσι, θεωρείται ότι οι ανθρώπινες προτιμήσεις για την κατάσταση των αγαθών αυτών μπορούν να εκφραστούν και να μεταφραστούν σε χρηματικούς όρους με σχετική αξιοπιστία μέσω κατάλληλων μεθόδων.

Οι μέθοδοι αυτές έχουν τη βάση τους στη νεοκλασική οικονομική θεωρία της ευημερίας (welfare economics) και έχουν αναπτυχθεί σχετικά πρόσφατα συνιστώντας ένα νέο κλάδο της οικονομικής επιστήμης, την οικονομική του περιβάλλοντος (environmental economics). Οι μέθοδοι οικονομικής αποτίμησης χωρίζονται σε άμεσες και έμμεσες, [Pearce and Turner, 1990]. Η βασική ιδέα των άμεσων μεθόδων στοχεύει στην προσομοίωση αγορών μη εμπορεύσιμων αγαθών με βάση πιθανά ενδεχόμενα απέναντι στα οποία τοποθετούνται σε ατομική βάση μέλη της κοινωνίας προσδιορίζοντας πόσο είναι διατεθειμένα να πληρώσουν (Willingness to Pay) για να αποφύγουν μια επιβάρυνση, ή πόσο είναι πρόθυμα να αποζημιωθούν για να αποδεχθούν (Willingness to Accept) την επιβάρυνση αυτή. Η κλασικότερη των μεθόδων αυτών η οποία έχει χρησιμοποιηθεί επανειλημμένα για την οικονομική αποτίμηση διαφόρων μη αγοραίων αγαθών είναι η προσέγγιση της εξαρτημένης αξιολόγησης (Contingent Valuation Method) η οποία στηρίζεται σε έρευνες κοινής γνώμης μέσω κατάλληλα σχεδιασμένων ερωτηματολογίων. Αντίθετα, οι έμμεσες τεχνικές στοχεύουν στη συσχέτιση της μεταβολής της κατάστασης ή διαθεσιμότητας ενός μη εμπορεύσιμου αγαθού με τη μεταβολή της αξίας αγαθών που εντάσσονται στο μηχανισμό της αγοράς. Από τη συσχέτιση αυτή συνάγεται η αξία του μη εμπορεύσιμου αγαθού εκφρασμένη σε χρηματικές μονάδες. Οι πιο σημαντικές τεχνικές της κατηγορίας αυτής είναι η ανάλυση κόστους ταξιδιού (Travel Cost Method) και η προσέγγιση αγοράς ωφελίμων χαρακτηριστικών (Hedonic Price Method) οι οποίες έχουν χρησιμοποιηθεί εκτεταμένα για την αποτίμηση περιβαλλοντικών αγαθών.

### **3.5. Αξιοποίηση εξωτερικών οικονομιών στη διαμόρφωση πολιτικών**

Σε επίπεδο πολιτικής όλα τα πρόσφατα επίσημα κείμενα αρχών και στρατηγικής της ΕΕ, όπως η Συνθήκη του Άμστερνταμ, η Στρατηγική Βιώσιμης Ανάπτυξης του Γκέτεμποργκ, το 6<sup>ο</sup> Πρόγραμμα Δράσης για το Περιβάλλον (2002-2012) επισημαίνουν την ανάγκη διόρθωσης των τιμών' ως απαραίτητο μέσο για την εξισορρόπηση της κοινωνικής και περιβαλλοντικής διάστασης με την οικονομική συνιστώσα της ανάπτυξης. Ειδικότερα, τα αποτελέσματα του Προγράμματος ExternE αξιοποιούνται ευρύτατα στην αξιολόγηση και διαμόρφωση πολιτικών και την έκδοση Οδηγιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, ιδιαίτερα αυτών που αναφέρονται στην ποιότητα της ατμόσφαιρας. Ενδεικτικά αναφέρονται οι Οδηγίες που έλαβαν υπόψη εκτιμήσεις εξωτερικού κόστους, με αναφορές στα σχετικά υποστηρικτικά κείμενα:

- Οδηγία 1999/30/EC για τα σωματίδια, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> και μόλυβδο, [IVM, 1997].
- Οδηγία 2000/69/EC για το μονοξείδιο του άνθρακα και το βενζένιο, [AEA Technology, 1999].
- Οδηγία 2000/76/EC για την αποτέφρωση των απορριμμάτων, [AEA Technology and others, 1997].
- Οδηγία 2001/80/EC για τις Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης, [ERM, 1997].
- Οδηγία 2002/3/EC για το όζον, [IIASA and others, 1998].
- Οδηγία 2004/107/EC για τον υδράργυρο, κάδμιο, νικέλιο, αρσενικό και πολυκυκλικούς αρωματικούς υδρογονάνθρακες, [ENTEC, 2000; AEA Technology/ TNO, 2000].

Εκτιμήσεις εξωτερικού κόστους αξιοποιήθηκαν για την αξιολόγηση της Οδηγίας 2000/76/EC για τα εθνικά ανώτατα όρια εκπομπών SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, VOC και NH<sub>3</sub> στις χώρες Ευρωπαϊκής Ένωσης για το 2010, [IIASA/AEA Technology, 1999], καθώς και για το προγενέστερο Πρωτόκολλο του Gothenburg (1999)

για τους ίδιους ρύπους, [Holland et al, 1999]. Επίσης, η διαμόρφωση της περιβαλλοντικής νομοθεσίας της ΕΕ για τα υπό ένταξη κράτη μέλη στηρίχθηκε σε Ανάλυση κόστους οφέλους στη βάση των εκτιμήσεων του ExternE, [Faircloth et al, 1999].

Τέλος, ένα άλλο παράδειγμα αξιοποίησης των αποτελεσμάτων ExternE αποτελεί η διαμόρφωση της θεματικής στρατηγικής της ΕΕ για το περιβάλλον το 2020 (Clean Air For Europe, CAFE) [COM(2005) 446], στο πλαίσιο της οποίας εξετάζονται οι μελλοντικές εκπομπές και οι επιπτώσεις στην υγεία και το περιβάλλον, καθορίζονται στόχοι για την ατμοσφαιρική ρύπανση στην ΕΕ και προτείνονται ενδεδειγμένα μέτρα για την επίτευξή τους, ενώ συνιστάται και ο εκσυγχρονισμός της ισχύουσας νομοθεσίας.

Σε εθνικό επίπεδο, αναφέρεται η διαμόρφωση εθνικής στρατηγικής για τη διασφάλιση της ποιότητας της ατμόσφαιρας στο Ηνωμένο Βασίλειο [IGCB, 1999], ενώ από τις υποστηρικτικές μελέτες επιμέρους πολιτικών που αξιοποιούν εκτιμήσεις εξωτερικού κόστους αναφέρονται ενδεικτικά:

- Οικονομική αξιολόγηση της διαχείρισης αποβλήτων PVC [AEA Technology and Metroeconomica, 2000].
- Μελέτη για τον υπολογισμό του περιβαλλοντικού κόστους των οχημάτων και εκτίμηση του ενδεχομένου ενσωμάτωσης του με τη μορφή φορολογίας [AEA Technology and others, 1999].
- Σύγκριση του περιβαλλοντικού κόστους των αυτοκινητόδρομων και των σιδηροδρομικών γραμμών στο Ηνωμένο Βασίλειο [AEA Technology/ITS, 2000].
- Ανάλυση του περιβάλλοντος, της ανταγωνιστικότητας και της υγείας [AEA Technology and Metroeconomica, 1999].

Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, η οδηγία 'Community guidelines on State aid for environmental protection' [Official Journal 2001/C 37/03] δίνει τη δυνατότητα σε κάθε χώρα μέλος να επιδοτεί μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε) και η παρεχόμενη επιδότηση υπολογίζεται με βάση το εξωτερικό κόστος το οποίο αποφεύγεται από τη λειτουργία της κάθε μονάδας. Τέλος στην οδηγία 2001/77/EC για τις Α.Π.Ε αναφέρεται ότι μέχρι το τέλος του 2005 θα έπρεπε να παραδοθεί μια έκθεση στην οποία θα παρουσιάζεται η πρόοδος στη διαδικασία ενσωμάτωσης του εξωτερικού κόστους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

## ○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΠΑΡΟΥΣΑ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

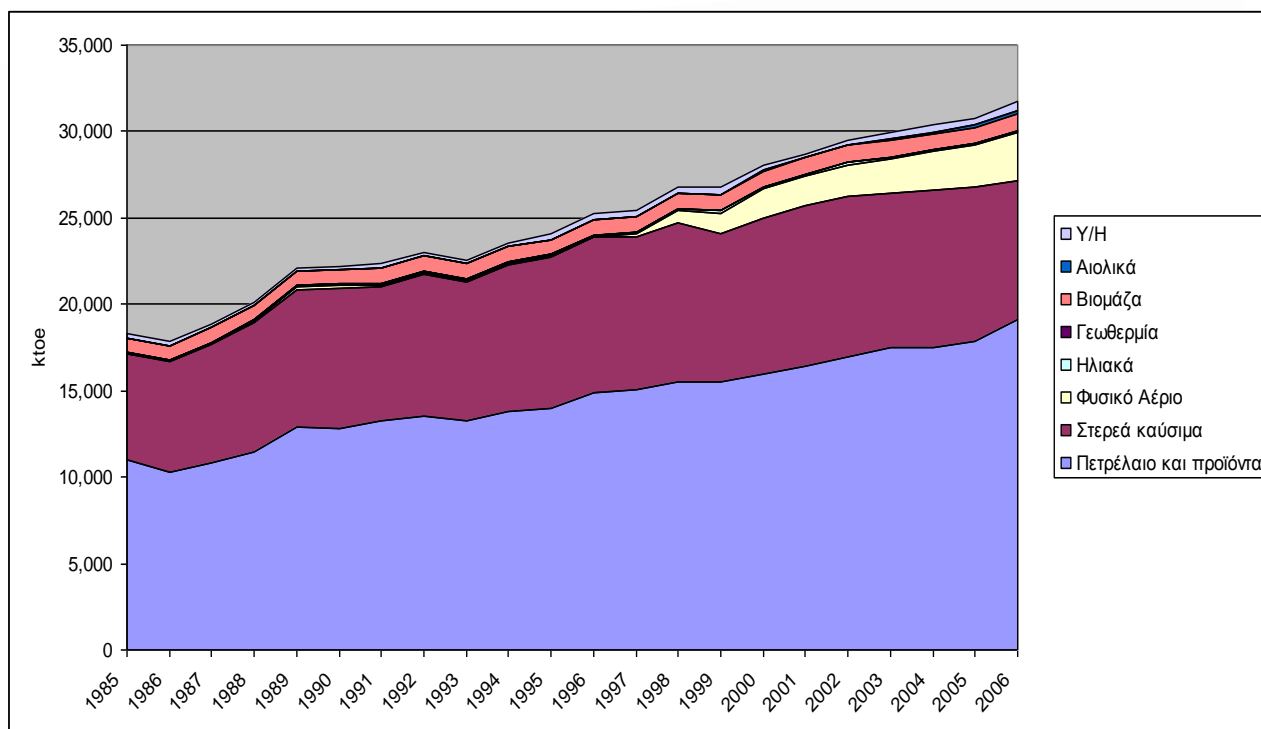
### 4.1. Γενική εικόνα

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 διαφοκίληση (diversification) της προσφοράς ενέργειας με την εισαγωγή του φυσικού αερίου.

Το 2006 η Συνολική Διάθεση Πρωτογενούς Ενέργειας (ΣΔΠΕ) στην Ελλάδα έφτασε τα 31.5 Mtoe. Πρόκειται για αύξηση κατά 40% περίπου από τα επίπεδα του 1990 όταν η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ήταν 22.2 Mtoe ενώ κατά τα έτη 1995-2006, ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης ήταν 2.7%.

Ο λιγνίτης είναι η κύρια εγχώρια πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο στην ηλεκτροπαραγωγή. Το πετρέλαιο και ο λιγνίτης καλύπτουν περίπου το 85.7% της συνολικής διάθεσης ενέργειας, η οποία παρουσιάζει μια σταθερή αύξηση τα τελευταία χρόνια. Το φυσικό αέριο πρωτοεμφανίστηκε το 1995 και οι Α.Π.Ε άρχισαν να εμφανίζονται σαν υπολογίσιμη πηγή παραγωγής ηλεκτρισμού στο τέλος της δεκαετίας του 90. Η ενεργειακή εξάρτηση της χώρας ήταν περίπου 75% το 2006, κυρίως λόγω των εισαγωγών του πετρελαίου και του φυσικού αερίου.

Τα στερεά καύσιμα (κυρίως λιγνίτης) ήταν 8 Mtoe το 1990 (36% της ΣΔΠΕ) και έφθασαν τα 8.4 Mtoe (26% της ΣΔΠΕ) το 2006. Το μερίδιο των πετρελαιοειδών αυξήθηκε ελαφρώς από 12.8 Mtoe (57.8%) το 1990, σε 19 Mtoe (60%) το 2006. Τα αέρια καύσιμα αυξήθηκαν από 0.14 Mtoe (0.6%) το 1990 σε 2.74 Mtoe το 2006 (8.7%). Το μερίδιο των Α.Π.Ε παραμένει σταθερό και γύρω στο 5% μεταξύ 1990 (1.1 Mtoe) και 2006 (1.8 Mtoe) και παρουσιάζει μικρές διακυμάνσεις ανάλογα με την χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών, [Eurostat, Γενική Γραμματεία Εθνικής Στατιστικής Υπηρεσίας Ελλάδας].



**Διάγραμμα 4.1.:** Διάθεση πρωτογενούς ενέργειας για την χρονική περίοδο 1995-2006

**Πηγή:** Eurostat, Γενική Γραμματεία Εθνικής Στατιστικής Υπηρεσίας Ελλάδας.

## 4.2. Στερεά καύσιμα

Η κύρια εγχώρια ενεργειακή πηγή είναι λιγνίτης χαμηλής θερμογόνου ικανότητας 960-1300kcal/kg, που χρησιμοποιείται σχεδόν εξολοκλήρου στην ηλεκτροπαραγωγή. Μικρές ποσότητες χρησιμοποιούνται στις βιομηχανίες μεταλλουργίας, σε εργοστάσια χειροτεχνίας, σε θερμοκήπια και για θέρμανση κατοικιών σε περιοχές κοντά στα κοιτάσματα. Η παραγωγή του λιγνίτη γίνεται από τα λιγνιτωρυχεία της ΔΕΗ, και κατά ένα μικρό ποσοστό της τάξης του 3-5% από μικρά ιδιωτικά λιγνιτωρυχεία. Εκτιμάται ότι το συνολικό ποσό των αποθεμάτων του λιγνίτη είναι της τάξης των 3200 εκατ. τόνων, 90% των οποίων βρίσκεται στη Βόρεια Ελλάδα. Μια μικρή ποσότητα γαιάνθρακα εισάγεται και χρησιμοποιείται κυρίως στην τσιμεντοβιομηχανία. Στη συνέχεια παρουσιάζεται σε πίνακα μία γενική εικόνα των λιγνιτικών αποθεμάτων της Ελλάδας σύμφωνα με εκτίμηση του 2004:

**Πίνακας 4.1.:** Λιγνιτικά αποθέματα Ελλάδας σύμφωνα με εκτίμηση του 2004.

Περιοχή Ορυχείου	Τοποθεσία	Παραγωγή 2004 (Με)	Απομένοντα Εκμεταλλεύσιμα Αποθέματα (Με)	Απομένοντα Έτη Λειτουργίας με τον Σημερινό Ρυθμό Παραγωγής
Πτολεμαΐδα (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
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>		<b>71.92</b>	<b>3 195.5</b>	<b>44</b>

**Πηγή:** ΔΕΗ, ΔΕΣΜΙΕ.

### 4.3. Πετρελαϊκά προϊόντα

Η Ελληνική πετρελαϊκή αγορά αποτελείται από τέσσερα διυλιστήρια, περίπου πενήντα εταιρείες εμπορίας και έναν μεγάλο αριθμό κέντρων λιανικής πώλησης. Το αργό πετρέλαιο είναι σχεδόν αποκλειστικά εισαγόμενο, εκτός από μικρές ποσότητες που παράγονται στις πετρελαιοπηγές της βόρειας Ελλάδας. 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 της τάξης των 20 εκατομμυρίων μετρικούς τόνους το χρόνο ενώ η συνολική ποσότητα αργού που διυλίζεται στην Ελλάδα είναι γύρω στα 18-20 εκατομμύρια μετρικοί τόνοι το χρόνο.

Το 2006 τα πετρελαϊκά προϊόντα ήταν 19 Μtoe, ποσότητα που αντιστοιχεί στο 60% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης, η οποία είναι σχεδόν 100% εισαγόμενη. Το ίδιο περίπου ποσοστό με το 1990.

Στην τελική κατανάλωση τα πετρελαιοειδή ήταν 14.7 Μtoe το 2006 που αποτελεί το 68.5% και παραμένει στα ίδια επίπεδα με το 1990 (69%). Το υψηλό ποσοστό των πετρελαιοειδών στο Ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο οφείλεται τόσο στη χρήση πετρελαιοειδών στις μεταφορές όσο και στο γεγονός ότι το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά έχει σαν κύριο καύσιμο τα πετρελαϊκά προϊόντα.

Η Ελλάδα εισάγει πετρέλαιο από τη Μέση Ανατολή και σε δεύτερο επίπεδο από τις χώρες της πρώην Σοβιετικής Ένωσης. Ένα μικρό κοιτάσμα πετρελαίου στη Βόρεια Ελλάδα δίνει το 0.6% περίπου της ζήτησης πετρελαιοειδών στην Ελλάδα, [Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008, Eurostat, Γενική Γραμματεία Εθνικής Στατιστικής Υπηρεσίας Ελλάδας].

#### 4.4. 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, [ΡΑΕ, Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008].

Η ελληνική κατανάλωση φυσικού αερίου έχει αυξηθεί κατά 28% από 1.7 Mtoe το 2000 σε 3.1 Mtoe το 2006. Το φυσικό αέριο κάλυψε το 6.8% της συνολικής ελληνικής παροχής ενέργειας το 2006, και μια συντηρητική εκτίμηση είναι για μια αύξηση του μεριδίου του σε 11.7%, ή 4.1 Mtoe μέχρι το 2010, λόγω της αυξημένης ζήτησης σε όλους τους τομείς της οικονομίας, αλλά πρωταρχικά ως καύσιμο για ηλεκτροπαραγωγή. Η κύρια χρήση του φυσικού αερίου είναι στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής, όπου 1.6 Mtoe, ή 70% του ελληνικού αερίου καταναλώθηκε το 2006. Το φυσικό αέριο συνεισέφερε 0.53 Mtoe στην ελληνική συνολική τελική κατανάλωση (TFC) το 2006, μια αύξηση 26% πάνω από τα 0.42 Mtoe που συνεισέφερε το 2000. Στο βιομηχανικό τομέα, 0.45 Mtoe, ή 85% TFC, καταναλώθηκε το 2004. Οι άλλοι τομείς κατανάλωσαν 0.06 Mtoe το 2004, μια αύξηση 500% συγκρινόμενη με τα 0.01 Mtoe που καταναλώθηκαν το 2000, δείχνοντας την αυξανόμενη διείσδυση του αερίου στην ελληνική οικονομία. Ακολουθεί πίνακας που παρουσιάζει σύμφωνα με στοιχεία της ΕΠΑ τις πωλήσεις φυσικού αερίου στους διάφορους τομείς κατανάλωσης το διάστημα 1997-2006. Η ζήτηση αερίου αυξήθηκε κατά μέσο όρο 10,6% το χρόνο μεταξύ 2001 και 2006.

**Πίνακας 4.2.:** Κατανάλωση φυσικού αερίου ανά παραγωγικό τομέα

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ</b>	62	489	997	1439	1432	1506	1669	1809	1812	2175
<b>ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ</b>	86	291	410	439	366	385	446	477	537	526
<b>ΕΤΑΙΡΙΕΣ ΠΑΡΟΧΗΣ ΑΕΡΙΟΥ</b>		11	13	28	75	116	159	215	304	400
<b>ΕΙΔΙΚΟΙ ΕΜΠΟΡΙΚΟΙ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ</b>					9	14	14	12	16	16
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	148	791	1420	1906	1882	2021	2288	2513	2669	3117

**Πηγή:** ΕΣΥΕ.

Η εγχώρια παραγωγή από την περιοχή της Καβάλας στο Αιγαίο ήταν 0.03 Mtoe ανά έτος το 2003, καλύπτοντας περίπου 1.5% των ελληνικών προμηθειών αερίου, και αναμένεται να ελαττωθεί περισσότερο.

Οι ελληνικές εισαγωγές αερίου γίνονται μέσω αγωγού από τη Ρωσία (μέσω της Ουκρανίας, Μολδαβίας, Ρουμανίας και Βουλγαρίας), καλύπτοντας το 80% της ζήτησης εισαγωγής, και ως LNG (υγροποιημένο φυσικό αέριο) από την Αλγερία, καλύπτοντας το 20% της ζήτησης εισαγωγής, και σήμερα αναμένεται ότι, μέχρι το 2007, οι απαιτήσεις προμήθειας αερίου στην Ελλάδα θα ανέλθουν πέραν του συνδυασμένου όγκου των υφισταμένων συμβάσεων εισαγωγών. Για να βοηθηθεί η διαφοροποίηση των πηγών εισαγωγών, ένας νέος αγωγός θα κατασκευαστεί συνδέοντας τη Βόρεια Ελλάδα με την Τουρκία, [Ενεργειακές πολιτικές των χωρών του ΔΟΕ, Ελλάς, 2006].

Οι συμβάσεις εισαγωγών έχουν υπογραφεί με τη Ρωσική Gazexport, την Αλγερινή Sonatrach, και την Τουρκική Botas. Οι όγκοι των συμβάσεων είναι κάπως ελαστικοί, σε βάση take-or-pay για συγκεκριμένο εύρος εισαγόμενης ποσότητας. Η σύμβαση με τη Ρωσική Gazexport ισχύει μέχρι το 2016 και καλύπτει μέχρι 2.8 bcm το χρόνο, προς ένα συντελεστή φορτίου 80%, ενώ η σύμβαση με την Αλγερινή Sonatrach ισχύει μέχρι το 2020 και καλύπτει 0.51 ως 0.68 bcm το χρόνο. Η σύμβαση με την Botas θα ισχύσει για 15 χρόνια από το άνοιγμα του αγωγού, και καλύπτει εισαγωγές από 0.25 ως 0.75 bcm το χρόνο. Συνολικά οι συμβάσεις αυτές δίνουν στη ΔΕΠΑ ένα συμβατικό όγκο 4.23 bcm ανά έτος, [Ενεργειακές πολιτικές των χωρών του ΔΟΕ, Ελλάς, 2006].

Υπάρχει μια σύνδεση αγωγού με τη Ρωσία μέσω της Βουλγαρίας, και αέριο που προέρχεται από τη Ρωσία εισέρχεται στο σύστημα μέσω ενός αγωγού 28 ιντσών που διασχίζει τα Ελληνο-Βουλγαρικά σύνορα και έπειτα συνδέεται με ένα αγωγό κατεύθυνσης Β-Ν μήκους 512 χιλ. Ο κύριος αγωγός υψηλής πίεσης έπειτα μεταφέρει το φυσικό αέριο στην περιοχή της Αττικής. Μια σύνδεση αγωγού με την Τουρκία προγραμματίζεται να λειτουργήσει μέχρι το τέλος του 2006. Μια σύνδεση αγωγού με την Ιταλία, ο ελληνοϊταλικός αγωγός (IGI), είναι στα προχωρημένα στάδια των μελετών του έργου, και αναμένεται να καταστεί λειτουργική μέχρι το τέλος του 2010, μετά την υπογραφή μιας ελληνοϊταλικής κυβερνητικής συμφωνίας επί αυτού του έργου στο τέλος του 2005. Η κατασκευή αναμένεται να αρχίσει το 2008 από μια κοινοπραξία, στην οποία συμμετέχει η ΔΕΠΑ, και η οποία έχει την ευθύνη για την κατασκευή του τμήματος στην ανοικτή θάλασσα, ενώ η ΔΕΠΑ αναλαμβάνει αποκλειστική ευθύνη για το τμήμα επί της ξηράς. Ο συνολικός όγκος εισαγωγών στην Ελλάδα διατηρείται στα 4.3 bcm το χρόνο. Μετά την είσοδο στην παραγωγή έργων που σήμερα είναι υπό κατασκευή, αυτός αναμένεται να αυξηθεί στα 9.3 bcm από το 2007, και περισσότερα σχέδια επέκτασης θα αυξήσουν τον όγκο εισαγωγών στα 20.5 bcm το χρόνο, περιλαμβανομένου ενός δυναμικού 8 bcm το χρόνο, που αναμένονται να διέρχονται από την Ελλάδα για να παραδίδονται στην Ιταλία από την Τουρκία. Ο όγκος εισαγωγών το 2007 αναμένεται να είναι τρεις φορές μεγαλύτερος από τον αναμενόμενο όγκο ζήτησης στην Ελλάδα, [Ενεργειακές πολιτικές των χωρών του ΔΟΕ, Ελλάς, 2006].

Το φυσικό αέριο αναμένεται να παρουσιάσει μεγάλη διείσδυση, τόσο στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής όσο και στην τελική κατανάλωση ενώ παράλληλα θα συνεισφέρει στη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής με την αντικατάσταση λιγνίτη και πετρελαίου, και στον τομέα της κατανάλωσης υποκαθιστώντας πετρελαϊκά προϊόντα και ηλεκτρική ενέργεια, [ΡΑΕ, Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008]



## 4.5. 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 συστήματα των νησιών από αυτόνομες πετρελαϊκές μονάδες και πρόσφατα από αιολικά πάρκα, λόγω του κόστους της διασύνδεσης. Το μεγαλύτερο ποσοστό της 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 και κατά συνέπεια το μεγαλύτερο ποσοστό ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από αυτούς, [Δ.Ε.Η.].

Στον πίνακα που ακολουθεί δίνεται μία συνολική εικόνα της εγκατεστημένης ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας, σύμφωνα με στοιχεία του 2006 :

**Πίνακας 4.3.:** Ανάλυση Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (MW).

Καύσιμο	Σύνολο (net MW) Αποδιδόμενης Ισχύος	Σύνολο ( MW) Εγκατεστημένης Ισχύος	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Κρήτη	Ρόδος	ΑΣΠ
Αιολικά	745	745	537	130	15	63
Βιομάζα	24	24	23,6	0,4		
Υδροηλεκτρικά	3124,6	3125	3124	0,6		
Φυσικό Αέριο	2449	2523	2523			
Πετρέλαιο	2181	2346	750	730	234	632
Λιγνίτης	4808	5288	5288			
<b>Σύνολο</b>	<b>13331,6</b>	<b>14051</b>	<b>12245,6</b>	<b>861</b>	<b>249</b>	<b>695</b>

**Πηγή:** ΕΣΥΕ, Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008.

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 αύξησης 3.5% περίπου.

**Πίνακας 4.4.:** Ανάλυση Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (GWh).

Καύσιμο	Σύνολο Καθαρής Παραγωγής(GWh)	Σύνολο Μικτής Παραγωγής(GWh)	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Κρήτη	Ρόδος	ΑΣΠ
Αιολικά	1688.0	1691.0	1193.0	335.0	24.3	139.0
Βιομάζα	92.0	92.0	92.0	0.48	-	-
Υδροηλεκτρικά	6745.0	6774.0	6774.0	0.2	-	-
Φυσικό Αέριο	10124.3	10452.8	10452.8	-	-	-
Πετρέλαιο	8042.0	8572.0	3500.0	2569.0	706.0	1797.0
Λιγνίτης	29165.0	32501.0	32501.0	-	-	-
<b>Σύνολο</b>	<b>55856.3</b>	<b>60082.8</b>	<b>54512.8</b>	<b>2904.7</b>	<b>730.3</b>	<b>1936.0</b>

**Πηγή:** ΕΣΥΕ, Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008.

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 που ήταν 11 TWh το 2006. Το υπόλοιπο της ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από την χρήση πετρελαιοειδών, από τα υδροηλεκτρικά, την πρόσφατη ανάπτυξη αιολικών πάρκων, ενώ επίσης πρόσφατα, υπάρχει και ένα αυξημένο ποσοστό εισαγωγών

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα παρουσίασε ταχύρυθμη αύξηση από το 1990, η οποία προέρχεται κυρίως 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 3η 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. Κατανάλωσε 17.5 TWh το 2006 (πλησιάζοντας τις 17.7 TWh του τριτογενούς τομέα), σε σύγκριση με 5.6 TWh το 1990 παρουσιάζοντας μέσο ρυθμό αύξησης 7.7% το χρόνο και 215% συνολική αύξηση, [Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008].

Στο ακόλουθο πίνακα δίνονται διαχρονικά στοιχεία για την κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος ανά τομέα :

**Πίνακας 4.5.:** Εξέλιξη κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Τομέας	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Σύνολο</b>	28.5	34.1	43.2	44.5	46.6	48.6	49.7	50.8	53
Βιομηχανία	12.1	12.1	13.5	13.8	14.1	14.2	14.0	14.4	15.1
Εμπορικά και Δημόσια Κτίρια	5.6	8.4	12.3	13.2	14.0	15.0	15.9	16.5	17.5
Οικιακός	9.1	11.5	14.2	14.5	15.8	16.4	16.9	16.9	17.7
Αγροτικός	1.6	2.0	2.9	2.8	2.5	2.8	2.8	2.9	2.6
Μεταφορές	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1

**Πηγή:** ΕΣΥΕ, Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008.

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 τον Ιούλιο μήνα. 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.

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 ανεπτυγμένο ενώ παράλληλα, έχει διασυνδέσεις με όλες τις γειτονικές χώρες. Παρόλα αυτά το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι ομοιόμορφα κατανομημένο με το 68% της ηλεκτροπαραγωγής να βρίσκεται στα κοιτάσματα λιγνίτη της Βόρειας Ελλάδας, ενώ το 33% της κατανάλωσης είναι στην περιοχή της Αττικής.

Το νησιωτικό σύστημα αφορά 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, 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, γεγονός το οποίο ερμηνεύεται από την 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. (Με την Απόφαση της ΡΑΕ Υπ' αριθμ. 588/2008 ο καθορισμός του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το έτος 2008 ανέρχεται σε 151,76€/MWh) . Η ενεργειακή πολιτική για τα νησιά είναι να γίνει προσπάθεια να διασυνδεθούν όποτε αυτό είναι δυνατόν.

[ΡΑΕ, Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008].

#### **4.6. Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας**

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

Οι πρώτες μονάδες συμπαραγωγής εγκαταστάθηκαν σε μεγάλες ελληνικές βιομηχανίες, στις αρχές της δεκαετίας του '70, ενώ σήμερα, λειτουργούν μονάδες συμπαραγωγής, σε βιομηχανίες ζάχαρης και χάρτου, διυλιστήρια πετρελαίου και κλωστοϋφαντουργίες. 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. Το σύνολο της εγκαταστημένης ηλεκτρικής ισχύος των μονάδων βιομηχανικής συμπαραγωγής, είναι σήμερα περίπου 232 MWe και αποτελεί το 1,6% της συνολικής εγκαταστημένης ισχύος στη χώρα, ενώ η ολική ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τις μονάδες, εκτός από τους σταθμούς της ΔΕΗ είναι περίπου 800 GWh, [Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008].

## **4.7. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας**

### **4.7.1. Η ανάπτυξη των Α.Π.Ε στην Ελλάδα**

Η συνεισφορά των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ή αλλιώς Α.Π.Ε στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο ήταν της τάξης του 5,3% 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 Α.Π.Ε το 2006 ήταν 1,8 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, 146 ktoe (6%) από την παραγωγή των αιολικών, 109 ktoe (7%) από την παραγωγή των θερμικών ηλιακών συστημάτων, 11 ktoe από την γεωθερμία και 36 ktoe από το βιοαέριο, κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, [ΚΑΠΕ, ΕΣΥΕ, Eurostat].

### **4.7.2. Εξέλιξη θεσμικού πλαισίου ανανεώσιμων πηγών ενέργειας**

Στο σημείο αυτό επιχειρείται μία συνοπτική παρουσίαση της εξέλιξης του θεσμικού πλαισίου των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα. Απαρχή της εισόδου των Α.Π.Ε. στη χώρα αποτέλεσε ο Ν.1559/1985 "Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις" στα πλαίσια του οποίου η Δ.Ε.Η. εγκατέστησε 24 MW και οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης περιορίστηκαν στο ελάχιστο επίπεδο των 3 MW μέχρι το 1995 ενώ, ο ιδιωτικός τομέας παρέμεινε εκτός.

Στη συνέχεια, με τον Ν.2244/1994 "Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις" έγινε το πρώτο βήμα για την ουσιαστική ανάπτυξη των Α.Π.Ε. Ο νόμος καθόριζε για το διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας σταθερές τιμές πώλησης ανανεώσιμης ενέργειας σε επίπεδο ίσο με το 90% του γενικού τιμολογίου στη μέση τάση και υποχρέωση της Δ.Ε.Η. για αγορά του. Σε απολογιστική βάση το σκέλος ισχύος προσαύξανε την τιμή ενέργειας κατά μικρό ποσοστό τάξης 6,5%, με συνέπεια κατά το 2006 η τιμή αυτή να αντιστοιχεί σε 0,07287 Ευρώ/κιλοβατώρα. Στα νησιά που δεν ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα η τιμολόγηση βασιζόταν στο 90% του τιμολογίου γενικής χρήσης (χαμηλή τάση) και κατά το ίδιο έτος αντιστοιχούσε σε 0,08458 Ευρώ/κιλοβατώρα, ενώ δεν προβλεπόταν αποζημίωση του σκέλους ισχύος.

Ακολούθησε ο Ν.2773/1999 για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ο οποίος διατήρησε το ευνοϊκό τιμολογιακό καθεστώς των Α.Π.Ε. δίνοντας έμφαση και στο θέμα της προτεραιότητας πρόσβασης στο δίκτυο και ο Ν. 2941/2001 "Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. 'ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ' και άλλες διατάξεις", ο οποίος αντιμετώπισε το θέμα εγκατάστασης Α.Π.Ε. σε δάση και δασικές εκτάσεις ενώ παράλληλα κάλυψε κενά του νομοθετικού ιστού και αντιμετώπισε στοιχεία παθογένειας του αδειοδοτικού καθεστώτος.

Έπειτα, ο Ν.3175/2003 καθιέρωσε για πρώτη φορά συνεκτικό σύνολο κανόνων για την ορθολογική χρήση της γεωθερμικής ενέργειας ως μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που συνεισφέρει στη βιώσιμη ανάπτυξη, ενώ περιέλαβε δράσεις για την εισαγωγή συντομευμένων και απλουστευμένων διαδικασιών σχετικά με τις απαλλοτριώσεις που είναι αναγκαίες για την ενίσχυση και επέκταση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να εξυπηρετηθεί η ανάπτυξη των Α.Π.Ε..

Ακολούθησε ο Ν. 3468/2006 "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις" που ρυθμίζει τα σχετικά με τις Α.Π.Ε. θέματα έως τον Απρίλιο του 2010 με κύριους άξονες τους ακόλουθους:

- Θεσμοθέτηση του εθνικού στόχου για τη συμμετοχή της ηλεκτροπαραγωγής με χρήση Α.Π.Ε. το έτος 2010 σε ποσοστό 20,1% και το 2020 σε 29% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης.
- Εισαγωγή τομών σχετικά με την αδειοδότηση με τη νομοθετική επιβολή αποκλειστικών προθεσμιών, την παροχή υποστήριξης και κατευθύνσεων στις αδειοδοτούσες υπηρεσίες και την εισαγωγή καθεστώτος αυστηρής παρακολούθησης των κατόχων αδειών παραγωγής.
- Διαφοροποίηση του προηγούμενου ενιαίου τιμολογιακού καθεστώτος, κυρίως επ' ωφελεία των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Οι τιμές του νόμου αναπροσαρμόζονται ετησίως με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης στη βάση του σταθμικού μέσου όρου των αυξήσεων των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. Α.Ε., ενώ μετά την πλήρη απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η αναπροσαρμογή θα γίνεται στο 80% του δείκτη τιμών καταναλωτή.

Στα τέλη Μαΐου του 2010 ψηφίστηκε νέος νόμος που καθορίζει τις Α.Π.Ε. με τίτλο: 'Επιτάχυνση της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής'. Σύμφωνα με το νόμο καθορίζονται οι τιμές πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας όπως παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί:

**Πίνακας 4.6.:** Τιμές πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. έτσι όπως αυτές προβλέπονται στο πρόσφατο σχέδιο νόμου.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	Τιμές ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος >50kW	87,84	99,44
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος έως 50kW	250	
Φωτοβολταϊκά έως 10 kW <sub>peak</sub> στον οικιακό τομέα και σε μικρές επιχειρήσεις	550	
Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ έως 15MW <sub>e</sub>	87,84	
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής	264,84	
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο	284,84	
Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας	150	
Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας	99,44	
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ < 1MW	200	

Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ από 1- 5 MW	175	
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 5MW	150	
Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια με εγκατεστημένη ισχύ έως 2 MW	120	
Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 2 MW	99,44	
Βιοαέριο που προέρχεται από βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ έως και 1 MW	220	
Βιοαέριο προερχόμενο από βιομάζα(κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 1 MW	200	
Σ.Η.Θ.Υ.Α.	87,84*ΣΡ	99,44*ΣΡ
Λοιπές Α.Π.Ε.	87,84	99,44

Ενώ οι εθνικοί στόχοι για τις Α.Π.Ε., με βάση την Οδηγία 2009/28/ΕΚ (ΕΕΛ, 140/2009), καθορίζονται μέχρι το έτος 2020 ως εξής:

α) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%.

β) Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%. Με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής που εκδίδεται μέσα σε τρεις (3) μήνες από τη δημοσίευση του παρόντος, καθορίζεται η επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και η κατανομή της στον χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε. Η απόφαση αυτή αναθεωρείται ανά διετία ή και νωρίτερα, εάν συντρέχουν σημαντικοί λόγοι που σχετίζονται με την επίτευξη των στόχων της Οδηγίας 2009/28/ΕΚ.

γ) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη σε ποσοστό τουλάχιστον 20%.

δ) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές σε ποσοστό τουλάχιστον 10%»

## 4.8. Βασικά χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος των χωρών της Ευρώπης

Στο σημείο αυτό αξίζει να γίνει μια συνοπτική και σύντομη παρουσίαση των βασικών χαρακτηριστικών του ηλεκτρικού συστήματος των χωρών της Ευρώπης και πιο συγκεκριμένα την παρουσίαση σε ποσοστιαία αναλογία των διαφορετικών μεθόδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

**Βέλγιο:** η πυρηνική ενέργεια αποτελεί το 55% της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2006, ενώ αντιστοιχεί μόλις στο 36% της εγκατεστημένης ισχύος. Χαρακτηριστική είναι και η προσπάθεια αντικατάστασης των ανθρακικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από αντίστοιχες μονάδες φυσικού αερίου, οι οποίες αυξήθηκαν από το 12% στο 30% της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής.

**Βουλγαρία:** η ηλεκτροπαραγωγή της χώρας έχει σημειώσει αύξηση κατά 18% από το 1991 εξαιτίας των δομικών οικονομικών αλλαγών που προέκυψαν μετά την πτώση της Σοβιετικής Ένωσης. Οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας το 2006 έφτασαν το 19% της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής, ενώ η αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής προέκυψε από καλύτερη εκμετάλλευση των υδάτινων πόρων και προώθηση της πυρηνικής ενέργειας.

**Τσεχία:** η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται κατά 90% από λιγνιτικές, λιθανθρακικές και πυρηνικές μονάδες σύμφωνα με στοιχεία του 2006. Ομοίως με αντίστοιχες περιπτώσεις χωρών της ευρύτερης περιοχής, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασε σημαντική αύξηση της τάξης του 40% σε σχέση με τα αντίστοιχα μεγέθη του 1991, με κύριο συντελεστή της αύξησης την πυρηνική ενέργεια και την σταδιακή ανάπτυξη των υδροηλεκτρικών μονάδων, των αιολικών και την αξιοποίηση της βιομάζας.

**Δανία:** κατά την διάρκεια των τελευταίων 10-15 ετών σημειώθηκε μεταβολή του μίγματος της ηλεκτροπαραγωγής καθώς υπήρξε δυναμική είσοδος των εγκαταστάσεων αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας και αυτών του φυσικού αερίου. Ενδεικτική είναι η μείωση της συμμετοχής των ανθρακικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από 92% το 1991 σε μόλις 54% το 2006. Σημαντική πρόοδος έχει σημειωθεί και στην αξιοποίηση της βιομάζας η οποία αντικαθιστά σε μεγάλο βαθμό την ηλεκτροπαραγωγή από πετρελαϊκά προϊόντα.

**Γερμανία:** η ηλεκτροπαραγωγής της χώρας βασίζεται κυρίως στις λιθανθρακικές-λιγνιτικές μονάδες και στις πυρηνικές μονάδες. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας έχει σημειώσει σημαντική αύξηση όπως σε όλες τις ευρωπαϊκές χώρες αλλά σε μικρότερο βαθμό. Την περίοδο από το 1991 έως το 2006, σημειώθηκε αύξηση σε σημαντικό βαθμό των αιολικών μονάδων, των μονάδων φυσικού αερίου και βιομάζας, ενώ σε μικρότερο βαθμό των φωτοβολταϊκών και της βιομάζας. Οι πυρηνικές μονάδες και τα υδροηλεκτρικά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

**Εσθονία:** η ηλεκτροπαραγωγή της χώρας έχει σημειώσει αύξηση από το 1991 εξαιτίας των δομικών οικονομικών αλλαγών που προέκυψαν μετά την πτώση της Σοβιετικής Ένωσης. Το ενεργειακό σύστημα της χώρας χαρακτηρίζεται σε σημαντικό βαθμό από το λιγνίτη και τα πετρελαϊκά προϊόντα.

**Ιρλανδία:** κατά την περίοδο 1991-2006 η εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς αυξήθηκε κατά 69%, προερχόμενη κυρίως από την ανάπτυξη στο τομέα του φυσικού αερίου και στα αιολικά, τα υδροηλεκτρικά παρέμειναν αμετάβλητα ενώ οι ανθρακικές και οι πετρελαϊκές μονάδες σημείωσαν μικρή μεταβολή.



**Ισπανία:** η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας διπλασιάστηκε από το 1991 ενώ η εγκαταστημένη ηλεκτρική ισχύς αυξήθηκε κατά 80%. Η ηλεκτροπαραγωγή προέρχεται από ισομερή αξιοποίηση της πυρηνικής, υδροηλεκτρικής, της αιολικής ενέργειας καθώς και της εκμετάλλευσης της ενέργειας του φυσικού αερίου και του άνθρακα.

**Γαλλία:** οι πυρηνικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής παρέχουν το 78% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ οι υδροηλεκτρικές και οι ανθρακικές μονάδες έχουν αξιόλογο ρόλο στην εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή. Οι μονάδες αξιοποίησης βιομάζας καθώς και τα αιολικά αποτελούν μόλις το 1,2% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής.

**Ιταλία:** το ενεργειακό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής έχει μεταβληθεί κατά τα τελευταία χρόνια λόγω της εισόδου μονάδων βιομάζας, αιολικών και γεωθερμικών. Η σημαντικότερη μεταβολή είναι αυτή της αντικατάστασης ηλεκτροπαραγωγής από πετρελαϊκά προϊόντα από μονάδες φυσικού αερίου. Ενώ η συνολική εγκαταστημένη ηλεκτρική ισχύς αυξήθηκε κατά 54 % από το 1991 έως το 2006.

**Κύπρος:** Η ηλεκτροπαραγωγή προέρχεται σχεδόν στο σύνολο της από πετρελαϊκά προϊόντα ενώ η συνολική ηλεκτρική εγκαταστημένη ισχύς αυξήθηκε κατά 141% από το 1991 έως το 2006.

**Λετονία:** Το ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής βασίζεται κυρίως στο φυσικό αέριο και υδροηλεκτρικά, ενώ σημειώνεται σταδιακή μείωση της χρήσης άνθρακα και πετρελαϊκών προϊόντων παράλληλα με την αύξηση της χρήσης βιομάζας και των αιολικών.

**Λιθουανία:** Το ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής βασίζεται κυρίως στο φυσικό αέριο και στη πυρηνική ενέργεια που αντιστοιχούν στο 89% της ηλεκτροπαραγωγής για το 2006.

**Λουξεμβούργο:** Το 96% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής για το 2006 προέρχεται από μονάδες φυσικού αερίου και υδροηλεκτρικά εργοστάσια. Την μεγαλύτερη ανάπτυξη κατά την περίοδο 1991 έως 2006 σημειώθηκε στο τομέα του φυσικού αερίου ενώ τα υδροηλεκτρικά παρέμειναν αμετάβλητα παράλληλα με μία μικρή ανάπτυξη που σημειώθηκε στον τομέα της βιομάζας και των αιολικών.

**Ουγγαρία:** Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται κυρίως στην πυρηνική ενέργεια και στο φυσικό αέριο από τα οποία προέρχονται το 37% της ηλεκτρικής ενέργειας κατά το έτος 2006. Τα τελευταία χρόνια σημειώνεται υποκατάσταση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής άνθρακα και πετρελαϊκών προϊόντων από αντίστοιχες φυσικού αερίου ενώ παράλληλα σημειώθηκε αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε και κυρίως από μονάδες βιομάζας.

**Μάλτα:** Η ηλεκτροπαραγωγή στη συγκεκριμένη χώρα προέρχεται από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από μετατροπή ορυκτών καυσίμων.

**Ολλανδία:** Το ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής βασίζεται κυρίως στο φυσικό αέριο λόγω των εγχώριων αποθεμάτων. Η ηλεκτροπαραγωγή από ανθρακικές μονάδες έχει σημειώσει μείωση κατά τα τελευταία χρόνια ενώ οι μονάδες βιομάζας και αιολικών παρουσίασαν ανάπτυξη όπως και οι υπόλοιπες Α.Π.Ε σε μικρότερο βαθμό.

**Αυστρία:** Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής κυριαρχείται από τα υδροηλεκτρικά από τα οποία προέρχεται το 60 % της ηλεκτροπαραγωγής. Η ηλεκτροπαραγωγή από ανθρακικές μονάδες παραμένει σταθερή παρουσιάζοντας στροφή προς τις λιθινοαεριογενείς από τις λιγνιτικές μονάδες, ενώ παράλληλα σημειώνεται σημαντική ανάπτυξη στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα και αιολικών.

**Πολωνία:** Το 92% της ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από ανθρακικές μονάδες με το 56% να προέρχεται από λιθάνθρακα και το 36% από λιγνιτικές μονάδες. Τα υδροηλεκτρικά παραμένουν σταθερά στη πάροδο των ετών, ενώ ανάπτυξη παρατηρείται και στον τομέα του φυσικού αερίου της βιομάζας και των αιολικών.

**Πορτογαλία:** Η συνολική εγκαταστημένη ισχύς της χώρας σχεδόν διπλασιάστηκε κατά τη χρονική περίοδο 1991 με 2006. Οι βασικότερες τεχνολογικές μορφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι : το φυσικό αέριο, και οι εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης αιολικού δυναμικού, ενώ σημαντικό ρόλο έχουν και οι ανθρακικές μονάδες καθώς και τα υδροηλεκτρικά.

**Ρουμανία:** Το ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής είναι ισοσκελώς κατανομημένο με το φυσικό αέριο, τα υδροηλεκτρικά και τον άνθρακα να συμπληρώνονται από τα πυρηνικά που άρχισαν να αναπτύσσονται το 1996. Σταδιακά αναπτύσσονται τα αιολικά και η βιομάζα ως νέες μορφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

**Σλοβενία:** Το ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής βασίζεται κατά κύριο λόγο στα πυρηνικά, το λιγνίτη και τα υδροηλεκτρικά. Οι ανανεώσιμες πηγές αποτελούν το 24,5% της ηλεκτροπαραγωγής και είναι πιθανό να καλυφτεί ο στόχος του 33,6% για 2010.

**Σλοβακία:** Η ηλεκτροπαραγωγή της χώρας κυριαρχείται από τα πυρηνικά τα οποία αποτελούν το 57% του συνόλου της για το 2006. Κατά τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μείωση των ανθρακικών μονάδων παράλληλα με την αύξηση των υδροηλεκτρικών.

**Φιλανδία:** Το ενεργειακό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας είναι σταθερό κατά τη διάρκεια των τελευταίων ετών με κύρια στοιχεία τα πυρηνικά, τα ανθρακικά, τα υδροηλεκτρικά, το φυσικό και τη βιομάζα.

**Σουηδία:** Το ενεργειακό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας αποτελείται κατά 90% από πυρηνικά και υδροηλεκτρικά. Ενώ το υπόλοιπο κομμάτι συμπληρώνεται από αιολικά, ορυκτά καύσιμα και βιομάζα.

**Ηνωμένο Βασίλειο:** κατά τη διάρκεια των ετών 1991 έως 2006 παρατηρήθηκε σημαντική μείωση των ανθρακικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με παράλληλη αύξηση των μονάδων φυσικού αερίου. Η ηλεκτροπαραγωγή από πυρηνικά και υδροηλεκτρικά παρέμεναν σταθερά, ενώ η συνολική εγκαταστημένη ηλεκτρική ισχύς αυξήθηκε κατά 24%.

[Eurostat statistical book, European Commission, 2009]

**Πίνακας 4.7.:** Ποσοστιαία κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ευρωπαϊκών χωρών ανά τεχνολογική μέθοδο για το 2006.

	Ανθρακικές μονάδες	Πετρελαϊκές μονάδες	Μονάδες Φυσικού Αερίου	Πυρηνικές μονάδες	Α.Π.Ε.	Άλλες
<b>ΒΕΛΓΙΟ</b>	8,0%	1,6%	29,7%	54,5%	4,4%	1,8%
<b>ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ</b>	41,6%	0,8%	5,0%	42,5%	9,3%	0,8%
<b>ΤΣΕΧΙΑ</b>	58,9%	0,3%	4,9%	30,9%	4,2%	0,8%

<b>ΔΑΝΙΑ</b>	53,9%	3,5%	20,6%		22,0%	
<b>ΓΕΡΜΑΝΙΑ</b>	41,9%	1,5%	12,2%	26,3%	11,6%	6,5%
<b>ΕΣΘΟΝΙΑ</b>	90,3%	0,3%	8,1%		1,3%	
<b>ΙΡΛΑΝΔΙΑ</b>	29,2%	9,9%	50,6%		9,0%	1,3%
<b>ΕΛΛΑΔΑ</b>	53,1%	15,8%	17,5%		12,9%	0,7%
<b>ΙΣΠΑΝΙΑ</b>	22,3%	8,0%	30,7%	20,1%	17,5%	1,5%
<b>ΓΑΛΛΙΑ</b>	4,0%	1,2%	4,4%	78,4%	11,1%	0,9%
<b>ΙΤΑΛΙΑ</b>	14,1%	14,6%	52,3%		16,6%	2,4%
<b>ΚΥΠΡΟΣ</b>		100,0%			0,0%	
<b>ΛΕΤΟΝΙΑ</b>		0,1%	42,9%		57,0%	
<b>ΛΙΘΟΥΑΝΙΑ</b>	0,0%	2,6%	19,7%	69,3%	3,5%	4,8%
<b>ΟΥΞΕΜΒΟΥΡΓΟ</b>			74,9%		6,3%	18,8%
<b>ΟΥΓΓΑΡΙΑ</b>	19,5%	1,5%	37,0%	37,5%	4,4%	0,1%
<b>ΜΑΛΤΑ</b>		100,0%				
<b>ΟΛΛΑΝΔΙΑ</b>	24,1%	2,1%	60,4%	3,5%	9,7%	0,1%
<b>ΑΥΣΤΡΙΑ</b>	11,0%	2,6%	18,9%		62,7%	4,8%
<b>ΠΟΛΩΝΙΑ</b>	91,9%	1,5%	3,1%		2,7%	0,8%
<b>ΠΟΡΤΟΓΑΛΛΙΑ</b>	30,5%	10,7%	25,2%		32,7%	1,0%
<b>ΡΟΥΜΑΝΙΑ</b>	40,1%	2,6%	19,1%	9,0%	29,3%	
<b>ΣΛΟΒΕΝΙΑ</b>	36,0%	0,3%	2,5%	36,7%	24,5%	0,0%
<b>ΣΛΟΒΑΚΙΑ</b>	16,9%	2,3%	7,4%	57,4%	15,4%	0,5%
<b>ΦΙΛΑΝΔΙΑ</b>	27,9%	0,6%	15,8%	27,8%	27,4%	0,6%
<b>ΣΟΥΗΔΙΑ</b>	0,6%	1,2%	0,9%	46,7%	50,2%	0,4%
<b>Μ.ΒΡΕΤΑΝΙΑ</b>	37,5%	1,4%	35,9%	19,0%	4,7%	1,4%

**Πηγή:** Eurostat statistical book, European Commission, 2009.

Από τα παραπάνω στοιχεία θα μπορούσε να υπογραμμιστεί ότι η Εσθονία και η Πολωνία είναι οι χώρες που στηρίζουν το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής τους σε συντριπτικό ποσοστό σε ανθρακικές μονάδες, η Μάλτα και η Κύπρος ως νησιωτικές χώρες έχουν παραγωγή ηλεκτρικού που προέρχεται αποκλειστικά από πετρελαϊκά προϊόντα, ενώ το Λουξεμβούργο και η Ολλανδία παρουσιάζουν ιδιαίτερα αυξημένα ποσοστά ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο ( της τάξης του 60-70%). Η Γαλλία βασίζει την ηλεκτροπαραγωγή της κυρίως στις πυρηνικές μονάδες (78,4%) όπως και η Λιθουανία, η Σλοβακία

και η Σουηδία σε μικρότερο βέβαια ποσοστό. Τέλος πρωτοπόροι στην παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από Α.Π.Ε είναι η Αυστρία, η Σουηδία και η Πορτογαλία.

## 4.9. Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου

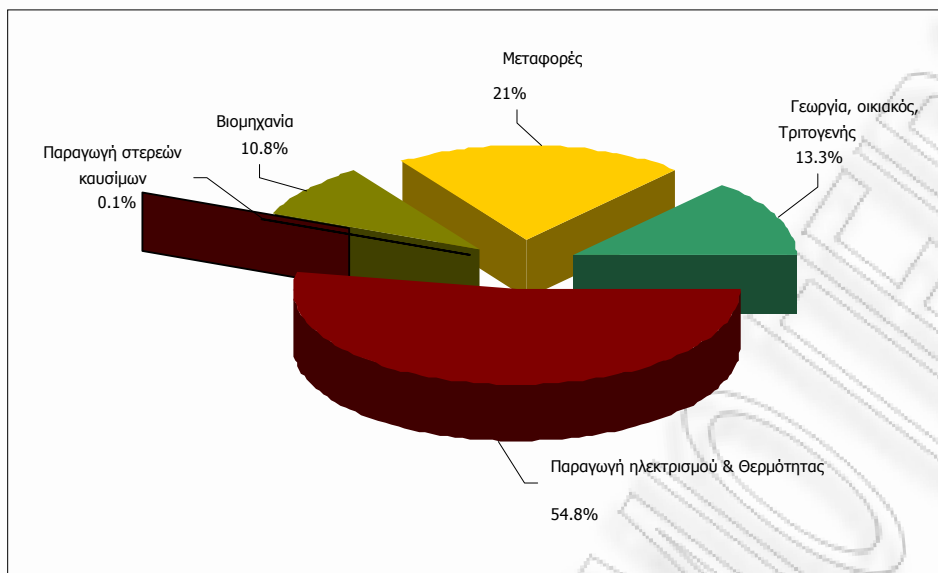
Σύμφωνα με τη πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την κλιματική αλλαγή, έχει συμφωνηθεί από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο Υπουργών το 1998, ότι οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου της Ελλάδας για το διάστημα 2008-12, επιτρέπεται να αυξηθούν κατά 25% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ο συνολικός στόχος για την Ευρωπαϊκή Ένωση είναι μείωση κατά 8% για την αντίστοιχη περίοδο, [Πρωτόκολλο του Κυότο, 2002].

Οι εκπομπές ανά μονάδα ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας της Ελλάδας είναι από τις υψηλότερες στην ΕΕ. Ο λόγος είναι η κυρίαρχη θέση του λιγνίτη και του πετρελαίου στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Οι μισές περίπου εκπομπές CO<sub>2</sub> 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) καθώς και τη διείσδυση 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 υπάρχοντων λιγνιτικών σταθμών, και η διείσδυση 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, [Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008].

Οι δραστηριότητες του ενεργειακού τομέα είναι η κυριότερη πηγή των αερίων του θερμοκηπίου και αντιστοιχούν στο 79% περίπου των εκπομπών του 2005. Οι εκπομπές ΑΘ του ενεργειακού τομέα περιλαμβάνουν 97% CO<sub>2</sub> από την καύση ορυκτών καυσίμων και 1.9% CH<sub>4</sub> από την παραγωγή, την αποθήκευση, την διανομή και την καύση ορυκτών καυσίμων. Τέλος το υποξείδιο του αζώτου αποτελεί το 3% 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 8.3%, τα απορρίμματα στο 2.4% και η χρήση διαλυτών στο 0.1%.

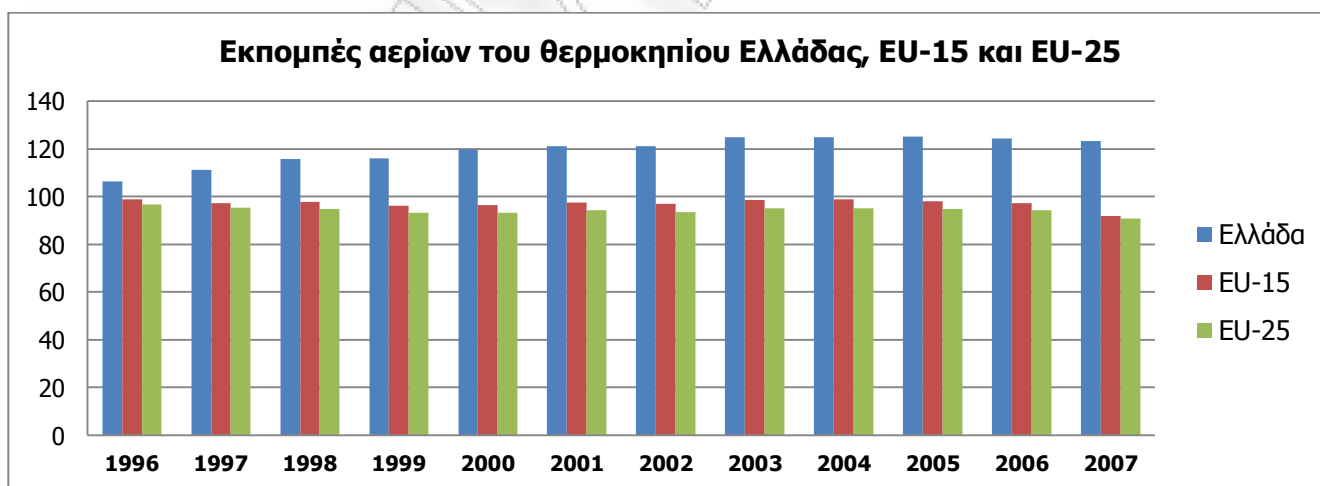
Στο σχήμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η συνεισφορά στις εκπομπές CO<sub>2</sub> διάφορων δραστηριοτήτων, που συνδέονται με την καύση ορυκτών καυσίμων. Έτσι το 54.8% προέρχεται από την ηλεκτροπαραγωγή, το 21% από τις μεταφορές, το 10.8% από τη βιομηχανία, το 13.3% από τα κτίρια και τη γεωργία. Οι περισσότερες εκπομπές από την ηλεκτροπαραγωγή προέρχονται από την καύση του λιγνίτη. Ο τομέας μεταφορών είναι επίσης μια μεγάλη συνεχώς αυξανόμενη πηγή CO<sub>2</sub>. Η καύση βενζίνης, πετρελαίου και LPG στις οδικές μεταφορές είναι οι βασικές αιτίες εκπομπών CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> από βιομηχανικές διεργασίες οφείλονται κυρίως στην παραγωγή τσιμέντου και ασβέστη, [Eurostat, ΕΣΥΕ, Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008].



**Διάγραμμα 4.2.:** Συνεισφορά στις εκπομπές CO<sub>2</sub> δραστηριοτήτων που συνδέονται με τη χρήση (καύση) ορυκτών καυσίμων για το 2005, **Πηγή:** Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008.

Τέλος στο παρακάτω ραβδοδιάγραμμα παρουσιάζονται οι συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου για την Ελλάδα, EU-15 και την EU-25 όπως αυτές μεταβάλλονται στην πορεία των ετών από το 1996 έως το 2007 με έτος βάσης το 1990 όπου οι εκπομπές θεωρούνται ίσες με 100.



**Διάγραμμα 4.3.:** Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου Ελλάδα, EU-15 και EU-25 για την χρονική περίοδο 1996 έως 2007, **Πηγή:** Eurostat.

Με βάση το διάγραμμα διαπιστώνεται η ικανοποιητική εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της Ελλάδας, η οποία καλείται να περιορίσει την αύξηση των εκπομπών της στο 25% έως το 2020 σε σχέση με το 1991 που αποτελεί έτος βάσης.

## **4.10. Προβλέψεις ενεργειακών και περιβαλλοντικών δεικτών Ελλάδας, ΕΕ-15 και ΕΕ-25 για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020**

Στο σημείο αυτό θα επιχειρηθεί να παρουσιασθούν κάποιοι βασικοί δείκτες που είναι δηλωτικοί της πορείας μίας χώρας ως προς τον ενεργειακό και περιβαλλοντικό τομέα καθώς και η αναμενόμενη εξέλιξη των τιμών τους ως το 2020 για την Ελλάδα, την ΕΕ-15 και την ΕΕ-25, έτσι όπως αυτή προέκυψε μετά από εφαρμογή του μοντέλου PRIMES για το σενάριο αναφοράς όπου εξετάζεται το πλέον πιθανό σενάριο εξελίξεων και για το σενάριο στόχων του Κγτο, κατά το οποίο έχουν ληφθεί τα απαιτούμενα μέτρα ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι του πρωτοκόλλου.

### **4.10.1. Προβλέψεις ενεργειακών δεικτών Ελλάδας, ΕΕ-15 και ΕΕ-25**

Αρχικά θα δοθούν στοιχεία για την εξέλιξη της ακαθάριστης εγχώριας ενεργειακής κατανάλωσης. Η κατανάλωση ενέργειας συνδέεται άμεσα με την ενεργειακή ένταση της χώρας, δηλαδή το βαθμό στον οποίο η ενέργεια χρησιμοποιείται αποτελεσματικά (αποδοτικά) στην παραγωγική διαδικασία. Η ενεργειακή ένταση ορίζεται ως ο λόγος της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας προς το ΑΕΠ. Χαμηλότερη ενεργειακή ένταση δηλώνει μεγαλύτερη αποτελεσματικότητα στη χρήση της ενέργειας για κάθε μονάδα παραγόμενου προϊόντος, δηλαδή το παραγόμενο προϊόν αυξάνεται ταχύτερα από την αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας. Έχοντας ορίσει την έννοια, της ενεργειακής έντασης είναι πλέον δυνατόν να κατανοήσουμε και να ερμηνεύσουμε τα αποτελέσματα των προβλέψεων εξέλιξης του GIP/GDP καθώς και του GIP/κάτοικο για την Ελλάδα όπως και για την Ευρωπαϊκή Ένωση των 15 και των 25 όπως αυτά προέκυψαν από ανάλυση με χρήση του μοντέλου PRIMES. Οι διαφορές μεταξύ χωρών μπορούν να οφείλονται σε πολλούς παράγοντες:

- στο διαφορετικό επίπεδο της οικονομικής ανάπτυξης
- σε κλιματικούς και γεωγραφικούς παράγοντες
- στη συνολική απόδοση των εγκαταστάσεων μετατροπής και διανομής ενέργειας (δηλαδή προσφοράς ενέργειας) που εξαρτάται και από την κατανομή της παραγωγής ανά ενεργειακή μορφή (π.χ. μία χώρα με πυρηνικά εργοστάσια σε σχέση με μία χώρα χωρίς πυρηνικά εργοστάσια)
- στην κατανομή των βιομηχανικών και άλλων οικονομικών δραστηριοτήτων μεταξύ ενεργοβόρων και μη ενεργοβόρων διαδικασιών (π.χ. μία χώρα με μεταλλουργικές βιομηχανίες σε σχέση με μία χώρα υπηρεσιών)
- στο βαθμό χρησιμοποίησης των ενεργειακών εξοπλισμών των καταναλωτών και τον τρόπο γενικά της ζωής τους

[Κάπρος, 2006]

**Πίνακας 4.8.:** Πρόβλεψη εξέλιξης GIP/GDP Ελλάδας, ΕΕ-15 και ΕΕ-25 για την χρονική περίοδο 2000 έως 2020 ( toe/MEuro'00 ).

<b>Πρόβλεψη εξέλιξης GIP/GDP Ελλάδας, ΕΕ-15 και ΕΕ-25 για την χρονική περίοδο</b>			
<b>2000 έως 2020 ( toe/MEuro'00 )</b>			
	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Ελλάδα</b>	235	204	162
<b>ΕΕ-15</b>	170	145,1	121,5
<b>ΕΕ-25</b>	184,7	156,1	130,6

**Πηγή:** European Commission Directorate-General for Energy and Transport, 2004.

Από τα αριθμητικά δεδομένα του παραπάνω πίνακα είναι εμφανής η ποσοτική και ποιοτική υστέρηση της Ελλάδας ως προς την αποτελεσματικότητα στη χρήση της ενέργειας για κάθε μονάδα παραγόμενου προϊόντος, δηλαδή η κατανάλωση ενέργειας αυξάνεται ταχύτερα από την αύξηση του παραγόμενου προϊόντος. Το ίδιο θα μπορούσε να ειπωθεί και για την ΕΕ-25 σε σύγκριση με την ΕΕ-15 αφού η πρώτη περιλαμβάνει λιγότερο αναπτυγμένες χώρες οι οποίες υπολείπονται ως προς την αποτελεσματική χρήση της ενέργειας.

Τα περιθώρια για περαιτέρω μείωση της ενεργειακής και ιδιαίτερα της πετρελαιικής έντασης παραμένουν σημαντικά στην Ελλάδα, καθώς η διείσδυση του φυσικού αερίου στους τελικούς καταναλωτές είναι ακόμη πολύ περιορισμένη σε σύγκριση με τα ευρωπαϊκά δεδομένα, ενώ παράλληλα το ποσοστό παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας από Α.Π.Ε παραμένει πολύ χαμηλό. Σημαντικές επίσης είναι οι προκλήσεις από τη συνεχιζόμενη αύξηση του αριθμού των μέσων μεταφοράς, ιδίως των αυτοκινήτων ιδιωτικής χρήσης, και της ζήτησης για οδικές μεταφορές και αερομεταφορές επιβατών και εμπορευμάτων.

Στην συνέχεια ακολουθεί ένας 2<sup>ος</sup> ενεργειακός δείκτης, αυτός της ακαθάριστης εγχώριας ενεργειακής κατανάλωσης ανά κάτοικο για τις τρεις γεωγραφικές περιοχές, οι οποίες αποτελούν και το αντικείμενο εξέτασης της συγκεκριμένης εργασίας, δηλαδή της Ελλάδας, της Ευρωπαϊκής Ένωσης των 15 και των 25. Πρόκειται για τον δείκτη, ο οποίος μετράει την κατανάλωση ενέργειας ανά κάτοικο. Οι διαφορές μεταξύ των χωρών οφείλονται: 1) στο διαφορετικό επίπεδο οικονομικής ανάπτυξης, 2) στα δομικά και τεχνολογικά χαρακτηριστικά του ενεργειακού συστήματος, 3) στις κλιματολογικές συνθήκες, 4) στις συνήθειες των καταναλωτών και 5) στο επίπεδο εξηλεκτρισμού του ενεργειακού συστήματος.

[Κάπρος, 2006]

**Πίνακας 4.9.:** Πρόβλεψη εξέλιξης GIP/κάτοικο Ελλάδα, ΕΕ-15 και ΕΕ-25 για την χρονική περίοδο 2000 έως 2020.

<b>Πρόβλεψη εξέλιξης GIP/κάτοικο Ελλάδα, ΕΕ-15 και ΕΕ-25 για την χρονική περίοδο 2000 έως 2020 ( toe/κάτοικο )</b>			
	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Ελλάδα</b>	2,7	3,4	3,6
<b>ΕΕ-15</b>	3,8	4,1	4,2
<b>ΕΕ-25</b>	3,6	3,9	4,1

**Πηγή:** European Commission Directorate-General for Energy and Transport, 2004.

Στο παραπάνω πίνακα παρουσιάζεται η αναμενόμενη εξέλιξη του εξεταζόμενου μεγέθους στις τρεις περιοχές ενδιαφέροντος. Η πορεία του GIP/κάτοικο αναμένεται αυξητική και πιο συγκεκριμένα με ποσοστιαία της τάξης του 11% και 14% για την EU-15 και EU-25 αντίστοιχα, ενώ για την η Ελλάδα η ποσοστιαία αύξηση αναμένεται να προσεγγίσει το 33% διαφορά η οποία ερμηνεύεται από την μεγάλη διαφορετικότητα των εξεταζόμενων περιοχών με την Ελλάδα να υστερεί σημαντικά ως προς το επίπεδο οικονομικής ανάπτυξης, τα δομικά και τεχνολογικά χαρακτηριστικά του ενεργειακού συστήματος και το επίπεδο εξηλεκτρισμού του ενεργειακού συστήματος.

#### **4.10.2. Προβλέψεις περιβαλλοντικών δεικτών για την Ελλάδα, την ΕΕ-15 και ΕΕ-25**

Ένα από τα σημαντικότερα ζητήματα σε παγκόσμιο επίπεδο είναι η περιβαλλοντική επιβάρυνση η οποία αναμένεται να έχει καταστροφικά αποτελέσματα στο μέλλον τα οποία σε μικρότερο αλλά ήδη σημαντικό βαθμό εντοπίζονται και στο σήμερα. Για το λόγο αυτό κρίνεται αναγκαία και ιδιαίτερα αξιόλογη η παρουσίαση των προβλέψεων της εξέλιξης των περιβαλλοντικών δεικτών που ποσοτικοποιούν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Πιο συγκεκριμένα παρουσιάζονται τα ακόλουθα μεγέθη : εκπομπές CO<sub>2</sub>/κάτοικο και CO<sub>2</sub>/μονάδα GDP για την Ελλάδα, την EU-15 και EU-25 για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

Το μέγεθος εκπομπές CO<sub>2</sub>/κάτοικο εξεταζόμενης περιοχής είναι ενδεικτικό της περιβαλλοντικής κατάστασης μιας περιοχής, παρέχει πληροφορίες για την άσκηση περιβαλλοντικής πολιτικής στο επίπεδο μιας χώρας αλλά και των επιμέρους κλάδων καθώς επίσης σχετίζεται με τις βασικές επιλογές καυσίμων και τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας, πχ μια χώρα με σημαντική συνεισφορά της πυρηνικής ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα έχει συγκριτικό πλεονέκτημα σε σχέση με μια άλλη που χρησιμοποιεί μια «βρώμικη» εγχώρια διαθέσιμη ενεργειακή μορφή όπως λιγνίτης στην Ελλάδα, [Κάπρος, 2006].



**Πίνακας 4.10.:** Πρόβλεψη εξέλιξης εκπομπών CO<sub>2</sub>/κάτοικο Ελλάδας, EU-15 και EU-25, ανά σενάριο, για την χρονική περίοδο 2000 έως 2020, **Πηγή:** European Commission Directorate-General for Energy and Transport, 2004.

Πρόβλεψη εξέλιξης εκπομπών CO <sub>2</sub> /κάτοικο Ελλάδας, EU-15 και EU-25, ανά σενάριο, για την χρονική περίοδο 2000 έως 2020 ( t CO <sub>2</sub> /κάτοικο )			
	2000	2010	2020
EU-15, Σενάριο Αναφοράς	8,2	8,3	8,8
EU-15, Σενάριο Στόχων Κυτο	8,2	7,9	7,8
EU-25, Σενάριο Αναφοράς	8,1	8,1	8,7
EU-25, Σενάριο Στόχων Κυτο	8,1	7,7	7,7
Ελλάδα, Σενάριο Αναφοράς	8,6	10	10,3
Ελλάδα, Σενάριο Στόχων Κυτο	8,6	8,7	8,5

**Πηγή:** European Commission Directorate-General for Energy and Transport, 2004.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ένας 2<sup>ος</sup> περιβαλλοντικός δείκτης ο οποίος μετράει το μέγεθος των εκπομπών CO<sub>2</sub> ανά μονάδα ακαθάριστης εγχώριας ενεργειακής κατανάλωσης CO<sub>2</sub>/GDP. Ο δείκτης παρέχει πληροφορίες για την άσκηση περιβαλλοντικής πολιτικής στο επίπεδο μιας χώρας αλλά και των επιμέρους κλάδων. Επιπλέον παρέχει τη δυνατότητα σύνδεσης των εκπομπών με την ενεργειακή κατανάλωση αλλά και την μέθοδο παραγωγής ενέργειας, [Κάπρος, 2006].

Στο πίνακα παρουσιάζονται οι αριθμητικές προβλέψεις για το δείκτη CO<sub>2</sub>/GDP για την Ελλάδα και την Ευρωπαϊκή Ένωση των 15 και των 25 τα οποία προέκυψαν με χρήση του μοντέλου PRIMES για δύο διαφορετικά σενάρια, το σενάριο αναφοράς και αυτό των στόχων του Κυτο .

**Πίνακας 4.11.:** Πρόβλεψη εξέλιξης εκπομπών CO<sub>2</sub>/μονάδα GDP, Ελλάδας, ΕΕ-15 και ΕΕ-25 ανά σενάριο, για την χρονική περίοδο 2000 έως 2020.

<b>Πρόβλεψη εξέλιξης εκπομπών CO<sub>2</sub>/μονάδα GDP, Ελλάδας, ΕΕ-15 και ΕΕ-25 ανά σενάριο (t CO<sub>2</sub>/κάτοικο)</b>			
	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>ΕΕ-15, Σενάριο Αναφοράς</b>	364,8	295,1	252,5
<b>ΕΕ-15, Σενάριο Στόχων Κγτο</b>	364,8	280,6	224,6
<b>ΕΕ-25, Σενάριο Αναφοράς</b>	410	328,6	279,4
<b>ΕΕ-25, Σενάριο Στόχων Κγτο</b>	410	311,5	246,3
<b>Ελλάδα, Σενάριο Αναφοράς</b>	736,8	605,6	457,9
<b>Ελλάδα, Σενάριο Στόχων Κγτο</b>	736,8	523,4	377,6

**Πηγή:** European Commission Directorate-General for Energy and Transport, 2004.

Από τα αριθμητικά δεδομένα είναι προφανές ότι η περιβαλλοντική κατάσταση ως προς τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, στην Ελλάδα σε σχέση με τα αντίστοιχα επίπεδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης των 15 και των 25 είναι περισσότερο επιβαρυνμένη, γεγονός που ερμηνεύεται σε μεγάλο βαθμό από χρήση του λιγνίτη ως βασική ενεργειακή πηγή. Η εξελικτική πορεία του δείκτη CO<sub>2</sub>/GDP παρουσιάζει πτωτική τάση, γεγονός που δικαιολογείται από την υιοθέτηση πολιτικών περιβαλλοντικά φιλικότερων οι οποίες έχουν ως στόχο τον περιορισμό των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Ειδικότερα, όσον αφορά την Ελλάδα παρουσιάζεται μείωση του CO<sub>2</sub>/GDP κατά 38% και 49% για το σενάριο αναφοράς και αυτό των στόχων του Κγτο από το 2000 έως το 2020. Για την Ευρωπαϊκή Ένωση των 15 οι αντίστοιχες ποσοστιαίες μειώσεις είναι 31% και 38%, ενώ για την Ευρωπαϊκή Ένωση των 25 είναι 32% και 40%. Η διαφοροποίηση που εντοπίζεται στις ποσοστιαίες μειώσεις ανά σενάριο οφείλεται στο γεγονός ότι κατά το σενάριο των στόχων το Κγτο λαμβάνονται όλα τα αναγκαία μέτρα και πολιτικές για την επίτευξη των δεσμεύσεων του Πρωτοκόλλου.

## ○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 2010-2020 ΕΛΛΑΔΑΣ, EU-15 ΚΑΙ EU-25

### 5.1. Παρουσίαση εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα 2010 έως 2020

Η Ελλάδα αποτελεί μια χώρα της οποίας το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της βασίζεται κατά κύριο λόγο στη εγχώρια και ιδιαιτέρως ρυπογόνο πηγή ενέργειας, το λιγνίτη. Επιπλέον, λόγω του έντονου νησιωτικού στοιχείου της Ελλάδας, τα πετρελαϊκά προϊόντα αποτελούν τη βασική πηγή παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος για το μη διασυνδεδεμένο σύστημα. Έχοντας υπόψη τα βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής καθώς και τις δυνατότητες εκμετάλλευσης τόσο του αιολικού δυναμικού, όσο και της έντονης ηλιοφάνειας που επικρατούν στην Ελλάδα, θα επιχειρηθεί να παρουσιασθούν και να αξιολογηθούν τα εναλλακτικά σενάρια διάρθρωσης της ηλεκτροπαραγωγής για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020 έτσι όπως αυτά δημοσιεύτηκαν από το Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής.

Τα συγκεκριμένα σενάρια προέρχονται από την έκθεση του Υπουργείου Ανάπτυξης με τίτλο: 'Ανάλυση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος για την περίοδο 2008-2020 εν όψει των νέων στόχων εθνικής και ευρωπαϊκής πολιτικής για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τον ενεργειακό τομέα, την διείσδυση των Α.Π.Ε και την εξοικονόμηση ενέργειας, 2008'. Τα τέσσερα εναλλακτικά σενάρια, τα αποτελέσματα των οποίων θα παρουσιασθούν αναλυτικά, έχουν προκύψει με χρήση του μοντέλου Markal ενώ παράλληλα η εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής έχει μελετηθεί επί πλέον με το μοντέλο WASP.

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας παρουσιάζονται τα αποτελέσματα τεσσάρων διαφορετικών ενεργειακών σεναρίων του ηλεκτρικού συστήματος της Ελλάδος για την χρονική περίοδο 2010-2020. Ειδικότερα αναλύονται δύο σενάρια επιτυχούς υλοποίησης των στόχων της νέας Ευρωπαϊκής Πολιτικής και ένα σενάριο αναφοράς.

Τα Σενάρια 1 και 2 αποτελούν εναλλακτικές λύσεις υλοποίησης των Εθνικών και Ευρωπαϊκών Στόχων Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Πολιτικής μέσω διαφορετικών προσεγγίσεων. Ειδικότερα στα σενάρια αυτά παρουσιάζονται εναλλακτικοί τρόποι για να υλοποιηθούν οι στόχοι ενεργειακής πολιτικής όπου οι δύο βασικές παράμετροι είναι το μείγμα των καυσίμων ηλεκτροπαραγωγής και κατά συνέπεια η ασφάλεια εφοδιασμού που σχετίζεται με την ηλεκτροπαραγωγή και το μείγμα τεχνολογιών Α.Π.Ε που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την επίτευξη του στόχου της νέας Οδηγίας των Α.Π.Ε.

Στο Σενάριο 1 επιλέγεται το πρόγραμμα αποσύρσεων-εντάξεων λιγνιτικών σταθμών της ΔΕΗ που στην ουσία αποτελεί ορθολογική χρήση του Εθνικού καυσίμου. Ως συμπληρωματικό καύσιμο για σταθμούς βάσης στο διασυνδεδεμένο σύστημα χρησιμοποιείται ο λιθάνθρακας συμπληρώνοντας τον λιγνίτη.

Στο Σενάριο 2 θεωρείται εγκατάσταση λιγνιτικών μονάδων σύμφωνα με το πρόγραμμα της ΔΕΗ αλλά εξετάζεται η εναλλακτική μη-χρήσης λιθάνθρακα σαν συμπληρωματικό καύσιμο με συνέπεια να χρησιμοποιούνται εν μέρει για φορτίο βάσης οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο.

Το Σενάριο Αναφοράς περιέχει εξελίξεις που περιέχουν τις ήδη δρομολογημένες Εθνικές Πολιτικές για τον ενεργειακό τομέα. Έτσι το Σενάριο Αναφοράς χρησιμοποιείται σαν μέτρο σύγκρισης όπου αξιολογούνται οι εναλλακτικές πολιτικές επίτευξης των στόχων στα Σενάρια 1 και 2.

Βασικές υποθέσεις του σεναρίου αναφοράς είναι ότι :

- Ο ρυθμός κατανάλωσης ενέργειας στην τελική χρήση εξελίσσεται με βάση τις ήδη δρομολογημένες πολιτικές
- Η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα θα είναι 79336 GWh το 2020 και σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς
- Η διείσδυση των Α.Π.Ε μέχρι το 2020 εξελίσσεται σύμφωνα με τις μέχρι τώρα δρομολογημένες πολιτικές.

Στο σημείο αυτό κρίνεται σκόπιμο να υπογραμμιστούν οι συγκεκριμένοι στόχοι οι οποίοι θα πρέπει να επιτευχθούν από τα μέτρα πολιτικής τα οποία θα εφαρμοστούν στον τομέα κατανάλωσης ενέργειας :

- Την επίτευξη του στόχου των Α.Π.Ε όπου θα πρέπει οι Α.Π.Ε να αποτελούν το 18 % της κατανάλωσης τελικής ενέργειας. Εκτός από το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε ο στόχος του 18 % επιτυγχάνεται μέσω της διείσδυσης των βιοκαυσίμων στις μεταφορές κατά 10 % για το 2020, καθώς επίσης και από την αυξημένη χρήση θερμικών ηλιακών συστημάτων και την χρήση αντλιών θερμότητας.
- Την επίτευξη του στόχου εξοικονόμησης ενέργειας σύμφωνα με την Οδηγία 2006/32/ΕΚ η οποία αφορά τους τομείς εκτός εμπορίας εκπομπών. Οι τομείς αυτοί θα πρέπει συνολικά να μειώσουν τις εκπομπές τους κατά 4 % σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.

Τα εναλλακτικά σενάρια υλοποίησης της νέας Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Ευρωπαϊκής Πολιτικής από την Ελλάδα, όπως αναφέρθηκε παρουσιάζουν διαφορετικούς τρόπους για την υλοποίηση των Εθνικών στόχων με κύριες παραμέτρους το μείγμα των καυσίμων ηλεκτροπαραγωγής και το μείγμα τεχνολογιών Α.Π.Ε. Τα σενάρια αυτά εμπεριέχουν όλα τις εξής παραδοχές-περιορισμούς :

- Το κόστος κτήσης δικαιωμάτων εκπομπών στις εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής και στις άλλες εγκαταστάσεις εμπορίας εκπομπών θα είναι 40 €/tn CO<sub>2</sub> μετά το 2013.
- Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από τις εγκαταστάσεις που δεν εμπίπτουν στο σύστημα εμπορίας εκπομπών θα έχουν μειωθεί το 2020 κατά -4 % σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.
- Η εξοικονόμηση ενέργειας θα εξελιχθεί σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας, που βασίζεται στην Οδηγία 2006/32/ΕΚ. Το Εθνικό ΣΔΕΑ προβλέπει 9 % εξοικονόμηση μέχρι το 2016 ως προς τον μέσο όρο των ετών 2001-2005. Για το 2020 έχει γίνει προεκβολή του στόχου.
- Η εξοικονόμηση ενέργειας στο επίπεδο της πρωτογενούς ενέργειας θα εξελιχθεί σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό στόχο του 20 % ως προς τα επίπεδα του 2005.
- Στο διασυνδεδεμένο σύστημα θα ισχύσει το Σενάριο Εξοικονόμησης Ηλεκτρικής Ενέργειας όπου προβλέπεται ζήτηση 72116 GWh για το 2020.

- Όσον αφορά στις διασυνδέσεις του Ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, θα ισχύσουν οι αναμενόμενες εξελίξεις στα γειτονικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής.
- Η διείσδυση των Α.Π.Ε στην τελική κατανάλωση θα είναι της τάξεως του 18 %.
- Η διείσδυση των Α.Π.Ε στην ηλεκτροπαραγωγή θα είναι της τάξεως του 30 %.
- Θα υλοποιηθεί το πρόγραμμα αποσύρσεων της ΔΕΗ. Επίσης θεωρείται ότι θα ενταχθούν οι λιγνιτικές μονάδες που προγραμματίζει η ΔΕΗ, καθώς και οι μονάδες της ΔΕΗ που προγραμματίζονται στο νησιωτικό σύστημα.
- Οι διεθνείς εξελίξεις θα ακολουθήσουν υψηλές τιμές πετρελαίου

Προκειμένου να διεισδύσουν οι τεχνολογίες Α.Π.Ε σύμφωνα με τα σενάρια που αξιολογήθηκαν θα απαιτηθούν έργα υποδομής που αφορούν :

1. Στην κατασκευή μεγάλου αριθμού υποσταθμών 150/20 kV προκειμένου να συνδεθούν τα Αιολικά πάρκα
2. Στην υλοποίηση έργων διασύνδεσης του διασυνδεδεμένου συστήματος με νησιωτικά συμπλέγματα όπως οι Κυκλάδες και ενδεχομένως η νήσος Μήλος σε επόμενο στάδιο.
3. Στην κατασκευή αντλητικών υδροηλεκτρικών έργων, ένα ενδεχόμενο που αν και εμπεριέχει γνωστές δυσκολίες θα πρέπει να μελετηθεί για να απορροφηθεί η απορριπτόμενη αιολική ενέργεια, που για το 2020 είναι της τάξεως των 2000 GWh.

[ Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008 ]

Ακολουθεί η παράθεση του προγράμματος εντάξεων και αποσύρσεων λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, έτσι όπως αυτό έχει ανακοινωθεί από την Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού, το οποίο λαμβάνεται υπόψη στη διαμόρφωση των σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής.

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται αναλυτικά το πρόγραμμα αποσύρσεων και εντάξεων λιγνιτικών μονάδων για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020 :

**Πίνακας 5.1.:** Πρόγραμμα αποσύρσεων και εντάξεων λιγνιτικών μονάδων για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

Μονάδα	Καθ. Ισχύς (MW)	Απόσυρση
ΑΗΣ - ΛΙΠΤΟΛ	38	Δεκ-10
Πτολεμαΐδα 1	64	
Πτολεμαΐδα 2	116	
Μεγαλόπολη 1	113	
Μεγαλόπολη 2	113	
Πτολεμαΐδα 4	274	Δεκ-11
Πτολεμαΐδα 3	116	Δεκ-12
Μεγαλόπολη 3	270	Δεκ-17
Καρδιά 1	275	Δεκ-17
Καρδιά 2	275	Δεκ-17
Μονάδα	Καθ. Ισχύς (MW)	Ένταξη
Μελίτη 2	405	4/2013
Κοζάνη - Πτολεμαΐδα	435	10/2013

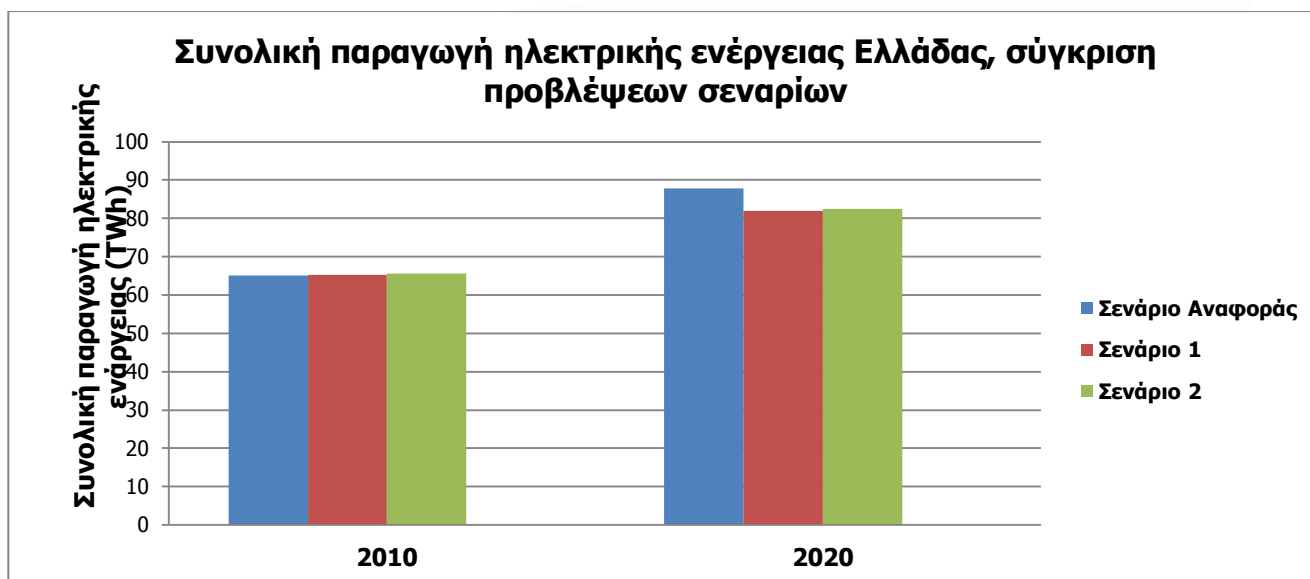
**Πηγή:** ΔΕΗ

## 5.2. Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

Έπειτα από την παρουσίαση των διαφορετικών σεναρίων διάρθρωσης του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής καθώς και των βασικών παραδοχών, θα παρουσιαστούν οι αναλυτικές αριθμητικές προβλέψεις της καθαρής παραγωγής ηλεκτρισμού της Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο και ανά σενάριο. Οι τεχνολογικές μονάδες παραγωγής του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος είναι οι ακόλουθες : 1) λιγνιτικές παλιάς τεχνολογίας, 2) λιγνιτικές νέας τεχνολογίας, 3) λιθανθρακικές, 4) πετρελαϊκές, 5) φυσικού αερίου, 6) υδροηλεκτρικές, 7) αιολικά και 8) άλλες Α.Π.Ε.

Ως άλλες Α.Π.Ε. θεωρείται ότι η συνολική παραγωγή προέρχεται κατά το ήμισυ από φωτοβολταϊκά συστήματα και από μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες τάξης ισχύος έως 10 MW.

Στο σημείο αυτό, για να δοθεί μια ξεκάθαρη εικόνα της πορείας της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020, παρατίθεται ένα συγκριτικό ραβδοδιάγραμμα των διαφορετικών σεναρίων :



**Διάγραμμα 5.1.:** Συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας Ελλάδας, σύγκριση προβλέψεων εναλλακτικών σεναρίων, χρονική περίοδος 2010 έως 2020.

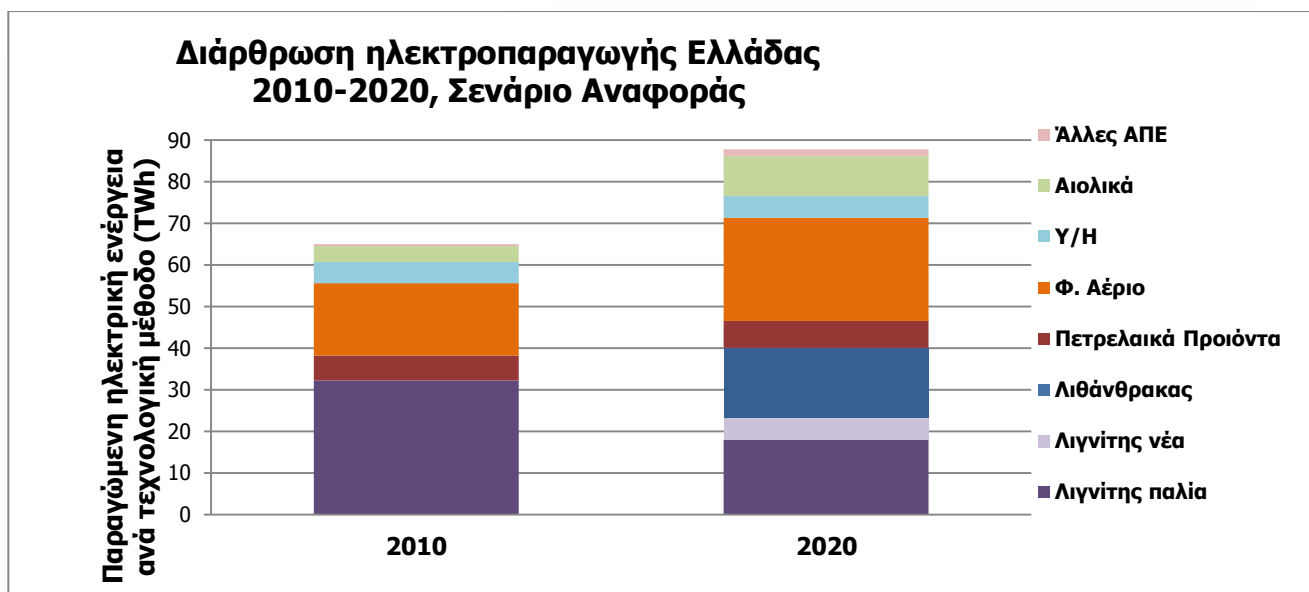
Από το διάγραμμα προκύπτει ότι ενώ αρχικά για το 2010 οι διακυμάνσεις των αριθμητικών προβλέψεων της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής είναι μικρής κλίμακας. Το 2020, που αποτελεί έτος στόχο, υπάρχει ουσιαστική διαφοροποίηση μεταξύ του σεναρίου αναφοράς και των υπολοίπων δύο σεναρίων, στα οποία υιοθετούνται πολιτικές και μέτρα με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας και την στροφή προς τις περιβαλλοντικά φιλικότερες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής. Πιο συγκεκριμένα το 2020 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς η συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή είναι της τάξης των 87.9 TWh, ενώ για τα σενάρια 1 και 2 είναι 81,9 και 82,5 αντιστοίχως. Στο παράρτημα παρατίθεται πίνακας με τα αναλυτικά αριθμητικά δεδομένα της καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020, **Πίνακας 1.:** Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρισμού Ελλάδας (TWh) ανά ενεργειακό σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

Έχοντας παρουσιάσει τα συνολικά αριθμητικά δεδομένα των διαφορετικών σεναρίων, κρίνεται σκόπιμη η αναλυτικότερη παρουσίαση των εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων.

### **5.2.1. Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας, Σενάριο Αναφοράς**

Το σενάριο αναφοράς αποτελεί την πιθανή εξέλιξη των εξεταζόμενων μεγεθών υπό την προϋπόθεση ότι δεν θα ληφθούν ιδιαίτερα μέτρα για την υλοποίηση της νέας Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Ευρωπαϊκής Πολιτικής από την Ελλάδα, καθώς επίσης αποτελεί μέτρο σύγκρισης των υπόλοιπων ενεργειακών σεναρίων.

Η διάρθρωση της προβλεπόμενης συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο δίνεται μέσω του ραβδοδιαγράμματος ώστε να ληφθεί μία πρώτη εικόνα των αναμενόμενων εξελίξεων πριν την αναλυτική τους παρουσίαση.



**Διάγραμμα 5.2.:** Διάρθρωση ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας 2010-2020, Σενάριο Αναφοράς.

Αρχικά για το 2010, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς προβλέπεται συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή ίση με 65 TWh οι οποίες κατανέμονται κατά 50% σε λιγνιτικές μονάδες παλιάς τεχνολογίας εκμεταλλεύοντας τα εγχώρια αποθέματα λιγνίτη, 27% σε μονάδες φυσικού αερίου και οι πετρελαιοϊκές μονάδες καλύπτουν τις ανάγκες ηλεκτροπαραγωγής για το μη διασυνδεδεμένο σύστημα. Για το 2010 δεν προβλέπεται λειτουργία λιγνιτικών και λιθανθρακικών μονάδων νέας τεχνολογίας αφού δεν θα έχουν ενταχθεί στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

Το 2020 αναμένεται αύξηση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής κατά 35% σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του 2010, λαμβάνοντας τιμή ίση με 87,9 TWh. Η συνολική προβλεπόμενη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή κατανέμεται κατά 21% και 6% σε λιγνιτικές μονάδες παλιάς και νέας τεχνολογίας αντίστοιχα, 28% σε μονάδες φυσικού αερίου ενώ προβλέπεται και συμμετοχή με 19% λιθανθρακικών μονάδων. Οι Α.Π.Ε., κυρίως υδροηλεκτρικές μονάδες και αιολικά, εμφανίζουν σημαντικά αυξημένη συμμετοχή στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή σε σύγκριση με το 2010. Το 2020 παρατηρείται σταθερότητα ως προς την ποσοστιαία κατανομή της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής με μοναδική εξαίρεση το ποσοστό των λιγνιτικών μονάδων παλιάς τεχνολογίας, οι οποίες αποσύρονται και υποκαθίστανται από αντίστοιχες νέας τεχνολογίας. Στο παράρτημα υπάρχει αναλυτικός πίνακας που παρουσιάζεται συγκεντρωτικά η ποσοστιαία κατανομή της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής του ελληνικού συστήματος σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς, βλέπε παράρτημα, **Πίνακας 2.:** Ποσοστιαία διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο Αναφοράς.

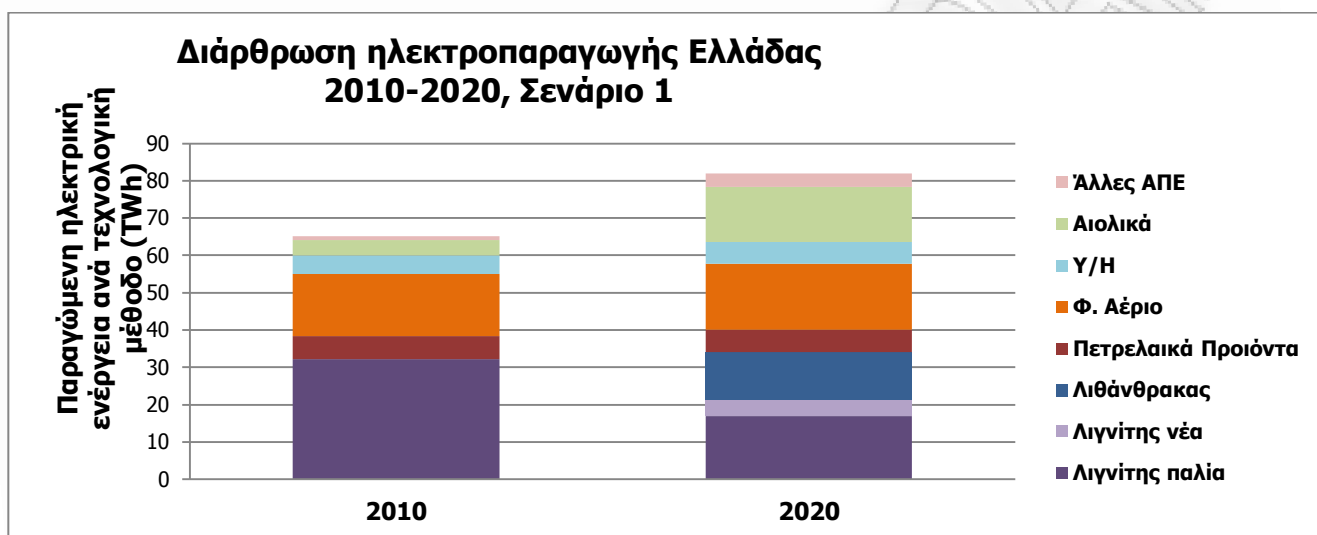
### 5.2.2. Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας, Σενάριο 1

Στο Σενάριο 1, υιοθετείται το πρόγραμμα αποσύρσεων-εντάξεων λιγνιτικών σταθμών της ΔΕΗ που στην ουσία αποτελεί ορθολογική χρήση του Εθνικού καυσίμου. Ως συμπληρωματικό καύσιμο για σταθμούς βάσης στο διασυνδεδεμένο σύστημα χρησιμοποιείται ο λιθάνθρακας συμπληρώνοντας τον λιγνίτη. Ο στόχος για τις Α.Π.Ε., όσον αφορά στην ηλεκτροπαραγωγή, επιτυγχάνεται με τον συνδυασμό των μεγάλων υδροηλεκτρικών και ενός μείγματος τεχνολογιών, όπου τα Αιολικά πάρκα στο διασυνδεδεμένο σύστημα είναι 5500 MW και 800 MW στο νησιωτικό σύστημα, τα μικρά υδροηλεκτρικά είναι 200 MW, τα Φωτοβολταϊκά Συστήματα είναι 600 MW στο διασυνδεδεμένο



σύστημα και 200 MW στο νησιωτικό και προβλέπονται επίσης 200 MW βιοαερίου και 200 MW συμπαραγωγής από βιομάζα στην βιομηχανία. Θεωρώντας ότι υπάρχει η δυνατότητα σύνδεσης της Μήλου με τις Κυκλάδες θεωρούνται εκμεταλλεύσιμα 120 MW γεωθερμίας υψηλής ενθαλπίας από την Μήλο.

Η διάρθρωση της προβλεπόμενης συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο δίνεται μέσω του ραβδοδιαγράμματος ώστε να ληφθεί μία πρώτη εικόνα των αναμενόμενων εξελίξεων πριν την αναλυτική παρουσίασή τους.



**Διάγραμμα 5.3.:** Διάρθρωση ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας 2010-2020, Σενάριο 1.

Αρχικά το 2010, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς προβλέπεται συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή ίση με 66 TWh οι οποίες κατανέμονται κατά 49% σε λιγνιτικές μονάδες παλιάς τεχνολογίας εκμεταλλεύοντας τα εγχώρια αποθέματα λιγνίτη, 25% σε μονάδες φυσικού αερίου, ενώ με χαμηλότερα ποσοστά εμφανίζονται οι πετρελαιικές μονάδες και οι Α.Π.Ε.. Για το 2010 δεν προβλέπεται η λειτουργία λιγνιτικών και λιθανθρακικών μονάδων νέας τεχνολογίας αφού δεν θα έχουν ενταχθεί στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

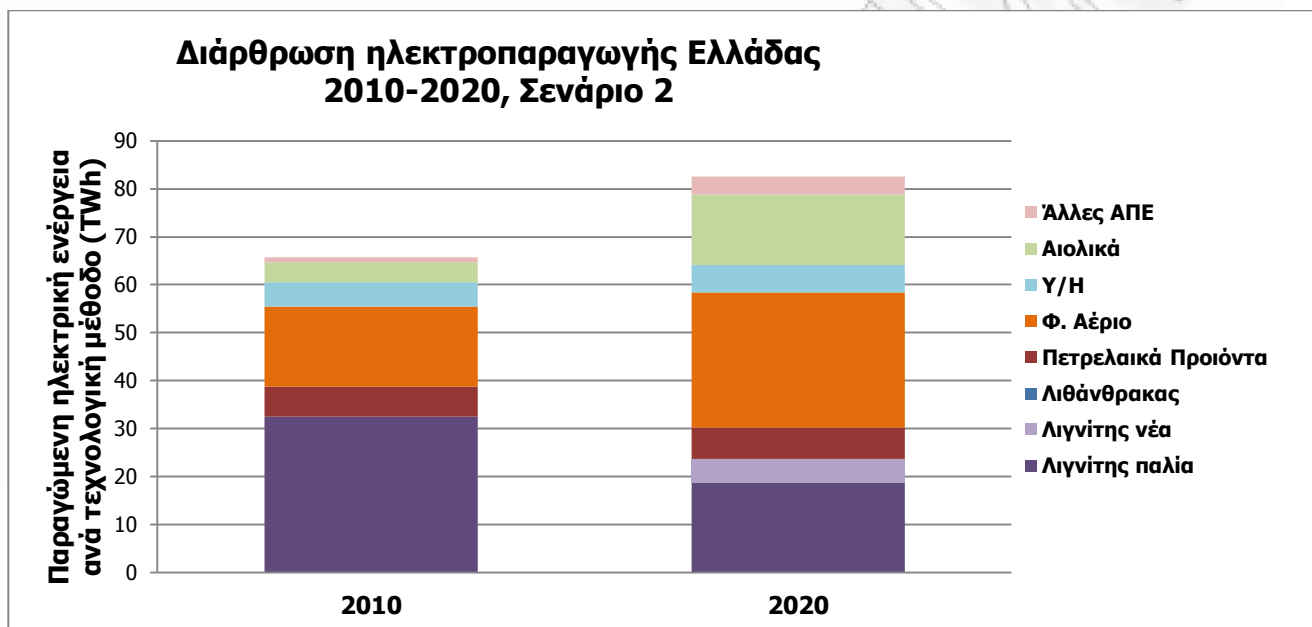
Το 2020 αναμένεται αύξηση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής κατά 26% σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του 2010, λαμβάνοντας αναμενόμενη τιμή ίση με 82,9 TWh. Η συνολική προβλεπόμενη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή εμφανίζεται ισοσκελισμένη με 27% από λιγνιτικές μονάδες παλιάς και νέας τεχνολογίας, 22% από μονάδες φυσικού αερίου, 15% από λιθανθρακικές μονάδες, και 18% από αιολικά. Το 2020 παρατηρείται μείωση της ηλεκτροπαραγωγής των παλιών λιγνιτικών μονάδων οι οποίες από 32 TWh το 2010 μειώνονται σε 17 TWh. Η παρατηρούμενη μείωση της ηλεκτροπαραγωγής ισοσκελίζεται από τη λειτουργία νέων λιθανθρακικών μονάδων. Στο παράρτημα, παρουσιάζεται πίνακας με την ποσοστιαία κατανομή της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής του ελληνικού συστήματος σύμφωνα με το σενάριο 1 για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020, **Πίνακας 3.:** Ποσοστιαία διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο 1.

### 5.2.3. Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας, Σενάριο 2

Στο Σενάριο 2 θεωρείται εγκατάσταση λιγνιτικών μονάδων σύμφωνα με το πρόγραμμα της Δ.Ε.Η. αλλά εξετάζεται η εναλλακτική μη-χρήσης λιθάνθρακα σαν συμπληρωματικό καύσιμο με συνέπεια να

χρησιμοποιούνται εν μέρει για φορτίο βάσης οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο. Έτσι μέχρι το 2020 στο διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπονται 4 GW λιγνιτικών σταθμών και 5.4 GW σταθμών συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο που πλησιάζουν τα όρια της ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο στο διασυνδεδεμένο σύστημα (5.8 GW περίπου). Το μείγμα των τεχνολογιών Α.Π.Ε στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής είναι το ίδιο με το Σενάριο 1

Η διάρθρωση της προβλεπόμενης συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο δίνεται μέσω του ραβδοδιαγράμματος ώστε να ληφθεί μία πρώτη εικόνα των αναμενόμενων εξελίξεων πριν την αναλυτική παρουσίασή τους.



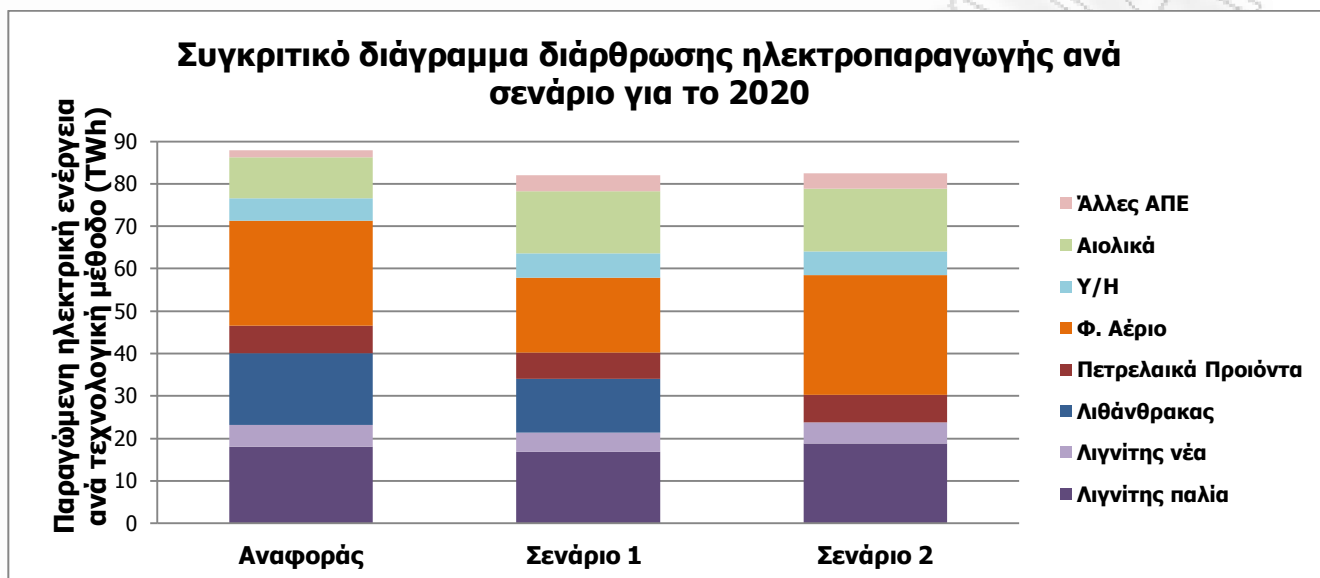
**Διάγραμμα 5.4.:** Διάρθρωση ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο 2.

Αρχικά το 2010, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς προβλέπεται συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή ίση με 65,7 TWh οι οποίες κατανέμονται κατά 49% σε λιγνιτικές μονάδες παλιάς τεχνολογίας, 25% σε μονάδες φυσικού αερίου, ενώ οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής εμφανίζονται με μικρότερα ποσοστά. Για το 2010 δεν προβλέπεται η λειτουργία λιγνιτικών μονάδων νέας τεχνολογίας αφού δεν θα έχουν ενταχθεί στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

Το 2020 αναμένεται αύξηση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής κατά 26% σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του 2010, λαμβάνοντας αναμενόμενη τιμή ίση με 82,5 TWh. Η συνολική προβλεπόμενη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή κατανέμεται κατά 29% σε λιγνιτικές μονάδες παλιάς και νέας τεχνολογίας, 34% σε μονάδες φυσικού αερίου και 18% σε αιολικά. Το 2020 παρατηρείται μείωση της ηλεκτροπαραγωγής των παλιών λιγνιτικών μονάδων σε σύγκριση με το 2010 η οποία ισοσκελίζεται από την ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων φυσικού αερίου και τις νέες λιγνιτικές μονάδες. Στο παράρτημα παρουσιάζεται πίνακας με τα ποσοστά ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο, **Πίνακας 4.:** Ποσοστιαία διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο 2.

#### 5.2.4. Σύγκριση εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων Ελλάδας με το σενάριο αναφοράς

Έπειτα από την παρουσίαση των εναλλακτικών σεναρίων του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, θα επιχειρηθεί συγκριτική παρουσίαση της προτεινόμενης διάρθρωσης της ηλεκτροπαραγωγής των διαφορετικών σεναρίων για το 2020 με τη βοήθεια του παρακάτω συγκριτικού ραβδοδιαγράμματος της διάρθρωσης της ηλεκτροπαραγωγής του 2020.



**Διάγραμμα 5.5.:** Συγκριτικό διάγραμμα διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο για το έτος 2020.

Στο Σενάριο 1, η ορθολογική χρήση του λιγνίτη με συμπλήρωμα λιθάνθρακα για τους σταθμούς βάσης του διασυνδεδεμένου συστήματος θεωρείται ότι αποτελεί μία τεχνικά καλή επιλογή λόγω της σχετικής αβεβαιότητας που υπάρχει στην αγορά φυσικού αερίου. Πιο συγκεκριμένα παρατηρείται σχετική μείωση στην ηλεκτροπαραγωγή από λιγνιτικές μονάδες σε σύγκριση με το σενάριο αναφοράς κατά 7% και 12% για τις λιγνιτικές μονάδες παλιάς και νέας τεχνολογίας αντίστοιχα. Οι λιθανθρακικές μονάδες παράγουν ηλεκτρική ενέργεια κατά 25% μειωμένη σε σχέση με τις προβλέψεις του σεναρίου αναφοράς για το 2020, ενώ οι πετρελαϊκές μονάδες εμφανίζουν αντίστοιχη μείωση 6%. Η ηλεκτροπαραγωγή από μονάδες φυσικού αερίου παρουσιάζει μείωση 29% σε σχέση με το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου αναφοράς. Οι παραπάνω παρατηρούμενες μειώσεις στην ηλεκτροπαραγωγή από συγκεκριμένες μεθόδους-καύσιμα ισοσταθμίζεται κατά ένα ποσοστό από την εξοικονόμηση ενέργειας κατά 6,7% που θα επιτευχθεί μετά από εφαρμογή συγκεκριμένων μέτρων και πολιτικών και 2<sup>ο</sup> από την αύξηση που παρατηρείται στα αιολικά πάρκα κατά 53%, στα υδροηλεκτρικά κατά 9% και από τον υπερδιπλασιασμό των υπολοίπων Α.Π.Ε..

Το Σενάριο 2 αποτελεί εναλλακτική πολιτική του Σεναρίου 1 κατά το οποίο δεν χρησιμοποιούνται λιθανθρακικές μονάδες για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Η συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή που προβλέπεται στο σενάριο 2 είναι κατά 6,7% μικρότερη από αυτήν του σεναρίου αναφοράς. Το κενό λοιπόν που προκύπτει από την μη χρήση λιθάνθρακα στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας καλύπτεται από αύξηση 14% της χρήση φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή και κατά 53% των αιολικών. Επιπλέον παρατηρείται ότι η χρησιμοποίηση του λιγνίτη στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει σε σταθερά επίπεδα με το σενάριο αναφοράς

παρουσιάζοντας αύξηση κατά 2%. Τα υδροηλεκτρικά ομοίως με το σενάριο 1 προβλέπεται να αυξηθούν την ηλεκτροπαραγωγή τους κατά 9% σε σχέση με το σενάριο αναφοράς.

### 5.3. Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής της EU-15 και της EU-25 ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010-2020

Στο σημείο αυτό θα επιχειρηθεί να παρουσιασθούν τα εναλλακτικά σενάρια για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Ευρωπαϊκής Ένωσης των 15 και των 25. Πιο συγκεκριμένα, θα παρουσιασθούν οι προβλέψεις για την εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την χρονική περίοδο 2010 έως το 2020 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς και το σενάριο των στόχων του Κυото.

Τα σενάρια προέκυψαν έπειτα από χρήση του μοντέλου PRIMES, κατά την εφαρμογή του μοντέλου ώστε να προκύψει το σενάριο αναφοράς θεωρήθηκε ότι δεν θα υπάρξει καμία αξιόλογη μεταβολή στη γενική κατάσταση που επικρατεί στην ευρωπαϊκή κοινότητα, ενώ για το σενάριο των στόχων του Κυото υιοθετούνται πολιτικές ώστε να τηρηθούν οι δεσμεύσεις του Πρωτοκόλλου του Κυото. Τα αποτελέσματα των συγκεκριμένων σεναρίων δημοσιεύτηκαν σε αναφορά της γενικής επιτροπής ενέργειας και μεταφορών της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και τα μεγέθη τα οποία παρουσιάζονται προέκυψαν έπειτα από επεξεργασία των αποτελεσμάτων και έπειτα από την αποδοχή συγκεκριμένων παραδοχών. Πιο συγκεκριμένα, οι παραδοχές αφορούν τους συντελεστές απόδοσης των διαφόρων πηγών ενέργειας και επίσης και τις ώρες μονάδων παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος.

**Πίνακας 5.2.:** Ενεργειακοί συντελεστές απόδοσης .

Συντελεστές απόδοσης	EE-15		EE-25	
	Σενάριο Αναφοράς	Σενάριο Στόχων Κyoto	Σενάριο Αναφοράς	Σενάριο Στόχων Κyoto
στερεά καύσιμα	0,33	0,32	0,33	0,3
ετρελαϊκά προϊόντα	0,34	0,34	0,34	0,34
βιομάζα	0,16	0,16	0,16	0,16

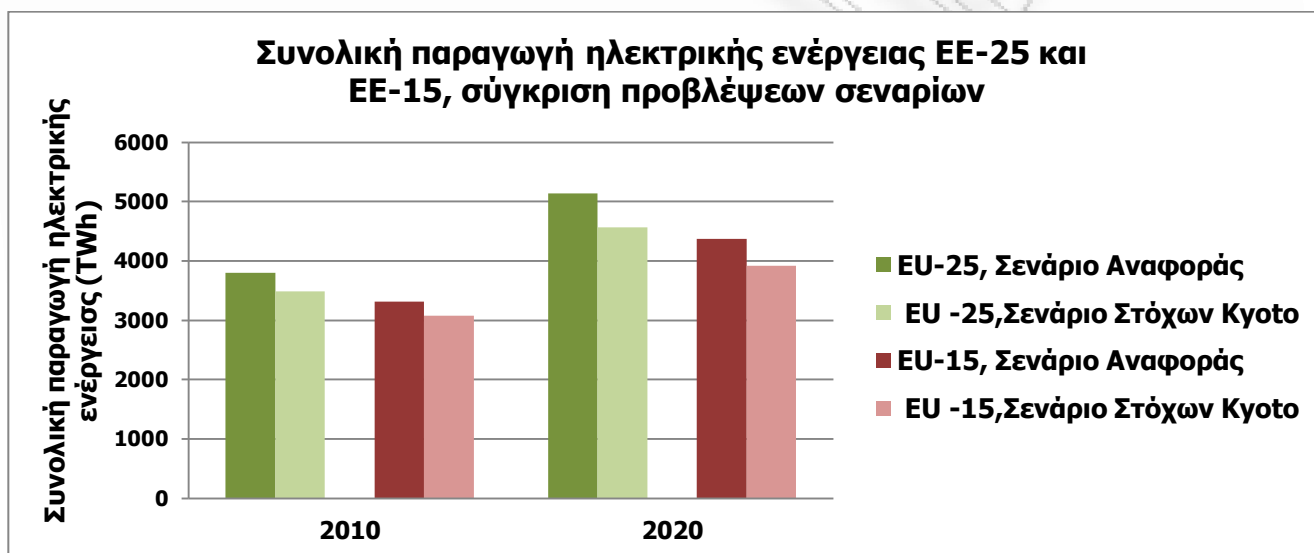
**Πίνακας 5.3.:** Ετήσια λειτουργία ανά τεχνολογική μονάδα ηλεκτροπαραγωγής (ώρες / έτος).

Ετήσια λειτουργία (ώρες / έτος)	EU-15		EU-25	
	Σενάριο Αναφοράς	Σενάριο Στόχων Κyoto	Σενάριο Αναφοράς	Σενάριο Στόχων Κyoto
υδροηλεκτρικά	3400	3400	3400	3400
αιολικά	2100	2100	2100	2100
φωτοβολταϊκά	2100	2100	2100	2100
φυσικό αέριο	7500	6500	7500	6500
φυσικό αέριο, μ.μ	7500	7000	7500	7000

Οι διαφορετικές τιμές μεταξύ των δύο ενεργειακών σεναρίων δικαιολογείται λόγω της ορθολογικότερης χρήσης της ενέργειας.

Στη συνέχεια, αφού έχει προηγηθεί η παρουσίαση των εναλλακτικών σεναρίων διάρθρωσης του ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής καθώς και των βασικών παραδοχών, στον πίνακα που ακολουθεί δίνονται οι αναλυτικές αριθμητικές προβλέψεις της καθαρής παραγωγής ηλεκτρισμού για Ευρωπαϊκή Ένωση των 15 και των 25 ανά τεχνολογική μέθοδο και ανά σενάριο. Οι τεχνολογικές μονάδες παραγωγής του ευρωπαϊκού ηλεκτρικού συστήματος είναι οι ακόλουθες : 1) λιγνιτικές, 2) λιθανθρακικές, 3) πυρηνικές, 4) πετρελαϊκές, 5) φυσικού αερίου που διακρίνονται σε συνδυασμένου κύκλου και φυσικού αερίου μικρού μεγέθους, 6) υδροηλεκτρικές, 7) βιομάζας-βιοαερίου, 8) αιολικά και 9) φωτοβολταϊκά.

Στο σημείο αυτό, για να δοθεί μια ξεκάθαρη εικόνα της πορείας της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020, παρατίθεται ένα συγκριτικό ραβδοδιάγραμμα των διαφορετικών σεναρίων τόσο για την ΕΕ-15 όσο και για την ΕΕ-25 :



**Διάγραμμα 5.6.:** Συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΕΕ-25 και ΕΕ-15, σύγκριση προβλέψεων σεναρίων.

Από το διάγραμμα προκύπτει ότι τόσο για την ΕΕ-15 όσο και για την ΕΕ-25, ενώ αρχικά για το έτος 2010 οι διακυμάνσεις των αριθμητικών προβλέψεων της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο είναι μικρής κλίμακας, το 2020, έτος στόχο, υπάρχει ουσιαστική διαφοροποίηση μεταξύ του σεναρίου αναφοράς και αυτού των στόχων του Kyoto. Στο σενάριο των στόχων του Kyoto υιοθετούνται πολιτικές και μέτρα με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας και την στροφή προς τις περιβαλλοντικά φιλικότερες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής. Πιο συγκεκριμένα για την ΕΕ-15 αναμένεται να παρατηρηθεί, 31,9% αύξηση της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής από το 2010 έως το 2020 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς και 27,6% σύμφωνα με το σενάριο Kyoto. Ομοίως για την ΕΕ-25 αναμένεται να παρατηρηθεί, 35% αύξηση της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής από το 2010 έως το 2020 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς και 31,1% σύμφωνα με το σενάριο Kyoto. Η γενική εικόνα που προκύπτει από την πρόβλεψη της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής για την Ευρωπαϊκή Ένωση είναι η γενική τάση για αύξηση της ενεργειακής ζήτησης που αποτελεί γενικότερο χαρακτηριστικό της ευρωπαϊκής τάσης για βελτίωση του βιοτικού επιπέδου.

### 5.3.1. Διάρθρωση ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς και το σενάριο στόχων του Κγτο

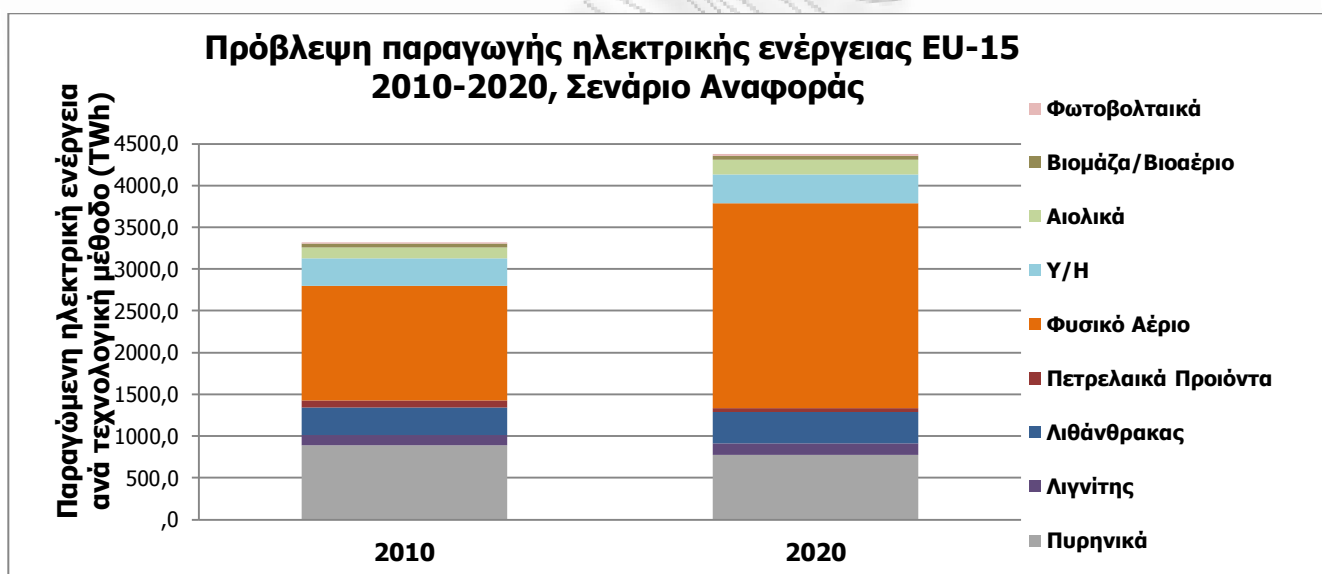
Στο σημείο αυτό θα πραγματοποιηθεί η παρουσίαση των εναλλακτικών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής της Ευρωπαϊκής Ένωσης των 15. Τα δύο εξεταζόμενα σενάρια είναι : 1) το σενάριο αναφοράς και 2) το σενάριο των Στόχων του Κγτο.

Στο παράρτημα βρίσκεται πίνακας όπου παρουσιάζονται τα αριθμητικά στοιχεία της καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 ανά σενάριο, **Πίνακας 5.:** Διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

#### α) Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15, Σενάριο Αναφοράς

Το σενάριο αναφοράς αποτελεί την πιθανή εξέλιξη των εξεταζόμενων μεγεθών υπό την προϋπόθεση ότι δεν θα ληφθούν ιδιαίτερα μέτρα για την υλοποίηση της νέας Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Ευρωπαϊκής Πολιτικής από τις χώρες που αποτελούν , καθώς επίσης αποτελεί μέτρο σύγκρισης για το ενεργειακό σενάριο των στόχων του Κγτο.

Η διάρθρωση της προβλεπόμενης συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο δίνεται μέσω του ραβδοδιαγράμματος ώστε να ληφθεί μία πρώτη εικόνα των αναμενόμενων εξελίξεων πριν την αναλυτική παρουσίασή τους.



**Διάγραμμα 5.7.:** Διάρθρωση συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο αναφοράς.

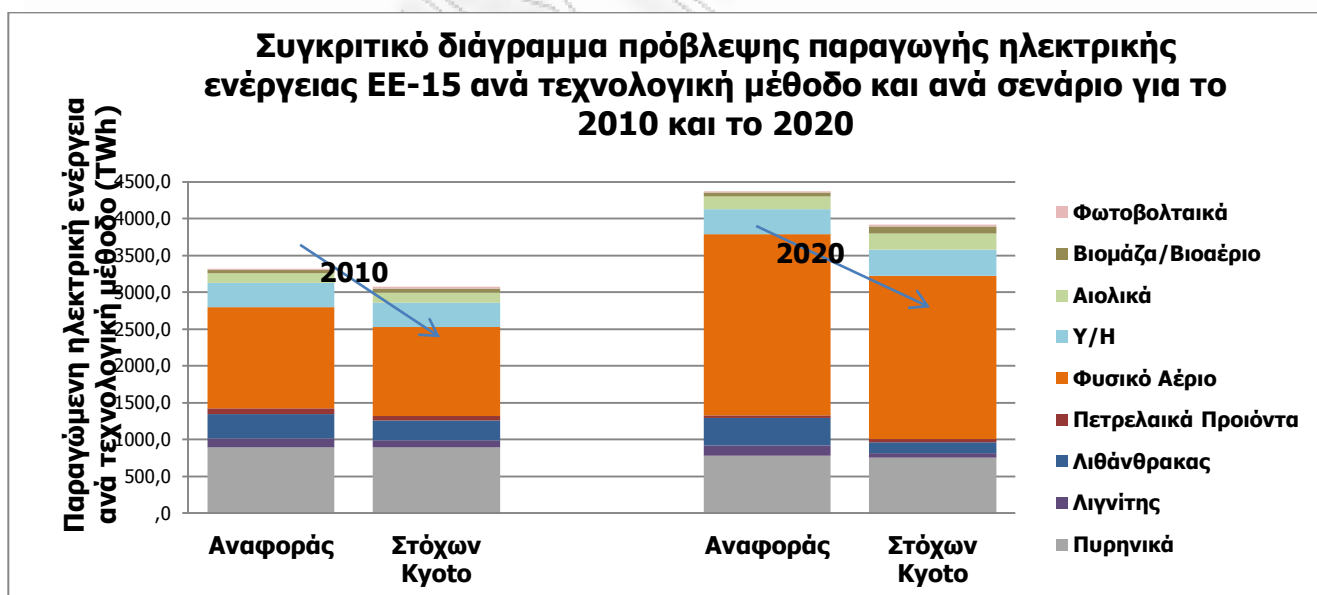
Αρχικά το 2010, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς προβλέπεται συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή ίση με 3.318 TWh οι οποίες κατανέμονται κατά 41,6% σε μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και μικρού μεγέθους και 26,9% σε πυρηνικές μονάδες. Οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι συμμετέχουν στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-15 σε μικρότερο ποσοστό με σημαντικότερη την συμβολή των λιθανθρακικών και των υδροηλεκτρικών οι οποίες εμφανίζουν ποσοστό της τάξης του 10%.

Το 2020 αναμένεται αύξηση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής κατά 32% σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του 2010, με προβλεπόμενη τιμή ίση με 4.376 TWh. Η συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή κατανέμεται κατά 56,2% σε μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και μικρού μεγέθους. Οι πυρηνικές μονάδες ακολουθούν με 17,7%, ενώ οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή με μικρότερα ποσοστά ως σημαντικότερη κρίνεται η παρουσία των λιθανθρακικών και των υδροηλεκτρικών μονάδων. Από τις Α.Π.Ε., εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών, μεγαλύτερη ανάπτυξη εμφανίζουν τα αιολικά. Στο παράρτημα παρουσιάζεται πίνακας με τα ποσοστά ανά τεχνολογική μέθοδο της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15, **Πίνακας 6.:** Ποσοστιαία κατανομή της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος της ΕΕ-15, για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς. Οι απόλυτες αριθμητικές τιμές της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 για το 2020 παρουσιάζουν σημαντική αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από μονάδες φυσικού αερίου, ενώ μικρή μεταβολή με ανοδικές τάσεις παρουσιάζουν οι υδροηλεκτρικές μονάδες και γενικότερα οι Α.Π.Ε, ενώ οι πετρελαιοϊκές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζουν σημαντική μείωση ως προς την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος, βλέπε **Πίνακα 5.** στο παράρτημα.

### **β) Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15, Σενάριο Στόχων του Kyoto**

Το σενάριο Στόχων του Kyoto αποτελεί το ένα εναλλακτικό ενεργειακό σενάριο, του οποίου άμεση προτεραιότητα και στόχος είναι η υλοποίηση των υποχρεώσεων του Πρωτοκόλλου και της νέας Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Ευρωπαϊκής Πολιτικής. Στο πλαίσιο αυτό εξετάζεται το συγκεκριμένο σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020 για την Ευρωπαϊκή Ένωση των 15.

Στη συνέχεια, θα επιχειρηθεί παρουσίαση των βασικών χαρακτηριστικών του ενεργειακού σεναρίου των Στόχων του Kyoto και παράλληλα σύγκριση με το σενάριο αναφοράς. Κρίνεται λοιπόν σκόπιμη η παράθεση του συγκριτικού ραβδοδιαγράμματος της διάρθρωσης της ηλεκτροπαραγωγής για τα έτη 2010 και 2020 για την ΕΕ-15.



**Διάγραμμα 5.8.:** Συγκριτικό διάγραμμα πρόβλεψης ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο και ανά σενάριο για τα έτη 2010 και 2020.

Αρχικά, το έτος 2010 παρατηρείται ότι σύμφωνα με το σενάριο Στόχων του Kyoto παρατηρείται εξοικονόμηση ενέργειας της τάξης του 7,4% της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, γεγονός που επιτυγχάνεται μέσω εφαρμογής μέτρων. Πιο συγκεκριμένα, η συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια σύμφωνα το εξεταζόμενο σενάριο είναι της τάξης των 3.074 TWh για το 2010, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 5..** Η συνολική προβλεπόμενη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή κατανέμεται κατά 39,1% σε μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και μικρού μεγέθους και 29,1% σε πυρηνικές μονάδες, 8,6% σε λιθανθρακικές, 10,8% σε υδροηλεκτρικές και 5,2% σε μονάδες φυσικού αερίου μικρού μεγέθους. Οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν με χαμηλότερα ποσοστά με σημαντικότερη την παρουσία των λιθανθρακικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, παράρτημα **Πίνακας 7.:** Ποσοστιαία κατανομή Ηλεκτροπαραγωγής EE-15 για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο Στόχων Kyoto.

Το 2020 σύμφωνα με το σενάριο Στόχων του Kyoto, αναμένεται αύξηση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής κατά 27,6% σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του 2010, ενώ συγκρίνοντας το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου αναφοράς παρατηρείται μείωση της τάξης του 10,3%. Η πιθανή απόλυτη τιμή της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζεται της τάξης των 3.923 TWh, παράρτημα **Πίνακας 5..** Η συνολική προβλεπόμενη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή κατανέμεται κατά 56,6% σε μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και μικρού μεγέθους και 19,3% σε πυρηνικές μονάδες. Από τις υπόλοιπες τεχνολογικές μεθόδους σημαντικότερη συμβολή παρουσιάζουν οι υδροηλεκτρικές και τα αιολικά, ενώ τα φωτοβολταϊκά συστήματα παραμένουν σε χαμηλά επίπεδα, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 7..**

#### ***γ) Συμπεράσματα σύγκρισης ενεργειακών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής EE-15***

Η σύγκριση των απόλυτων αριθμητικών τιμών της ηλεκτροπαραγωγής της EE-15 του 2010 των δύο ενεργειακών σεναρίων οδηγεί στις ακόλουθες διαπιστώσεις: 1) γενική τάση του σεναρίου Στόχων του Kyoto αποτελεί η εξοικονόμηση ενέργειας και η μείωση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, 2) εμφανής προώθηση των Α.Π.Ε. που αποτελούν το 17,8% της συνολική καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ενώ το αντίστοιχο ποσοστό του σεναρίου αναφοράς είναι της τάξης του 15%, 3) η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα, φυσικό αέριο και πυρηνική ενέργεια παρουσιάζει πτωτικές τάσεις σε σχέση με το αντίστοιχα μεγέθη του σεναρίου αναφοράς, γεγονός που θα μπορούσε να ερμηνευτεί αφενός από τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας και αφετέρου από την προώθηση της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε.

Οι απόλυτες αριθμητικές τιμές της ηλεκτροπαραγωγής της EE-15 του σεναρίου των Στόχων του Kyoto για το 2020 συγκρινόμενες με τις αντίστοιχες του σεναρίου αναφοράς οδηγεί στα ακόλουθα συμπεράσματα: 1) σταδιακή εγκατάλειψη των περιβαλλοντικά επιβλαβών μεθόδων, όπως η ηλεκτροπαραγωγή από λιγνιτικές και λιθανθρακικές μονάδες και 2) στροφή της ηλεκτροπαραγωγής προς καθαρότερες μορφές ενέργειας με βασικό εκπρόσωπο την ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια και από βιομάζα.

#### **5.3.2. Διάρθρωση ηλεκτροπαραγωγής EE-25 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς και το σενάριο στόχων του Kyoto**

Ακολουθεί η παρουσίαση των εναλλακτικών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής της Ευρωπαϊκής Ένωσης των 25 για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020. Τα δύο εξεταζόμενα σενάρια, όπως και στην περίπτωση της EE-15, είναι : 1) το σενάριο αναφοράς και 2) το σενάριο των Στόχων του Kyoto.

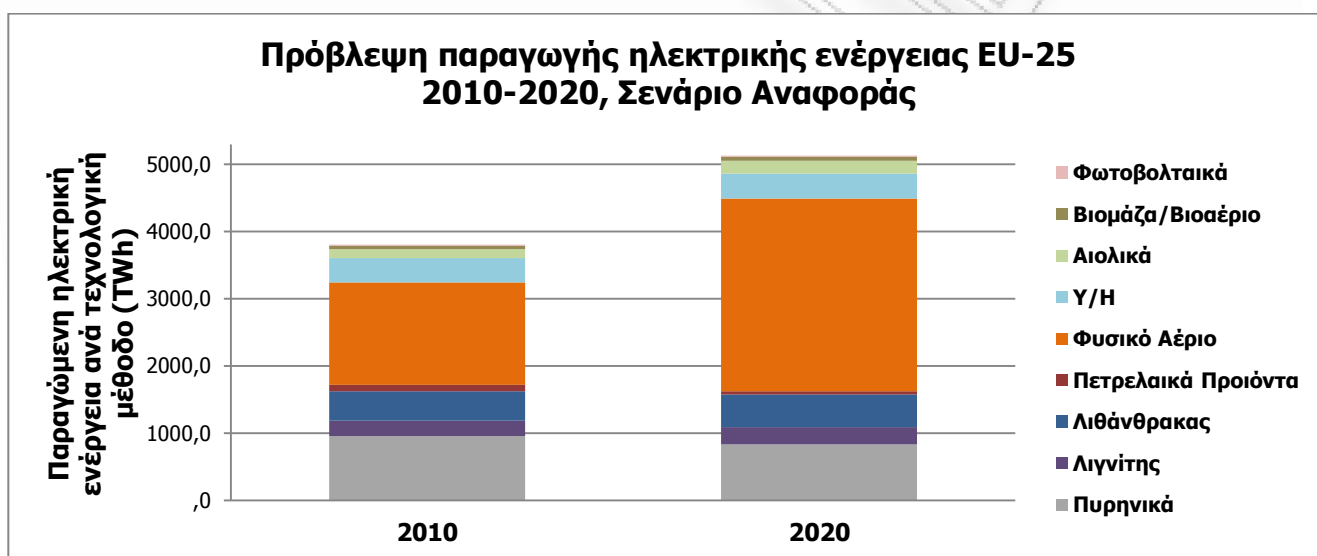


Στο παράρτημα βρίσκεται πίνακας όπου παρουσιάζονται τα αριθμητικά στοιχεία της καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς και το σενάριο Στόχων του Κγτο, **Πίνακας 8.:** Καθαρή ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, ανά σενάριο.

### α) Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25, Σενάριο Αναφοράς

Το σενάριο αναφοράς, αποτελεί την πιθανότερη εξέλιξη των εξεταζόμενων μεγεθών υπό την προϋπόθεση ότι δεν θα ληφθούν συγκεκριμένα μέτρα για την υλοποίηση της νέας Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Ευρωπαϊκής Πολιτικής, είναι σημαντικό σενάριο και μέτρο σύγκρισης για το εναλλακτικό ενεργειακό σενάριο των στόχων του Κγτο.

Η διάρθρωση της προβλεπόμενης συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο δίνεται μέσω του ραβδοδιαγράμματος ώστε να ληφθεί μία πρώτη εικόνα των αναμενόμενων εξελίξεων πριν την αναλυτική τους παρουσίαση.



**Διάγραμμα 5.9.:** Διάρθρωση ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο Αναφοράς.

Αρχικά το 2010, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς προβλέπεται συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή ίση με 3.803 TWh, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 8.** Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή κατανέμεται κατά 40,2% σε μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και μικρού μεγέθους και κατά 25% σε πυρηνικές μονάδες, τεχνολογικές μέθοδοι που κυριαρχούν στην ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-25. Επιπλέον, αξιόλογη συμμετοχή στην παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος στην ΕΕ-25 παρουσιάζουν οι λιθανθρακικές και οι υδροηλεκτρικές μονάδες με ποσοστά της τάξης του 10%. Οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή με ποσοστά μικρότερα, στο παράρτημα παρατίθεται πίνακας με τα ποσοστά ηλεκτροπαραγωγής ανά μέθοδο, **Πίνακας 9.:** Ποσοστιαία κατανομή συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος της ΕΕ-25, για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς.

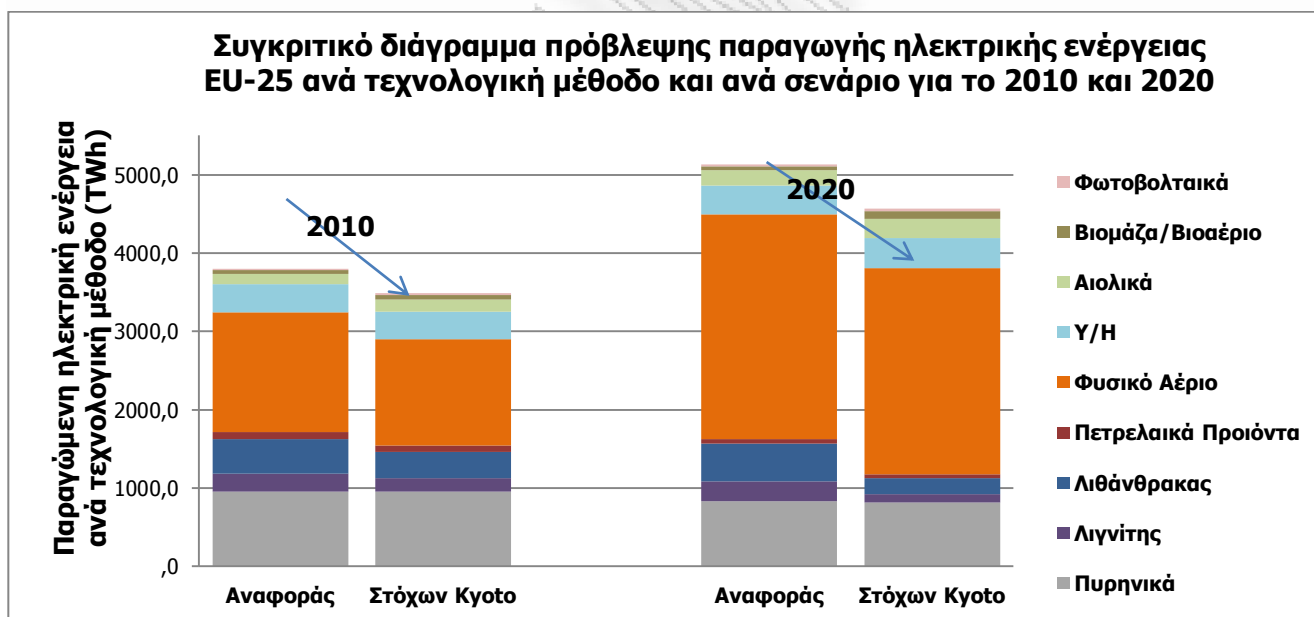
Το 2020 αναμένεται αύξηση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής κατά 35% σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του 2010, λαμβάνοντας αναμενόμενη τιμή ίση με 5.132 TWh, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 8.** Η συνολική προβλεπόμενη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή κατανέμεται κατά 55,8% σε

μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και μικρού μεγέθους και ακολουθούν με δεύτερο μεγαλύτερο ποσοστό οι πυρηνικές μονάδες. Οι λιθανθρακικές και υδροηλεκτρικές μονάδες συμβάλλουν στην ηλεκτροπαραγωγή με ποσοστά της τάξης του 10% ενώ, οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή με μικρότερα ποσοστά, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 9..** Οι απόλυτες αριθμητικές τιμές της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 για το 2020 εμφανίζουν σημαντική αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από μονάδες φυσικού αερίου, ενώ μικρή μεταβολή με ανοδικές τάσεις παρουσιάζουν οι υδροηλεκτρικές μονάδες καθώς και γενικότερα οι Α.Π.Ε.. Τέλος, οι πετρελαϊκές και οι πυρηνικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζουν σημαντική μείωση ως προς την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 8..**

### **β) Πρόβλεψη διάρθρωσης ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25, Σενάριο Στόχων Κyoto**

Το σενάριο Στόχων του Κyoto αποτελεί το εναλλακτικό ενεργειακό σενάριο, του οποίου άμεση προτεραιότητα και στόχος είναι η υλοποίηση των υποχρεώσεων του Πρωτοκόλλου και της νέας Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Ευρωπαϊκής Πολιτικής. Στο πλαίσιο αυτό εξετάζεται το συγκεκριμένο σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020 για την Ευρωπαϊκή Ένωση των 25.

Στη συνέχεια, θα επιχειρηθεί παρουσίαση των βασικών χαρακτηριστικών του ενεργειακού σεναρίου των Στόχων του Κyoto και παράλληλα σύγκριση με το σενάριο αναφοράς. Κρίνεται λοιπόν σκόπιμη η παράθεση του συγκριτικού ραβδοδιαγράμματος της διάρθρωσης της ηλεκτροπαραγωγής για τα έτη 2010 και 2020 για την ΕΕ-25.



**Διάγραμμα 5.10.:** Συγκριτικό διάγραμμα πρόβλεψης ηλεκτροπαραγωγής ΕU-25 ανά τεχνολογική μέθοδο και σενάριο για το έτος 2010 και 2020.

Αρχικά, το έτος 2010 παρατηρείται ότι σύμφωνα με το σενάριο Στόχων του Κyoto επιτυγχάνεται εξοικονόμηση της τάξης του 8,3% της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής σε σχέση με τα αντίστοιχα μεγέθη του σεναρίου αναφοράς, γεγονός που πραγματοποιείται μέσω εφαρμογής μέτρων. Πιο συγκεκριμένα, η συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια κατά το εξεταζόμενο σενάριο είναι της τάξης των 3.486 TWh για το 2010, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 8..** Η συνολική προβλεπόμενη καθαρή

ηλεκτροπαραγωγή για την ΕΕ-25 για το 2010 κατανέμεται κατά 38,8% σε μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και μικρού μεγέθους και κατά 27,3% σε πυρηνικές μονάδες. Οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν με ποσοστά μικρότερα με σημαντικότερα αυτά των λιθανθρακικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, στο παράρτημα παρατίθεται ο σχετικός πίνακας, **Πίνακας 10.:** Ποσοστιαία κατανομή συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 για την περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο Στόχων Kyoto.

Το 2020 σύμφωνα με το σενάριο Στόχων του Kyoto, αναμένεται αύξηση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής κατά 35% σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του 2010, ενώ συγκρίνοντας τη συνολική ηλεκτροπαραγωγή με το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου αναφοράς παρατηρείται μείωση της τάξης του 11%. Η αριθμητική τιμή της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζεται της τάξης των 4.569 TWh, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 8.** Η συνολική προβλεπόμενη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή κατανέμεται κατά 57,7% σε μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου και μικρού μεγέθους και ακολουθούν οι πυρηνικές μονάδες με σημαντική παρουσία στην ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-25. Οι Α.Π.Ε. εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών μονάδων παρουσιάζουν ανοδικές τάσεις με τα αιολικά να εμφανίζουν το μεγαλύτερο ποσοστό ενώ, τα φωτοβολταϊκά συστήματα παραμένουν σε χαμηλά επίπεδα, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 10.**

#### ***γ) Συμπεράσματα σύγκρισης ενεργειακών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25***

Η σύγκριση των απόλυτων αριθμητικών τιμών της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 του 2010 των δύο ενεργειακών σεναρίων, παράρτημα **Πίνακας 8.**, οδηγεί στις ακόλουθες διαπιστώσεις : 1) γενική τάση του σεναρίου Στόχων του Kyoto αποτελεί η εξοικονόμηση ενέργειας και η μείωση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, 2) εμφανής προώθηση των Α.Π.Ε. που αποτελούν το 17% της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ενώ το αντίστοιχο ποσοστό του σεναρίου αναφοράς είναι της τάξης του 13,9%, 3) η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα και φυσικό αέριο παρουσιάζει πτωτικές τάσεις σε σχέση με το αντίστοιχα μεγέθη του σεναρίου αναφοράς, γεγονός που θα μπορούσε να ερμηνευτεί αφενός από τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας και αφετέρου από την προώθηση της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε..

Οι απόλυτες αριθμητικές τιμές της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 σύμφωνα με το σενάριο Στόχων του Kyoto για το 2020 συγκρινόμενες με τις αντίστοιχες του σεναρίου αναφοράς, παράρτημα **Πίνακας 8.** οδηγεί στα ακόλουθα συμπεράσματα : 1) σταδιακή εγκατάλειψη των περιβαλλοντικά επιβλαβών μεθόδων, όπως ηλεκτροπαραγωγή από λιγνιτικές και λιθανθρακικές μονάδες, 2) το φυσικό αέριο αποτελεί την κύρια μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής παρόλα αυτά η συνολική ηλεκτροπαραγωγή από φυσικό αέριο παρουσιάζεται κατά 11,5% μειωμένη σε σχέση με το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου αναφοράς, 3) στροφή της ηλεκτροπαραγωγής προς καθαρότερες μορφές ενέργειας με βασικό εκπρόσωπο την ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια και βιομάζα.

## ○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΚΟΙΝΩΝΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΥΣΤΗΜΑ-ΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

### 6.1. Μοναδιαίο κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία στην Ελλάδα και στην Ευρωπαϊκή Ένωση

Για τον προσδιορισμό του μοναδιαίου κοινωνικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία τόσο στην Ελλάδα όσο και στην Ευρωπαϊκή Ένωση, χρειάστηκε να εντοπιστούν τα πιο αντιπροσωπευτικά οικονομικά στοιχεία για τον προσδιορισμό του εξωτερικού και του ιδιωτικού κόστους ανά τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής.

Για τον ελλαδικό χώρο έγιναν οι ακόλουθες παραδοχές :

- το μοναδιαίο κοινωνικό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής από υδροηλεκτρικά εργοστάσια υπολογίστηκε ως ο μέσος όρος του αντίστοιχου κόστους των υδροηλεκτρικών συνεχούς ροής νερού μεγαλύτερα των 100 MW και αυτού των υδροηλεκτρικών φράγματος
- το κοινωνικό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής από άλλες Α.Π.Ε υπολογίστηκε ως μέσος όρος του αντίστοιχου κόστους των υδροηλεκτρικών συνεχούς ροής νερού έως 10 MW και αυτού των φωτοβολταϊκών συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής.

Ο κύριος όγκος των αριθμητικών δεδομένων για τα μοναδιαία κόστη ηλεκτροπαραγωγής τόσο για την Ελλάδα όσο και για την Ευρωπαϊκή Ένωση προέρχονται από στοιχεία που έχουν δημοσιευτεί από το ερευνητικό πρόγραμμα CASES (Cost Assessment for Sustainable Energy Systems), [<http://www.feem-project.net/cases/>], το οποίο χρηματοδοτείται από την Ε.Ε. στο πλαίσιο του ExternE [[www.externe.info](http://www.externe.info)], και έχει ως στόχο, μεταξύ άλλων θεμάτων που αφορούν την επέκταση και εμπάθυνση της μεθοδολογικής προσέγγισης, και την εκτίμηση των επιπτώσεων από μία ενδεχόμενη εσωτερικοποίηση των εξωτερικών οικονομιών στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο πλαίσιο του CASES δημοσιεύτηκε μια έκθεση με τίτλο "Full cost estimates of the use of different energy sources" και αριθμό : Project No 518294 SES6, με στόχο τον προσδιορισμό του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία για τα έτη από το 2005 έως το 2030. Τα αριθμητικά στοιχεία μοναδιαίου εξωτερικού κόστους που χρησιμοποιήθηκαν προέρχονται από την συγκεκριμένη μελέτη και για τον προσδιορισμό του συνολικού μοναδιαίου εξωτερικού κόστους αρχικά προσδιορίστηκαν τα επιμέρους και πιο συγκεκριμένα : 1) αυτό των επιπτώσεων στην υγεία του ανθρώπινου οργανισμού, 2) των επιπτώσεων στο περιβάλλον, 3) των επιπτώσεων των ραδιενεργών νουκλειδίων και 4) των επιπτώσεων του φαινομένου του Θερμοκηπίου. Οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν είναι αυτές για τα έτη 2005-2010. Ενώ, για τον προσδιορισμό του μοναδιαίου εξωτερικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής από λιγνιτικά, πετρελαϊκά και φυσικού αερίου εργοστάσια για τον ελλαδικό χρησιμοποιήθηκαν τιμές που προέκυψαν από την μεθοδολογία του ExternE του 2005, έτσι όπως αυτά παρουσιάζονται στην μελέτη: «Αποτίμηση του εξωτερικού κόστους και οφέλους στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής», Εργαστήριο Βιομηχανικής και Ενεργειακής Οικονομίας ΕΜΠ, 2006-07, για τη ΔΕΗ.

Αντίστοιχα, για τον προσδιορισμό του ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία από την έκθεση "Full cost estimates of the use of different energy sources" όπου το ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής προκύπτει από τα επιμέρους κόστη και πιο συγκεκριμένα: 1) το κόστος καυσίμων, 2) κόστος λειτουργίας και συντήρησης και 3) κόστος επενδύσεων. Για το μοναδιαίο ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής από λιγνιτικά, λιθανθρακικά και φυσικού αερίου εργοστάσια, τόσο για την Ελλάδα όσο και για την Ευρωπαϊκή Ένωση, χρησιμοποιήθηκαν τιμές από στοιχεία κόστους για τις διάφορες τεχνολογίες στις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έτσι όπως αυτά παρουσιάστηκαν από το Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής το 2008.

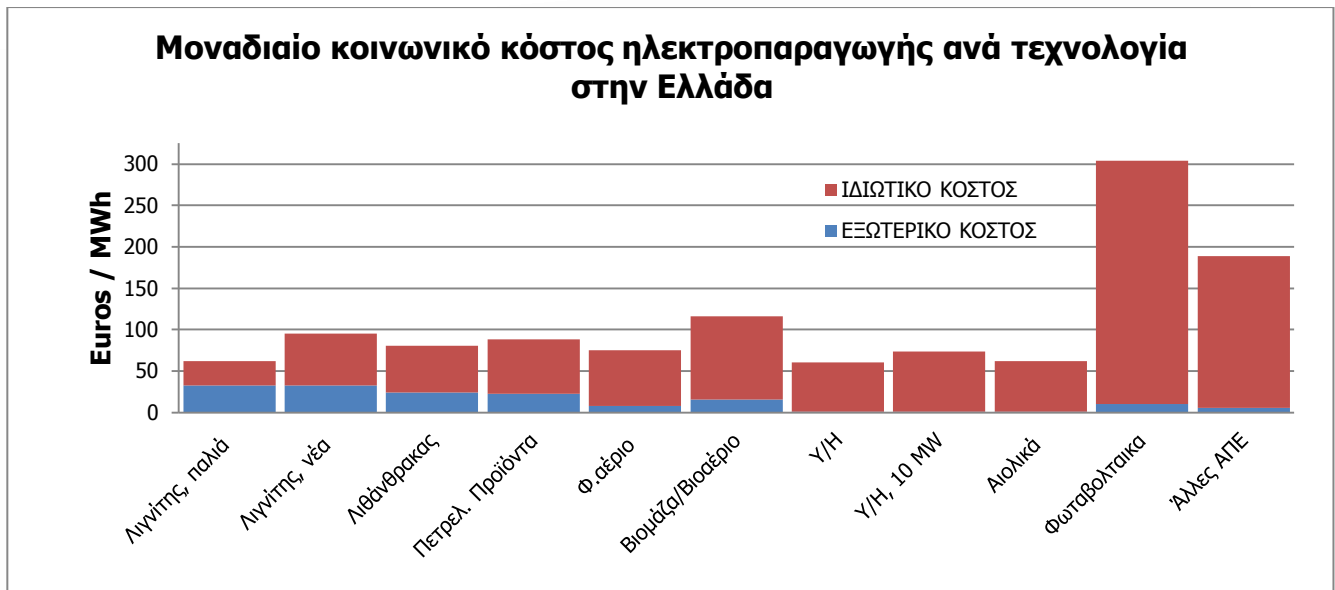
### 6.1.1. Ελλάδα

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται αναλυτικά οι τιμές μοναδιαίου εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ανά τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής για την Ελλάδα.

**Πίνακας 6.1.:** Μοναδιαίο εξωτερικό, ιδιωτικό και κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογία.

<b>Μοναδιαίο κόστος ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογία</b>			
<b>Euros / MWh</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>	<b>Ιδιωτικό κόστος</b>	<b>Κοινωνικό κόστος</b>
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	32,9 <sup>(2)</sup>	29,0 <sup>(1)</sup>	61,9
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>	32,9 <sup>(2)</sup>	62,0 <sup>(1)</sup>	94,9
<b>Λιθάνθρακας</b>	24,2	56,0 <sup>(1)</sup>	80,2
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	22,6 <sup>(2)</sup>	65,7	88,3
<b>Φ. Αέριο</b>	7,8 <sup>(2)</sup>	67,0 <sup>(1)</sup>	74,8
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	15,5	100,3	115,8
<b>Υ/Η</b>	1,1	59,3	60,5
<b>Αιολικά</b>	1,1	61,1	62,2
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	10,2	293,6	303,8
<b>Υ/Η, 10 MW</b>	1,2	72,3	73,5
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	5,7	182,9	188,6

**Πηγή:** CASES, Full cost estimates of the use of different energy sources, Project No 518294 SES6; ΣΕΕΣ 2008 <sup>(1)</sup>; Εργαστήριο Βιομηχανικής και Ενεργειακής Οικονομίας ΕΜΠ 2006-07 <sup>(2)</sup>.



**Διάγραμμα 6.1.:** Μοναδιαίο κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία στην Ελλάδα, **Πηγή:** CASES, Full cost estimates of the use of different energy sources, Project No 518294 SES6; ΣΕΕΣ 2008 ; Εργαστήριο Βιομηχανικής και Ενεργειακής Οικονομίας ΕΜΠ 2006-07.

Στον ελλαδικό χώρο, παρατηρώντας τις τιμές του μοναδιαίου εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής καταλήγουμε στα ακόλουθα συμπεράσματα :

ο Μοναδιαίο εξωτερικό κόστος :

- Καθαρότερες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής αποτελούν τα υδροηλεκτρικά και τα αιολικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και στη συνέχεια τα συστήματα φυσικού αερίου και τα φωτοβολταϊκά συστήματα.
- Η υψηλότερη τιμή παρουσιάζεται στην ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη λόγω των αυξημένων αέριων ρύπων που δημιουργούνται κατά την διάρκεια της παραγωγικής διαδικασίας, ενώ αντιστοίχως υψηλές τιμές εξωτερικού κόστους παρουσιάζει η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από λιθάνθρακα και πετρελαϊκά προϊόντα.

ο Μοναδιαίο ιδιωτικό κόστος :

- Η υψηλότερη τιμή ιδιωτικού κόστους παρουσιάζεται σε μία από τις καθαρότερες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος, δηλαδή τα φωτοβολταϊκά συστήματα γεγονός το οποίο οφείλεται στην νέα τεχνολογία καθώς και στην εισαγωγή τους από χώρες του εξωτερικού.
- Η χαμηλότερη τιμή ιδιωτικού κόστους παρουσιάζεται στα παλιά λιγνιτικά συστήματα καθώς η χώρα μας αποτελεί μία σημαντική παραγωγό λιγνίτη με αποτέλεσμα το κόστος καυσίμου να μειώνεται αξιόλογα ενώ το κόστος επένδυσης έχει αποσβεστεί στο κύριο μέρος του.

Συμπερασματικά, τις υψηλότερες τιμές κοινωνικού κόστους παρουσιάζουν τα φωτοβολταϊκά συστήματα γεγονός που οφείλεται αποκλειστικά στην υψηλή τιμή ιδιωτικού κόστους, ενώ την χαμηλότερη τιμή κοινωνικού κόστους παρουσιάζουν τα παλιά λιγνιτικά συστήματα λόγω της χαμηλής τιμής ιδιωτικού κόστους.

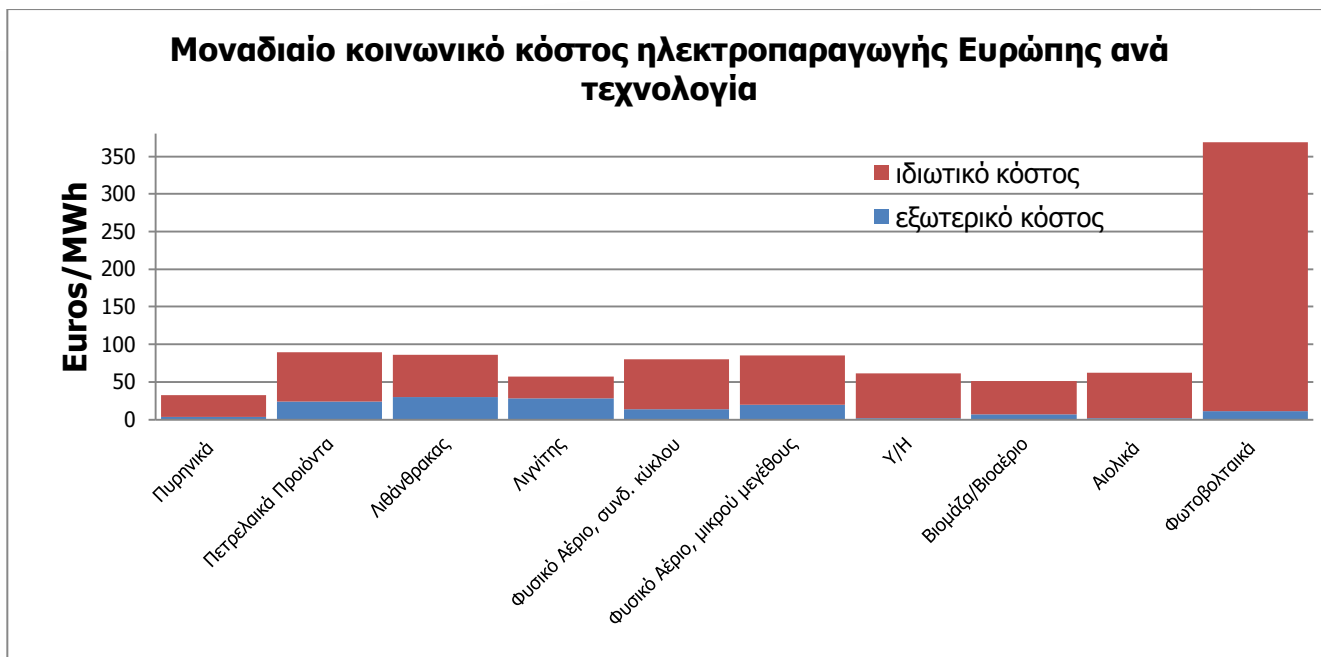
### 6.1.2. Ευρώπη

Στη συνέχεια παρουσιάζονται σε πίνακα αλλά και σε συγκριτικά ραβδοδιαγράμματα οι τιμές του μοναδιαίου εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής όπως αυτές προσδιορίζονται για το χώρο της Ευρώπης :

**Πίνακας 6.2.:** Μοναδιαίο εξωτερικό, ιδιωτικό και κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής Ευρώπης ανά τεχνολογία.

<b>Μοναδιαίο κόστος ηλεκτροπαραγωγής στην Ευρώπη ανά τεχνολογία παραγωγής</b>			
<b>Euros / MWh</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>	<b>Ιδιωτικό κόστος</b>	<b>Κοινωνικό κόστος</b>
<b>Πυρηνικά</b>	3,1	29,3	32,5
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	24,2	65,7	89,9
<b>Λιθάνθρακας</b>	30,1	56,0 <sup>(1)</sup>	86,1
<b>Λιγνίτης</b>	28,3	29,0 <sup>(1)</sup>	57,3
<b>Φυσικό Αέριο, συνδ. κύκλου</b>	13,3	67,0 <sup>(1)</sup>	80,3
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	19,7	65,4	85,1
<b>Υ/Η</b>	1,8	59,3	61,1
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	6,7	44,3	51,0
<b>Αιολικά</b>	1,4	61,1	62,5
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	11,2	357,4	368,6

**Πηγή:** CASES, Full cost estimates of the use of different energy sources, Project No 518294 SES6; ΣΕΕΣ 2008<sup>(1)</sup>.



**Διάγραμμα 6.2.:** Μοναδιαίο κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία στην Ελλάδα, **Πηγή:** CASES, Full cost estimates of the use of different energy sources, Project No 518294 SES6; ΣΕΕΣ 2008<sup>(1)</sup>.

Στον ευρωπαϊκό χώρο, παρατηρώντας τις τιμές του μοναδιαίου εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής καταλήγουμε στα ακόλουθα συμπεράσματα :

- Μοναδιαίο εξωτερικό κόστος :
    - Καθαρότερες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής αποτελούν τα υδροηλεκτρικά και τα αιολικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και στη συνέχεια τα πυρηνικά και τα φωτοβολταϊκά συστήματα
    - Η υψηλότερη τιμή παρουσιάζεται στην ηλεκτροπαραγωγή από λιθάνθρακα, ενώ αντιστοίχως υψηλές τιμές εξωτερικού κόστους παρουσιάζει η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από λιγνίτη και πετρελαϊκά προϊόντα
  
  - Μοναδιαίο ιδιωτικό κόστος :
    - Η υψηλότερη τιμή ιδιωτικού κόστους παρουσιάζεται σε μία από τις καθαρότερες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος, δηλαδή τα φωτοβολταϊκά συστήματα γεγονός το οποίο οφείλεται στο γεγονός ότι πρόκειται για νέα και αρκετά σύνθετη τεχνολογία
    - Η χαμηλότερη τιμή ιδιωτικού κόστους παρουσιάζεται στα πυρηνικά συστήματα, τα οποία χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από πολλές ευρωπαϊκές χώρες ανεξάρτητα από το κοινώς αποδεκτό ζήτημα των πυρηνικών αποβλήτων που προκύπτει από την λειτουργία τους. Ενώ έπονται, τα λιγνιτικά και τα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από βιομάζα.
- Συμπερασματικά, τις υψηλότερες τιμές κοινωνικού κόστους παρουσιάζουν τα φωτοβολταϊκά συστήματα γεγονός που οφείλεται αποκλειστικά στην υψηλή τιμή ιδιωτικού κόστους, ενώ την χαμηλότερη τιμή κοινωνικού κόστους παρουσιάζουν τα πυρηνικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής λόγω της χαμηλής τιμής τόσο του ιδιωτικού κόστους όσο και του εξωτερικού κόστους που παρουσιάζουν.



## 6.2. Πρόβλεψη κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας, της ΕΕ-15 και της ΕΕ-25 ανά σενάριο.

Έπειτα από την αναλυτική παρουσίαση των εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής για την Ελλάδα, την Ευρωπαϊκή Ένωση των 15 και των 25 καθώς και του μοναδιαίου εξωτερικού και ιδιωτικού κόστους των διαφόρων τεχνολογικών μεθόδων ηλεκτροπαραγωγής, στο σημείο αυτό κρίνεται σκόπιμο να επιχειρηθεί η οικονομική αξιολόγηση των εναλλακτικών σεναρίων και μέσω του υπολογισμού του κοινωνικού κόστους για το κάθε σενάριο να διεξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα για την βέλτιστη ενεργειακή πορεία τόσο της Ελλάδας όσο και της Ευρώπης έως το 2020.

### 6.2.1. Πρόβλεψη κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας ανά σενάριο.

Στη συνέχεια, θα παρουσιασθούν τα αριθμητικά δεδομένα του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας καθώς και τα αντίστοιχα ποσοστά συμμετοχής της κάθε τεχνολογική μέθοδος στο συνολικό κοινωνικό κόστος, έτσι όπως αυτά προέκυψαν με χρήση των στοιχείων της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο, τεχνολογική μέθοδο και έτος καθώς και από τα στοιχεία του μοναδιαίου εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ανά τεχνολογική μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής.

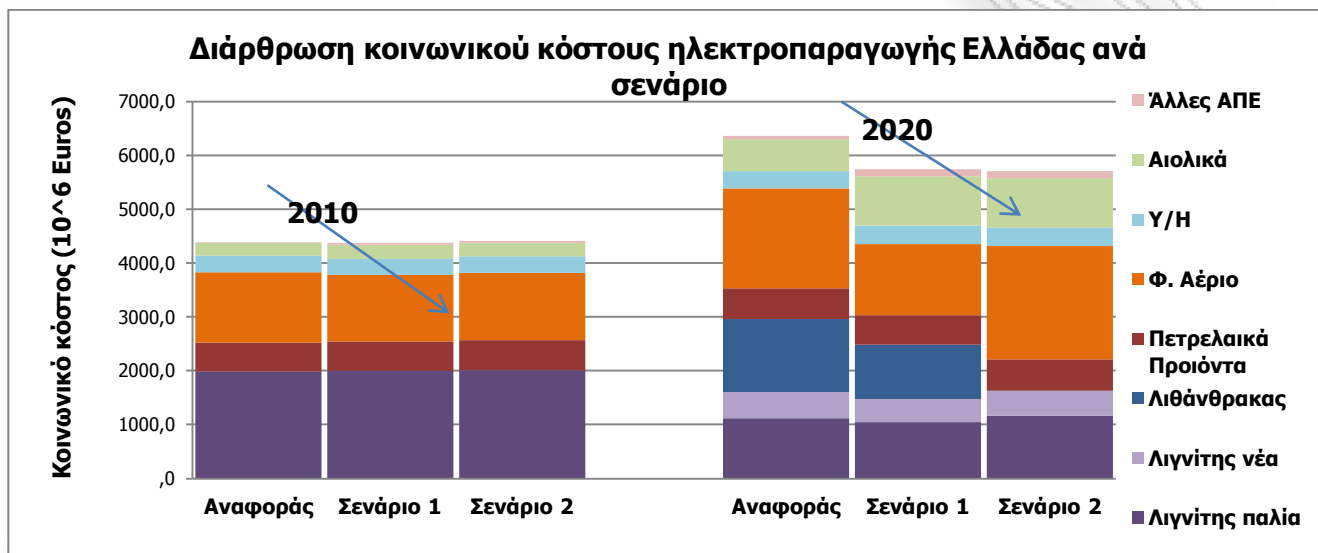
Στο Σενάριο Αναφοράς της ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας, το έτος 2010 το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $1.342 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $3.050,3 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $4.392,2 \cdot 10^6$  ευρώ. Το έτος 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $1.529,9 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $4.833,3 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $6.363,1 \cdot 10^6$  ευρώ. Στο παράρτημα παρουσιάζεται αναλυτικός πίνακας με τα στοιχεία εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους για τα έτη 2010, 2015 και 2020 ανά τεχνολογική μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς, **Πίνακας 11.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Αναφοράς.

Στο Σενάριο 1 της ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας, το έτος 2010 το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $1.341,5 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $3.039,8 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $4.381,3 \cdot 10^6$  ευρώ. Το έτος 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $1.311,6 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $4.435,3 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $5.747,0 \cdot 10^6$  ευρώ. Στο παράρτημα παρουσιάζεται αναλυτικός πίνακας με τα στοιχεία εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους για τα έτη 2010, 2015 και 2020 ανά τεχνολογική μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το Σενάριο 1, **Πίνακας 12.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο 1.

Στο Σενάριο 2 της ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας, το έτος 2010 το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $1.352,9 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $3.063,6 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $4.416,5 \cdot 10^6$  ευρώ. Το έτος 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $1.173,0 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $4.538,3 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $5.711,3 \cdot 10^6$  ευρώ. Στο παράρτημα παρουσιάζεται αναλυτικός πίνακας με τα στοιχεία εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους για τα έτη 2010, 2015 και 2020 ανά τεχνολογική μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το Σενάριο 2, **Πίνακας 13.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο 2.

Έχοντας παραθέσει τα αριθμητικά στοιχεία του εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο θα πραγματοποιηθεί η παρουσίαση συγκριτικών διαγραμμάτων της διάρθρωσης του συνολικού κοινωνικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο.

Παρουσιάζεται το συγκριτικό ραβδοδιάγραμμα της διάρθρωσης του κοινωνικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.



**Διάγραμμα 6.3.:** Συγκριτικό διάγραμμα διάρθρωσης κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά σενάριο, για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

Το έτος 2010 δεν εμφανίζονται ουσιαστικές διαφοροποιήσεις ως προς το συνολικό κοινωνικό κόστος των διαφορετικών σεναρίων. Συγκεκριμένα, τα εναλλακτικά ενεργειακά σενάρια παρουσιάζουν αποκλίσεις σε σχέση με το συνολικό κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του σεναρίου αναφοράς μικρότερες του 1%, γεγονός που οφείλεται στη μη ουσιαστική διαφοροποίηση των ενεργειακών σεναρίων την συγκεκριμένη χρονιά, παράρτημα **Πίνακας 11, Πίνακας 12, Πίνακας 13**.

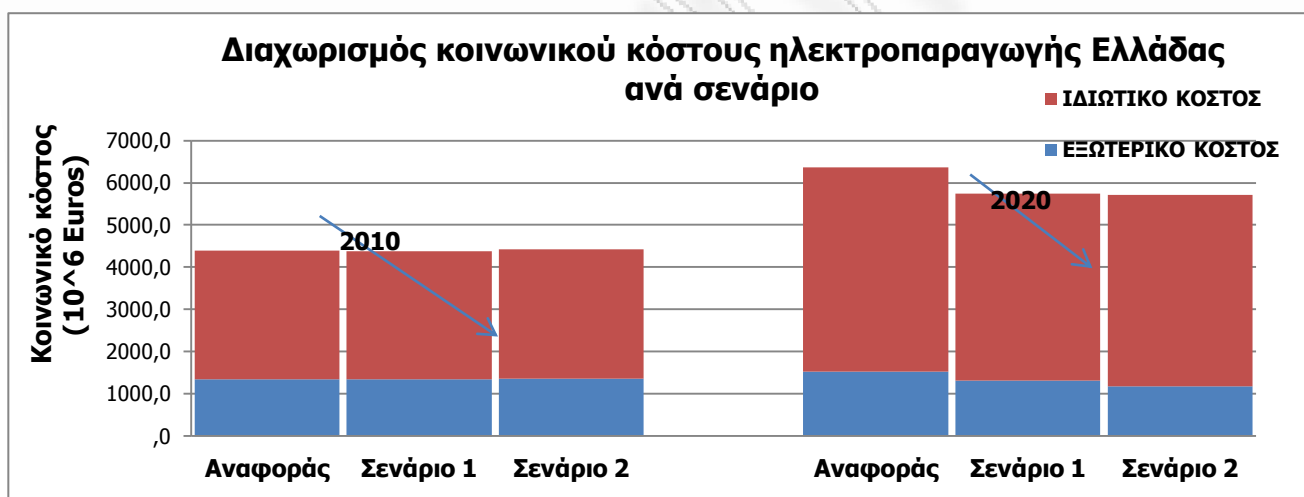
Το έτος 2020 η διαφοροποίηση μεταξύ των ενεργειακών σεναρίων είναι ξεκάθαρη και το σενάριο 2 εμφανίζει τη χαμηλότερη τιμή συνολικού κοινωνικού κόστους, ίση με  $5.711 \cdot 10^6$  ευρώ, κατά 10,2% μικρότερη του αντίστοιχου μεγέθους του σεναρίου αναφοράς, παράρτημα **Πίνακας 13**. Στο γεγονός αυτό συμβάλλει η μη χρήση λιθάνθρακα για την ηλεκτροπαραγωγή, καθώς και η εξοικονόμηση ενέργεια που επιτυγχάνεται κατά 6,1% σε σχέση με τη συνολική ηλεκτροπαραγωγή του σεναρίου αναφοράς για το 2020, ενώ το αντίστοιχο μέγεθος για το σενάριο 1 εμφανίζεται με 9,68% χαμηλότερο κοινωνικό κόστος σε σχέση με αυτό του σεναρίου αναφοράς, παράρτημα **Πίνακας 1**.

Οι μονάδες φυσικού αερίου αποτελούν το μεγαλύτερο ποσοστό του συνολικού κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για το έτος 2020 και στα τρία ενεργειακά σενάρια. Το ποσοστό αυτό κυμαίνεται από 23% έως 37% ανάλογα με το ποσοστό συμμετοχής των μονάδων φυσικού αερίου στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακό σενάριο. Στο σενάριο 2, που εμφανίζει το χαμηλότερο κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, το 36,9% του συνολικού κοινωνικού κόστους αντιστοιχεί στις μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες παρέχουν το 34,1% της ηλεκτροπαραγωγής. Ακολουθούν οι λιγνιτικές μονάδες, παλιάς και νέας τεχνολογίας, με ποσοστά που κυμαίνονται από 25% έως 28% επί του

συνολικού κοινωνικού κόστους ανά σενάριο. Στο παράτημα παρουσιάζονται πίνακες με τα αναλυτικά ποσοστά συμμετοχής της κάθε τεχνολογικής μεθόδου στη διάρθρωση του συνολικού κοινωνικού κόστους ανά σενάριο, **Πίνακας 14.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Αναφοράς, **Πίνακας 15.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο 1, **Πίνακας 16.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο 2.

Οι Α.Π.Ε., όπως προκύπτει και από τα ποσοστιαία αριθμητικά στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής και κοινωνικού κόστους ανά σενάριο, προσφέρουν ηλεκτρικό ρεύμα με μικρό σχετικά κοινωνικό κόστος. Συγκεκριμένα στο Σενάριο 2, εξετάζοντας συνολικά τις Α.Π.Ε. το 29% της ηλεκτροπαραγωγής συμμετέχει κατά 24% στο συνολικό κοινωνικό, βλέπε παράρτημα **Πίνακας 2, Πίνακας 3, Πίνακας 4, Πίνακας 14, Πίνακας 15** και **Πίνακας 16.**

Στη συνέχεια κρίνεται σκόπιμη η παρουσίαση ενός συγκριτικού διαγράμματος του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας ανά σενάριο για το 2010 και το 2020 σχετικό με την διαμόρφωσή του από το συνολικό εξωτερικό και ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής.



**Διάγραμμα 6.4.:** Διαχωρισμός κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας σε ιδιωτικό και εξωτερικό ανά σενάριο για τα έτη 2010 και 2020.

Το 2010, το συνολικό εξωτερικό κόστος εμφανίζεται δεν παρουσιάζει σημαντικές αποκλίσεις ανά σενάριο, το οποίο εμφανίζεται να αποτελεί το 31% του συνολικού κοινωνικού κόστους και στα τρία ενεργειακά σενάρια. Πιο συγκεκριμένα, το κύριο μέρος του εξωτερικού κόστους προέρχεται από τις λιγνιτικές μονάδες παλιάς τεχνολογίας οι οποίες εμφανίζονται να συμβάλουν κατά 79% στο συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, ακολουθούν οι μονάδες φυσικού αερίου με την αμέσως μεγαλύτερη συμμετοχή στο συνολικό εξωτερικό κόστος, ενώ η ποσοστιαία συμμετοχή των υπολοίπων τεχνολογικών μεθόδων δεν διαφοροποιείται σημαντικά ανά σενάριο. Ομοίως, το 2010, τα εναλλακτικά ενεργειακά σενάρια δεν εμφανίζουν αξιόλογες διαφοροποιήσεις ως προς το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής σε σύγκριση με το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου αναφοράς, αποτελώντας το 79% του συνολικού κοινωνικού κόστους. Οι αποκλίσεις του συνολικού ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής των εναλλακτικών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής από το αντίστοιχο κόστος του σεναρίου αναφοράς είναι της τάξης του -0,4% έως 0,1%. Πιο συγκεκριμένα, οι μονάδες φυσικού

αερίου με 25,5-26,9% συμμετοχή στην ηλεκτροπαραγωγή ανάλογα το σενάριο, παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη συμβολή στο συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής 36,5-38,4 %, ακολουθούν οι λιγνιτικές μονάδες παλιάς τεχνολογίας με συμμετοχή στο συνολικό ιδιωτικό κόστος της τάξης του 30%, ενώ η ποσοστιαία συμμετοχή των υπολοίπων τεχνολογικών μεθόδων δεν διαφοροποιείται σημαντικά ανά σενάριο, παράρτημα **Πίνακας 2, Πίνακας 3, Πίνακας 4, Πίνακας 14, Πίνακας 15** και **Πίνακας 16**. Οι μη ουσιαστικές διαφοροποιήσεις του κοινωνικού κόστους ανά σενάριο δικαιολογείται από την μη ύπαρξη ουσιαστικών διαφοροποιήσεων το έτος 2010, τόσο στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή της Ελλάδας σε TWh όσο και στις τεχνολογικές μεθόδους που χρησιμοποιούνται.

Το 2020, τα εναλλακτικά ενεργειακά σενάρια έχουν λάβει τη τελική τους μορφή και εμφανείς διαφοροποιήσεις στο κοινωνικό κόστος ανά σενάριο προέρχονται από τα διαφορετικά εξωτερικά και ιδιωτικά κόστη ανά σενάριο. Το συνολικό εξωτερικό κόστος αποτελεί το 24 και 23 του κοινωνικού κόστους αντίστοιχα για το Σενάριο Αναφοράς, 1 και 2 αντίστοιχα. Το συνολικό εξωτερικό κόστος για κάθε σενάριο εμφανίζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον για την τελική τους αξιολόγηση. Το σενάριο με τη χαμηλότερη τιμή συνολικού εξωτερικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής είναι το σενάριο 2 δηλαδή αυτό της μηδενικής χρήση λιθάνθρακα το οποίο εμφανίζει κατά 23% μειωμένο εξωτερικό κόστος σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Οι λιγνιτικές μονάδες αποτελούν το 67% του εξωτερικού κόστους στο Σενάριο 2 παρέχοντας το 29% της ηλεκτροπαραγωγής. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι Α.Π.Ε. στο συγκεκριμένο ενεργειακό σενάριο με 29,2% ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν μόλις 2,1% στο συνολικό εξωτερικό κόστος. Το σενάριο 2 φαίνεται να εμφανίζει το χαμηλότερο εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά κύριο λόγο εξαιτίας της συμμετοχής των αιολικών με μεγάλο ποσοστό στο τεχνολογικό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής αλλά και ως ένα βαθμό και λόγω της εξοικονόμησης που επιτυγχάνεται σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, παράρτημα **Πίνακας 2, Πίνακας 3, Πίνακας 4, Πίνακας 14, Πίνακας 15** και **Πίνακας 16**.

Το έτος 2020, το σενάριο αναφοράς εμφανίζεται με συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής ίσο με  $4.833 \cdot 10^6$  ευρώ ενώ τα εναλλακτικά ενεργειακά σενάρια 1 και 2 παρουσιάζουν χαμηλότερη τιμή συνολικού ιδιωτικού κόστους κατά 8,2% και 6,1% αντίστοιχα. Το σενάριο με τη χαμηλότερη τιμή συνολικού ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής είναι το σενάριο 1. Η ηλεκτροπαραγωγή στο συγκεκριμένο ενεργειακό σενάριο προέρχεται κατά 29,4% από Α.Π.Ε. και υδροηλεκτρικές μονάδες αποτελώντας το 30,9% του συνολικού ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής, 20,6% και 5,5% από λιγνιτικές μονάδες παλιάς και νέας τεχνολογίας αντίστοιχα συμμετέχοντας με 11% και 6,3% αντίστοιχα στο συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής και 21,5% από μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες συμβάλλουν με 26,7% στο συνολικό ιδιωτικό κόστος. Η χαμηλότερη τιμή ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής σε σχέση με το σενάριο αναφοράς οφείλεται στην εξοικονόμηση ενέργειας του σεναρίου 1 κατά 6TWh σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, παράρτημα **Πίνακας 2, Πίνακας 3, Πίνακας 4, Πίνακας 14, Πίνακας 15** και **Πίνακας 16**.

Έχοντας σχολιάσει αναλυτικά τα αποτελέσματα του συνολικού εξωτερικού και ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας σύμφωνα με τα διαφορετικά εναλλακτικά σενάρια για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020, στο σημείο αυτό μπορούμε να παραθέσουμε τα συμπεράσματα που προκύπτουν από το συγκριτικό διάγραμμα για το συνολικό κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής.

- Το έτος 2010 δεν εμφανίζονται ουσιαστικές διαφοροποιήσεις ως προς το συνολικό κοινωνικό κόστος των διαφορετικών σεναρίων. Συγκεκριμένα, τα εναλλακτικά ενεργειακά σενάρια παρουσιάζουν αποκλίσεις ως προς το συνολικό κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του σεναρίου αναφοράς

μικρότερες του 1% γεγονός που ερμηνεύεται από την ομοιότητα των ενεργειακών σεναρίων την συγκεκριμένη χρονιά.

- Το έτος 2020 η διαφοροποίηση μεταξύ των ενεργειακών σεναρίων είναι ξεκάθαρη και το σενάριο 2 εμφανίζει τη χαμηλότερη τιμή συνολικού κοινωνικού κόστους, ίση με  $5.711 \cdot 10^6$  ευρώ, κατά 10,2% μικρότερη του αντίστοιχου μεγέθους του σεναρίου αναφοράς. Στο γεγονός αυτό συμβάλλει η μη χρήση λιθάνθρακα για την ηλεκτροπαραγωγή, καθώς και λόγω της εξοικονόμησης ενέργειας που επιτυγχάνεται κατά 6,1% σε σχέση με τη συνολική ηλεκτροπαραγωγή του σεναρίου αναφοράς για το 2020. Το σενάριο 1 εμφανίζεται με 9,68% χαμηλότερο κοινωνικό κόστος σε σχέση με αυτό του σεναρίου αναφοράς ενώ το αντίστοιχο μέγεθος για το σενάριο 3 υπολογίζεται ίσο με 9,43%.
- Οι μονάδες φυσικού αερίου αποτελούν το κυριότερο ποσοστό το συνολικού κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής. Το ποσοστό αυτό κυμαίνεται από 23% έως 37% ανάλογα με το ποσοστό συμμετοχής των μονάδων φυσικού αερίου στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακό σενάριο.
- Οι Α.Π.Ε. ως μέθοδος ηλεκτροπαραγωγής αν και παρουσιάζουν αμελητέο εξωτερικό κόστος, το ιδιωτικό τους κόστος εμφανίζεται σε αντίστοιχα επίπεδα με τις περισσότερες συμβατικές μορφές ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα φωτοβολταϊκά συστήματα με ουσιαστικά απειροελάχιστο εξωτερικό κόστος εμφανίζουν εξαιρετικά υψηλό ιδιωτικό κόστος με αποτέλεσμα να εκτοξεύεται το κοινωνικό κόστος της συγκεκριμένης μεθόδου ηλεκτροπαραγωγής.
- Οι λιθανθρακικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εμφανίζουν υψηλότερο κοινωνικό κόστος σε σχέση με λιγνιτικές. Αξίζει να αναφερθεί ότι οι λιθανθρακικές εμφανίζουν υψηλότερο ιδιωτικό κόστος ενώ οι λιγνιτικές εξαιρετικά υψηλό εξωτερικό κόστος.

## **6.2.2. Πρόβλεψη κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της EE-15 και της EE-25 ανά σενάριο**

### ***α) Πρόβλεψη κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της EE-15***

Έχοντας παρουσιάσει βασικά χαρακτηριστικά των δύο εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής για την Ευρωπαϊκή Ένωση των 15, στο σημείο αυτό θα πραγματοποιηθεί η οικονομική τους αξιολόγηση. Μέσω της προβλεπόμενης διάρθρωσης της ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο και χρησιμοποιώντας τα αριθμητικά στοιχεία για το μοναδιαίο εξωτερικό και ιδιωτικό κόστος της κάθε τεχνολογικής μεθόδου πραγματοποιείται ο υπολογισμός του κοινωνικού κόστους.

Πριν την παρουσίαση των αποτελεσμάτων αξίζει να σημειωθεί ότι για των υπολογισμό του κοινωνικού κόστους έγινε δεκτή η ακόλουθη παραδοχή :

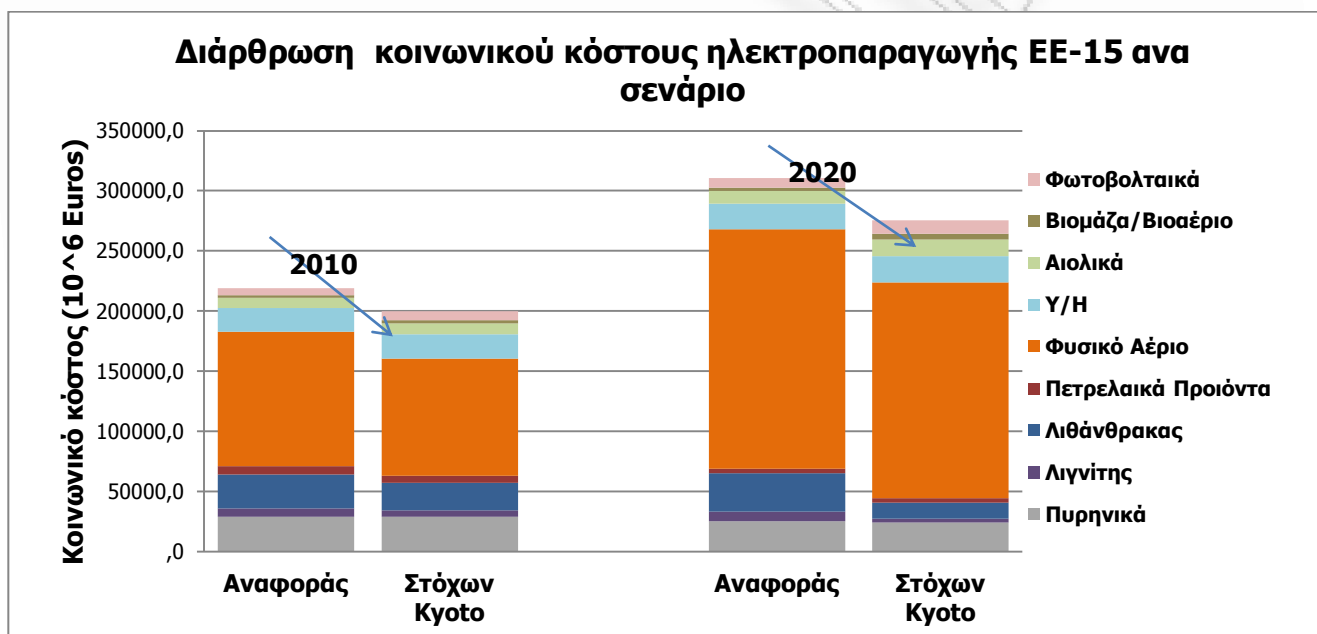
- το κοινωνικό κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων προκύπτει κατά 50% από κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων >100MW και 50% από το κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων φράγματος.

Στο Σενάριο Αναφοράς της ηλεκτροπαραγωγής της EE-15, το έτος 2010 το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $38.799 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $180.162 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $218.961 \cdot 10^6$  ευρώ. Το έτος 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $53.039 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $255.358 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $310.398 \cdot 10^6$  ευρώ. Στο παράρτημα παρουσιάζεται αναλυτικός πίνακας με τα στοιχεία εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους για τα έτη 2010, 2015 και 2020 ανά τεχνολογική μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής

σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς, **Πίνακας 17.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς.

Στο Σενάριο Στόχων του Κyoto της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15, το έτος 2010 το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $33.505 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $166.321 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $199.825 \cdot 10^6$  ευρώ. Το έτος 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $42.618 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $232.843 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $275.461 \cdot 10^6$  ευρώ. Στο παράρτημα παρουσιάζεται αναλυτικός πίνακας με τα στοιχεία εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους για τα έτη 2010 και 2020 ανά τεχνολογική μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το Σενάριο Στόχων του Κyoto, **Πίνακας 18.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο σύμφωνα με το Σενάριο Στόχων Κyoto.

Στη συνέχεια ακολουθεί το συγκεντρωτικό διάγραμμα για το κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο και ανά ενεργειακό σενάριο για το 2010 και 2020.



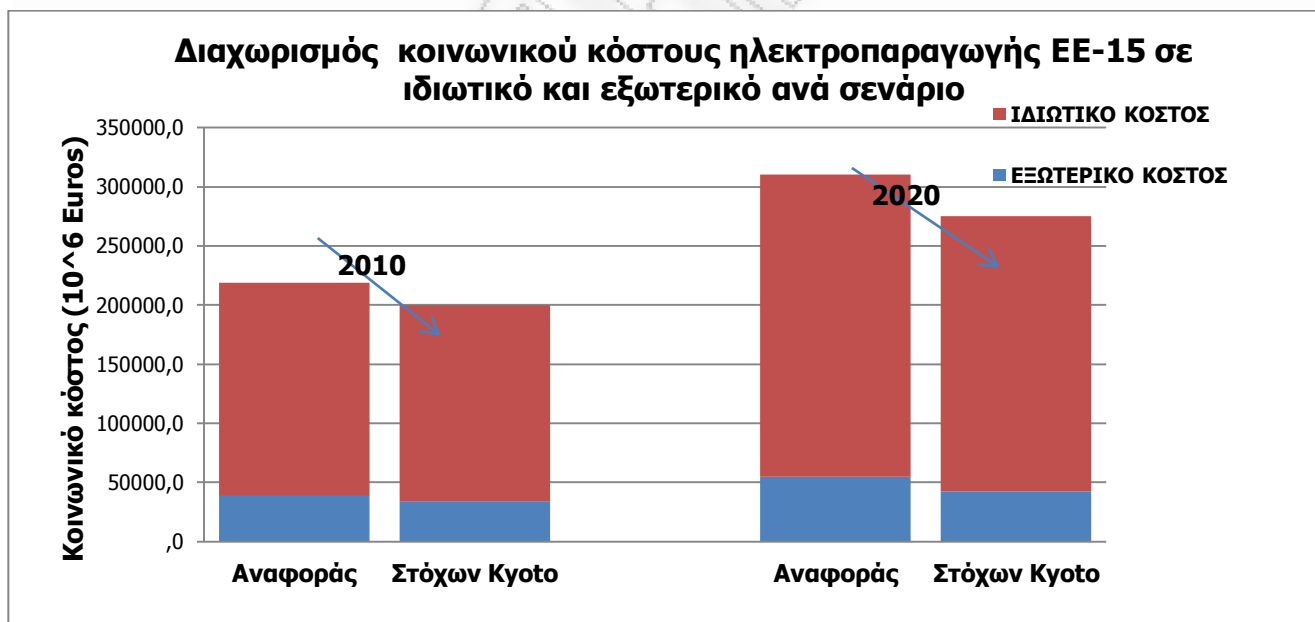
**Διάγραμμα 6.5.:** Διάρθρωση κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 ανά σενάριο για τα έτη 2010 και 2020.

Το 2010, παρόλο που η διαφορετική ενεργειακή πολιτική μεταξύ των δύο σεναρίων είναι στο αρχικό της στάδιο, το σενάριο Στόχων του Κyoto παρουσιάζεται περισσότερο συμφέρον οικονομικά συγκρινόμενο με το σενάριο Αναφοράς. Συγκεκριμένα, το σενάριο Στόχων του Κyoto παρουσιάζει 8,7% χαμηλότερο συνολικό κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, παράτημα **Πίνακας 17** και **Πίνακας 18**. Αξίζει να σημειωθεί ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής οφείλεται στις μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες με 41,6% συμμετοχή στην ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-15 στο σενάριο Αναφοράς αποτελούν το 51% του συνολικού κοινωνικού κόστους, ενώ για το σενάριο Στόχων του Κyoto τα ποσοστά για το 2010 είναι 39,2% και 51% αντίστοιχα. Στο παράρτημα παρουσιάζονται τα ποσοστά διάρθρωσης του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 ανά σενάριο, **Πίνακας 19.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο

Αναφοράς, **Πίνακας 20**.: Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Στόχων του Κyoto. Παράρτημα **Πίνακας 6** και **Πίνακας 7**.

Το 2020, η διαφοροποίηση μεταξύ των ενεργειακών σεναρίων της ΕΕ-15 είναι ξεκάθαρη και το σενάριο Στόχων του Κyoto εμφανίζει τη χαμηλότερη τιμή συνολικού κοινωνικού κόστους κατά 11,3% σε σύγκριση με το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου Αναφοράς, γεγονός που οφείλεται στη διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος αλλά και στην εξοικονόμηση ενέργειας κατά 10% που επιτυγχάνεται στο σενάριο Στόχων του Κyoto σε σχέση με το σενάριο Αναφοράς. Οι μονάδες φυσικού αερίου αποτελούν το κυριότερο ποσοστό του συνολικού κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής. Ειδικότερα το 2020, προσεγγίζουν το 64,1% του συνολικού κοινωνικού κόστους προσφέροντας το 41,4% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς, ενώ το αντίστοιχα μεγέθη του σεναρίου στόχων του Κyoto είναι 65,2% για το 56,6% της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15. Οι πυρηνικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής παρόλο που εμφανίζουν εξαιρετικά χαμηλό κοινωνικό κόστος σε σύγκριση με το μερίδιό τους στην ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-15, αποτελούν μια πηγή ενέργειας που εμπεριέχει μεγάλα διλλήματα και αποτελεί απόφαση σταθμό για κάθε κράτος. Οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν με μικρότερα ποσοστά στη διαμόρφωση του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15, παράρτημα **Πίνακας 6**, **Πίνακας 7**, **Πίνακας 19** και **Πίνακας 20**.

Στη συνέχεια κρίνεται σκόπιμη η παρουσίαση ενός συγκριτικού διαγράμματος του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 ανά σενάριο για το 2010 και το 2020 σχετικό με την διαμόρφωσή του από το συνολικό εξωτερικό και ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής.



**Διάγραμμα 6.6.**: Διαχωρισμός κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 σε ιδιωτικό και εξωτερικό ανά σενάριο για τα έτη 2010 και 2020.

Το 2010, το εξωτερικό κόστος αποτελεί το 18% και 17% του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για το σενάριο Αναφοράς και αυτό του Στόχων του Κyoto αντίστοιχα. Το συνολικό εξωτερικό ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς εμφανίζεται μεγαλύτερο κατά 13,6% του

αντίστοιχου μεγέθους του σεναρίου στόχων του Κyoto. Στο σενάριο αναφοράς το 2010, το συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά 50% οφείλεται σε μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν το 41,4% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής, ενώ οι λιθανθρακικές και λιγνιτικές μονάδες έχουν μεγάλη συμβολή στη διαμόρφωση του εξωτερικού κόστους προσδίδοντας μικρό σχετικά τμήμα της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Επίσης αξίζει να σημειωθεί ότι οι Α.Π.Ε και υδροηλεκτρικές μονάδες συμβάλλουν στο συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής με ιδιαίτερα μικρό ποσοστό προσφέροντας σε σημαντικό ποσοστό στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-15. Ομοίως στο σενάριο Στόχων του Κyoto, το συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά 50,8% οφείλεται σε μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν το 39% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής ενώ σημαντικό ποσοστό του συνολικού εξωτερικού κόστους οφείλεται μόλις στο 1/10 της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προερχόμενο από λιθανθρακικές και λιγνιτικές μονάδες. Ο ρόλος των Α.Π.Ε. και των υδροηλεκτρικών μονάδων κρίνεται σημαντικός αφού παρουσιάζουν εξαιρετικά χαμηλή συμμετοχή στη διαμόρφωση του εξωτερικού κόστους παράγοντας σημαντικές ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας. Όσον αφορά το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής το 2010 αποτελεί το 82% και 83% του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για το σενάριο Αναφοράς και αυτό του Στόχων του Κyoto αντίστοιχα, ενώ το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής στο σενάριο αναφοράς εμφανίζεται μεγαλύτερο κατά 7,7% του αντίστοιχου μεγέθους του σεναρίου στόχων του Κyoto. Στο σενάριο αναφοράς το 2010, το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά 50,9% οφείλεται σε μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν το 41,4% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Επιπλέον σημειώνεται ότι οι Α.Π.Ε. και υδροηλεκτρικές μονάδες συμβάλλουν σημαντικά στη διαμόρφωση του ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής, παρουσιάζοντας αρκετά υψηλό ιδιωτικό κόστος. Στο σενάριο Στόχων του Κyoto το 2010, το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά 48,3% οφείλεται σε μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν το 39% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Αξιοσημείωτο είναι το μικρό μερίδιο των πυρηνικών μονάδων στο ιδιωτικό κόστος παρόλο που αποδίδουν σημαντικές ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-15. Παράρτημα **Πίνακας 6, Πίνακας 7, Πίνακας 19** και **Πίνακας 20**.

Το 2020 τα ενεργειακά σενάρια έχουν διαμορφωθεί πλήρως, το συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του σεναρίου αναφοράς εμφανίζεται κατά 22,6% μεγαλύτερο του συνολικού εξωτερικού κόστους του σεναρίου Στόχων του Κyoto, ενώ αποτελεί το 18% και 15% του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για το σενάριο αναφοράς και αυτού των Στόχων του Κyoto αντίστοιχα. Στο σενάριο αναφοράς, το 56,1% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προερχόμενο από μονάδες φυσικού αερίου συντελεί στο 63,6% του συνολικού εξωτερικού κόστους. Μεγάλο ρόλο στη διαμόρφωση του τελικού μεγέθους του εξωτερικού κόστους έχουν οι λιθανθρακικές και λιγνιτικές μονάδες. Ομοίως το 2020 στο σενάριο Στόχων του Κyoto, το 56,6% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προερχόμενο από μονάδες φυσικού αερίου συντελεί στο 73,3% του συνολικού εξωτερικού κόστους. Οι Α.Π.Ε. χαρακτηρίζονται από σημαντική ενεργειακή συμβολή στην ΕΕ-15 με εξαιρετικά χαμηλό εξωτερικό κόστος. Το 2020 τα ιδιωτικά κόστη των δύο σεναρίων παρουσιάζουν διαφορά της τάξης του 9% με αυτό του σεναρίου αναφοράς να εμφανίζεται μεγαλύτερο, παράλληλα το ιδιωτικό κόστος του σεναρίου Αναφοράς και του Στόχων του Κyoto αποτελούν το 82% και 85% του αντίστοιχου κοινωνικού κόστους. Το 2020 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς, το μεγαλύτερο μερίδιο στο συνολικό ιδιωτικό κόστος παρουσιάζουν οι μονάδες φυσικού αερίου με 56,1% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής συντελούν στο 64,2% του συνολικού ιδιωτικού κόστους και οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι παρουσιάζουν σαφώς μικρότερο ρόλο στη διαμόρφωση του τελικού μεγέθους. Ομοίως το 2020, σύμφωνα με το σενάριο Στόχων του Κyoto, το 56,6% της συνολικής



ηλεκτροπαραγωγής προερχόμενο από μονάδες φυσικού αερίου αποτελεί το 63,7% του συνολικού ιδιωτικού κόστους. Παράτημα **Πίνακας 6**, **Πίνακας 7**, **Πίνακας 19** και **Πίνακας 20**.

Έχοντας σχολιάσει αναλυτικά τα αποτελέσματα του συνολικού εξωτερικού και ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για την ΕΕ-15 στο σημείο αυτό μπορούμε να παραθέσουμε τα συμπεράσματα που προκύπτουν από το συγκριτικό διάγραμμα για το κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με τα δυο διαφορετικά σενάρια.

- Το σενάριο Στόχων του Kyoto παρουσιάζεται περισσότερο συμφέρον οικονομικά συγκρινόμενο με το σενάριο Αναφοράς. Συγκεκριμένα, το σενάριο Αναφοράς παρουσιάζει 8,7% υψηλότερο συνολικό κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής το 2010 και 11,3% το 2020 σε σύγκριση με το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου Στόχων του Kyoto.
- Οι μονάδες φυσικού αερίου αποτελούν το κυριότερο ποσοστό το συνολικού κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής. Ειδικότερα το 2020, προσεγγίζουν το 64,1% του συνολικού κοινωνικού κόστους προσφέροντας το 41,4% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς, ενώ το αντίστοιχα μεγέθη του σεναρίου στόχων του Kyoto είναι 65,2% για το 56,6% της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15.
- Οι πυρηνικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής παρόλο που εμφανίζουν εξαιρετικά χαμηλό κοινωνικό κόστος, ενδεικτικά το 2020 το 17,7% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί το 8,1% του συνολικού κοινωνικού κόστους σύμφωνα με το σενάριο Αναφοράς ενώ, στο σενάριο Στόχων του Kyoto το 19,3% της ηλεκτροπαραγωγής συντελεί κατά 8,9% στο συνολικό κοινωνικό κόστος, ωστόσο αποτελούν μια πηγή ενέργειας που εμπεριέχει μεγάλα διλλήματα και αποτελεί απόφαση σταθμό για κάθε κράτος.
- Οι Α.Π.Ε ως μέθοδος ηλεκτροπαραγωγής αν και παρουσιάζουν αμελητέο εξωτερικό κόστος, το ιδιωτικό τους κόστος εμφανίζεται σε αντίστοιχα ή μεγαλύτερα επίπεδα με τις περισσότερες συμβατικές μορφές ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα φωτοβολταϊκά συστήματα με ουσιαστικά απειροελάχιστο εξωτερικό κόστος εμφανίζουν εξαιρετικά υψηλό ιδιωτικό κόστος με αποτέλεσμα να εκτοξεύεται το κοινωνικό κόστος της συγκεκριμένης μεθόδου ηλεκτροπαραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, το 2020 τα φωτοβολταϊκά συστήματα αποτελούν το 0,5% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής και αποτελούν το 2,5% του συνολικού κοινωνικού κόστους του σεναρίου αναφοράς, ενώ τα αντίστοιχα μεγέθη για το σενάριο στόχων του Kyoto είναι 0,8% και 4,1%.
- Οι λιθανθρακικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εμφανίζουν υψηλότερο κοινωνικό κόστος σε σχέση με λιγνιτικές. Αξίζει να αναφερθεί ότι οι λιθανθρακικές εμφανίζουν υψηλότερο ιδιωτικό κόστος ενώ οι λιγνιτικές εξαιρετικά υψηλό εξωτερικό κόστος.

### ***β) Πρόβλεψη κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25***

Έχοντας παρουσιάσει βασικά χαρακτηριστικά των δύο εναλλακτικών ενεργειακών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής για την Ευρωπαϊκή Ένωση των 25, στο σημείο αυτό θα πραγματοποιηθεί η οικονομική τους αξιολόγηση. Μέσω της προβλεπόμενης διάρθρωσης της ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογική μέθοδο και χρησιμοποιώντας τα αριθμητικά στοιχεία για το μοναδιαίο εξωτερικό και ιδιωτικό κόστος της κάθε τεχνολογικής μεθόδου πραγματοποιείται ο υπολογισμός του κοινωνικού κόστους.

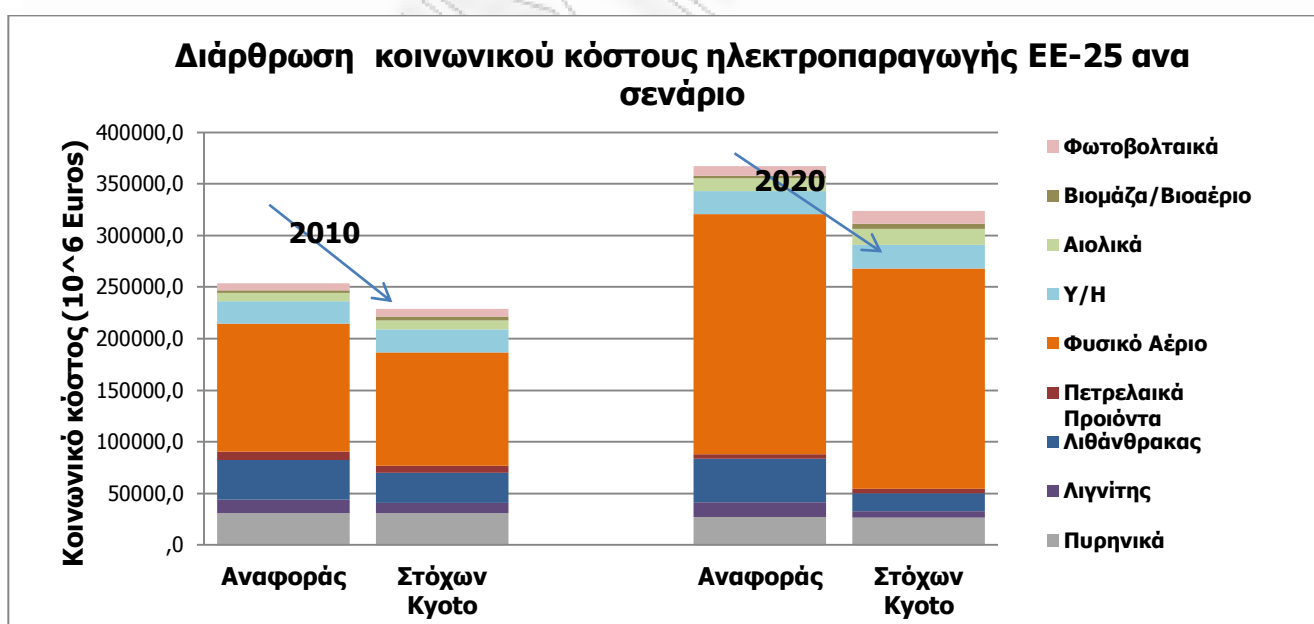
Πριν την παρουσίαση των αποτελεσμάτων αξίζει να σημειωθεί ότι για των υπολογισμό του κοινωνικού κόστους έγινε δεκτή η ακόλουθη παραδοχή :

- το κοινωνικό κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων προκύπτει κατά 50% από κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων >100MW και 50% από το κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων φράγματος.

Στο Σενάριο Αναφοράς της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25, το έτος 2010 το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $48.336 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $205.535 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $253.871 \cdot 10^6$  ευρώ. Το έτος 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $68.361 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $299.210 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $367.571 \cdot 10^6$  ευρώ. Στο παράρτημα παρουσιάζεται αναλυτικός πίνακας με τα στοιχεία εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους για τα έτη 2010, 2015 και 2020 ανά τεχνολογική μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς, **Πίνακας 21.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς.

Στο Σενάριο Στόχων του Κyoto της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25, το έτος 2010 το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $40.827 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $187.756 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $228.582 \cdot 10^6$  ευρώ. Το έτος 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος κυμαίνεται στα  $52.241 \cdot 10^6$  ευρώ, το συνολικό ιδιωτικό κόστος υπολογίστηκε ίσο με  $271.333 \cdot 10^6$  ευρώ και το συνολικό κοινωνικό κόστος ίσο με  $323.575 \cdot 10^6$  ευρώ. Στο παράρτημα παρουσιάζεται αναλυτικός πίνακας με τα στοιχεία εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους για τα έτη 2010 και 2020 ανά τεχνολογική μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το Σενάριο Στόχων του Κyoto, **Πίνακας 22.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο σύμφωνα με το Σενάριο Στόχων Κyoto.

Στη συνέχεια ακολουθεί το συγκεντρωτικό διάγραμμα για το κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο και ανά ενεργειακό σενάριο για το 2010 και 2020.

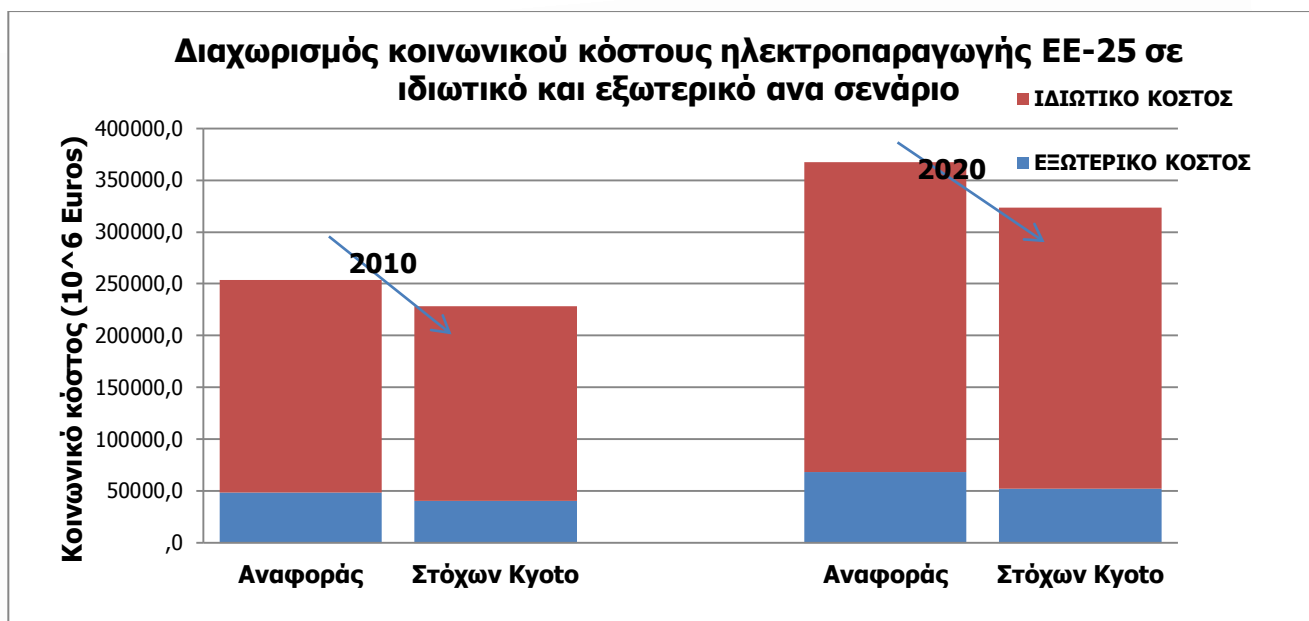


**Διάγραμμα 6.7.:** Διάρθρωση κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 ανά σενάριο για τα έτη 2010 και 2020.

Το 2010, παρόλο που η διαφορετική ενεργειακή πολιτική μεταξύ των δύο σεναρίων είναι στο αρχικό της στάδιο, το σενάριο Στόχων του Κγτο παρουσιάζεται περισσότερο συμφέρον οικονομικά συγκρινόμενο με το σενάριο Αναφοράς. Συγκεκριμένα, το σενάριο Στόχων του Κγτο παρουσιάζει 10% χαμηλότερο συνολικό κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, παράτημα **Πίνακας 21** και **Πίνακας 22**. Αξίζει να σημειωθεί ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής οφείλεται στις μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες με 40,2% συμμετοχή στην ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-25 στο σενάριο Αναφοράς αποτελούν το 48,6% του συνολικού κοινωνικού κόστους, ενώ για το σενάριο Στόχων του Κγτο τα ποσοστά για το 2010 είναι 38,8% και 48% αντίστοιχα. Στο παράρτημα παρουσιάζονται τα ποσοστά διάρθρωσης του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 ανά σενάριο, **Πίνακας 23**.: Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Αναφοράς, **Πίνακας 24**.: Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Στόχων του Κγτο. Παράτημα **Πίνακας 9** και **Πίνακας 10**.

Το 2020, η διαφοροποίηση μεταξύ των ενεργειακών σεναρίων της ΕΕ-25 είναι ξεκάθαρη και το σενάριο Στόχων του Κγτο εμφανίζει τη χαμηλότερη τιμή συνολικού κοινωνικού κόστους κατά 12% σε σύγκριση με το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου Αναφοράς, γεγονός που οφείλεται στη διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος αλλά και στην εξοικονόμηση ενέργειας κατά 12% που επιτυγχάνεται στο σενάριο Στόχων του Κγτο σε σχέση με το σενάριο Αναφοράς. Οι μονάδες φυσικού αερίου αποτελούν το μεγαλύτερο ποσοστό του συνολικού κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής. Ειδικότερα το 2020, προσεγγίζουν το 63,2% του συνολικού κοινωνικού κόστους προσφέροντας το 56% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς, ενώ το αντίστοιχα μεγέθη του σεναρίου στόχων του Κγτο είναι 66% για το 58% της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25. Αξιόλογο μερίδιο στο κοινωνικό κόστος εμφανίζουν οι λιθανθρακικές μονάδες ως ρυπογόνος μέθοδος ηλεκτροπαραγωγής και οι πυρηνικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής παρόλο που εμφανίζουν εξαιρετικά χαμηλό κοινωνικό κόστος σε σύγκριση με το μερίδιό τους στην ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-25, αποτελούν μια πηγή ενέργειας που εμπεριέχει μεγάλα διλλήματα και αποτελεί απόφαση σταθμό για κάθε κράτος. Οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν με μικρότερα ποσοστά στη διαμόρφωση του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25, παράρτημα **Πίνακας 9**, **Πίνακας 10**, **Πίνακας 23** και **Πίνακας 24**.

Στη συνέχεια κρίνεται σκόπιμη η παρουσίαση ενός συγκριτικού διαγράμματος του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 ανά σενάριο για το 2010 και το 2020 σχετικό με την διαμόρφωσή του από το συνολικό εξωτερικό και ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής.



**Διάγραμμα 6.8.:** Διαχωρισμός κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 σε ιδιωτικό και εξωτερικό ανά σενάριο για τα έτη 2010 και 2020.

Το 2010, το εξωτερικό κόστος αποτελεί το 19% και 18% του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για το σενάριο Αναφοράς και αυτό του Στόχων του Κγτο αντίστοιχα. Το συνολικό εξωτερικό ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς εμφανίζεται μεγαλύτερο κατά 16% του αντίστοιχου μεγέθους του σεναρίου στόχων του Κγτο. Στο σενάριο αναφοράς το 2010, το συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά 45,4% οφείλεται σε μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν το 40,1% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής, ενώ οι λιθανθρακικές και λιγνιτικές μονάδες έχουν μεγάλη συμβολή στη διαμόρφωση του εξωτερικού κόστους προσδίδοντας μικρό σχετικά τμήμα της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Επίσης αξίζει να σημειωθεί ότι οι Α.Π.Ε και υδροηλεκτρικές μονάδες συμβάλλουν στο συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής με ιδιαίτερα μικρό ποσοστό προσφέροντας σε σημαντικό ποσοστό στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή της ΕΕ-25. Ομοίως στο σενάριο Στόχων του Κγτο, το συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά 47,5% οφείλεται σε μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν το 39% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής ενώ, το 36,9% του συνολικού εξωτερικού κόστους οφείλεται στο μόλις 14,7% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προερχόμενο από λιθανθρακικές και λιγνιτικές μονάδες. Ο ρόλος των Α.Π.Ε. και των υδροηλεκτρικών μονάδων κρίνεται σημαντικός αφού παρουσιάζουν εξαιρετικά χαμηλή συμμετοχή στη διαμόρφωση του εξωτερικού κόστους παράγοντας σημαντικές ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας. Όσον αφορά το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής το 2010 αποτελεί το 81% και 82% του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για το σενάριο Αναφοράς και αυτό του Στόχων του Κγτο αντίστοιχα, ενώ το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής στο σενάριο αναφοράς εμφανίζεται μεγαλύτερο κατά 8,7% του αντίστοιχου μεγέθους του σεναρίου στόχων του Κγτο. Στο σενάριο αναφοράς το 2010, το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά 49,6% οφείλεται σε μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν το 40,2% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Επιπλέον σημειώνεται ότι οι Α.Π.Ε. και υδροηλεκτρικές μονάδες συμβάλλουν σημαντικά στη διαμόρφωση του ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής, παρουσιάζοντας αρκετά υψηλό ιδιωτικό κόστος. Στο σενάριο Στόχων του Κγτο το 2010, το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής κατά 48,1% οφείλεται σε μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν το 38,8% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Αξιοσημείωτο είναι το μικρό μερίδιο των πυρηνικών μονάδων στο ιδιωτικό κόστος παρόλο που

αποδίδουν σημαντικές ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-15. Παράρτημα **Πίνακας 9, Πίνακας 10, Πίνακας 23** και **Πίνακας 24**.

Το 2020 τα ενεργειακά σενάρια έχουν διαμορφωθεί πλήρως, το συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του σεναρίου αναφοράς εμφανίζεται κατά 23,6% μεγαλύτερο του συνολικού εξωτερικού κόστους του σεναρίου Στόχων του Κyoto, ενώ αποτελεί το 19% και 16% του κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για το σενάριο αναφοράς και αυτού των Στόχων του Κyoto αντίστοιχα. Στο σενάριο αναφοράς, το 55,8% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από μονάδες φυσικού αερίου συντελεί στο 60,2% του συνολικού εξωτερικού κόστους. Μεγάλο ρόλο στη διαμόρφωση του τελικού μεγέθους του εξωτερικού κόστους έχουν οι λιθανθρακικές και λιγνιτικές μονάδες. Ομοίως το 2020 στο σενάριο Στόχων του Κyoto, το 57,7% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από μονάδες φυσικού αερίου συντελεί στο 71,6% του συνολικού εξωτερικού κόστους. Οι Α.Π.Ε. χαρακτηρίζονται από σημαντική ενεργειακή συμβολή στην ΕΕ-25 με εξαιρετικά χαμηλό εξωτερικό κόστος. Το 2020 τα ιδιωτικά κόστη των δύο σεναρίων παρουσιάζουν διαφορά της τάξης του 9,3% με αυτό του σεναρίου αναφοράς να εμφανίζεται μεγαλύτερο, παράλληλα το ιδιωτικό κόστος του σεναρίου Αναφοράς και του Στόχων του Κyoto αποτελούν το 81% και 84% του αντίστοιχου κοινωνικού κόστους. Το 2020 σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς, το μεγαλύτερο μερίδιο στο συνολικό ιδιωτικό κόστος παρουσιάζουν οι μονάδες φυσικού αερίου με 55,8% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής συντελούν στο 63,9% του συνολικού ιδιωτικού κόστους και οι υπόλοιπες τεχνολογικές μέθοδοι παρουσιάζουν σαφώς μικρότερο ρόλο στη διαμόρφωση του τελικού μεγέθους. Ομοίως το 2020, σύμφωνα με το σενάριο Στόχων του Κyoto, το 57,7% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από μονάδες φυσικού αερίου αποτελεί το 64,9% του συνολικού ιδιωτικού κόστους. Παράρτημα **Πίνακας 9, Πίνακας 10, Πίνακας 23** και **Πίνακας 24**.

Έχοντας σχολιάσει αναλυτικά τα αποτελέσματα του συνολικού εξωτερικού και ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για την ΕΕ-25 στο σημείο αυτό μπορούμε να παραθέσουμε τα συμπεράσματα που προκύπτουν από το συγκριτικό διάγραμμα για το κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με τα δυο διαφορετικά σενάρια.

- Το σενάριο Στόχων του Κyoto παρουσιάζεται περισσότερο συμφέρον οικονομικά συγκρινόμενο με το σενάριο Αναφοράς, συγκεκριμένα το σενάριο Αναφοράς παρουσιάζει 10% υψηλότερο συνολικό κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής το 2010 και 12% το 2020 σε σύγκριση με το αντίστοιχο μέγεθος του σεναρίου Αναφοράς.
- Οι μονάδες φυσικού αερίου αποτελούν το κυριότερο ποσοστό του συνολικού κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής. Ειδικότερα το 2020, προσεγγίζουν το 63,2% του συνολικού κοινωνικού κόστους προσφέροντας το 55,8% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στο σενάριο αναφοράς, ενώ το αντίστοιχα μεγέθη στο σενάριο στόχων του Κyoto είναι 65,9% για το 57,7% της ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25.
- Οι πυρηνικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής παρόλο που εμφανίζουν εξαιρετικά χαμηλό κοινωνικό κόστος, ενδεικτικά το 2020 το 16,2% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί το 7,4% του συνολικού κοινωνικού κόστους στο σενάριο Αναφοράς ενώ στο σενάριο Στόχων του Κyoto το 17,9% της ηλεκτροπαραγωγής συντελεί κατά 8,2% στο συνολικό κοινωνικό κόστος, αποτελούν μια πηγή ενέργειας που εμπεριέχει μεγάλα διλλήματα και αποτελεί απόφαση σταθμό για κάθε κράτος
- Οι Α.Π.Ε ως μέθοδος ηλεκτροπαραγωγής αν και παρουσιάζουν αμελητέο εξωτερικό κόστος, το ιδιωτικό τους κόστος εμφανίζεται σε υψηλότερα επίπεδα σε σύγκριση με τις περισσότερες συμβατικές μορφές ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα φωτοβολταϊκά συστήματα με ουσιαστικά απειροελάχιστο εξωτερικό κόστος εμφανίζουν εξαιρετικά υψηλό ιδιωτικό κόστος με αποτέλεσμα να εκτοξεύεται το

κοινωνικό κόστος της συγκεκριμένης μεθόδου ηλεκτροπαραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, το 2020 τα φωτοβολταϊκά συστήματα αποτελούν το 0,5% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής και προσδίδουν το 2,6% του κοινωνικού κόστους στο σενάριο αναφοράς, ενώ τα αντίστοιχα μεγέθη για το σενάριο στόχων του Κγτο είναι 0,6% και 3,7%.

- Οι λιθανθρακικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εμφανίζουν υψηλότερο κοινωνικό κόστος σε σχέση με λιγνιτικές. Αξίζει να αναφερθεί ότι οι λιθανθρακικές εμφανίζουν υψηλότερο ιδιωτικό κόστος ενώ οι λιγνιτικές εξαιρετικά υψηλό εξωτερικό κόστος.

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΡΑΙΑΣ

## ○ ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΓΕΝΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

- Η Ελλάδα καλείται να εφαρμόσει νέα ενεργειακή πολιτική έτσι όπως αυτή έχει διαμορφωθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση για 2020, με την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, την διαφοροποίηση ενεργειακών πηγών, την προστασία του περιβάλλοντος και την προώθηση της παραγωγικότητας και της ανταγωνιστικότητας να αποτελούν τους κύριους άξονες της ενεργειακής πολιτικής στην Ελλάδα. Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής συνδέεται άμεσα με την ανάπτυξη και συμβάλλει καθοριστικά στη διαμόρφωση των ενεργειακών και περιβαλλοντικών χαρακτηριστικών της κάθε χώρας.
- Ο μη συνυπολογισμός του εξωτερικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οδηγεί σε λανθασμένες ενεργειακές επιλογές, αφού κρίσιμες αποφάσεις λαμβάνονται με μοναδικό κριτήριο το ιδιωτικό κόστος ανά παραγωγική τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής. Το εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα, όπως στην περίπτωση του λιγνίτη, είναι μεγαλύτερο του ιδιωτικού κόστους με αποτέλεσμα το κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής από εναλλακτικές πηγές ενέργειας να εμφανίζεται ανταγωνιστικότερο αυτού της ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικές πηγές.
- 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 ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε στην Ελλάδα, εξαιρουμένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, εμφανίζει αυξητικές τάσεις τα τελευταία χρόνια και είναι της τάξης του 2,5% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, ποσοστό το οποίο οφείλεται κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, σε μικρό βαθμό τη βιομάζα, ενώ τελευταία αρχίζει να γίνεται αισθητή και η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών. Η προώθηση των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα επιχειρείται μέσω της δημιουργίας κατάλληλου θεσμικού πλαισίου ενώ παράλληλα εξασφαλίζονται υψηλές τιμές αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος από Α.Π.Ε. από την Δ.Ε.Η.. Η Ελλάδα καλείται να λάβει δραστικά μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας καθώς και να διαφοροποιήσει της ενεργειακές πηγές ηλεκτροπαραγωγής ώστε να καλύψει τόσο τους ενεργειακούς όσο και τους περιβαλλοντικούς στόχους για 2020.
- Σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς, το 2020 η συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή προβλέπεται ίση με 87.9 TWh, ενώ στα ενεργειακά Σενάρια 1 και 2 προβλέπεται εξοικονόμηση ενέργειας 6,7% σε σχέση με την καθαρή ηλεκτροπαραγωγή στο σενάριο αναφοράς, ως αποτέλεσμα μέτρων που πρόκειται να εφαρμοσθούν. Το Σενάριο 1, συγκρινόμενο με το σενάριο αναφοράς παρουσιάζει περιορισμό τόσο στη χρήση λιγνίτη όσο και στο λιθάνθρακα για τους σταθμούς βάσης του διασυνδεδεμένου συστήματος παράλληλα με την αύξηση που παρατηρείται στα αιολικά πάρκα κατά 53%, στα υδροηλεκτρικά κατά 9%, αποτελεί μία τεχνικά καλή επιλογή λόγω της σχετικής αβεβαιότητας που υπάρχει στην αγορά φυσικού αερίου. Το Σενάριο 2 αποτελεί εναλλακτική πολιτική του Σεναρίου 1 στο οποίο δεν χρησιμοποιούνται λιθανθρακικές μονάδες ενώ, το δημιουργούμενο κενό καλύπτεται από αύξηση 14% της χρήση φυσικού αερίου και κατά 53% των αιολικών σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, ενώ η χρήση του λιγνίτη στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει στο επίπεδο του σενάριο αναφοράς.
- Για την ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ-15 στο σενάριο Στόχων του Kyoto διαπιστώθηκε: 1) εξοικονόμηση ενέργειας η οποία αποτυπώνεται στη μείωση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, 2) σταδιακή εγκατάλειψη των περιβαλλοντικά επιβαρυντικών μεθόδων, όπως η ηλεκτροπαραγωγή από λιγνιτικές και λιθανθρακικές μονάδες, 3) στροφή της ηλεκτροπαραγωγής προς καθαρότερες μορφές ενέργειας με βασικό εκπρόσωπο την ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια και

από βιομάζα και 4) η χρήση της πυρηνική ενέργεια παρουσιάζει πτωτικές τάσεις σε σχέση με το αντίστοιχα μεγέθη του σεναρίου αναφοράς.

- Για την ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ-25 στο σενάριο Στόχων του Kyoto διαπιστώθηκε: 1) εξοικονόμηση ενέργειας και η μείωση της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, 2) εμφανής προώθηση των Α.Π.Ε. με μεγαλύτερη ανάπτυξη των αιολικών πάρκων και μονάδων βιομάζας 3) η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο παρουσιάζει πτωτικές τάσεις σε σχέση με το αντίστοιχα μεγέθη του σεναρίου αναφοράς αν και εξακολουθεί να αποτελεί την κύρια μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής.

- Τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής με το χαμηλότερο εξωτερικό κόστος είναι τα υδροηλεκτρικά και τα αιολικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενώ ακολουθούν τα πυρηνικά και τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Η υψηλότερη τιμή εξωτερικού κόστους παρουσιάζεται στην ηλεκτροπαραγωγή από λιθάνθρακα, ενώ αντιστοίχως υψηλές τιμές εξωτερικού κόστους παρουσιάζει η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από λιγνίτη και πετρελαιικά προϊόντα. Η υψηλότερη τιμή ιδιωτικού κόστους παρουσιάζεται στα φωτοβολταϊκά συστήματα ενώ, η χαμηλότερη τιμή ιδιωτικού κόστους παρουσιάζεται στα πυρηνικά συστήματα και ακολουθούν τα λιγνιτικά και τα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από βιομάζα. Την υψηλότερη τιμή κοινωνικού κόστους παρουσιάζουν τα φωτοβολταϊκά συστήματα λόγω της υψηλής τιμής ιδιωτικού κόστους, ενώ την χαμηλότερη τιμή κοινωνικού κόστους παρουσιάζουν τα πυρηνικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής.

- Οι Α.Π.Ε. ως μέθοδος ηλεκτροπαραγωγής αν και παρουσιάζουν αμελητέο εξωτερικό κόστος, το ιδιωτικό τους κόστος εμφανίζεται σε υψηλότερα επίπεδα σε σύγκριση με τις περισσότερες συμβατικές μεθόδους ηλεκτροπαραγωγής. Οι λιθανθρακικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εμφανίζουν υψηλότερο κοινωνικό κόστος σε σχέση με λιγνιτικές. Αξίζει να αναφερθεί ότι οι λιθανθρακικές εμφανίζουν υψηλότερο ιδιωτικό κόστος ενώ οι λιγνιτικές εξαιρετικά υψηλό εξωτερικό κόστος.

- Από την οικονομική αξιολόγηση των τεσσάρων ενεργειακών σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας προκύπτει ότι το 2020 τα εναλλακτικά σενάρια 1 και 2 εμφανίζουν χαμηλότερη τιμή συνολικού εξωτερικού κόστους κατά 14,3% και 23% αντίστοιχα σε σχέση με το εξωτερικό κόστος του σεναρίου αναφοράς. Στο Σενάριο 1 η σχετικά μικρή μείωση του συνολικού εξωτερικού κόστους, παρόλη την εξοικονόμηση ενέργειας κατά 6,7% σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, οφείλεται στη χρήση λιγνίτη και λιθάνθρακα που παρέχοντας το 42% της ηλεκτροπαραγωγής συμβάλλουν κατά 77% στο συνολικό εξωτερικό κόστος. Το Σενάριο 2 εμφανίζει το χαμηλότερο εξωτερικό κόστος κυρίως λόγω στη μη χρήση λιθανθρακικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και το γεγονός ότι το 29% της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε συμβάλλει μόλις στο 2% του συνολικού εξωτερικού κόστους.

- Το σενάριο αναφοράς της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα το 2020 έχει το υψηλότερο ιδιωτικό κόστος, ενώ τα εναλλακτικά ενεργειακά σενάρια 1 και 2, παρουσιάζουν χαμηλότερο συνολικό ιδιωτικό κόστος κατά 8,2% και 6,1% αντίστοιχα. Το σενάριο 1 εμφανίζει χαμηλότερο ιδιωτικό κόστος λόγω του υψηλού ποσοστού συμμετοχής των λιγνιτικών μονάδων παλιάς τεχνολογίας στην ηλεκτροπαραγωγή ενώ σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του ιδιωτικού κόστους έχουν οι μονάδες φυσικού αερίου με 26,7% προσφέροντας το 22% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Στο σενάριο 2, το 41,6% του συνολικού ιδιωτικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής αντιστοιχεί στις μονάδες του φυσικού αερίου με συμμετοχή 34% στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή, παράλληλα τα αιολικά με 19,8% συμμετοχή στο συνολικό ιδιωτικό κόστος παρέχουν το 18% της ηλεκτροπαραγωγής.

- Το σενάριο αναφοράς της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα το 2020 έχει το υψηλότερο κοινωνικό κόστος, ενώ τα εναλλακτικά ενεργειακά σενάρια 1 και 2 παρουσιάζουν χαμηλότερο συνολικού κοινωνικό κόστος κατά 9,68% και 10,2% αντίστοιχα. Οι διαφορές στο συνολικό κοινωνικό κόστος των εναλλακτικών σεναρίων της Ελλάδος δεν παρουσιάζονται ιδιαίτερα αξιόλογες. Συνοψολογίζοντας, ότι ο



λιθάνθρακας αποτελεί μία ρυπογόνο πηγή ενέργειας το σενάριο 2 αποτελεί μια πιο ισορροπημένη πρόταση παρουσιάζοντας παράλληλα την μικρότερη τιμή κοινωνικού κόστους.

- Στην ΕΕ-15 το 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του Σεναρίου Στόχων του Κγτο εμφανίζεται 13,6% χαμηλότερο αυτού του Σεναρίου Αναφοράς. Στο σενάριο Στόχων του Κγτο, το 56,6% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από μονάδες φυσικού αερίου και συντελεί στο 73,3% του συνολικού εξωτερικού κόστους, ενώ το 5,3% της ηλεκτροπαραγωγής από λιθάνθρακικές και λιγνιτικές μονάδες συμβάλλει κατά 14,3% στο συνολικό εξωτερικό κόστος. Οι Α.Π.Ε και οι υδροηλεκτρικές μονάδες συμβάλλουν μόνο κατά 4,4% στο συνολικό εξωτερικού κόστος ηλεκτροπαραγωγής προσφέροντας το 17,8% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Ομοίως, το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του σεναρίου αναφοράς εμφανίζεται 9% μεγαλύτερο του αντιστοίχου συνολικού ιδιωτικού κόστους του σεναρίου Στόχων του Κγτο, όπου το 56,6% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προερχόμενο από μονάδες φυσικού αερίου συντελεί στο 64,9% του συνολικού ιδιωτικού κόστους. Οι Α.Π.Ε. με 19% συμμετοχή στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή από τελούν το 20% του συνολικού ιδιωτικού κόστους και τα πυρηνικά με συμμετοχή 18% στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελούν μόλις το 9% του συνολικού ιδιωτικού κόστους. Το σενάριο Στόχων του Κγτο παρουσιάζεται περισσότερο συμφέρον οικονομικά συγκρινόμενο με το σενάριο Αναφοράς το οποίο είναι 11,3% μεγαλύτερο, με τις μονάδες φυσικού αερίου αποτελούν το κυριότερο ποσοστό το συνολικού κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής αφού προσεγγίζουν το 65,2% του συνολικού κοινωνικού κόστους προσφέροντας το 56,6% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής.

- Στην ΕΕ-25 το 2020, το συνολικό εξωτερικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του Σεναρίου Στόχων του Κγτο εμφανίζεται 23,6% χαμηλότερο αυτού του Σεναρίου Αναφοράς. Στο σενάριο Στόχων του Κγτο, το 57,7% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από μονάδες φυσικού αερίου και αποτελεί το 71,6% του συνολικού εξωτερικού κόστους, ενώ το 6,7% της ηλεκτροπαραγωγής από λιθάνθρακικές και λιγνιτικές μονάδες συμβάλλει 17,1% στο συνολικό εξωτερικό κόστος. Οι Α.Π.Ε και οι υδροηλεκτρικές μονάδες αποτελούν μόνο το 3,9% του συνολικού εξωτερικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής προσφέροντας το 16,6% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Το συνολικό ιδιωτικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του Σεναρίου Στόχων του Κγτο εμφανίζεται 9,3% χαμηλότερο αυτού του Σεναρίου Αναφοράς, με το 57,7% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής προερχόμενο από μονάδες φυσικού αερίου συντελεί στο 64,9% του συνολικού ιδιωτικού κόστους ενώ οι Α.Π.Ε. αποτελούν το 19,8% του συνολικού ιδιωτικού κόστους. Το σενάριο Στόχων του Κγτο της ΕΕ-25 παρουσιάζεται οικονομικότερο του σεναρίου Αναφοράς με 12% χαμηλότερο κοινωνικό κόστος. Οι μονάδες φυσικού αερίου αποτελούν το κυριότερο ποσοστό το συνολικού κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής προσεγγίζοντας το 65,9% του συνολικού κοινωνικού κόστους προσφέροντας το 57,7% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στο Σενάριο Στόχων του Κγτο

- Τα φωτοβολταϊκά συστήματα παρουσιάζουν την μικρότερη αναμενόμενη ανάπτυξη στην ηλεκτροπαραγωγή τόσο στην Ελλάδα όσο και στην Ευρώπη λόγω του υψηλού του ιδιωτικού κόστους ενώ παρουσιάζουν μηδαμινό εξωτερικό κόστος. Τα αιολικά συστήματα αναμένεται να παρουσιάσουν σχετικά μεγάλη διείσδυση στο τομέα της ηλεκτροπαραγωγής λόγω τις τιμές του κοινωνικού τους κόστους που είναι ανταγωνιστή ακόμα και με τις μεθόδους ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικές πηγές ενέργειας.

## **ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ**

Αποτίμηση του εξωτερικού κόστους και οφέλους στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής, Εργαστήριο Βιομηχανικής και Ενεργειακής Οικονομίας ΕΜΠ, 2006-07.

Διακουλάκη Δ., Ενεργειακές Στρατηγικές, Περιβαλλοντικές Απειλές και Αναπτυξιακές Προκλήσεις, 2008.

Διεθνής οργανισμός ενέργειας, ενεργειακές πολιτικές των χωρών του ΔΟΕ, Ελλάδα, εξέτασης 2006.

Εγκυκλοπαίδεια Πάπυρος Λαρούς Μπριτάνικα.

4η Εθνική έκθεση για το επίπεδο διείσδυσης της ανανεώσιμης ενέργειας το έτος 2010.

Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020, Υπουργείο Ανάπτυξης, 2007.

Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, Ανάλυση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος για την περίοδο 2008-2020 εν όψει των νέων στόχων εθνικής και ευρωπαϊκής πολιτικής για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τον ενεργειακό τομέα, την διείσδυση των Α.Π.Ε και την εξοικονόμηση ενέργειας, 2008.

Ενιαία Ευρωπαϊκή Πράξη ΕΕ L 169 της 29.06.1987.

Επιτάχυνση της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής αλλαγής, Σχέδιο Νομου, 2010.

Κάπρος Π., 2006, Βασικοί Δείκτες ενός Ενεργειακού Συστήματος, Σημειώσεις για το μάθημα Ενεργειακή Οικονομία, ΣΗΜΜΗΥ.

Μοδινός Μ., Ενεργειακό πρότυπο και διεθνείς πρακτικές, 1998.

Πρωτόκολλο του Κυότο στη Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές μεταβολές – Δήλωση, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 130 της 15/05/2002 σ. 0004 – 0020.

Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής, Μέτρα και μέσα για μια βιώσιμη και ανταγωνιστική ενεργειακή πολιτική, Αθήνα 2008.

Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής, Δ. Α. Μπέης, 2008. Ο ρόλος του λιθάνθρακα στη διασφάλιση της ασφάλειας εφοδιασμού και την επίτευξη του στόχου της μείωσης των εκπομπών θερμοκηπίου.

Συνθήκη περί ιδρύσεως της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα (1951), <http://eur-lex.europa.eu/el/treaties/index.htm>.

Συνθήκη περί ιδρύσεως της Ευρωπαϊκής Οικονομικής Κοινότητας (1957), <http://eur-lex.europa.eu/el/treaties/index.htm>.

Συνθήκη περί ιδρύσεως της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Ατομικής Ενέργειας (1957), <http://eur-lex.europa.eu/el/treaties/index.htm>.

Συνθήκη Συγχώνευσης ΕΕ 152 της 13.07.1967.

Συνθήκη προσχώρησης του Ηνωμένου Βασιλείου, της Ιρλανδίας και της Δανίας ΕΕ L 73 της 27.03.1972.

Συνθήκη προσχώρησης της Ελλάδας ΕΕ L 291 της 19.11.1979

Συνθήκη προσχώρησης της Ισπανίας και της Πορτογαλίας ΕΕ L 302 της 15.11.1985.

Συνθήκη για την Ευρωπαϊκή Ένωση (συνθήκη του Μάαστριχτ) ΕΕ C 191 της 29.07.1992.

Συνθήκη προσχώρησης της Αυστρίας, της Φινλανδίας και της Σουηδίας ΕΕ C 241 της 29.08.1994.

Συνθήκη της Λισαβόνας Επίσημη Εφημερίδα αριθ. C 306 της 17ης Δεκεμβρίου 2007.

Υπουργείο Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων, «Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων εκπομπών για την περίοδο 2005-2007», Δεκέμβριος 2004.

AEA Technology, IER, ARMINES and Metroeconomica, 1997. Economic evaluation of the draft incineration directive. Report to European Commission DG XI, rue de la Loi 200, B-1049 Brussels, Belgium.

AEA Technology/ TNO, 2000. Economic evaluation of air quality limits for PAHs. Report to European Commission DG Environment, rue de la Loi 200, B-1049 Brussels, Belgium.

AEA Technology, 1999. Economic evaluation of air quality targets for CO and benzene. Report to European Commission DG Environment, rue de la Loi 200, B- 1049 Brussels, Belgium.

C 138, Ψήφισμα του Συμβουλίου των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων και των αντιπροσώπων των κυβερνήσεων των κρατών μελών, συνελθόντων στα πλαίσια του Συμβουλίου της 1ης Φεβρουαρίου 1993 σχετικά με ένα κοινοτικό πρόγραμμα πολιτικής δράσης για το περιβάλλον και τη σταθερή ανάπτυξη - Πρόγραμμα της Ευρωπαϊκής Κοινότητας σχετικά με την πολιτική και τη δράση για το περιβάλλον και την αειφόρο ανάπτυξη, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. C 138 της 17/05/1993 σ. 0001 – 0004.

COM(2006) 105, Ενεργειακή πολιτική για την Ευρώπη, Μάρτιος 2006.

COM(2007) 1, Ενεργειακή πολιτική για την Ευρώπη.

COM(2005) 265, Πράσινη Βίβλος της Επιτροπής, της 22ας Ιουνίου 2005, με τίτλο «Η ενεργειακή απόδοση ή περισσότερα αποτελέσματα με λιγότερα μέσα».

COM(2000) 247 Ανακοίνωση της Επιτροπής στο Συμβούλιο, στο Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, στην Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή και στην Επιτροπή των Περιφερειών, της 26ης Απριλίου 2000, με τίτλο «Σχέδιο δράσης για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα».

COM(1998) 246, Ανακοίνωση της Επιτροπής, της 29ης Απριλίου 1998, με τίτλο «Η ενεργειακή απόδοση στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα: προς μια στρατηγική ορθολογικής χρήσης της ενέργειας»

COM(2006) 848, «Χάρτης πορείας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας τον 21ο αιώνα: συμβολή στην ενίσχυση της αειφορίας».

COM(2004) 366, Ανακοίνωση της Επιτροπής, της 26ης Μαΐου 2004, σχετικά με το μερίδιο της ανανεώσιμης ενέργειας της ΕΕ. Έκθεση της Επιτροπής σύμφωνα με το άρθρο 3 της οδηγίας 2001/77/ΕΚ - Αξιολόγηση του αντίκτυπου των νομοθετικών πράξεων και άλλων κοινοτικών πολιτικών στην εξέλιξη της συμβολής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ΕΕ και προτάσεις για συγκεκριμένες δράσεις.

COM(97) 599, ανακοίνωση της Επιτροπής, της 26ης Νοεμβρίου 1997, σχετικά με την ενέργεια για το μέλλον: ανανεώσιμες πηγές ενέργειας - Λευκή Βίβλος για κοινοτική στρατηγική και σχέδιο δράσης.

COM(96) 576, Πράσινη Βίβλος της Επιτροπής, της 20ής Νοεμβρίου 1996, σχετικά με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

COM(2007) 354, Πράσινη Βίβλος της Επιτροπής της 29ης Ιουνίου 2007 σχετικά με την προσαρμογή της Ευρώπης στην αλλαγή του κλίματος - επιλογές δράσης για την ΕΕ.

COM(95) 682, Λευκή Βίβλος: Ενεργειακή πολιτική για την Ευρωπαϊκή Ένωση, Δεκέμβριος 1995.

COM(97) 599, Ανακοίνωση της Επιτροπής - Ενέργεια για το μέλλον: ανανεώσιμες πηγές ενέργειας - Λευκή βίβλος για κοινοτική στρατηγική και σχέδιο δράσης, Νοέμβριος 1997.

COM(2000) 66, Λευκή Βίβλος για την Περιβαλλοντική Ευθύνη, Φεβρουάριος 2000.

COM(2001) 370, Λευκή Βίβλος: Η ευρωπαϊκή πολιτική μεταφορών με ορίζοντα το έτος 2010: η ώρα των επιλογών, Σεπτέμβριος 2001.

COM(90) 218, Πράσινη Βίβλος για το αστικό περιβάλλον – Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, Ιούνιος 1990.

COM(92) 46, Πράσινη Βίβλος σχετικά με τις επιπτώσεις των μεταφορών στο περιβάλλον: μια κοινοτική στρατηγική για "Βιώσιμη Κινητικότητα", Φεβρουάριος 1992.

COM(94) 659, Πράσινο Βιβλίο για την ενεργειακή πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης, Ιανουάριος 1995.

COM(96) 576, Πράσινο Βιβλίο για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, Νοέμβριος 1996.

COM(2000) 87, Πράσινη Βίβλος για την εμπορία εκπομπών αερίων φαινομένου θερμοκηπίου εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης, Μάρτιος 2000.

COM(2000) 769, Πράσινη Βίβλος- Προς μία ευρωπαϊκή στρατηγική ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού, Νοέμβριος 2000.

COM(2005) 265, Πράσινη βίβλος για την ενεργειακή απόδοση περισσότερα αποτελέσματα με λιγότερα μέσα, Ιούνιος 2005.

COM(2006) 105, Πράσινη Βίβλος - Ευρωπαϊκή στρατηγική για αειφόρο, ανταγωνιστική και ασφαλή ενέργεια, Μάρτιος 2006.

COM(2007) 354, Η προσαρμογή της Ευρώπης στην αλλαγή του κλίματος – επιλογές δράσης για την ΕΕ, Ιούνιος 2007.

ENTEC, 2000. Economic evaluation of air quality limits for heavy metals. Report to European Commission DG Environment, rue de la Loi 200, B-1049 Brussels, Belgium.

ERM, 1997. Economic evaluation of the revision of the large combustion plant directive. Report to European Commission DG XI, rue de la Loi 200, B-1049 Brussels, Belgium.

Environmental Costs of Electricity. Oceana Publications, Inc., New York.

European Commission Directorate-General for Energy and Transport, European energy and transport scenarios on key drivers, 2004.

Faircloth, P., Barnes, C., Williams, A., Holland, M.R. and Andrews, K., 1999. Approximation of Environmental Legislation: A study of the benefits of compliance with the EU Environmental Acquis. A report prepared under subcontract to Environment Policy Europe (Brussels) and Environmental Development Consultants (Dublin) for European Commission DG Environment

Full cost estimates of the use of different energy sources, Project No 518294 SES6.

Hohmeyer, O. 1988. Social Costs of Energy Consumption. Springer Verlag.

Holland, M.R., Forster, D. and King, K., 1999. Cost-benefit analysis for the Protocol to Abate Acidification, Eutrophication and Ground-level Ozone in Europe. Publication nr. 133, Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, The Hague, The Netherlands.

IIASA, AEA Technology, DNMI, RIVM, 1998. Economic evaluation of air quality targets for tropospheric ozone (in 3 parts). Report to European Commission DG Environment, rue de la Loi 200, B-1049 Brussels, Belgium.

IVM, 1997. Economic evaluation of air quality targets for fine particles, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> and lead. Report to European Commission DG XI, rue de la Loi 200, B-1049 Brussels, Belgium.

Kapros P., The PRIMES Energy System Model Summary Description, NTUA, European Commission Joule-III Programme.

Ottinger, R. L., Wooley, D. R., Robinson, N. A., Hodas, D. R. and Babb, S. E., 1990.

Panorama of energy, Energy statistics to support EU policies and solutions, Eurostat statistical book, European Commission, 2009.

Pearce, D.W. and Turner, R.K., 1990. Economics of natural resources and the environment. Harvester Wheatsheaf, Hemel Hempstead, Herst.

94/12/EK, Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 23ης Μαρτίου 1994 περί των μέτρων που πρέπει να ληφθούν κατά της ατμοσφαιρικής ρύπανσης από τις εκπομπές των οχημάτων με κινητήρα και περί τροποποίησης της οδηγίας 70/220/ΕΟΚ, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 100 της 19/04/1994 σ. 0042 – 0052.

98/181/EK, EKAX και Euratom του Συμβουλίου και της Επιτροπής, της 23ης Σεπτεμβρίου 1997, σχετικά με τη σύναψη, από τις Ευρωπαϊκές Κοινότητες, της συνθήκης για το Χάρτη Ενέργειας και του πρωτοκόλλου του Χάρτη Ενέργειας για την ενεργειακή απόδοση και τα σχετικά περιβαλλοντικά ζητήματα [Επίσημη Εφημερίδα L 69 της 09.03.1998].

1600/2002/EK, απόφαση του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 22ας Ιουλίου 2002, για τη θέσπιση του έκτου κοινοτικού προγράμματος δράσης για το περιβάλλον, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 242 της 10/09/2002 σ. 0001 – 0015.

1753/2000/EK, Απόφαση του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 22ας Ιουνίου 2000, για την καθιέρωση συστήματος παρακολούθησης των μέσων όρων των ειδικών εκπομπών CO<sub>2</sub> από τα νέα επιβατηγά αυτοκίνητα, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 202 της 10/08/2000 σ. 0001 – 0013.

2001/77/EK, Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 27ης Σεπτεμβρίου 2001, για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 283 της 27/10/2001 σ. 0033 – 0040.

2001/81/EK, Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 23ης Οκτωβρίου 2001, σχετικά με εθνικά ανώτατα όρια εκπομπών για ορισμένους ατμοσφαιρικούς ρύπους, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 309 της 27/11/2001 σ. 0022 – 0030

2002/3/EK, Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 12ης Φεβρουαρίου 2002, σχετικά με το όζον στον ατμοσφαιρικό αέρα, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 067 της 09/03/2002 σ. 0014 – 0030.

2002/18/EK, Απόφαση της Επιτροπής, της 21ης Δεκεμβρίου 2001, για τη θέσπιση του προγράμματος εργασίας της Κοινότητας για το οικολογικό σήμα (Κείμενο που παρουσιάζει ενδιαφέρον για τον ΕΟΧ) [κοινοποιηθείσα υπό τον αριθμό Ε(2001) 4395], Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 007 της 11/01/2002 σ. 0028 – 0047.

2002/358/EK, Απόφαση του Συμβουλίου, της 25ης Απριλίου 2002, για την έγκριση, εξ ονόματος της Ευρωπαϊκής Κοινότητας, του Πρωτοκόλλου του Κυότο στη Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές μεταβολές και την από κοινού τήρηση των σχετικών δεσμεύσεων, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 130 της 15/05/2002 σ. 0001 – 0003.

2003/30/EK, οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 8ης Μαΐου 2003, σχετικά με την προώθηση της χρήσης βιοκαυσίμων ή άλλων ανανεώσιμων καυσίμων για τις μεταφορές, Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 123 της 17/05/2003 σ. 0042 – 0046.

2003/87/EK, Οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Οκτωβρίου 2003, σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας και την τροποποίηση της οδηγίας 96/61/EK του Συμβουλίου (Κείμενο που παρουσιάζει ενδιαφέρον για τον ΕΟΧ), Επίσημη Εφημερίδα αριθ. L 275 της 25/10/2003 σ. 0032 – 0046.

2006/32/EK, οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Απριλίου 2006, για την ενεργειακή απόδοση κατά την τελική χρήση και τις ενεργειακές υπηρεσίες και για την κατάργηση της οδηγίας 93/76/ΕΟΚ του Συμβουλίου [Επίσημη Εφημερίδα L 114 της 27.04.2006].

<http://www.cres.gr/services/istos.chtm?prnbr=25277&locale=el>

<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>

<http://www.dei.gr/>

<http://www.desmie.gr/home/>

<http://www.rae.gr/>

[http://www.cres.gr/kape/index\\_gr.htm](http://www.cres.gr/kape/index_gr.htm)

<http://www.feem-project.net/cases/>

[<http://europa.eu/scadplus/leg/el/lvb/l27064.htm>].

<http://unfccc.int>

## **ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ**

**Πίνακας 1.:** Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρισμού Ελλάδας (TWh) ανά ενεργειακό σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρισμού Ελλάδας (TWh)	Σενάριο Αναφοράς			Σενάριο 1			Σενάριο 2		
	2010	2015	2020	2010	2015	2020	2010	2015	2020
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	32,2	24,0	18,1	32,2	22,4	16,9	32,5	23,8	18,8
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>	0,0	5,1	5,2	0,0	4,7	4,5	0,0	4,9	5,0
<b>Λιθάνθρακας</b>	0,0	8,4	16,8	0,0	8,4	12,6	0,0	0,0	0,0
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	6,0	6,8	6,5	6,2	7,2	6,2	6,3	7,4	6,5
<b>Φ. Αέριο</b>	17,5	20,9	24,8	16,5	16,1	17,7	16,7	22,9	28,2
<b>Υ/Η</b>	5,0	5,1	5,2	5,0	5,4	5,7	5,0	5,4	5,7
<b>Αιολικά</b>	3,8	5,3	9,6	4,2	9,2	14,7	4,1	9,2	14,7
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	0,5	1,0	1,6	1,0	1,7	3,7	1,0	1,8	3,7
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>65,0</b>	<b>76,6</b>	<b>87,9</b>	<b>65,2</b>	<b>75,1</b>	<b>81,9</b>	<b>65,7</b>	<b>75,3</b>	<b>82,5</b>

**Πηγή:** Έκθεση Υπουργείου Ανάπτυξης, 2008.



**Πίνακας 2.:** Ποσοστιαία διάθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο Αναφοράς.

Ποσοστιαία διάθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας	Σενάριο Αναφοράς		
	2010	2015	2020
Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας	49%	31%	21%
Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας	0%	7%	6%
Λιθάνθρακας	0%	11%	19%
Πετρελαϊκά Προϊόντα	9%	9%	7%
Φ. Αέριο	27%	27%	28%
Υ/Η	8%	7%	6%
Αιολικά	6%	7%	11%
Άλλες Α.Π.Ε	1%	1%	2%

**Πίνακας 3.:** Ποσοστιαία διάθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο 1.

Ποσοστιαία διάθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας	Σενάριο 1		
	2010	2015	2020
Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας	49%	30%	21%
Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας	0%	6%	6%
Λιθάνθρακας	0%	11%	15%
Πετρελαϊκά Προϊόντα	10%	10%	8%
Φ. Αέριο	25%	21%	22%
Υ/Η	8%	7%	7%
Αιολικά	6%	12%	18%
Άλλες Α.Π.Ε	2%	2%	4%

**Πίνακας4.:** Ποσοστιαία διάθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο 2.

Ποσοστιαία διάθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας	Σενάριο 2		
	2010	2015	2020
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	49%	32%	23%
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>	0%	6%	6%
<b>Λιθάνθρακας</b>	0%	0%	0%
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	10%	10%	8%
<b>Φ. Αέριο</b>	25%	30%	34%
<b>Υ/Η</b>	8%	7%	7%
<b>Αιολικά</b>	6%	12%	18%
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	2%	2%	4%

**Πίνακας 5.:** Διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-15 ανά σενάριο για την χρονική περίοδο 2010 έως 2020.

Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρισμού ΕΕ-15 (TWh)	Σενάριο Αναφοράς			Σενάριο Στόχων Κyoto	
	2010	2015	2020	2010	2020
<b>Πυρηνικά</b>	894,0	872,7	775,4	894,0	755,3
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	77,9	64,5	42,6	66,0	42,3
<b>Λιθάνθρακας</b>	329,8	301,2	374,9	264,6	150,8
<b>Λιγνίτης</b>	122,0	111,4	138,6	97,9	55,8
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυασμένου κύκλου</b>	1.179,8	1.787,3	2.094,8	1.043,3	1.957,2
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	194,3	301,5	361,5	159,6	263,9
<b>Υ/Η</b>	329,8	338,3	343,4	331,5	352,9
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	44,7	47,1	47,6	54,9	92,7
<b>Αιολικά</b>	130,1	159,3	176,3	142,7	222,3
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	15,6	19,1	21,2	19,5	30,3
<b>Σύνολο</b>	<b>3.317,8</b>	<b>4.002,3</b>	<b>4.376,3</b>	<b>3.073,9</b>	<b>3.923,4</b>

**Πίνακας 6.:** Ποσοστιαία κατανομή της συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος της ΕΕ-15, για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς.

Ηλεκτροπαραγωγή ΕΕ-15	Ποσοστιαία διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, Σενάριο αναφοράς		
	2010	2015	2020
<b>Πυρηνικά</b>	26,9%	21,8%	17,7%
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	2,3%	1,6%	1,0%
<b>Λιθάνθρακας</b>	9,9%	7,5%	8,6%
<b>Λιγνίτης</b>	3,7%	2,8%	3,2%
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυασμένου κύκλου</b>	35,6%	44,7%	47,9%
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	5,9%	7,5%	8,3%
<b>Υ/Η</b>	9,9%	8,5%	7,8%
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	1,3%	1,2%	1,1%
<b>Αιολικά</b>	3,9%	4,0%	4,0%
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	0,5%	0,5%	0,5%

**Πίνακας 7.:** Ποσοστιαία κατανομή Ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο Στόχων Κyoto.

Ηλεκτροπαραγωγή ΕΕ-15	Ποσοστιαία διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, Σενάριο Στόχων Κyoto	
	2010	2020
Πυρηνικά	29,1%	19,3%
Πετρελαϊκά Προϊόντα	2,1%	1,1%
Λιθάνθρακας	8,6%	3,8%
Λιγνίτης	3,2%	1,4%
Φυσικό Αέριο, συνδυασμένου κύκλου	33,9%	49,9%
Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους	5,2%	6,7%
Υ/Η	10,8%	9,0%
Βιομάζα/Βιοαέριο	1,8%	2,4%
Αιολικά	4,6%	5,7%
Φωτοβολταϊκά	0,6%	0,8%

**Πίνακας 8.:** Καθαρή ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, ανά σενάριο.

Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρισμού ΕΕ-25 (TWh)	Σενάριο Αναφοράς			Σενάριο Στόχων Κυτο	
	2010	2015	2020	2010	2020
<b>Πυρηνικά</b>	952,5	930,9	833,5	952,5	819,5
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	94,1	79,1	53,4	79,9	52,6
<b>Λιθάνθρακας</b>	443,8	417,7	487,1	337,1	200,6
<b>Λιγνίτης</b>	228,6	215,2	250,9	173,7	103,3
<b>Φυσικό Αέριο, συνδ. κύκλου</b>	1272,0	1979,3	2391,0	1138,2	2269,8
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	254,3	384,8	474,8	215,6	365,4
<b>Υ/Η</b>	355,6	365,5	371,6	358,4	382,2
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	48,0	50,6	51,5	62,3	102,5
<b>Αιολικά</b>	135,3	169,5	192,4	148,2	240,6
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	18,4	23,1	26,2	20,2	32,8
<b>Σύνολο</b>	<b>3.802,63</b>	<b>4.615,54</b>	<b>5.132,43</b>	<b>3.486,03</b>	<b>4.569,29</b>

**Πίνακας 9.:** Ποσοστιαία κατανομή συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος της ΕΕ-25, για τη χρονική περίοδο 2010 έως 2020, σύμφωνα με το σενάριο αναφοράς.

<b>Ηλεκτροπαραγωγή ΕΕ-25</b>	<b>Ποσοστιαία διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, Σενάριο αναφοράς</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	25,0%	20,2%	16,2%
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	2,5%	1,7%	1,0%
<b>Λιθάνθρακας</b>	11,7%	9,0%	9,5%
<b>Λιγνίτης</b>	6,0%	4,7%	4,9%
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυασμένου κύκλου</b>	33,5%	42,9%	46,6%
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	6,7%	8,3%	9,2%
<b>Υ/Η</b>	9,4%	7,9%	7,2%
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	1,3%	1,1%	1,0%
<b>Αιολικά</b>	3,6%	3,7%	3,7%
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	0,5%	0,5%	0,5%

**Πίνακας 10.:** Ποσοστιαία κατανομή συνολικής καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 για την περίοδο 2010 έως 2020, Σενάριο Στόχων Κγτο.

Ηλεκτροπαραγωγή ΕΕ-25	Ποσοστιαία διάρθρωση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής, Σενάριο Στόχων Κγτο	
	2010	2020
<b>Πυρηνικά</b>	27,3%	17,9%
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	2,3%	1,2%
<b>Λιθάνθρακας</b>	9,7%	4,4%
<b>Λιγνίτης</b>	5,0%	2,3%
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυασμένου κύκλου</b>	32,6%	49,7%
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	6,2%	8,0%
<b>Υ/Η</b>	10,3%	8,4%
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	1,8%	2,2%
<b>Αιολικά</b>	4,3%	5,3%
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	0,6%	0,7%



**Πίνακας 11.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Αναφοράς.

<b>Σενάριο Αναφοράς, Κόστος ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο</b>									
<b>10<sup>6</sup> ΕΥΡΩ</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>			<b>Ιδιωτικό κόστος</b>			<b>Κοινωνικό κόστος</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	1.059,3	789,6	595,5	933,2	695,6	524,6	1.992,4	1.485,2	1.120,0
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>	-	167,1	169,6	-	314,7	319,3	-	481,7	488,9
<b>Λιθάνθρακας</b>	-	203,2	406,4	-	470,9	941,9	-	674,1	1.348,3
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	136,5	154,1	147,9	396,3	447,4	429,5	532,8	601,5	577,4
<b>Φ. Αέριο</b>	136,0	162,3	192,8	1.171,2	1.398,1	1.660,1	1.307,2	1.560,4	1.852,9
<b>Υ/Η</b>	5,6	5,7	5,8	298,7	304,6	310,6	304,3	310,3	316,4
<b>Αιολικά</b>	4,4	6,0	11,0	233,7	323,8	588,4	238,1	329,9	599,4
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	0,3	0,6	1,0	17,2	37,9	58,8	17,5	38,5	59,8
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>1.342,0</b>	<b>1.488,6</b>	<b>1.529,9</b>	<b>3.050,3</b>	<b>3.992,9</b>	<b>4.833,3</b>	<b>4.392,2</b>	<b>5.481,5</b>	<b>6.363,1</b>

**Πίνακας 11.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο 1.

<b>Σενάριο 1, Κόστος ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο</b>									
<b>10<sup>6</sup> ΕΥΡΩ</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>			<b>Ιδιωτικό κόστος</b>			<b>Κοινωνικό κόστος</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	1.061,5	737,0	555,7	935,1	649,2	489,5	1.996,6	1.386,2	1.045,3
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>	-	153,2	149,1	-	288,6	280,9	-	441,8	430,0
<b>Λιθάνθρακας</b>	-	203,2	304,8	-	470,9	706,4	-	674,1	1.011,2
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	140,7	163,0	139,4	408,6	473,3	404,7	549,2	636,3	544,1
<b>Φ. Αέριο</b>	128,4	125,5	137,4	1.105,7	1.080,4	1.182,9	1.234,1	1.205,8	1.320,3
<b>Υ/Η</b>	5,6	6,0	6,3	298,4	319,1	339,8	303,9	325,1	346,1
<b>Αιολικά</b>	4,8	10,5	16,8	255,1	563,1	899,0	259,8	573,6	915,8
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	0,6	1,0	2,2	37,0	61,8	132,1	37,7	62,9	134,3
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>1.341,5</b>	<b>1.399,3</b>	<b>1.311,6</b>	<b>3.039,8</b>	<b>3.906,5</b>	<b>4.435,3</b>	<b>4.381,3</b>	<b>5.305,8</b>	<b>5.747,0</b>

**Πίνακας 13.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο 2.

<b>Σενάριο 2, Κόστος ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο</b>									
<b>10<sup>6</sup> ΕΥΡΩ</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>			<b>Ιδιωτικό κόστος</b>			<b>Κοινωνικό κόστος</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	1.069,5	781,9	618,2	942,2	688,8	544,6	2.011,7	1.470,7	1.162,8
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>	-	161,0	163,8	-	303,2	308,5	-	464,2	472,3
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	142,2	166,7	146,5	412,9	484,2	425,5	555,1	651,0	572,0
<b>Φ. Αέριο</b>	130,3	178,0	219,2	1.121,9	1.532,6	1.887,7	1.252,1	1.710,6	2.106,9
<b>Υ/Η</b>	5,6	6,0	6,3	298,4	319,1	339,8	303,9	325,1	346,1
<b>Αιολικά</b>	4,7	10,5	16,8	252,5	563,1	899,0	257,3	573,6	915,8
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	0,6	1,1	2,2	35,7	65,5	133,1	36,3	66,5	135,3
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>1.352,9</b>	<b>1.305,1</b>	<b>1.173,0</b>	<b>3.063,6</b>	<b>3.956,6</b>	<b>4.538,3</b>	<b>4.416,5</b>	<b>5.261,7</b>	<b>5.711,3</b>

**Πίνακας 14.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Αναφοράς.

<b>Σενάριο Αναφοράς, % Κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο</b>									
	<b>Εξωτερικό κόστος</b>			<b>Ιδιωτικό κόστος</b>			<b>Κοινωνικό κόστος</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	78,9	53,0	38,9	30,6	17,4	10,9	45,4	27,1	17,6
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>	-	11,2	11,1	-	7,9	6,6	-	8,8	7,7
<b>Λιθάνθρακας</b>	-	13,7	26,6	-	11,8	19,5	-	12,3	21,2
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	10,2	10,4	9,7	13,0	11,2	8,9	12,1	11,0	9,1
<b>Φ. Αέριο</b>	10,1	10,9	12,6	38,4	35,0	34,3	29,8	28,5	29,1
<b>Υ/Η</b>	0,4	0,4	0,4	9,8	7,6	6,4	6,9	5,7	5,0
<b>Αιολικά</b>	0,3	0,4	0,7	7,7	8,1	12,2	5,4	6,0	9,4
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	0,0	0,0	0,1	0,6	0,9	1,2	0,4	0,7	0,9

**Πίνακας 15.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο 1.

<b>Σενάριο1, % Κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο</b>									
	<b>Εξωτερικό κόστος</b>			<b>Ιδιωτικό κόστος</b>			<b>Κοινωνικό κόστος</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	79,13	52,67	42,37	30,76	16,62	11,04	45,57	26,13	18,19
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>	-	10,95	11,37	-	7,39	6,33	-	8,33	7,48
<b>Λιθάνθρακας</b>	-	14,52	23,24	-	12,05	15,93	-	12,70	17,60
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	10,49	11,65	10,63	13,44	12,12	9,12	12,54	11,99	9,47
<b>Φ. Αέριο</b>	9,57	8,97	10,48	36,37	27,66	26,67	28,17	22,73	22,97
<b>Υ/Η</b>	0,42	0,43	0,48	9,82	8,17	7,66	6,94	6,13	6,02
<b>Αιολικά</b>	0,36	0,75	1,28	8,39	14,41	20,27	5,93	10,81	15,94
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	0,04	0,07	0,17	1,22	1,58	2,98	0,86	1,19	2,34

**Πίνακας 16.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο 2.

<b>Σενάριο2, % Κόστους ηλεκτροπαραγωγής Ελλάδας ανά τεχνολογική μέθοδο</b>									
	<b>Εξωτερικό κόστος</b>			<b>Ιδιωτικό κόστος</b>			<b>Κοινωνικό κόστος</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Λιγνίτης, παλιάς τεχνολογίας</b>	79,05	59,91	52,70	30,75	17,41	12,00	45,55	27,95	20,36
<b>Λιγνίτης, νέας τεχνολογίας</b>		12,34	13,96		7,66	6,80		8,82	8,27
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	10,51	12,77	12,49	13,48	12,24	9,38	12,57	12,37	10,02
<b>Φ. Αέριο</b>	9,63	13,64	18,69	36,62	38,74	41,59	28,35	32,51	36,89
<b>Υ/Η</b>	0,41	0,46	0,54	9,74	8,07	7,49	6,88	6,18	6,06
<b>Αιολικά</b>	0,35	0,80	1,43	8,24	14,23	19,81	5,83	10,90	16,03
<b>Άλλες Α.Π.Ε</b>	0,04	0,08	0,19	1,17	1,66	2,93	0,82	1,26	2,37

**Πίνακας 17.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς.

<b>Σενάριο Αναφοράς, Κόστος ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογία παραγωγής</b>									
<b>10<sup>6</sup> ΕΥΡΩ</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>			<b>Ιδιωτικό κόστος</b>			<b>Κοινωνικό κόστος</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	2.796	2.729	2.425	26.221	25.596	22.742	29.017	28.326	25.168
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	1.887	1.562	1.032	5.116	4.234	2.797	7.003	5.795	3.829
<b>Λιθάνθρακας</b>	9.912	9.053	11.268	18.466	16.866	20.992	28.378	25.919	32.260
<b>Λιγνίτης</b>	3.449	3.150	3.921	3.537	3.230	4.021	6.986	6.381	7.942
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυασμένου κύκλου</b>	15.688	23.766	27.855	79.043	119.746	140.348	94.731	143.512	168.203
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	3.835	5.952	7.137	12.700	19.712	23.635	16.535	25.665	30.772
<b>Υ/Η</b>	578	593	601	19.572	20.076	20.379	20.150	20.669	20.981
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	300	316	320	1.978	2.086	2.110	2.278	2.402	2.430
<b>Αιολικά</b>	180	220	243	7.949	9.733	10.772	8.129	9.953	11.015
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	175	214	237	5.580	6.832	7.561	5.755	7.046	7.798
<b>Σύνολο</b>	<b>38.799</b>	<b>47.555</b>	<b>55.039</b>	<b>180.162</b>	<b>228.111</b>	<b>255.358</b>	<b>218.961</b>	<b>275.667</b>	<b>310.398</b>

**Πίνακας 18.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο σύμφωνα με το Σενάριο Στόχων Κyoto.

<b>Σενάριο Στόχων Κyoto, Κόστος ηλεκτροπαραγωγής ΕU-15 ανά τεχνολογία παραγωγής</b>						
<b>10<sup>6</sup> ΕΥΡΩ</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>		<b>Ιδιωτικό κόστος</b>		<b>Κοινωνικό κόστος</b>	
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	2.796	2.362	26.221	22.153	29.017	24.515
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	1.600	1.025	4.336	2.778	5.935	3.803
<b>Λιθάνθρακας</b>	7.954	4.532	14.818	8.444	22.772	12.976
<b>Λιγνίτης</b>	2.768	1.577	2.838	1.617	5.606	3.194
<b>Φυσικό Αέριο, συνδ. κύκλου</b>	13.873	26.025	69.898	131.129	83.770	157.154
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	3.151	5.210	10.435	17.254	13.586	22.464
<b>Υ/Η</b>	581	618	19.673	20.944	20.253	21.562
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	369	622	2.432	4.105	2.800	4.727
<b>Αιολικά</b>	197	307	8.717	13.583	8.914	13.890
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	218	339	6.953	10.835	7.171	11.174
<b>Σύνολο</b>	<b>33.505</b>	<b>42.618</b>	<b>166.321</b>	<b>232.843</b>	<b>199.825</b>	<b>275.461</b>

**Πίνακας 19.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Αναφοράς.

<b>Σενάριο Αναφοράς, % Κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο</b>						
	<b>Εξωτερικό κόστος</b>		<b>Ιδιωτικό κόστος</b>		<b>Κοινωνικό κόστος</b>	
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	7,21	4,41	14,55	8,91	13,25	8,11
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	4,86	1,87	2,84	1,10	3,20	1,23
<b>Λιθάνθρακας</b>	25,55	20,47	10,25	8,22	12,96	10,39
<b>Λιγνίτης</b>	8,89	7,12	1,96	1,57	3,19	2,56
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυσασμένου κύκλου</b>	40,43	50,61	43,87	54,96	43,26	54,19
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	9,88	12,97	7,05	9,26	7,55	9,91
<b>Υ/Η</b>	1,49	1,09	10,86	7,98	9,20	6,76
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	0,77	0,58	1,10	0,83	1,04	0,78
<b>Αιολικά</b>	0,46	0,44	4,41	4,22	3,71	3,55
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	0,45	0,43	3,10	2,96	2,63	2,51

**Πίνακας 20.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Στόχων του Κυτο.

<b>Σενάριο Στόχων Κυτο, % Κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-15 ανά τεχνολογική μέθοδο</b>						
	<b>Εξωτερικό κόστος</b>		<b>Ιδιωτικό κόστος</b>		<b>Κοινωνικό κόστος</b>	
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	8,34	5,54	15,77	9,51	14,52	8,90
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	4,77	2,40	2,61	1,19	2,97	1,38
<b>Λιθάνθρακας</b>	23,74	10,63	8,91	3,63	11,40	4,71
<b>Λιγνίτης</b>	8,26	3,70	1,71	0,69	2,81	1,16
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυασμένου κύκλου</b>	41,41	61,07	42,03	56,32	41,92	57,05
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	9,40	12,23	6,27	7,41	6,80	8,16
<b>Υ/Η</b>	1,73	1,45	11,83	8,99	10,14	7,83
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	1,10	1,46	1,46	1,76	1,40	1,72
<b>Αιολικά</b>	0,59	0,72	5,24	5,83	4,46	5,04
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	0,65	0,80	4,18	4,65	3,59	4,06



**Πίνακας 21.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς.

<b>Σενάριο Αναφοράς, Κόστος ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογία παραγωγής</b>									
<b>10<sup>6</sup> ΕΥΡΩ</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>			<b>Ιδιωτικό κόστος</b>			<b>Κοινωνικό κόστος</b>		
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	2.979	2.911	2.607	27.937	27.303	24.447	30.916	30.215	27.053
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	2.280	1.916	1.293	6.179	5.193	3.505	8.459	7.108	4.798
<b>Λιθάνθρακας</b>	13.340	12.555	14.641	24.852	23.391	27.278	38.191	35.946	41.919
<b>Λιγνίτης</b>	6.465	6.085	7.096	6.630	6.240	7.277	13.095	12.325	14.373
<b>Φυσικό Αέριο, συνδ. κύκλου</b>	16.914	26.319	31.794	85.224	132.610	160.197	102.138	158.929	191.991
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	5.020	7.596	9.373	16.623	25.155	31.039	21.642	32.751	40.412
<b>Υ/Η</b>	623	640	651	21.105	21.691	22.054	21.728	22.331	22.705
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	322	340	346	2.127	2.242	2.283	2.449	2.582	2.629
<b>Αιολικά</b>	187	234	266	8.265	10.354	11.754	8.452	10.588	12.020
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	206	259	294	6.593	8.259	9.376	6.799	8.518	9.670
<b>Σύνολο</b>	<b>48.336</b>	<b>58.855</b>	<b>68.361</b>	<b>205.535</b>	<b>262.438</b>	<b>299.210</b>	<b>253.871</b>	<b>321.293</b>	<b>367.571</b>

**Πίνακας 22.:** Διάρθρωση εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο σύμφωνα με το Σενάριο Στόχων Κυτο.

<b>Σενάριο Στόχων Κυτο, Κόστος ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογία παραγωγής</b>						
<b>10<sup>6</sup> ΕΥΡΩ</b>	<b>Εξωτερικό κόστος</b>		<b>Ιδιωτικό κόστος</b>		<b>Κοινωνικό κόστος</b>	
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	2.979	2.563	27.937	24.036	30.916	26.599
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	1.935	1.274	5.245	3.453	7.179	4.727
<b>Λιθάνθρακας</b>	10.133	6.029	18.879	11.232	29.012	17.261
<b>Λιγνίτης</b>	4.911	2.922	5.036	2.996	9.948	5.918
<b>Φυσικό Αέριο, συνδ. κύκλου</b>	15.135	30.183	76.256	152.077	91.391	182.259
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	4.257	7.214	14.096	23.890	18.352	31.104
<b>Υ/Η</b>	628	669	21.267	22.679	21.895	23.349
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	418	688	2.762	4.542	3.180	5.230
<b>Αιολικά</b>	205	332	9.056	14.701	9.260	15.034
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	226	367	7.223	11.727	7.450	12.094
<b>Σύνολο</b>	<b>40.827</b>	<b>52.241</b>	<b>187.756</b>	<b>271.333</b>	<b>228.582</b>	<b>323.575</b>

**Πίνακας 23.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Αναφοράς.

<b>Σενάριο Αναφοράς, % Κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο</b>						
	<b>Εξωτερικό κόστος</b>		<b>Ιδιωτικό κόστος</b>		<b>Κοινωνικό κόστος</b>	
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	6,16	3,81	13,59	8,17	12,18	7,36
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	4,72	1,89	3,01	1,17	3,33	1,31
<b>Λιθάνθρακας</b>	27,60	21,42	12,09	9,12	15,04	11,40
<b>Λιγνίτης</b>	13,38	10,38	3,23	2,43	5,16	3,91
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυσασμένου κύκλου</b>	34,99	46,51	41,46	53,54	40,23	52,23
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	10,38	13,71	8,09	10,37	8,52	10,99
<b>Υ/Η</b>	1,29	0,95	10,27	7,37	8,56	6,18
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	0,67	0,51	1,03	0,76	0,96	0,72
<b>Αιολικά</b>	0,39	0,39	4,02	3,93	3,33	3,27
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	0,43	0,43	3,21	3,13	2,68	2,63

**Πίνακας 24.:** Ποσοστιαία κατανομή εξωτερικού, ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο, Σενάριο Στόχων του Κυoto.

<b>Σενάριο Στόχων Κυoto, % Κόστους ηλεκτροπαραγωγής ΕΕ-25 ανά τεχνολογική μέθοδο</b>						
	<b>Εξωτερικό κόστος</b>		<b>Ιδιωτικό κόστος</b>		<b>Κοινωνικό κόστος</b>	
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>Πυρηνικά</b>	7,30	4,91	14,88	8,86	13,52	8,22
<b>Πετρελαϊκά Προϊόντα</b>	4,74	2,44	2,79	1,27	3,14	1,46
<b>Λιθάνθρακας</b>	24,82	11,54	10,05	4,14	12,69	5,33
<b>Λιγνίτης</b>	12,03	5,59	2,68	1,10	4,35	1,83
<b>Φυσικό Αέριο, συνδυσασμένου κύκλου</b>	37,07	57,78	40,61	56,05	39,98	56,33
<b>Φυσικό Αέριο, μικρού μεγέθους</b>	10,43	13,81	7,51	8,80	8,03	9,61
<b>Υ/Η</b>	1,54	1,28	11,33	8,36	9,58	7,22
<b>Βιομάζα/Βιοαέριο</b>	1,03	1,32	1,47	1,67	1,39	1,62
<b>Αιολικά</b>	0,50	0,64	4,82	5,42	4,05	4,65
<b>Φωτοβολταϊκά</b>	0,55	0,70	3,85	4,32	3,26	3,74