



Η ΜΕΛΕΤΗ
ΕΚΠΟΝΗΘΗΚΕ
ΣΕ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ ΜΕ



ΜΕΛΕΤΗ

GR

ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ
2017

ΕΘΝΙΚΟ ΑΣΤΕΡΟΣΚΟΠΕΙΟ ΑΘΗΝΩΝ
ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΡΕΥΝΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ
ΚΑΙ ΒΙΩΣΙΜΗΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ

ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ



ΣΥΝΤΑΚΤΙΚΗ ΟΜΑΔΑ

Την ομάδα έργου του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών που εκπόνησε τη μελέτη αποτελούν οι:

Σεβαστιανός Μοιρασγεντής

Δρ. Χημικός Μηχανικός, Ερευνητής Β

Γιάννης Σαραφίδης

Δρ. Χημικός Μηχανικός, Ερευνητής Β

Έλενα Γεωργοπούλου

Δρ. Χημικός Μηχανικός, Ερευνήτρια Β

Ως εξωτερικός συνεργάτης συμμετείχε ο Καθηγητής **Δημήτρης Λάλας**.

Ιδιαίτερα σημαντική ήταν η συμβολή των:

Νίκου Μάντζαρη, υπεύθυνου ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής, WWF Ελλάς.

Μιχάλη Προδρόμου, συμβούλου ενεργειακής πολιτικής, WWF Ελλάς.

Δημοσιεύθηκε τον Οκτώβριο 2017 από την περιβαλλοντική οργάνωση WWF Ελλάς.



**ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ
ΓΙΑ ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ
ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ**

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΣΥΝΟΨΗ.....	5
ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	14
1.1. Κλιματική αλλαγή: ευρωπαϊκές και διεθνείς εξελίξεις	14
1.2. Αντικείμενο μελέτης	16
1.3. Δομή μελέτης.....	17
2. ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ..	18
2.1. Η Ευρωπαϊκή στρατηγική για το 2030 και το 2050 (Energy Roadmap 2050)	18
2.2. Ανασκόπηση εθνικών μακροχρόνιων σχεδιασμών στην Ευρώπη	21
2.3. Ο ελληνικός μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός	22
2.4. Αξιολόγηση σεναρίων μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού άλλων φορέων	34
3. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΤΟ ENPER/BALANCE.....	44
3.1. Γενικά	44
3.2. Τομέας προσφοράς ενέργειας.....	45
3.3. Τομέας ενεργειακών μετατροπών	45
3.4. Τομέας μεταφοράς / διανομής.....	47
3.5. Τομέας τελικής κατανάλωσης ενέργειας.....	47
4. ΒΑΣΙΚΕΣ ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ ΣΕΝΑΡΙΩΝ	51
4.1. Δημογραφικά χαρακτηριστικά	51
4.2. Μακροοικονομικά μεγέθη	52
4.3. Τιμές / Φορολογία καυσίμων	54
4.4. Επιτόκιο προεξόφλησης	56
4.5. Διασυνδέσεις	56
4.6. Ειδικές παραδοχές για τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.....	57
4.7. Παραδοχές για την εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης.....	63
5. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	65
5.1. Παρουσίαση σεναρίων	65
5.2. Συνολική διάθεση πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα	66
5.3. Τελική κατανάλωση ενέργειας.....	67
5.4. Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής.....	71
5.5. Ενεργειακές επενδύσεις και κόστος ηλεκτροπαραγωγής	76
5.6. Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου	78
5.7. Συγκριτική ανάλυση κόστους αναβάθμισης υφιστάμενων ή κατασκευής νέων λιγνιτικών μονάδων	82
6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΙΚΑ ΣΧΟΛΙΑ	84
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α -ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ	
ENPER/BALANCE	87
A.1 Εισαγωγή	88
A.2. Το ενεργειακό δίκτυο και η επιτυγχανόμενη λύση μερικής ισορροπίας	89
A.3 Εκτίμηση μεριδίων εναλλακτικών ενεργειακών πόρων / τεχνολογιών	91
A.4 Επίλυση σε επίπεδο ενεργειακού συστήματος.....	93
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β - ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ	94

ΣΥΝΟΨΗ

Η ΕΚΘΕΣΗ ΔΙΕΡΕΥΝΑ ΚΑΙ ΑΞΙΟΛΟΓΕΙ ΤΙΣ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΕΣ ΜΕΓΑΛΗΣ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO₂ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΑΠΟ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ.

Τα 5 σενάρια:

1. Business as usual
2. Επέκταση χρήσης λιγνίτη
3. Επέκταση χρήσης ΑΠΕ
4. Εξοικονόμηση ενέργειας
5. Εξοικονόμηση και απεξάρτηση από λιγνίτη

Αντικείμενο και στόχοι

Ο τομέας της ενέργειας, που αποτελεί τη σημαντικότερη πηγή αερίων του θερμοκηπίου τόσο στην Ευρωπαϊκή Ένωση όσο και στην Ελλάδα, και ειδικά ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής, που συνιστά τον σημαντικότερο κλάδο του συστήματος εμπορίας, θα αποτελέσουν τις επόμενες δεκαετίες πεδίο άσκησης έντονων πολιτικών με στόχο τη σημαντική μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και την οικοδόμηση οικονομιών χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Ο προβληματισμός για τις επερχόμενες μεταβολές και στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα είναι έντονος, ιδιαίτερα λαμβάνοντας υπόψη ότι αυτές θα εξελιχθούν σε ένα δυσμενές οικονομικό περιβάλλον λόγω της οικονομικής κρίσης των τελευταίων ετών.

Το WWF Ελλάς πραγματοποιεί εκστρατεία για το μετασχηματισμό του ελληνικού μοντέλου ηλεκτροπαραγωγής σε ένα σύστημα χαμηλών εκπομπών CO₂. Σε αυτό το πλαίσιο, η παρούσα μελέτη έχει ως αντικείμενο τη διερεύνηση σεναρίων για την αξιολόγηση των δυνατοτήτων επίτευξης μεγάλων μειώσεων των εκπομπών CO₂ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, τις τεχνολογικές δυνατότητες που υπάρχουν προς την κατεύθυνση αυτή (μεγάλης κλίμακας διεύθυνση των ΑΠΕ, απόσυρση λιγνιτικών μονάδων, κλπ.), καθώς και τις οικονομικές επιπτώσεις (στο κόστος ενέργειας και στο ύψος των απαιτούμενων επενδύσεων) ενός τέτοιου μετασχηματισμού. Ταυτόχρονα, το ύψος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι επίσης ένας σημαντικός παράγοντας που επηρεάζει τις εξελίξεις στην ηλεκτροπαραγωγή, και επομένως η απάντηση των προαναφερθέντων ερωτημάτων απαιτεί μια ολιστική θεώρηση του ενεργειακού συστήματος. Η παρούσα μελέτη, μέσω της ανάλυσης και αξιολόγησης διαφορετικών σεναρίων εξέλιξης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος, διερευνά:

- Τις επιπτώσεις στις εκπομπές και στο κόστος ενέργειας από διαφορετικά επίπεδα συμμετοχής στο ενεργειακό ισοζύγιο της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής.
- Τις επιπτώσεις στις εκπομπές και στο κόστος ενέργειας από τη μεγάλη κλίμακας διεύθυνση τεχνολογιών ΑΠΕ.
- Την επίδραση της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών στη δομή του ηλεκτρικού συστήματος και στο κόστος ενέργειας.
- Το ρόλο των προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης και πώς επηρεάζουν τη δομή του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

Η ανάλυση γίνεται με τη βοήθεια του υβριδικού ενεργειακού μοντέλου ENPEP/Balance, το οποίο είναι ένα μοντέλο προσομοίωσης μερικής ισορροπίας, που επιτρέπει την αρκετά ρεαλιστική απεικόνιση των συμπεριφορών όλων των συμμετεχόντων (παραγωγών και καταναλωτών) στην ενεργειακή αγορά.

Σενάρια

Για την εξέταση των ερωτημάτων που τέθηκαν παραπάνω διαμορφώνονται και αξιολογούνται συγκριτικά εναλλακτικά σενάρια εξέλιξης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος στο χρονικό ορίζοντα του 2035 και 2050, με έμφαση στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Συγκεκριμένα, αναπτύσσονται 5 βασικά σενάρια και ανά περίπτωση παραλλαγές τους, 2 εκ των οποίων θεωρούν ότι η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή θα διατηρήσει μέχρι το 2050 ένα σημαντικό μερίδιο στο ενεργειακό ισοζύγιο, ενώ τα 3 άλλα υιοθετούν μια μεγάλης κλίμακας διείσδυση των ΑΠΕ και μικρότερη συμμετοχή του λιγνίτη στο ηλεκτρικό σύστημα. Επίσης, 2 εξ αυτών των σεναρίων θεωρούν ότι θα εφαρμοστούν φιλόδοξα μέτρα και πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας, σε αντιδιαστολή με τα άλλα 3 που υιοθετούν πιο ήπιες παρεμβάσεις εξοικονόμησης. Αναλυτικότερα διαμορφώνονται:

- *Σενάριο Αναμενόμενης Εξέλιξης (BaU)*, το οποίο προδιαγράφει μια εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος με βάση τις ήδη εφαρμοζόμενες και δρομολογημένες πολιτικές, λαμβάνοντας υπόψη την οικονομικότητα των εναλλακτικών τεχνολογιών αλλά και την απαίτηση για απόσβεση σε εύλογο χρονικό διάστημα των επενδύσεων που έχουν υλοποιηθεί ή πρόκειται να υλοποιηθούν μελλοντικά. Περιλαμβάνει την κατασκευή της λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα V, την περιβαλλοντική αναβάθμιση των μονάδων Αγ. Δημητρίου I-IV, οι οποίες αποσύρονται το 2030, τη λειτουργία με περιορισμό ωρών των σταθμών Καρδιάς και Αμυνταίου οι οποίοι αποσύρονται το 2023, και την απόσυρση των μονάδων Μεγαλόπολη III και IV το 2025.
- *Σενάριο Επέκτασης Χρήσης Λιγνίτη (LIG)*, το οποίο δίνει έμφαση στη διατήρηση σημαντικού μεριδίου του λιγνίτη στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, μέσω της κατασκευής δύο νέων λιγνιτικών μονάδων (Πτολεμαΐδα V και Μελίτη II), αλλά και της ριζικής αναβάθμισης των μονάδων Αμύνταιο I και II καθώς και της Μεγαλόπολης IV, οι οποίες λειτουργούν και μετά το 2023. Ο σταθμός Καρδιάς αποσύρεται το 2023, ενώ οι μονάδες Αγ. Δημήτριου I-IV αναβαθμίζονται περιβαλλοντικά και λειτουργούν ως το 2030. Υπό αυτούς τους περιορισμούς η εξέλιξη του συστήματος προδιαγράφεται λαμβάνοντας υπόψη την εκτιμώμενη ζήτηση ενέργειας, την οικονομικότητα των εναλλακτικών τεχνολογιών αλλά και την απαίτηση για απόσβεση σε εύλογο χρονικό διάστημα των επενδύσεων που έχουν υλοποιηθεί ή πρόκειται να υλοποιηθούν μελλοντικά. Στους τομείς τελικής κατανάλωσης το σενάριο δεν διαφοροποιείται σε σχέση με τις εφαρμοζόμενες πολιτικές στο BaU.
- *Σενάριο Επέκτασης με ΑΠΕ (RES)*, το οποίο υιοθετεί περιορισμό του ρόλου του λιγνίτη στο ηλεκτρικό σύστημα και αναδιάρθρωση του τελευταίου με βάση την εκτιμώμενη ζήτηση και την οικονομικότητα των εναλλακτικών τεχνολογιών, περιορίζοντας ταυτόχρονα τις απαιτήσεις για απόσβεση ήδη υλοποιηθέντων επενδύσεων. Στο πλαίσιο αυτό δεν κατασκευάζεται καμία νέα λιγνιτική μονάδα, ενώ οι αποσύρσεις των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων υλοποιούνται όπως έχει προδιαγραφεί στο BaU. Επίσης, το σενάριο δεν διαφοροποιείται σε σχέση με το BaU όσον αφορά τις εφαρμοζόμενες πολιτικές στους τομείς της τελικής κατανάλωσης.
- *Σενάριο Εξοικονόμησης Ενέργειας (EE)*, το οποίο διαφοροποιείται ως προς το BaU από την υιοθέτηση πιο έντονων πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης (ηλεκτροκίνηση και εκσυγχρονισμός στόλου οχημάτων στις μεταφορές, αναβάθμιση κτιριακού αποθέματος, προώθηση αποδοτικότερου εξοπλισμού, κλπ.), ενώ για την επέκταση του ηλεκτρικού συστήματος λαμβάνεται υπόψη η οικονομικότητα των εναλλακτικών τεχνολογιών με περιορισμό απαιτήσεων για απόσβεση ήδη υλοποιηθέντων επενδύσεων.
- *Σενάριο Εξοικονόμησης Ενέργειας και Απεξάρτησης από τον Λιγνίτη (LPO)*, το οποίο διαφοροποιείται από το σενάριο EE ως προς την υιοθέτηση μιας πιο φιλόδοξης πολιτικής για τον περιορισμό του λιγνίτη στο ηλεκτρικό σύστημα, που οδηγεί στην πλήρη απεξάρτηση από το καύσιμο αυτό το 2050, αλλά και ως προς την υιοθέτηση πιο φιλόδοξων πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης.

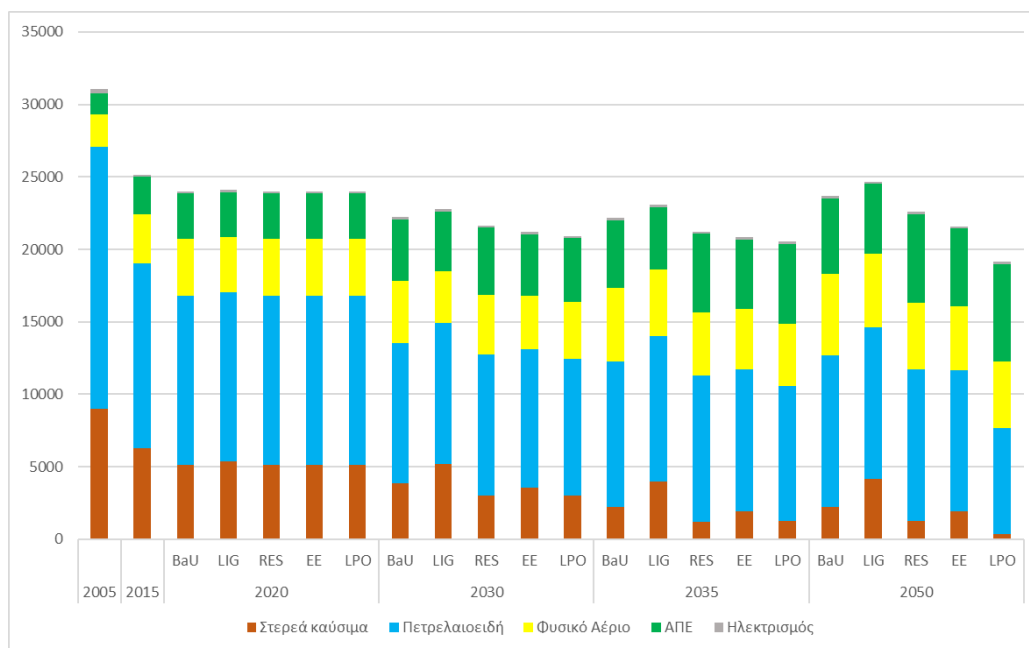
Για την ανάπτυξη των σεναρίων έχουν υιοθετηθεί μια σειρά από παραδοχές, οι οποίες, αν δεν αναφέρεται διαφορετικά, είναι κοινές σε όλα τα σεναρία. Συγκεκριμένα, έχουν γίνει παραδοχές για:

- Την εξέλιξη του πληθυσμού και του αριθμού των νοικοκυριών με βάση εκτιμήσεις της ΕΣΥΕ.
- Την εξέλιξη της οικονομικής δραστηριότητας με βάση προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και του Διεθνούς Νομισματικού Ταμείου για την περίοδο μέχρι το 2020, και τις εκτιμήσεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την Ελλάδα που περιέχονται στην Έκθεση "EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050", για την περίοδο 2021-2050.
- Την εξέλιξη των τιμών καυσίμων, οι οποίες προέρχονται από το σενάριο New Policies Scenario του "World Energy Outlook, 2016 Edition".
- Την εξέλιξη των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών. Συγκεκριμένα, εξετάστηκαν τόσο σενάρια συντηρητικής εξέλιξης των τιμών, που δεν υπερβαίνουν τα 40 €/t CO₂ το 2050, όσο και πιο φιλόδοξα σενάρια όπως αυτό που υιοθετεί η ΕΕν στην πιο πρόσφατη Έκθεσή της "EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050".
- Τα κόστη επένδυσης και λειτουργίας διάφορων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας.
- Τα κόστη επένδυσης και λειτουργίας τεχνολογιών αντιρρύπανσης που κατά βάση αφορούν τις παρεμβάσεις που θα πρέπει να υλοποιηθούν σε παλιές λιγνιτικές μονάδες προκειμένου να επιτύχουν τα νέα όρια εκπομπών που τίθενται από τη νομοθεσία.
- Την εξέλιξη των διασυνδέσεων του ηλεκτρικού συστήματος τόσο με δίκτυα άλλων χωρών όσο και στα αυτόνομα συστήματα των νησιών.

Τα σεναρία τα οποία διαμορφώνονται θεωρούνται ρεαλιστικές προσεγγίσεις του ενεργειακού μέλλοντος της χώρας με βάση τις παραδοχές που κάθε ένα από αυτά ενσωματώνει. Ανά περίπτωση θα μπορούσαν να διαμορφωθούν ακόμη πιο φιλόδοξα σενάρια, εντούτοις στόχος της παρούσας μελέτης δεν είναι να προσδιορίσει ένα «άριστο» επίπεδο ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος της χώρας, αλλά να αξιολογήσει συγκριτικά διαφορετικές ενεργειακές πολιτικές, αναδεικνύοντας πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα, περιορισμούς και δυνατότητες, και τελικά συμβάλλοντας στο διάλογο για το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας.

Εξέλιξη της πρωτογενούς και τελικής κατανάλωσης ενέργειας

Με βάση τα αποτελέσματα της ανάλυσης, η διάθεση πρωτογενούς ενέργειας για όλη την περίοδο μέχρι το 2050 και για όλα τα σεναρία σταθεροποιείται σε επίπεδα κάτω από αυτά του 2015 (**Σχήμα ΕΠ-1**). Αυτό σχετίζεται τόσο με το σενάριο ήπιας οικονομικής ανάπτυξης που υιοθετείται, όσο και με την εν γένει βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας του συστήματος, με τον περιορισμό της χρήσης στερεών καυσίμων και τη διεύρυνση του μεριδίου των ΑΠΕ. Είναι χαρακτηριστικό ότι η ενεργειακή ένταση του ενεργειακού συστήματος βελτιώνεται στο BaU από 0,136 ktoe/M€₂₀₁₀ το 2015 σε 0,091 ktoe/M€₂₀₁₀ το 2035 και σε 0,081 ktoe/M€₂₀₁₀ το 2050. Στα πιο φιλόδοξα σεναρία RES, EE, και LPO η ενεργειακή ένταση το 2050 διαμορφώνεται αντίστοιχα σε 0,077, 0,074 και 0,065 ktoe/M€₂₀₁₀, ενώ ακόμη και στο σενάριο LIG φθάνει τα 0,084 ktoe/M€₂₀₁₀.

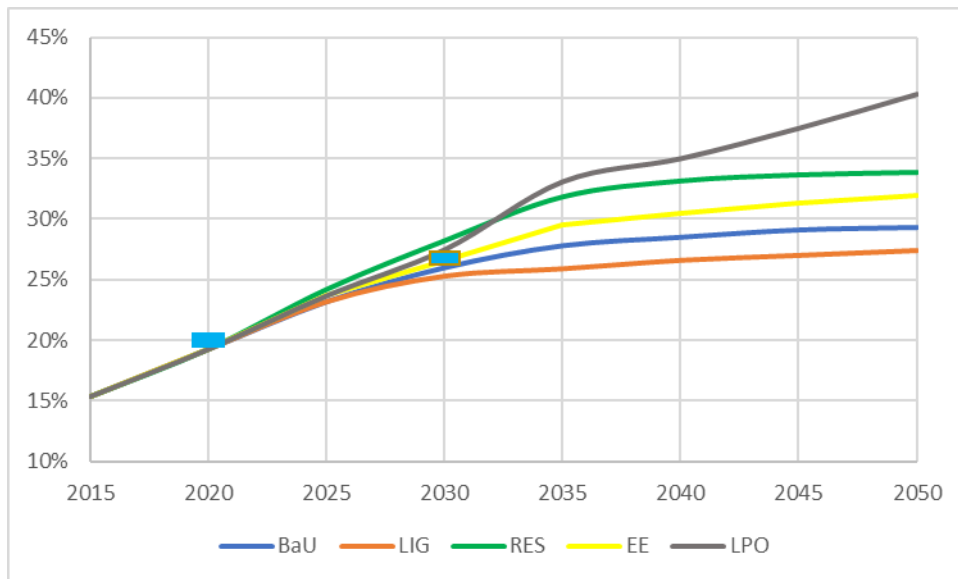


Σχήμα ΕΠ-1: Εξέλιξη της συνολικής διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα με βάση τα εξεταζόμενα σενάρια (σε ktoe).

Όσον αφορά την τελική κατανάλωση ενέργειας, μετά τη μεγάλη πτώση που σημειώθηκε την περίοδο 2008-2015 λόγω της οικονομικής κρίσης, η ζήτηση ενέργειας στο BaU παρουσιάζει ελαφρά αυξητική τάση ως απόρροια του σχετικά ήπιου σεναρίου οικονομικής ανάπτυξης που υιοθετείται. Εντούτοις, η κατανάλωση δεν φθάνει στα επίπεδα του 2005 ακόμη και το 2050. Η τελική ζήτηση ενέργειας στα σενάρια LIG και RES παρουσιάζει πολύ μικρές αποκλίσεις σε σχέση με το BaU, δεδομένου ότι ουσιαστικά ενσωματώνουν τις ίδιες πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας, ενώ είναι ακόμη χαμηλότερη στα σενάρια EE και LPO δεδομένου ότι ενσωματώνουν πιο φιλόδοξες πολιτικές εξοικονόμησης.

Η τελική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει αυξητικές τάσεις και φθάνει το 2035 στις 54,8 TWh στο BaU και στις 51,3 TWh στο EE και LPO, ενώ αντίστοιχα το 2050 στις 61,3 TWh στο BaU, στις 58,2 TWh στο EE και στις 57,9 TWh στο LPO. Εντούτοις, η στροφή πολλών καταναλωτών στη ηλεκτρική ενέργεια τόσο στον κτιριακό τομέα όσο και στις μεταφορές στα σενάρια EE και LPO, και η συνεπαγόμενη αύξηση της ζήτησης μετριάζεται από τη διείσδυση αποδοτικότερων ηλεκτρικών συσκευών, κλιματιστικών με υψηλότερο βαθμό απόδοσης κλπ.

Όσον αφορά το μερίδιο των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας ουσιαστικά υπερτριπλασιάζεται την περίοδο 2005-2035 και διατηρείται σταθερό τα επόμενα χρόνια, με την εξαίρεση του σεναρίου LPO όπου αυξάνει περαιτέρω. Στο Σχήμα ΕΠ-2 παρουσιάζεται η εξέλιξη του μεριδίου των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας. Αν και ο στόχος που είχε τεθεί για την Ελλάδα το 2020 φαίνεται να επιτυγχάνεται σε όλα τα σενάρια, ο στόχος του 27% που έχει τεθεί συνολικά για την ΕΕν το 2030 (και όχι σε εθνικό επίπεδο) μπορεί να επιτευχθεί από την Ελλάδα μέσω των σεναρίων RES, EE και LPO. Η υιοθέτηση λοιπόν ενός τέτοιου εθνικού στόχου θα απαιτήσει σημαντικές προσπάθειες για την επίτευξή του, είτε με την υλοποίηση σημαντικών επενδύσεων ΑΠΕ (όπως στο σενάριο RES), είτε συνδυάζοντας επενδύσεις σε ΑΠΕ και εφαρμογή σημαντικών μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης όπως στα σενάρια EE και LPO.

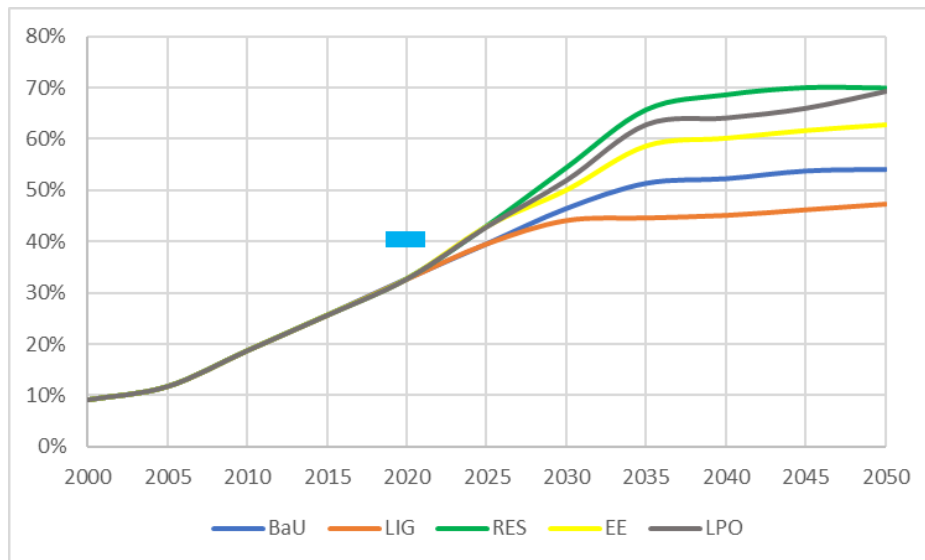


Σχήμα ΕΠ-2: Εξέλιξη του μεριδίου των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας με βάση τα εξεταζόμενα σενάρια. Σημειώνονται επίσης ο στόχος του 2020 για την Ελλάδα και ο στόχος του 2030 συνολικά για την ΕΕν.

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής

Με βάση τα αποτελέσματα της ανάλυσης, σε όλα τα σενάρια παρατηρείται μείωση της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής, η οποία το 2035 διαμορφώνεται μεταξύ 3,5 (σενάρια RES και LPO) και 15,2 (σενάριο LIG) TWh, ενώ το 2050, μηδενίζεται στο σενάριο LPO, κυμαίνεται μεταξύ 3,4 και 8 TWh στα σενάρια RES, EE και BaU, και μόνο στο σενάριο LIG φθάνει τις 15,7 TWh. Στα σενάρια που προωθούνται οι φιλοπεριβαλλοντικές πολιτικές (RES, EE, LPO) το μερίδιο της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής περιορίζεται στο 6-12% της καθαρής παραγωγής το 2035 και στο 0-11% το 2050. Ο ρόλος των πετρελαιικών μονάδων επίσης περιορίζεται στο σύστημα, καθώς με τη διασύνδεση των Κυκλάδων, της Κρήτης, αλλά και των περισσότερων νησιών του Ανατολικού Αιγαίου και των Δωδεκανήσων στον ορίζοντα του 2030, το μεγαλύτερο μέρος της νησιωτικής χώρας τροφοδοτείται πλέον από το διασυνδεδεμένο σύστημα. Αντίθετα, η συμμετοχή του φυσικού αερίου παραμένει σημαντική όλη την περίοδο μελέτης και για όλα τα σενάρια, καθώς μετά το 2030 καθίσταται η κύρια συμβατική τεχνολογία του συστήματος. Το μερίδιο των μονάδων φυσικού αερίου στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής κυμαίνεται στα διάφορα σενάρια μεταξύ 26-33% το 2035 και 22-32% το 2050.

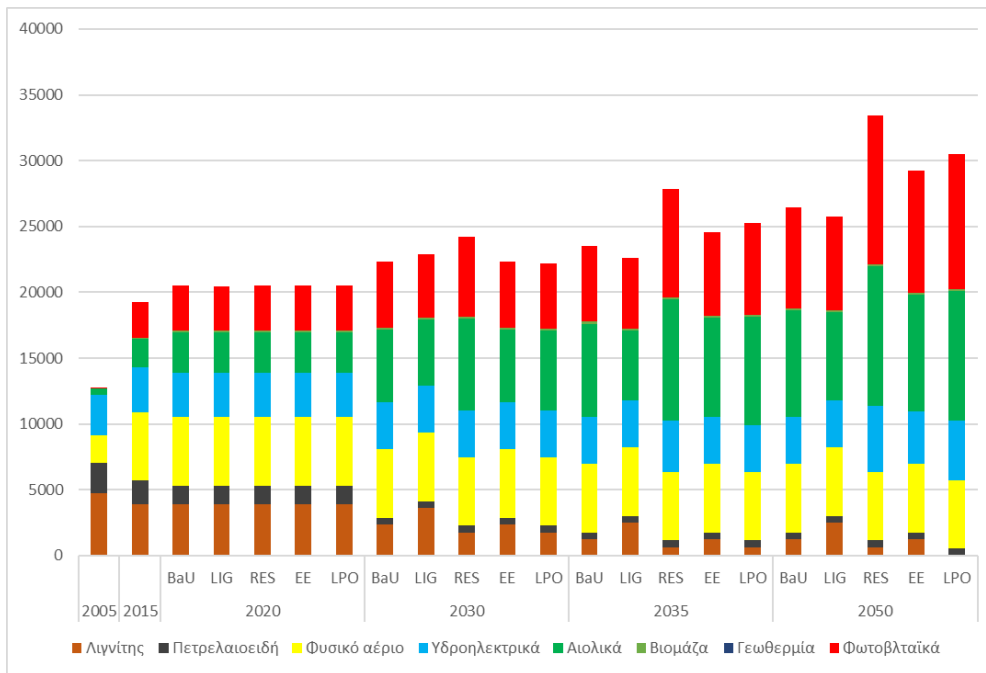
Σε όλα τα σενάρια σημαντικό μέρος της ηλεκτροπαραγωγής καταλαμβάνεται από τεχνολογίες ΑΠΕ, ιδιαίτερα αιολικά και φωτοβολταϊκά. Στο **Σχήμα ΕΠ-3** παρουσιάζεται η εξέλιξη του μεριδίου της παραγωγής από ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρισμού. Το 2035, το μερίδιο των ΑΠΕ εκτιμάται σε 45% στο σενάριο LIG, 51% στο BaU, 58% στο EE, 62,9% στο LPO και 66% στο RES. Αντίστοιχα, το 2050 τα μερίδια αυτά διαμορφώνονται στα επίπεδα του 47% για το LIG, 54% στο BaU, 63% στο EE, 69% στο LPO, και 70% στο RES. Πιο βραχυπρόθεσμα, σημειώνεται ότι δεν είναι πλέον ρεαλιστική η επίτευξη του στόχου διείσδυσης των ΑΠΕ κατά 40% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ως το 2020.



Σχήμα ΕΠ-3: Μερίδιο των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Σημειώνεται επίσης ο στόχος που είχε τεθεί για την Ελλάδα το 2020.

Όσον αφορά τη διάρθρωση της εγκατεστημένης ισχύος του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος (Σχήμα ΕΠ-4), περιορίζεται σημαντικά η εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων, ενώ από την άλλη μεριά αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των τεχνολογιών ΑΠΕ (κυρίως αιολικά και φωτοβολταϊκά). Συγκεκριμένα, η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών το 2035 φθάνει τα 5,3 GW στο LIG, τα 7 GW στο BaU, τα 7,5 στο EE, τα 8,2 GW στο LPO και τα 9,2 GW στο RES. Το 2050, η ισχύς τους φθάνει τα 6,7 GW στο LIG, τα 8,1 GW στο BaU, τα 8,8 GW στο EE, τα 9,8 GW στο LPO και τα 10,6 GW στο RES. Ακόμη πιο δυναμικά χαρακτηριστικά έχει η εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών ειδικά μετά το 2030. Έτσι, η εγκατεστημένη ισχύς διαμορφώνεται το 2035 στα επίπεδα των 5,3-7 GW σε όλα τα σενάρια πλην του RES που φθάνει τα 8,2 GW, ενώ το 2050 φθάνει στα 7,1 GW στο LIG, στα 7,7 GW στο BaU, στα 9,3 GW στο EE, στα 10,2 GW στο LPO, και στα 11,3 GW στο RES.

Η μεγάλη διεύδυση αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων στο ηλεκτρικό σύστημα, δημιουργεί πρόσθετες ανάγκες για αποθήκευση ενέργειας, λόγω της στοχαστικότητας που χαρακτηρίζει τις εν λόγω τεχνολογίες. Στα εξεταζόμενα σενάρια η αποθήκευση αυτή γίνεται μέσω αντλησιοταμίευσης, αξιοποιώντας τα υφιστάμενα αντλητικά, μετατρέποντας υφιστάμενα ζεύγη υδροηλεκτρικών μονάδων της ΔΕΗ σε αντλητικά συγκροτήματα, και, εφόσον απαιτείται, με την κατασκευή νέων αντλητικών υδροηλεκτρικών έργων. Οι πρόσθετες απαιτήσεις αποθήκευσης στο χρονικό ορίζοντα του 2050 φτάνουν τα 1.450 MW στο LIG, τα 1.950 MW στο BaU, τα 2.500 MW στο EE, τα 3.050 MW στο LPO, και τα 3.500 MW στο RES.



Σχήμα ΕΠ-4: Εξέλιξη της εκγατεστημένης ισχύος παραγωγικών μονάδων στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα ανά τεχνολογία (σε MW).

Με βάση την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε σε κάθε σενάριο εκτιμήθηκαν οι σωρευτικές επενδύσεις που θα πρέπει να υλοποιηθούν στο ηλεκτρικό σύστημα την περίοδο 2015-2050. Αυτές υπολογίστηκαν σε 23 δισεκ. € στο LIG, 24 δισεκ. € στο BaU, 28 δισεκ. € στο EE, 30 δισεκ. € στο LPO και 33 δισεκ. € στο RES (Πίνακας ΕΠ-1). Ενώ οι απαιτούμενες επενδύσεις στο RES είναι κατά 9-10 δισεκ. € μεγαλύτερες σε σχέση με το BaU και το LIG, η υλοποίηση των EE και LPO απαιτούν σημαντικά λιγότερα κεφάλαια, περίπου 5-7 δισεκ. € πάνω από αυτά που απαιτούνται στο LIG και BaU.

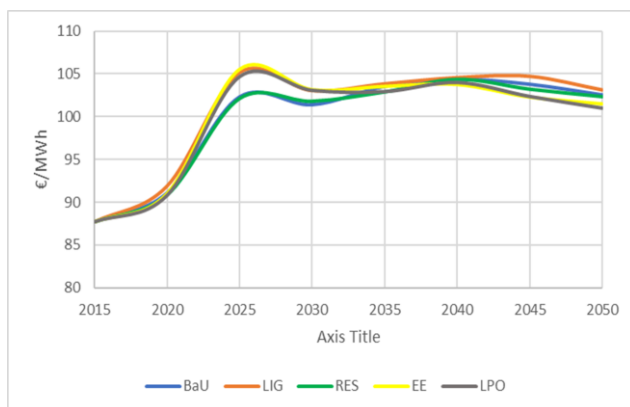
Τα σενάρια LIG και BaU παρότι μικρότερης εντάσεως κεφαλαίων δεν οδηγούν σε χαμηλότερο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια που εξετάστηκαν, δεδομένου ότι επιβαρύνονται με δαπάνες καυσίμων και αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών. Για τη συντηρητική εξέλιξη της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών που υιοθετήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης το ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζει παρόμοια συμπεριφορά σε όλα τα σενάρια (καθώς οι υψηλότερες επενδύσεις των σεναρίων με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ αντισταθμίζονται από το υψηλότερο λειτουργικό κόστος των σεναρίων που χαρακτηρίζονται από μεγαλύτερα μερίδια συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής), και μόνο προς το τέλος της εξεταζόμενης περιόδου εμφανίζονται τα σενάρια EE και LPO να οδηγούν σε ελαφρά χαμηλότερο κόστος ηλεκτροπαραγωγής (Σχήμα ΕΠ-5α). Εντούτοις, η εικόνα διαφοροποιείται σημαντικά αν υιοθετηθεί το πλέον πρόσφατο σενάριο εξέλιξης της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών που παρουσίασε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, όπου πλέον το ανηγμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τα σενάρια RES, EE και LPO είναι σαφώς μικρότερο από το κόστος των σεναρίων BaU και LIG (Σχήμα ΕΠ-5β).

Πίνακας ΕΠ-1: Συνολικές επενδύσεις που θα πρέπει να υλοποιηθούν στο ηλεκτρικό σύστημα με βάση τις προβλέψεις κάθε σεναρίου την περίοδο 2015-2050 (σε εκατομ. €2015).

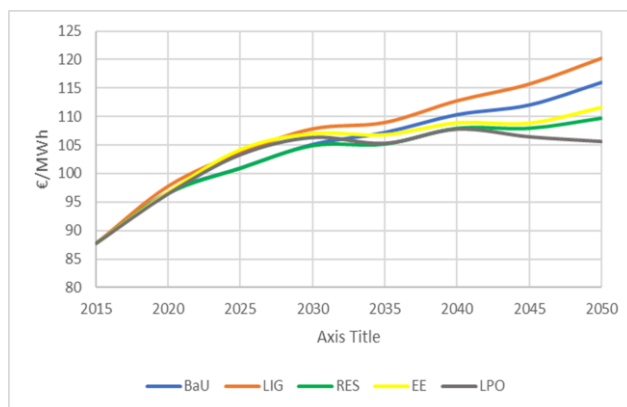
Τεχνολογίες	BaU	LIG	RES	EE	LPO
ΑΠΕ	22634	19873	33004	26269	29689
Αιολικά	12134	10298	15563	13133	14483
Φωτοβολταϊκά βιομηχανικά	5690	5147	9202	7190	8072
Φωτοβολταϊκά (οικιακά)	2524	2515	2524	2524	2524
Υδροηλεκτρικά (συμπεριλ. νέων αντλητικών)	438	438	3734	1441	2627
Γεωθερμία	32	32	32	32	32

Βιομάζα	476	476	476	476	476
Μετατροπή υδροηλεκτρικών σε αντλητικά	1340	968	1472	1472	1472
<i>Συμβατικά</i>	<i>1664</i>	<i>3027</i>	<i>275</i>	<i>1664</i>	<i>275</i>
Λιγνιτικά	1389	2431	0	1389	0
Φυσικό αέριο	0	0	0	0	0
Πετρέλαιο	0	0	0	0	0
Αναβαθμίσεις	275	596	275	275	275
Συνολικές επενδύσεις	24298	22902	33280	27935	29964

Η εξέλιξη της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών επίσης σε συνδυασμό με τις τιμές φυσικού αερίου αποτελούν καθοριστικούς παράγοντες για την αξιολόγηση της σκοπιμότητας υλοποίησης νέων λιγνιτικών μονάδων. Από την ανάλυση προέκυψε ότι στο πεδίο της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής χαμηλές τιμές δικαιωμάτων, κάτω των 30 €/t CO₂, ευνοούν τη ριζική ανακαίνιση υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων αντί της κατασκευής νέων, ενώ για υψηλότερες τιμές δικαιωμάτων και μέχρι κάποιο επίπεδο η κατασκευή νέων λιγνιτικών μονάδων είναι οικονομικά ελκυστική μόνο αν ταυτόχρονα διαμορφωθούν στην αγορά υψηλές τιμές φυσικού αερίου. Η αιολική ενέργεια φαίνεται ότι είναι ανταγωνιστική της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής για τιμές δικαιωμάτων στα επίπεδα των 25 €/t CO₂, ενώ αν συμπεριληφθεί στο κόστος των ΑΠΕ και το κόστος της αντλησιοταμίευσης η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή υπερβαίνει το κόστος των ΑΠΕ για τιμές δικαιωμάτων της τάξης των 50-55 €/t CO₂.



(α)



(β)

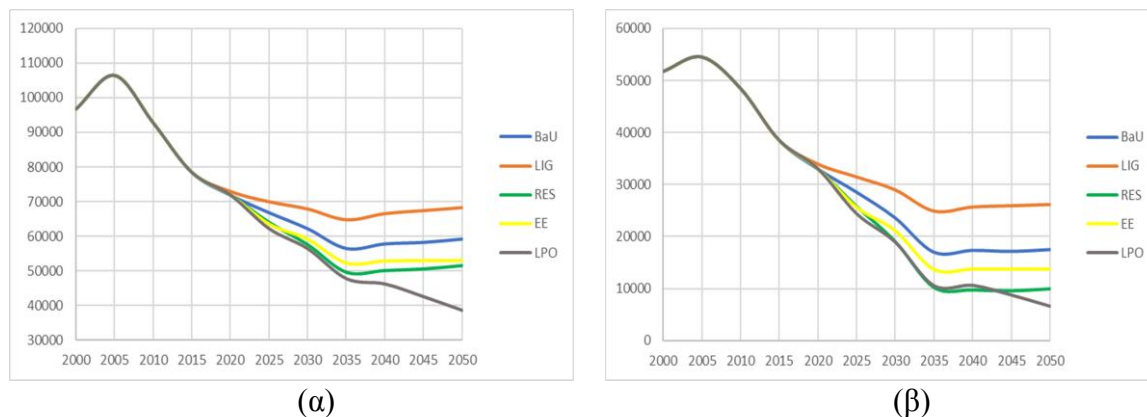
Σχήμα ΕΠ-5: Εξέλιξη ανηγμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα εξεταζόμενα σενάρια (σε €/MWh): (α) συντηρητικό σενάριο εξέλιξης τιμής δικαιωμάτων εκπομπών, (β) τιμές δικαιωμάτων εκπομπών του Σεναρίου Αναφοράς της Ευρωπαϊκής Επιτροπής του 2016.

Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου

Στο Σχήμα ΕΠ-6α παρουσιάζεται εποπτικά η εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (ΑΦΘ) συνολικά στο ενεργειακό σύστημα, ενώ το Σχήμα ΕΠ-6β εξειδικεύει την εξέλιξη των εκπομπών ΑΦΘ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

Καθίσταται φανερό ότι οι εκπομπές ΑΦΘ από τον ενεργειακό τομέα παρουσιάζουν σημαντική πτώση σε όλα τα σενάρια. Από τους 106,4 Mt CO₂eq το 2005 αναμένεται ότι θα πέσουν στους 38-68 Mt CO₂eq το 2050. Η υιοθέτηση κάποιου εκ των σεναρίων RES, EE και LPO θα οδηγήσει τις εκπομπές του ενεργειακού συστήματος πολύ κοντά ή και κάτω από τους 50 Mt CO₂eq ήδη από το 2035, ενώ ειδικά η υλοποίηση του σεναρίου LPO οδηγεί το 2035 σε εκπομπές 47,8 Mt CO₂eq και το 2050 σε 38,6 Mt CO₂eq, κατά 64% χαμηλότερα σε σχέση με το 2005. Αντίθετα, η επιμονή στη λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή όπως εκφράζεται μέσω του σεναρίου LIG οδηγεί σε εκπομπές ΑΦΘ στα επίπεδα των 64,7 Mt CO₂eq το 2035 και των 68,2 Mt CO₂eq το 2050 (μόλις κατά 36% χαμηλότερα σε σχέση με το 2005).

Οι διαφοροποιήσεις στις εκπομπές είναι ακόμη πιο εντυπωσιακές στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, αναδεικνύοντας τον καθοριστικό ρόλο αυτού του τομέα στην οικοδόμηση μιας οικονομίας χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Οι συνολικές εκπομπές του τομέα από 54,5 Mt CO₂eq το 2005 περιορίζονται το 2035 μεταξύ 10,5 και 25 Mt CO₂eq, και το 2050 μεταξύ 6,5 και 26,2 Mt CO₂eq. Ήδη από το 2030 τόσο το σενάριο RES όσο και το σενάριο LPO οδηγούν σε εκπομπές κάτω των 20 Mt CO₂eq, ενώ το 2050 τα δύο αυτά σενάρια οδηγούν σε εκπομπές κάτω των 10 Mt CO₂eq και το ΕΕ σε εκπομπές χαμηλότερα των 14 Mt CO₂eq. Αντίθετα, το σενάριο LIG οδηγεί σε εκπομπές άνω των 25 Mt CO₂eq σε όλη την περίοδο μελέτης.



Σχήμα ΕΠ-6: Εξέλιξη των εκπομπών αερίων ου θερμοκηπίου από τον ενεργειακό τομέα (α) και από τον κλάδο ηλεκτροπαραγωγής (β) ανά σενάριο πολιτικής για την Ελλάδα μέχρι το 2050 (σε kt CO₂eq).

Από τα παραπάνω προκύπτει ότι για την προσέγγιση των περιβαλλοντικών και ενεργειακών στόχων που συζητά η ΕΕν για το 2030 και το 2050, θα πρέπει να προγραμματιστούν πολύ σημαντικές επενδύσεις τεχνολογιών ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Η προώθηση πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης φαίνεται να μετριάζει κάπως την απαιτούμενη ένταση σε νέες επενδύσεις ΑΠΕ. Εντούτοις, θα πρέπει να σημειωθεί ότι απαιτούνται πολύ έντονες προσπάθειες για την επίτευξη των στόχων εξοικονόμησης ενέργειας από την υλοποίηση σχετικών προγραμμάτων. Καθώς η χώρα έχει διανύσει μια 10ετία πρωτοφανούς συρρίκνωσης του ΑΕΠ και των οικογενειακών εισοδημάτων, η σχετική βελτίωση των οικονομικών συνθηκών εκτιμάται ότι θα συνδεθεί με ένα ισχυρό rebound effect και επομένως σε μεγάλο βαθμό η υλοποίηση προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας και μείωσης του σχετικού κόστους θα συμβάλει στη βελτίωση των ενεργειακών συνθηκών εντός των κτιρίων, στην αύξηση του επιτελούμενου μεταφορικού έργου, κλπ., πιθανότατα όμως η μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης θα είναι μικρότερη της αναμενόμενης. Η συνδυασμένη προώθηση ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας, ταυτόχρονα με την απεξάρτηση από το λιγνίτη του ηλεκτρικού συστήματος ωθεί το ελληνικό ενεργειακό σύστημα σε μια κατεύθυνση που όχι μόνο χαρακτηρίζεται από χαμηλότερο ανηγμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και από σημαντικά οφέλη για την προστασία του περιβάλλοντος.

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1. Κλιματική αλλαγή: ευρωπαϊκές και διεθνείς εξελίξεις

Οι προσπάθειες της διεθνούς κοινότητας για αποτελεσματική αντιμετώπιση του προβλήματος της κλιματικής αλλαγής πήραν νέα ώθηση με τη Συμφωνία του Παρισιού κατά την 21^η Σύνοδο των Συμβαλλομένων Μερών της Σύμβασης Πλαίσιο για την Κλιματική Αλλαγή των Ηνωμένων Εθνών, το Δεκέμβριο του 2015. Για πρώτη φορά, 195 χώρες υιοθέτησαν μια νομικά δεσμευτική, παγκόσμια συμφωνία για το κλίμα, δεσμευόμενες:

- Στην υιοθέτηση ενός μακροχρόνιου στόχου περιορισμού της αύξησης της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας κάτω από τους 2 °C σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα.
- Στην επιδίωξη περιορισμού της αύξησης της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας ακόμη χαμηλότερα, στα επίπεδα των 1,5 °C, καθώς έτσι θα μειωθούν σημαντικά οι κίνδυνοι και οι επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής.
- Στην ανάγκη οι παγκόσμιες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου να φθάσουν στο μέγιστό τους όσο το δυνατό συντομότερα, αναγνωρίζοντας ότι για τις αναπτυσσόμενες χώρες αυτό μπορεί να απαιτήσει μεγαλύτερο χρονικό διάστημα.
- Στην υλοποίηση γρήγορης μείωσης των εκπομπών μετέπειτα, με βάση τα ευρήματα της επιστήμης.

Στο πλαίσιο αυτό, πριν και κατά τη διάρκεια της Συνόδου του Παρισιού, οι χώρες υπέβαλαν Εθνικά Σχέδια Δράσης για το Κλίμα, με ποσοτικούς στόχους για περιορισμό των εκπομπών τους. Αν και οι στόχοι περιορισμού που περιλαμβάνονται στα σχέδια αυτά δεν αρκούν για να περιορίσουν την αύξηση της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας στους 2 °C, θεωρήθηκαν ως ένα πρώτο βήμα προς την κατεύθυνση αυτή.

Σε άλλα σημαντικά σημεία της Συμφωνίας του Παρισιού, οι κυβερνήσεις δεσμεύτηκαν:

- Κάθε 5 χρόνια να θέτουν πιο φιλόδοξους στόχους περιορισμού των εκπομπών με βάση τα νεότερα ευρήματα της επιστήμης.
- Να επικοινωνούν την πρόοδο που έχουν επιτύχει για την εκπλήρωση των στόχων μείωσης των εκπομπών που έχουν θέσει.
- Να παρακολουθούν την πρόοδο που επιτυγχάνεται σε σχέση με την επίτευξη του μακροπρόθεσμου στόχου της μη υπέρβασης των 2 °C μέσω ενός ακριβούς, διάφανου και μετρήσιμου συστήματος.

Επίσης, με τη Συμφωνία του Παρισιού, οι κυβερνήσεις συμφώνησαν να ενισχύουν την ικανότητα των κοινωνιών να αντιμετωπίζουν τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής, και στο πλαίσιο αυτό να προσφέρουν συνεχή και ενισχυόμενη υποστήριξη για την προσαρμογή των αναπτυσσόμενων κρατών. Ακόμη, αναγνωρίζεται η σημαντικότητα αποτροπής, ελαχιστοποίησης, και αντιμετώπισης των απωλειών και ζημιών που συνδέονται με τις αρνητικές επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής, καθώς και η αναγκαιότητα συνεργασίας μέσω της ανάπτυξης συστημάτων έγκαιρης προειδοποίησης, ασφάλειας κινδύνων, κλπ.

Η Συμφωνία του Παρισιού τέθηκε σε ισχύ στις 4 Οκτωβρίου 2016, και έτσι στην 22^η Σύνοδο των Συμβαλλομένων Μερών της Σύμβασης Πλαίσιο για την Κλιματική Αλλαγή που πραγματοποιήθηκε το Νοέμβριο του 2016 στο Μαρακές, ξεκίνησαν οι διαδικασίες για τη διαμόρφωση των λειτουργικών κανόνων που θα διέπουν τη Συμφωνία. Για την οριστικοποίηση των κανόνων αυτών συμφωνήθηκε ένα αυστηρό χρονοδιάγραμμα 2 ετών, και έτσι μέχρι το τέλος του 2018 θα πρέπει να έχει καθοριστεί πώς: (α) τα Κράτη θα αναφέρουν τις δράσεις τους για μείωση των εκπομπών, προσαρμογή, χρηματοδότηση θεμάτων κλιματικής αλλαγής, μεταφορά τεχνολογίας και ανάπτυξη υποδομής, (β) θα δρομολογηθεί η επισκόπηση των δράσεων αυτών

και η προοδευτική ενίσχυσή τους, και (γ) θα σχεδιαστεί μια διαδικασία διευκόλυνσης της εφαρμογής και προώθησης της συμμόρφωσης με τους στόχους της Συμφωνίας. Άλλα λειτουργικά θέματα που θα πρέπει να αποσαφηνιστούν ταυτόχρονα, σχετίζονται με τον καθορισμό κοινών περιόδων αναφοράς για τις καθορισμένες εθνικές μειώσεις εκπομπών και την υιοθέτηση νέου συνολικού στόχου οικονομικής υποστήριξης των αναπτυσσόμενων χωρών σε θέματα κλιματικής αλλαγής.

Καθώς οι εθνικοί στόχοι μείωσης των εκπομπών που παρουσιάστηκαν την περίοδο του Παρισιού φαίνεται ότι οδηγούν σε αύξηση της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας κατά 2,9-3,4 °C το 2100 σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα, προκύπτει ότι σε παγκόσμιο επίπεδο το 2030 οι εκπομπές CO₂ θα είναι κατά 12-14 Gt υψηλότερες σε σχέση με αυτές που θα έπρεπε να είναι για το στόχο των 2 °C και 15-17 Gt υψηλότερες σε σχέση με το στόχο του 1,5 °C¹. Η Σύνοδος του Μαρακές έδωσε εντολή για την προετοιμασία ενός διαλόγου προκειμένου να προετοιμαστεί το έδαφος για την υιοθέτηση πιο φιλόδοξων εθνικών στόχων περιορισμού των εκπομπών, διαδικασία που θα ξεκινήσει το 2018.

Στα παραλειπόμενα της Συνόδου του Μαρακές, μια σειρά από χώρες όπως ο Καναδάς, οι ΗΠΑ και το Μεξικό ανακοίνωσαν την μακροχρόνια στρατηγική τους για τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Παρόλο που δεν θέτουν νέους στόχους για το 2050, είναι ενθαρρυντικό ότι ανοίγει η συζήτηση για τη δομή και τα χαρακτηριστικά των οικονομιών των κρατών αυτών μετά το 2030. Επίσης, η Γερμανία ανακοίνωσε ένα μακροχρόνιο σχέδιο δράσης για την κλιματική αλλαγή επιδιώκοντας μειώσεις των εκπομπών το 2050 κατά 95% σε σχέση με το 1990, ενώ και άλλες χώρες, αναπτυσσόμενες και αναπτυσσόμενες, φαίνεται ότι είναι διατεθειμένες να υιοθετήσουν σχετικούς στόχους στο πλαίσιο της 2050 Pathways Platform που υιοθετήθηκε στη Σύνοδο του Μαρακές.

Στην Ευρώπη, ιδιαίτερη έμφαση έχει δοθεί την ίδια περίοδο στην αναθεώρηση της οδηγίας για την εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών, η οποία αποτελεί βασική πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕν) για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής από το 2005. Το σύστημα εμπορίας ήδη διανύει την 3^η περίοδο εφαρμογής του (2013-2020) κατά την οποία έχει υιοθετηθεί ένας γραμμικός συντελεστής μείωσης των συνολικών εκδιδόμενων δικαιωμάτων ίσος με 1,74% το χρόνο. Ο συντελεστής αυτός αποφασίστηκε να αυξηθεί στο 2,2% κατά την 4^η φάση του συστήματος (2021-2030), εντούτοις, δεν φαίνεται να είναι αρκετός προκειμένου η ΕΕν να μπει σε μια τροχιά μείωσης των εκπομπών της από τους τομείς της εμπορίας κατά 90% το 2050 όπως επιδιώκεται μέσω του Οδικού Χάρτη 2050². Εξάλλου, οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών που έχουν διαμορφωθεί στις αγορές μέχρι σήμερα δεν έχουν δώσει το επιδιωκόμενο σήμα για οικοδόμηση οικονομιών χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Στο **Σχήμα 1-1** παρουσιάζεται η ιστορική εξέλιξη της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΕΔΕ), συναρτήσει των διαθέσιμων δικαιωμάτων και των διακριβωμένων εκπομπών. Στην αγορά έχει δημιουργηθεί ένα πλεόνασμα διαθέσιμων δικαιωμάτων που κρατά τις τιμές σχετικά χαμηλά, μη δίνοντας το κατάλληλο σήμα για δραστικές μειώσεις των εκπομπών στους αντίστοιχους τομείς οικονομικής δραστηριότητας.

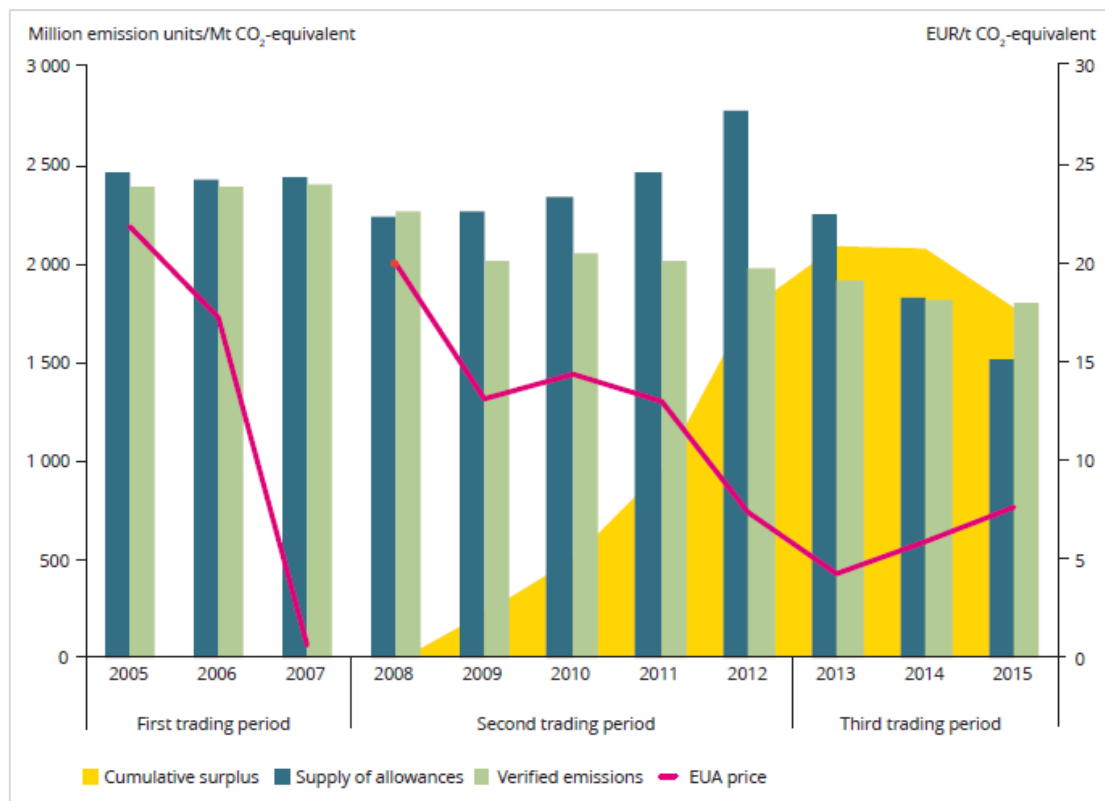
Προκειμένου να αντιμετωπισθεί το ζήτημα του πλεονάσματος δικαιωμάτων θεσπίστηκε το Σεπτέμβριο του 2015 μηχανισμός Αποθεματικού για τη Σταθερότητα της Αγοράς (MSR), η λειτουργία του οποίου θα ξεκινήσει το 2018, με την πρώτη προσαρμογή να αφορά τις δημοπρασίες που θα γίνουν από τον Ιανουάριο του 2019. Ξεκινώντας από το Μάιο του 2017, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή θα εκδίδει μια ετήσια αναφορά για το συνολικό αριθμό των δικαιωμάτων που βρίσκονταν στην κυκλοφορία κατά το προηγούμενο έτος. Στην περίπτωση που ο αριθμός των κυκλοφορούντων δικαιωμάτων υπερβαίνει τους 833 Mt, 12% αυτών θα αποσύρονται από την αγορά και θα τοποθετούνται στον MSR. Αντίστροφα αν τα κυκλοφορούντα δικαιώματα πέσουν κάτω των 400 Mt, θα εκδοθούν 100 Mt πρόσθετων δικαιωμάτων μέσω δημοπρασιών. Στον MSR εντάσσονται και οι 900 Mt δικαιωμάτων, η δημοπρασία των οποίων αναβλήθηκε την περίοδο 2014-2016 προκειμένου να σταθεροποιηθεί η αγορά. Παρά τον περιορισμό του συνολικού αριθμού των δικαιωμάτων κατά την 4^η περίοδο, ο Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος βασιζόμενος σε προβλέψεις των Κρατών Μελών εκτιμά ότι το πλεόνασμα των δικαιωμάτων θα απορροφηθεί μέχρι το 2029, αλλά οι μειώσεις εκπομπών δεν θα φθάσουν το

¹ UNEP 2016, The Emissions Gap Report 2016.

² Marcu A, Alberola E, Caneill J-Y, Mazzoni M, Schleicher S, Stoefs W and Vailles C (2017), 2017 State of the EU ETS Report.

2030 τα επίπεδα του 43% σε σχέση με το 2005 που έχει τεθεί ως στόχος από την ΕΕν για τους τομείς που εμπιπτουν στο σύστημα εμπορίας³.

Οι τριμερείς διαπραγματεύσεις μεταξύ Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, Ευρωπαϊκής Επιτροπής και Ευρωπαϊκού Συμβουλίου για την αναθεώρηση του ΕΣΕΔΕ βρίσκονται σε εξέλιξη και ακόμα πιο φιλόδοξες προτάσεις από τις παραπάνω για τη λειτουργία του MSR και την ακύρωση δικαιωμάτων από αυτό, βρίσκονται υπό συζήτηση.



Σχήμα 1-1: Εκπομπές, δικαιώματα, τιμές και πλεόνασμα δικαιωμάτων στο Ευρωπαϊκό σύστημα εμπορίας την περίοδο 2005-2015. Πηγή: EEA 2016 Trends and projections in the EU ETS in 2016: The EU Emissions Trading System in numbers.

1.2. Αντικείμενο μελέτης

Από τη σύντομη επισκόπηση των πρόσφατων εξελίξεων που έγινε παραπάνω, είναι φανερό ότι ο τομέας της ενέργειας, που αποτελεί τη σημαντικότερη πηγή αερίων του θερμοκηπίου στην ΕΕν, και ειδικά ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής, που συνιστά τον σημαντικότερο κλάδο του συστήματος εμπορίας, θα αποτελέσουν τις επόμενες δεκαετίες πεδίο άσκησης έντονων πολιτικών με στόχο τη σημαντική μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και την οικοδόμηση οικονομιών χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Ο προβληματισμός για τις επερχόμενες μεταβολές και στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα είναι έντονος, ιδιαίτερα λαμβάνοντας υπόψη ότι αυτές θα εξελιχθούν σε ένα ιδιαίτερα δυσμενές οικονομικό περιβάλλον λόγω της οικονομικής κρίσης των τελευταίων ετών.

Το WWF Ελλάς πραγματοποιεί εκστρατεία για το μετασχηματισμό του ελληνικού μοντέλου ηλεκτροπαραγωγής σε ένα σύστημα χαμηλών εκπομπών CO₂. Σε αυτό το πλαίσιο, η παρούσα μελέτη έχει ως αντικείμενο τη διερεύνηση σεναρίων για την αξιολόγηση των δυνατοτήτων επίτευξης μεγάλων μειώσεων των εκπομπών CO₂ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, τις τεχνολογικές δυνατότητες που υπάρχουν προς την κατεύθυνση αυτή (μεγάλης κλίμακας διεύθυνση των ΑΠΕ, απόσυρση λιγνιτικών μονάδων, κλπ.), καθώς και τις οικονομικές επιπτώσεις (στο κόστος ενέργειας και στο ύψος των απαιτούμενων επενδύσεων) ενός τέτοιου μετασχηματισμού. Ταυτόχρονα, το ύψος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι επίσης ένα

³ EEA 2016 Trends and projections in the EU ETS in 2016: The EU Emissions Trading System in numbers.

σημαντικός παράγοντας που επηρεάζει τις εξελίξεις στην ηλεκτροπαραγωγή, και έτσι η απάντηση των προαναφερθέντων ερωτημάτων απαιτεί μια ολιστική θεώρηση του ενεργειακού συστήματος.

Στο πλαίσιο λοιπόν της παρούσας μελέτης διαμορφώνονται και αξιολογούνται συγκριτικά εναλλακτικά σενάρια εξέλιξης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος στο χρονικό ορίζοντα του 2035 και 2050, με έμφαση στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Συγκεκριμένα, αναπτύσσονται 5 βασικά σενάρια και ανά περίπτωση παραλλαγές τους, 2 εκ των οποίων θεωρούν ότι η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή θα διατηρήσει μέχρι το 2050 ένα σημαντικό μερίδιο στο ενεργειακό ισοζύγιο, ενώ τα 3 άλλα υιοθετούν μια μεγάλης κλίμακας διείσδυση των ΑΠΕ και μικρότερη συμμετοχή του λιγνίτη στο ηλεκτρικό σύστημα. Επίσης, 2 εξ αυτών των σεναρίων θεωρούν ότι θα εφαρμοστούν φιλόδοξα μέτρα και πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας, σε αντιδιαστολή με τα άλλα 3 που υιοθετούν πιο ήπιες παρεμβάσεις εξοικονόμησης. Μέσω της εξέτασης αυτών των σεναρίων διερευνώνται ειδικότερα ερωτήματα που σχετίζονται με:

- Τις επιπτώσεις στις εκπομπές και στο κόστος ενέργειας από διαφορετικά επίπεδα συμμετοχής στο ενεργειακό ισοζύγιο της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής.
- Τις επιπτώσεις στις εκπομπές και στο κόστος ενέργειας από τη μεγάλης κλίμακας διείσδυση τεχνολογιών ΑΠΕ.
- Την επίδραση της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών στη δομή του ηλεκτρικού συστήματος και στο κόστος ενέργειας.
- Το ρόλο των προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης και πώς επηρεάζουν τη δομή του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

Τα σενάρια τα οποία διαμορφώνονται θεωρούνται ρεαλιστικές προσεγγίσεις του ενεργειακού μέλλοντος της χώρας με βάση τις παραδοχές που κάθε ένα από αυτά ενσωματώνει. Ανά περίπτωση θα μπορούσαν να διαμορφωθούν ακόμη πιο φιλόδοξα σενάρια, εντούτοις στόχος της παρούσας μελέτης δεν είναι να προσδιορίσει ένα «άριστο» επίπεδο ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος της χώρας, αλλά να αξιολογήσει συγκριτικά διαφορετικές ενεργειακές πολιτικές, αναδεικνύοντας πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα, περιορισμούς και δυνατότητες, και τελικά συμβάλλοντας στο διάλογο για το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας.

Η ανάλυση γίνεται με τη βοήθεια του υβριδικού ενεργειακού μοντέλου ENPEP/Balance, το οποίο είναι ένα μοντέλο προσομοίωσης, που επιτρέπει την αρκετά ρεαλιστική απεικόνιση των συμπεριφορών διαφόρων «παικτών» της ενεργειακής αγοράς.

1.3. Δομή μελέτης

Η παρούσα μελέτη διαρθρώνεται σε 6 Κεφάλαια:

Το *Κεφάλαιο 1* παρουσιάζει εν συντομία τις πρόσφατες διεθνείς εξελίξεις όσον αφορά τις πολιτικές αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής και οριοθετεί το αντικείμενο και τους στόχους αυτής της μελέτης.

Το *Κεφάλαιο 2* συζητά αναλυτικότερα τις βασικές αρχές της πολιτικής της ΕΕν για την ενέργεια και το κλίμα στο χρονικό ορίζοντα του 2035 και του 2050, αναδεικνύοντας τη σκοπιμότητα του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού και παρουσιάζοντας κατευθύνσεις πολιτικής τόσο από άλλες χώρες της ΕΕν όσο και από σχετικές μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί σχετικά πρόσφατα στην Ελλάδα.

Το *Κεφάλαιο 3* παρουσιάζει τον τρόπο μοντελοποίησης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος στο μοντέλο ENPEP/Balance που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα ανάλυση.

Το *Κεφάλαιο 4* δίνει τις βασικές παραδοχές των σεναρίων που εξετάστηκαν.

Το *Κεφάλαιο 5* παρουσιάζει συγκριτικά τα αποτελέσματα των εξεταζόμενων σεναρίων, τα αναλυτικά αποτελέσματα των οποίων περιλαμβάνονται στο *Παράρτημα*.

Τέλος, το *Κεφάλαιο 6* συνοψίζει βασικά συμπεράσματα της ανάλυσης και διατυπώνει κάποιες γενικές κατευθύνσεις πολιτικής.

2. ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ

2.1. Η Ευρωπαϊκή στρατηγική για το 2030 και το 2050 (Energy Roadmap 2050)

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή μετά την υιοθέτηση του Ενεργειακού και Κλιματικού πακέτου για το 2020 και των σχετικών Κοινοτικών Οδηγιών και Αποφάσεων, προχώρησε στις 24 Οκτωβρίου 2014 στην υιοθέτηση μιας νέας σειράς σημαντικών αποφάσεων με στόχο την περαιτέρω μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και την αναμόρφωση του ενεργειακού τομέα στο χρονικό ορίζοντα του 2030. Συγκεκριμένα, τίθενται οι ακόλουθοι βασικοί στόχοι:

- Δεσμευτικός στόχος μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε επίπεδο ΕΕν κατά τουλάχιστον 40% το 2030 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ο στόχος αυτός θα επιτευχθεί συλλογικά από τα Κράτη-Μέλη (η απόφαση δεν περιλαμβάνει εθνικούς στόχους), με περαιτέρω παρεμβάσεις τόσο στους τομείς που εντάσσονται στο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (από τους οποίους προσδοκείται μείωση των εκπομπών κατά 43% το 2030 σε σχέση με το 2005), όσο και στους τομείς εκτός εμπορίας (στοχεύοντας στην επίτευξη μείωσης των εκπομπών κατά 30% σε σχέση με το 2005).
- Δεσμευτικός στόχος διεύδυσης των ΑΠΕ σε επίπεδο ΕΕν κατά τουλάχιστον 27% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2030. Προς το παρόν δεν υπάρχει εξειδίκευση του στόχου ανά Κράτος-Μέλος, εντούτοις βρίσκονται σε εξέλιξη σχετικές διαβουλεύσεις, και αυτό αναμένεται να συμβεί το επόμενο διάστημα.
- Ενδεικτικός στόχος βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας σε επίπεδο ΕΕν κατά τουλάχιστον 27% το 2030 σε σχέση με ένα σενάριο αναφοράς. Ο στόχος αυτός μπορεί να αυξηθεί στο 30% στο πλαίσιο αναθεώρησης της στοχοθεσίας που αναμένεται να λάβει χώρα μετά το 2020.

Για την επίτευξη των στόχων, σχεδιάζονται μια σειρά από αποφάσεις και αναθεωρήσεις οδηγιών προκειμένου να καθορίσουν σε μεγαλύτερη λεπτομέρεια τις αλλαγές που θα πρέπει να γίνουν στους διάφορους τομείς της οικονομίας του ενεργειακού συστήματος προς την κατεύθυνση αυτή.

Ειδικότερα, όσον αφορά το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών η πρόταση αναθεώρησης της οδηγίας περιλαμβάνει:

- Μείωση του μέγιστου αριθμού δικαιωμάτων εκπομπών που είναι δυνατόν να εκδοθούν κατά 2,2% σε ετήσια βάση από το 2021 και μετά, από 1,74% που ισχύει την 3^η περίοδο του ευρωπαϊκού συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών και μέχρι το 2020.
- Αναμόρφωση κανόνων για την αντιμετώπιση του προβλήματος της διαρροής άνθρακα (carbon leakage). Συγκεκριμένα, προβλέπεται: η εστίαση της δωρεάν διανομής δικαιωμάτων εκπομπών σε τομείς που παρουσιάζουν τον υψηλότερο κίνδυνο μετεγκατάστασης της παραγωγής τους εκτός ΕΕν, η διάθεση σημαντικού αριθμού δωρεάν δικαιωμάτων σε νέες και αναπτυσσόμενες εγκαταστάσεις, η βελτίωση της αντιστοιχίας των δωρεάν κατανεμόμενων δικαιωμάτων εκπομπών με τα επίπεδα παραγωγής, καθώς και επικαιροποίηση των προτύπων επίδοσης (benchmarks) προκειμένου να ληφθούν υπόψη οι τεχνολογικές καινοτομίες της τελευταίας δεκαετίας.
- Υιοθέτηση υποστηρικτικών μηχανισμών προκειμένου οι τομείς της βιομηχανίας και της ηλεκτροπαραγωγής να προχωρήσουν στις απαιτούμενες καινοτομίες και επενδύσεις για τη μετάβαση σε μια οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Στο πλαίσιο αυτό προτείνεται να

δημιουργηθούν δύο νέοι μηχανισμοί χρηματοδότησης: (α) το ταμείο καινοτομίας (innovation fund), με περίπου 400 εκατ. δικαιώματα, για την επίδειξη καινοτόμων τεχνολογιών στη βιομηχανία (συμπεριλαμβάνονται οι ΑΠΕ και τα συστήματα δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα), και (β) το ταμείο εκσυγχρονισμού (modernization fund), με περίπου 310 εκατ. δικαιώματα, για τη διευκόλυνση εκσυγχρονισμού του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής και ευρύτερα των ενεργειακών συστημάτων, καθώς και προώθησης της ενεργειακής αποδοτικότητας στα 10 φτωχότερα Κράτη-Μέλη της ΕΕν (σε αυτά δεν συμπεριλαμβάνεται προς το παρόν η Ελλάδα).

Στις αλλαγές αυτές θα πρέπει να προστεθεί και η λειτουργία από τον Ιανουάριο του 2019 του μηχανισμού Αποθεματικού για τη Σταθερότητα της Αγοράς (Market Stability Reserve), μέσω του οποίου θα παρακολουθείται το πλεόνασμα δικαιωμάτων στην αγορά και θα γίνονται οι απαραίτητες προσαρμογές ως προς τις ποσότητες δικαιωμάτων που θα δημοπρατούνται προκειμένου να προστατεύεται η αγορά από ακραίες διακυμάνσεις.

Όσον αφορά τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου στους τομείς εκτός ΕΣΣΕΔΕ (κτίρια, μεταφορές, απορρίμματα, γεωργία κλπ), η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε συγκεκριμένη εξειδίκευση ανά Κράτος Μέλος, στο πλαίσιο της διαμόρφωσης του σχετικού Κανονισμού⁴. Για την Ελλάδα απαιτείται μείωση μόλις κατά 16% το 2030 σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.

Σε σχέση με τους στόχους των ΑΠΕ, υπό αναθεώρηση τελεί η Οδηγία 2009/28/ΕΚ. Η επίτευξη του στόχου για 27% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας της ΕΕν το 2030 αναμένεται ότι θα οδηγήσει σε διείσδυση 50% των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Δεν έχουν ακόμη οριστεί στόχοι ανά Κράτος-Μέλος. Εντούτοις, στο Staff Working Document⁵ της Ευρωπαϊκής Επιτροπής υπάρχουν ενδεικτικοί στόχοι ανά Κράτος-Μέλος και για διάφορα σενάρια/κριτήρια επιμερισμού της απαιτούμενης προσπάθειας. Σε αυτά η Ελλάδα εμφανίζεται με στόχους διείσδυσης των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2030 μεταξύ 26% και 34%, με το σενάριο αναφοράς να διαμορφώνεται στο 30%. Σύμφωνα με το Άρθρο 3 του σχεδίου Οδηγίας τα Κράτη-Μέλη θα δεσμευτούν σε συγκεκριμένους στόχους μέσω των Ολοκληρωμένων Ενεργειακών και Κλιματικών Σχεδίων Δράσης που θα υποβάλλουν στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, με την τελευταία να διατηρεί το δικαίωμα παρέμβασης σε περίπτωση που κριθεί ότι συνολικά η ΕΕν δεν επιτυγχάνει το στόχο του 27%.

Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στην προώθηση των ΑΠΕ στους τομείς θέρμανσης/ψύξης, στην προώθηση νέας γενιάς βιοκαυσίμων, ηλεκτρισμού, υδρογόνου και ανανεώσιμων συνθετικών καυσίμων στις μεταφορές, στον περιορισμό του ρόλου των παραδοσιακών βιοκαυσίμων που δρουν ανταγωνιστικά προς τη διαθεσιμότητα τροφής, και στην ενίσχυση της ιδιοπαραγωγής.

Επίσης, επιδιώκεται η ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας με τη διευκόλυνση κατασκευής έργων διασύνδεσης ιδιαίτερα σε ενεργειακά απομονωμένες περιοχές όπως η Ελλάδα, η Κύπρος και η Μάλτα. Στον ορίζοντα του 2030 επιδιώκεται ο στόχος ηλεκτρικής διασύνδεσης μεταξύ των Κρατών – Μελών να έχει φτάσει στο 15%.

Τέλος, όσον αφορά την ενεργειακή αποδοτικότητα, το Νοέμβριο του 2016 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε την υιοθέτηση δεσμευτικού στόχου βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας σε επίπεδο ΕΕν κατά 30% στο χρονικό ορίζοντα του 2030. Ο νέος αυτός στόχος είναι μέρος της πρότασης της Επιτροπής για αναθεώρηση της Οδηγίας για την ενεργειακή αποδοτικότητα. Ειδικότερα οι προτεινόμενες πολιτικές για επίτευξη το στόχου περιλαμβάνουν:

- Ετήσια μείωση των πωλήσεων ενέργειας σε εθνικό επίπεδο κατά 1,5%.
- Πραγματοποίηση από τα Κράτη-Μέλη ενεργειακών ανακαινίσεων τουλάχιστον στο 3% των κτιρίων που κατέχει και χρησιμοποιεί η κεντρική κυβέρνηση.

⁴ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ

για τις δεσμευτικές ετήσιες μειώσεις των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου από τα κράτη μέλη από το 2021 έως το 2030 για μια ανθεκτική Ενεργειακή Ένωση και την τήρηση των δεσμεύσεων που απορρέουν από τη συμφωνία του Παρισιού και για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 525/2013 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου για μηχανισμό παρακολούθησης και υποβολής εκθέσεων σχετικά με τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου και άλλων πληροφοριών που αφορούν την κλιματική αλλαγή

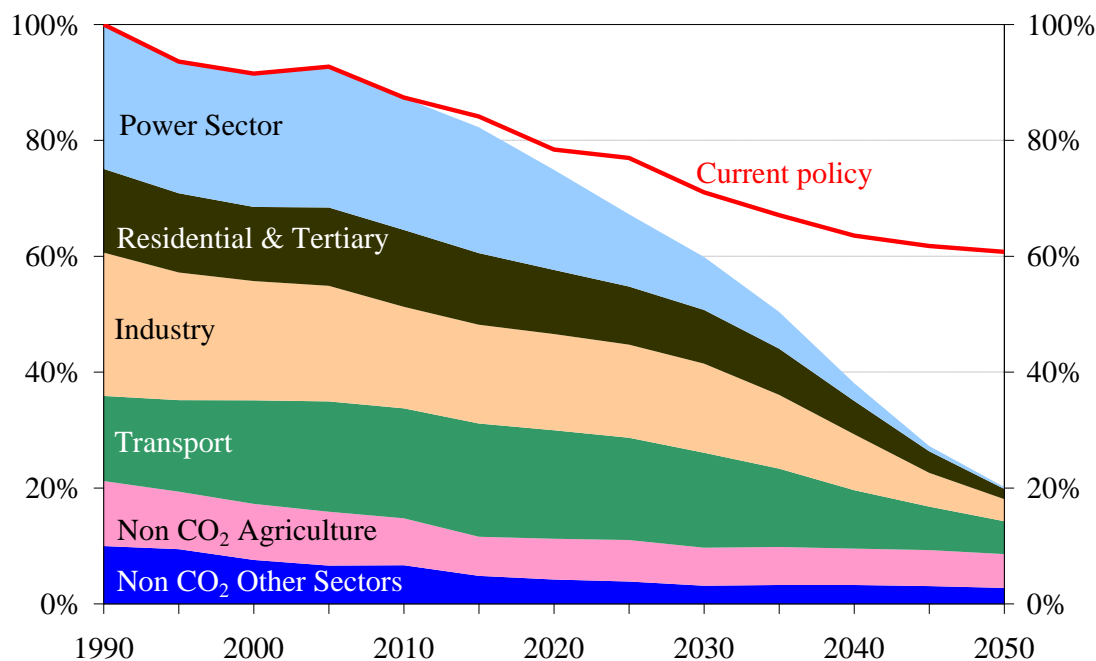
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0482&from=EN>

⁵ Staff Working Document (2016) 418 Final.

- Υποχρεωτική χρήση πιστοποιητικού ενεργειακής αποδοτικότητας κατά την πώληση και ενοικίαση κτιρίων.
- Σύνταξη Εθνικών Σχεδίων Ενεργειακής Αποδοτικότητας ανά ζετία.
- Εγκατάσταση 200 εκατομ. έξυπνων μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας και 45 εκατομ. έξυπνων μετρητών αερίου.
- Ενεργειακή επιθεώρηση μεγάλων επιχειρήσεων ανά 4ετία.
- Προστασία των δικαιωμάτων των καταναλωτών για εύκολη και δωρεάν πρόσβαση σε τρέχοντα και ιστορικά δεδομένα ενεργειακών καταναλώσεων.

Όλοι οι προαναφερθέντες στόχοι για το 2030 εντάσσονται στον οδικό χάρτη που έχει υιοθετήσει η ΕΕν για την οικοδόμηση μιας οικονομίας χαμηλών εκπομπών άνθρακα στο χρονικό ορίζοντα του 2050. Συγκεκριμένα, ο οδικός χάρτης της ΕΕν επιδιώκει τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου το 2050 κατά 80% σε σχέση με το 1990 εφαρμόζοντας αποκλειστικά εγχώριες δράσεις και χωρίς την αξιοποίηση των διεθνών αγορών άνθρακα. Για τον σκοπό αυτό θα απαιτηθεί η εφαρμογή κατάλληλων πολιτικών και μέτρων σε όλα τα Κράτη-Μέλη και σε όλους τους τομείς. Στο **Σχήμα 2-1** παρουσιάζονται οι μειώσεις των εκπομπών που θα απαιτηθούν ανά τομέα με βάση και το διαθέσιμο τεχνολογικό και οικονομικό δυναμικό. Ειδικότερα:

- Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής εντοπίζεται ένα πολύ μεγάλο δυναμικό μείωσης των εκπομπών μέσω προώθησης των ΑΠΕ, άλλων τεχνολογιών χαμηλών εκπομπών συμπεριλαμβανομένων των τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα, και των έξυπνων δικτύων. Οι εκπομπές από τον τομέα μπορούν να μηδενιστούν μέχρι το 2050, παρά το ότι θα κληθεί να καλύψει πρόσθετα ενεργειακά φορτία στις μεταφορές και στη θέρμανση.
- Στον τομέα των μεταφορών οι εκπομπές θα πρέπει να μειωθούν το 2050 πάνω από 60% σε σχέση με το 1990. Η διείσδυση αποδοτικών οχημάτων και βιοκαυσίμων καθώς και ο μερικός εξηλεκτρισμός του τομέα αποτελούν τις σημαντικότερες παρεμβάσεις.
- Στον τομέα των κτιρίων οι μειώσεις εκπομπών θα πρέπει να φθάσουν στα επίπεδα του 90% μέσω της κατασκευής νέων παθητικών κτιρίων, της ανακαίνισης του υφιστάμενου κτιριακού αποθέματος και της ένταξης σε αυτά τεχνολογιών ΑΠΕ.
- Μειώσεις εκπομπών της τάξης των 80% θα απαιτηθούν και από τις ενεργοβόρες βιομηχανίες μέσω εφαρμογής αποδοτικότερων και καθαρότερων τεχνολογιών.



Σχήμα 2-1: Εξέλιξη των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου στην ΕΕν με στόχο τη μείωσή τους κατά 80% στο χρονικό ορίζοντα του 2050 (100% =1990).⁶

2.2. Ανασκόπηση εθνικών μακροχρόνιων σχεδιασμών στην Ευρώπη

Πέρα από τον ευρωπαϊκό οδικό χάρτη για το 2050, μια σειρά από Ευρωπαϊκές χώρες έχουν προχωρήσει στη διαμόρφωση εθνικών μακροχρόνιων στρατηγικών για την ενέργεια και το κλίμα. Στην παρούσα ενότητα επιχειρείται μια σύντομη επισκόπηση των σχεδιασμών αυτών για επιλεγμένες χώρες της ΕΕν, ιδιαίτερα δε όσο αφορά τους ποσοτικούς στόχους που θέτουν για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, μείωση της πρωτογενούς ενεργειακής κατανάλωσης, και προώθηση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο χρονικό ορίζοντα του 2030-2035 και του 2050. Μια συγκριτική ανάλυση των σχεδιασμών αυτών δεν είναι εύκολη, δεδομένου ότι:

- Δεν εκπονούνται την ίδια χρονική περίοδο και επομένως δεν ενσωματώνουν αναγκαστικά τις ίδιες ενεργειακές/κλιματικές πολιτικές αλλά και τις ίδιες παραδοχές σε σχέση με την εξέλιξη κρίσιμων κοινωνικο-οικονομικών μεγεθών.
- Το επίπεδο φιλοδοξίας για μείωση των εκπομπών στο χρονικό ορίζοντα του 2030-2035 ή/και του 2050 μπορεί να διαφέρει από χώρα σε χώρα.
- Βασίζονται στην ανάλυση διαφορετικών μοντέλων.
- Οι δυνατότητες μείωσης των εκπομπών, αξιοποίησης των ΑΠΕ, κλπ., μπορεί να διαφέρουν αρκετά από χώρα σε χώρα.

Στον **Πίνακα 2-1** συνοψίζονται οι στόχοι που έχουν τεθεί από 10 Ευρωπαϊκές χώρες και συγκρίνονται με τους αντίστοιχους στόχους που έχουν τεθεί στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού ενεργειακού χάρτη. Οι στόχοι αυτοί συμπεριλαμβάνονται σε επίσημα κείμενα ή σε μελέτες που έγιναν υπό το συντονισμό των αντίστοιχων υπουργείων και υπεύθυνων αρχών σε κάθε χώρα. Δεν συμπεριλαμβάνονται στόχοι και εκτιμήσεις που είναι αποτέλεσμα μελετών μοντελοποίησης από πανεπιστήμια, ερευνητικά κέντρα, εταιρίες παροχής συμβουλευτικών υπηρεσιών, κλπ. Σημειώνεται ότι, μέχρι σήμερα, οδικό χάρτη για το 2050 ως προς την ενέργεια ή/και το κλίμα

⁶ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050

δεν έχουν πραγματοποιήσει όλες οι χώρες της ΕΕν. Σε έναν τέτοιο σχεδιασμό έχουν προχωρήσει κυρίως οι βόρειες χώρες και τα παλιά μέλη της ΕΕν που, εν γένει, έχουν τις πιο ισχυρές πολιτικές για προώθηση των ΑΠΕ και μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Οι χώρες αυτές κατά κανόνα υιοθετούν πιο φιλόδοξους στόχους από αυτόν που θέτει συνολικά η ΕΕν. Αντίθετα, η Ουγγαρία που είναι νέο μέλος της ΕΕν υιοθετεί πιο συντηρητικούς στόχους. Η πλειονότητα των κρατών που έχει διαμορφώσει μακροχρόνιο οδικό χάρτη για την ενέργεια και το κλίμα θέτει στόχους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, ενώ σχετικά λιγότερες εξειδικεύουν τους στόχους αυτούς σε σχέση με τη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, τη μείωση της ζήτησης ενέργειας, κλπ.

Πίνακας 2-1: Στόχοι που έχουν υιοθετηθεί από διάφορες χώρες τις ΕΕν στο πλαίσιο ενός μακροχρόνιου οδικού χάρτη για την ενέργεια και το κλίμα⁷

Χώρες	2030			2050		
	Μείωση ΑΦΘ ως προς το 1990 (%)	Μείωση Πρωτογενούς Ενέργειας (%)	ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (%)	Μείωση ΑΦΘ ως προς το 1990 (%)	Μείωση Πρωτογενούς Ενέργειας (%)	ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (%)
Βέλγιο				80-95	37-54 ⁽²⁰¹⁰⁾	79-100
Γαλλία	40		40	75	50 ⁽²⁰⁰⁵⁾	
Γερμανία	55		50	80-95	50 ⁽²⁰⁰⁸⁾	80
Δανία			100	80-95		100
Ηνωμένο Βασίλειο	50			80		
Ιταλία				75	17-26 ⁽²⁰¹⁰⁾	85-90
Ολλανδία				80-95		
Ουγγαρία		-2 - 8 ⁽²⁰⁰⁸⁾	15-20			20-35
Φιλανδία				80-95		
Σουηδία				100		
ΕΕν	40	16-20 ⁽²⁰⁰⁵⁾	51-60	80	32-42 ⁽²⁰⁰⁵⁾	59-86

2.3. Ο ελληνικός μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός

2.3.1. Αναγκαιότητα ύπαρξης μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού

Η ενέργεια αποτελεί βασικό παραγωγικό συντελεστή σε κάθε οικονομική δραστηριότητα που αναπτύσσεται στο πλαίσιο μιας οικονομίας, και επομένως ο τρόπος δόμησης, οργάνωσης και ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος έχει πολλαπλές επιπτώσεις στην οικονομική ανάπτυξη και στην ποιότητα ζωής των κατοίκων. Κύρια ζητούμενα αποτελούν:

- Η βιώσιμη διαχείριση των φυσικών πόρων και η μείωση των περιβαλλοντικών φορτίων/επιπτώσεων από την παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας.
- Η διαμόρφωση των τιμών των ενεργειακών προϊόντων σε ανεκτά επίπεδα για βιομηχανίες, επιχειρήσεις και νοικοκυριά.

⁷ Πηγές: (1) van Sluisveld M, Hof A, van Vuuren D, 2016. Long-term perspectives beyond 2020: a meta-analysis on European and national climate and energy roadmaps, Pathways Project, Exploring transition pathways to sustainable, low carbon societies, Grant Agreement number 603942. (2) Ministry of Employment and the Economy Energy and Climate of Finland, 2014. Roadmap 2050. Report of the Parliamentary Committee on Energy and Climate Issues on 16 October 2014. (3) Ministry of National Development Hungary, 2012. National Energy Strategy 2030, ISBN 978-963-89328-3-9. (4) Ministry of Economy of Italy, 2013. Italy's National Energy Strategy: For a more competitive and sustainable energy. (5) Climate Change Section of the Federal Public Service Health, Food Chain Safety and Environment, 2013. Scenarios for a Low Carbon Belgium by 2050. Climact and Vito.

- Η ενεργειακή ασφάλεια και η απρόσκοπτη πρόσβαση στους ενεργειακούς πόρους από τους δυνητικούς καταναλωτές.
- Η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης και η αξιοποίηση εγχώριων ενεργειακών πόρων.

Η επίτευξη των στόχων αυτών με όρους οικονομικής αποδοτικότητας θέτει στους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής μια σειρά από προβλήματα ενεργειακής πολιτικής που σχετίζονται με:

- Το μίγμα των ενεργειακών τεχνολογιών που θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν τόσο στην παραγωγή ενέργειας όσο και στους τομείς τελικής κατανάλωσης, δεδομένων των ιδιαίτερων τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών τους. Τα τελευταία χρόνια η εμπορική ωρίμανση μιας σειράς τεχνολογιών ΑΠΕ έχει αυξήσει τις δυνατές επιλογές, ενώ η πρόοδος των τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας προσφέρει ολοκληρωμένες λύσεις στο ζήτημα της στοχαστικότητας που παρουσιάζουν τεχνολογίες-κλειδιά όπως τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, εξασφαλίζοντας ασφάλεια στην ενεργειακή τροφοδοσία.
- Την έκταση των παρεμβάσεων σε επίπεδο προσφοράς και ζήτησης ενέργειας. Η εφαρμογή προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης μειώνει τη ζήτηση καυσίμων και ηλεκτρισμού, διευκολύνοντας την αξιοποίηση των πλέον αποδοτικών τεχνολογιών. Από την άλλη μεριά, η εφαρμογή μέτρων στον τομέα της ζήτησης απαιτεί την εμπλοκή πολύ μεγάλου αριθμού χρηστών που σε αρκετές περιπτώσεις καθιστά αναποτελεσματική την εφαρμογή των σχεδιαζόμενων παρεμβάσεων. Οι ενεργειακές πολιτικές στον τομέα της προσφοράς αφορούν μικρότερο αριθμό συμμετεχόντων, επομένως μπορεί να υπάρξει καλύτερος συντονισμός, εντούτοις εύλογα ερωτήματα δημιουργούνται όσον αφορά στις δυνατότητες και το κόστος ενός ενεργειακού συστήματος που καλείται να ανταποκριθεί σε μια διαρκώς αυξανόμενη ζήτηση.
- Το ενεργειακό κόστος. Αρκετές τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα χαρακτηρίζονταν μέχρι πρόσφατα από χαμηλότερο κόστος, χωρίς όμως να λαμβάνονται υπόψη οι πολύ σημαντικές επιπτώσεις τους στο περιβάλλον και τη δημόσια υγεία που με τη σειρά τους συνιστούν το λεγόμενο εξωτερικό κόστος. Η αυστηροποίηση της ευρωπαϊκής περιβαλλοντικής νομοθεσίας οδήγησε σε κανονιστικές (π.χ. θέσπιση αυστηρών ορίων εκπομπών που απαιτούν την εγκατάσταση ακριβών τεχνολογιών αντιρρύπανσης) και οικονομικές (π.χ. σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών) πολιτικές, που οδηγούν σταδιακά στην εσωτερικευση μέρους αυτού του εξωτερικού κόστους, με αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι, στην πλειονότητα των περιπτώσεων, οι ενεργειακές επενδύσεις είναι εντάσεως κεφαλαίου και ο χρόνος ζωής τους εκτείνεται σε ορίζοντα δεκαετιών, είναι προφανές ότι τα παραπάνω ζητήματα θα πρέπει να τύχουν ενδελεχούς διερεύνησης και εξαντλητικής διαβούλευσης μεταξύ της κυβέρνησης, των ρυθμιστικών αρχών ενέργειας και των συμμετεχόντων στην αγορά ενέργειας. Η εκπόνηση ενός μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού, που ανά τακτά χρονικά διαστήματα θα αξιολογείται και θα επικαιροποιείται, είναι απαραίτητη προϋπόθεση προκειμένου να διασφαλιστεί η βιώσιμη οικονομική ανάπτυξη της χώρας.

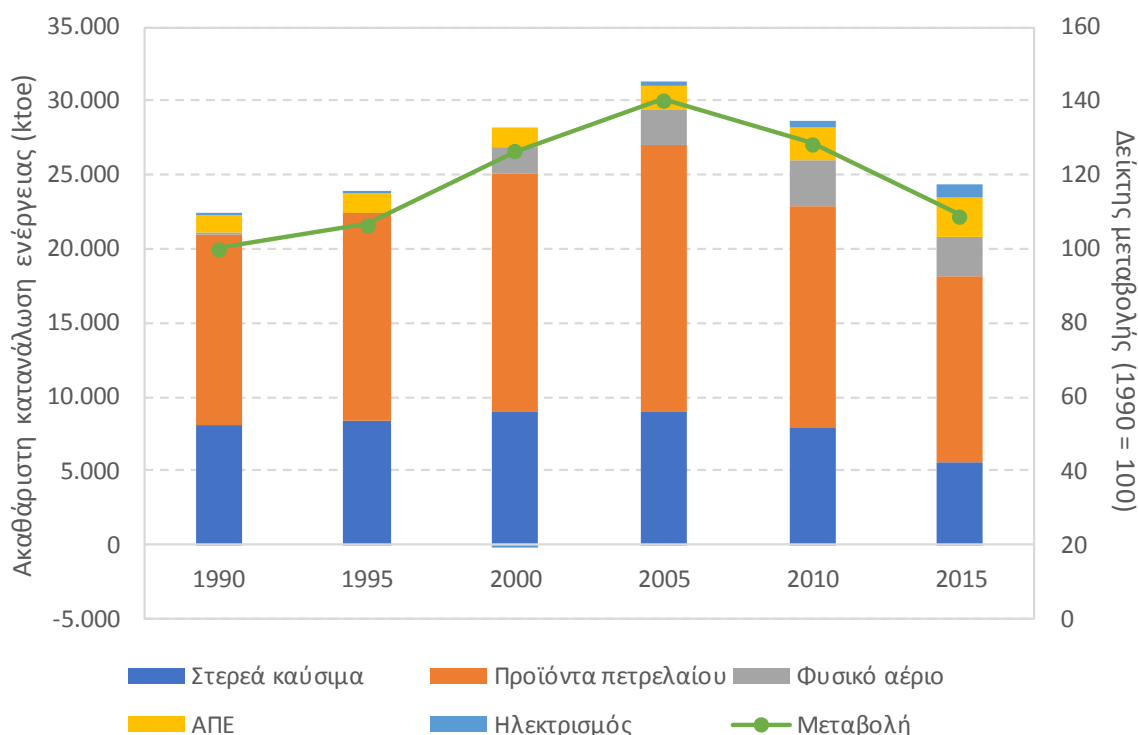
2.3.2. Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα

Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα χαρακτηρίζεται από μία σχετική απομόνωση σε σχέση με τα ενεργειακά συστήματα των κρατών-μελών της ΕΕν, μεγάλο αριθμό αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων, υψηλούς ρυθμούς αύξησης της ζήτησης ενέργειας έως την έναρξη της οικονομικής κρίσης, και υψηλή εξάρτηση από εισαγωγές συμβατικών καυσίμων (υψηλότερη από τον μέσο όρο της ΕΕν). Ο λιγνίτης αποτελεί ουσιαστικά το κύριο εγχώριο παραγόμενο ορυκτό καύσιμο το οποίο χρησιμοποιείται σχεδόν αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρισμού.

Η **ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας** στην Ελλάδα (**Σχήμα 2-2**) αυξήθηκε κατά 42,5% την περίοδο 1990 – 2008, με το 2008 να αποτελεί το έτος με την υψηλότερη κατανάλωση (31,8 Mtoe). Στη συνέχεια, ως αποτέλεσμα της οικονομικής κρίσης, η κατανάλωση μειώνεται και το 2015 ήταν 24,4 Mtoe (δηλαδή περίπου στα επίπεδα της 5ετίας 1995 – 2000). Ως προς τη

διάρθρωση της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας ανά ενεργειακή μορφή, η σημαντικότερη αλλαγή που πραγματοποιήθηκε, είναι η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα το 1996, αρχικά για την παραγωγή ηλεκτρισμού και στη συνέχεια και στους τομείς της τελικής κατανάλωσης ενέργειας. Ως αποτέλεσμα της εισαγωγής του φυσικού αερίου, η συμμετοχή των προϊόντων πετρελαίου στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας έχει μειωθεί (από το 58% της κατανάλωσης το 1990 στο 51% το 2015). Παρόλα αυτά τα προϊόντα πετρελαίου εξακολουθούν να αποτελούν την κύρια ενεργειακή μορφή στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο κυρίως λόγω της δεσπόζουσας θέσης που έχει η χρήση πετρελαίου στους τομείς των μεταφορών και θέρμανσης. Ανάλογη εικόνα παρουσιάζει και η συμμετοχή των στερεών καυσίμων (κυρίως λιγνίτης για την παραγωγή ηλεκτρισμού) η οποία μειώθηκε από το 36% το 1990 στο 23% το 2015. Η συμμετοχή των ΑΠΕ διατηρείται στο 5% έως το 2005 και συνίσταται σε ποσοστό άνω του 85% από κατανάλωση βιομάζας και αξιοποίηση των υδροηλεκτρικών. Στη συνέχεια αρχίζει να γίνεται εμφανής η εισαγωγή αρχικά της αιολικής ενέργειας και στη συνέχεια των φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μίγμα, με αποτέλεσμα το 2015, οι ΑΠΕ να αποτελούν το 11% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας στη χώρα.

Η **τελική κατανάλωση ενέργειας** (συμπεριλαμβάνεται η κατανάλωση του ενεργειακού τομέα) το 2015 ανήλθε σε 18,6 Mtoe (**Σχήμα 2-3**), παρουσιάζοντας μείωση 11% σε σχέση με το 2010 και 18% σε σχέση με το 2005. Κατ' αναλογία με την ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας, η τελική κατανάλωση είχε παρουσιάσει υψηλούς ρυθμούς αύξησης έως το 2005. Ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της τελικής κατανάλωσης ήταν 3,4% για την 5ετία 1995 – 2000 και 2,3% για την επόμενη 5ετία. Υγρά καύσιμα και ηλεκτρισμός αποτελούν τις κύριες ενεργειακές μορφές που καταναλώνονται (60% και 26% αντίστοιχα για το 2015), ενώ η συμμετοχή των ΑΠΕ το 2015 περιορίζεται στο 8% (το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας είναι της τάξης του 6% με 8% κατά την περίοδο 1990 – 2015).



Σχήμα 2-2: Εξέλιξη της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας (σε ktoe) στην Ελλάδα την περίοδο 1990 – 2015. Πηγή: EUROSTAT

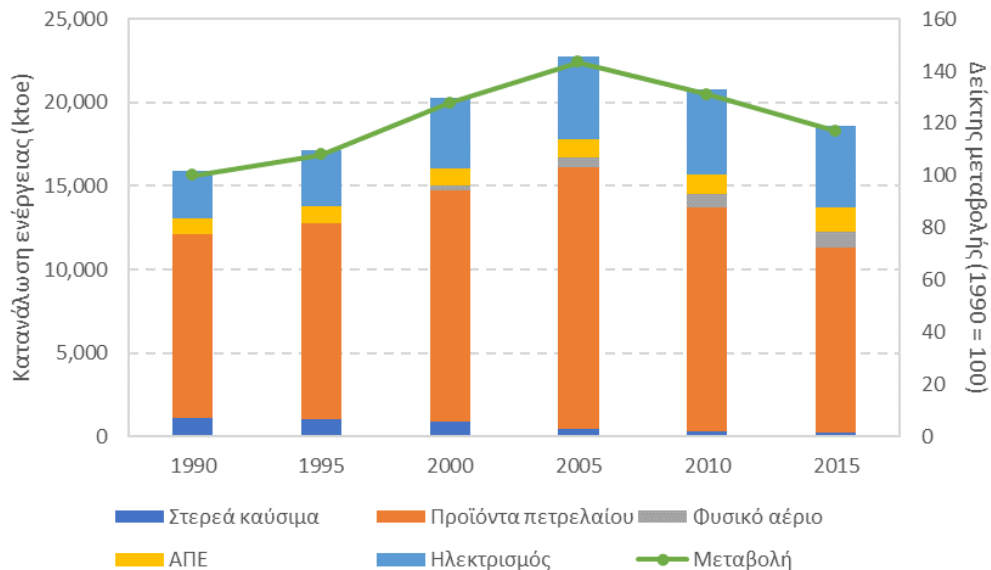
Οι μεταβολές της τελικής κατανάλωσης ενέργειας (και της ακαθάριστης κατανάλωσης) τόσο σε απόλυτες τιμές όσο και ως προς τη διάρθρωσή της ανά καύσιμο και τομέα (Σχήμα 2-3), επηρεάζονται από τις γενικότερες κοινωνικο-οικονομικές συνθήκες.

- (α) Ως αποτέλεσμα της σταδιακής μετατόπισης της ελληνικής οικονομίας προς τον τομέα της παροχής υπηρεσιών, η συμμετοχή της βιομηχανίας στην τελική κατανάλωση ενέργειας μειώνεται από το 25% το 1990 στο 18% το 2005 και στη συνέχεια στο 16% το 2015 λόγω,

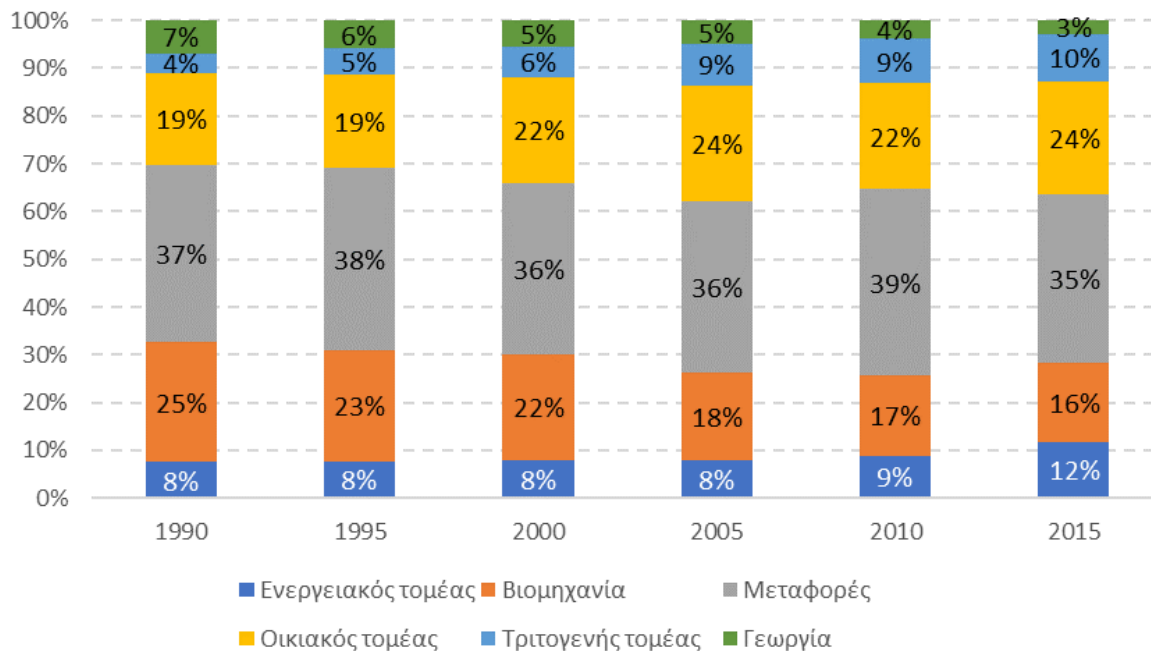
πλέον, της οικονομικής κρίσης και της συνεπαγόμενης μείωσης της βιομηχανικής δραστηριότητας.

- (β) Η μείωση της συμμετοχής της βιομηχανίας στην τελική κατανάλωση ενέργειας και η σταδιακή υποκατάσταση των στερεών καυσίμων (κυρίως στις βιομηχανίες παραγωγής τσιμέντου) αρχικά από προϊόντα πετρελαίου και στη συνέχεια από φυσικό αέριο, είχαν ως αποτέλεσμα τον περιορισμό της συμμετοχής των στερεών καυσίμων στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 1% το 2015 (από 7% το 1990 και 4% το 2000).
- (γ) Η συμμετοχή του τριτογενή τομέα στην τελική κατανάλωση ενέργειας το 2015 ήταν της τάξης του 10% (από 4% το 1990 και 6% το 2000), ωστόσο την 5ετία 2010 – 2015 η κατανάλωση ενέργειας στον τομέα μειώθηκε κατά 4%.
- (δ) Η συμμετοχή του τομέα των μεταφορών είναι υψηλότερη του 35% καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου 1990 – 2015 (ποσοστό συμμετοχής το 2015, το οποίο είναι και το χαμηλότερο της περιόδου), αλλά κατά την τελευταία 5ετία η κατανάλωση ενέργειας του τομέα μειώθηκε κατά 20% (από 8,2 Μτοε το 2010 σε 6,6 Μτοε το 2015).

Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά καύσιμο



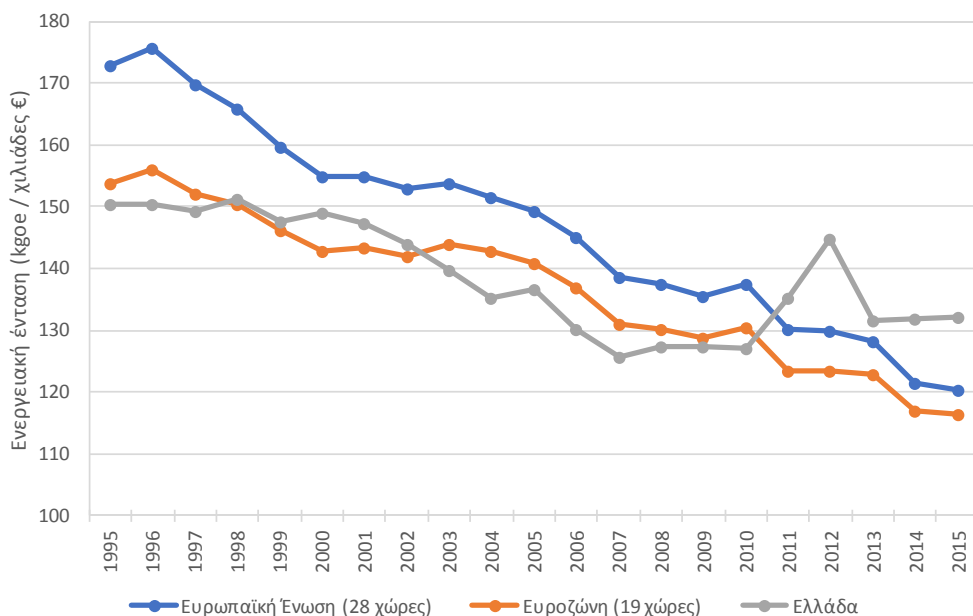
Διάρθρωση κατανάλωσης ενέργειας ανά τομέα



Σχήμα 2-3: Εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης ενέργειας (σε ktoe) στην Ελλάδα την περίοδο 1990 – 2015. Πηγή: EUROSTAT

- (ε) Η μετατόπιση της οικονομικής δραστηριότητας προς τον τομέα των υπηρεσιών και η βελτίωση του βιοτικού επιπέδου (έως το 2008) είχαν ως αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρισμού (κατά 50% την περίοδο 1990 – 2000 και 30% την περίοδο 2000 – 2008). Το 2015, η κατανάλωση ηλεκτρισμού (4,9 Mtoe) είχε μειωθεί κατά 10% σε σχέση με το 2008, έτος στο οποίο σημειώνεται η υψηλότερη τιμή της κατανάλωσης ηλεκτρισμού για την περίοδο 1990 – 2015.
- (στ) Η συμμετοχή του πρωτογενή τομέα στην τελική κατανάλωση ενέργειας ήταν διαχρονικά χαμηλή. Το 2015 περιορίστηκε στο 3%.
- (ζ) Η κατανάλωση ενέργειας στον οικιακό τομέα το 2015 (4,4 Mtoe) αποτελεί το 24% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας. Η συμμετοχή του τομέα είναι της τάξης του 22% με 24% για την περίοδο από το 2000 και μετά, αλλά σε απόλυτες τιμές η κατανάλωση έχει μειωθεί κατά 20% την τελευταία δεκαετία, καθώς λόγω της αύξησης της τιμής του πετρελαίου θέρμανσης, η κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση χώρων έχει μειωθεί σημαντικά.

Η αποδοτικότητα του ελληνικού ενεργειακού συστήματος, όπως αυτή αποτυπώνεται στην ενεργειακή ένταση (οριζόμενη ως η ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας προς το ΑΕΠ σε τιμές 2010), βελτιώθηκε σημαντικά κατά την περίοδο 1995 – 2010), ήταν συγκρίσιμη με την ενεργειακή ένταση της ευρωζώνης και χαμηλότερη της ενεργειακής έντασης σε επίπεδο ΕΕν (Σχήμα 2-4). Η μετατόπιση της οικονομικής δραστηριότητας από τη μεταποίηση προς τον τομέα των υπηρεσιών, η σταδιακή εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα και η ανανέωση εξοπλισμού, αυτοκινήτων, κλπ. ως αποτέλεσμα της οικονομικής ανάπτυξης είναι μερικές από τις παραμέτρους που οδήγησαν στη βελτίωση αυτή. Στη συνέχεια (2010 – 2015) παρατηρείται μία αυξητική τάση, με τις τιμές της ενεργειακής έντασης να είναι πλέον υψηλότερες των τιμών σε ευρωζώνη και ΕΕν. Η αυξητική αυτή τάση στην ενεργειακή ένταση οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι ο ρυθμός μείωσης της κατανάλωσης ενέργειας λόγω περιορισμού της οικονομικής δραστηριότητας και του διαθέσιμου εισοδήματος ήταν μικρότερος από το αντίστοιχο ρυθμό μείωσης του ΑΕΠ κατά την ίδια περίοδο.

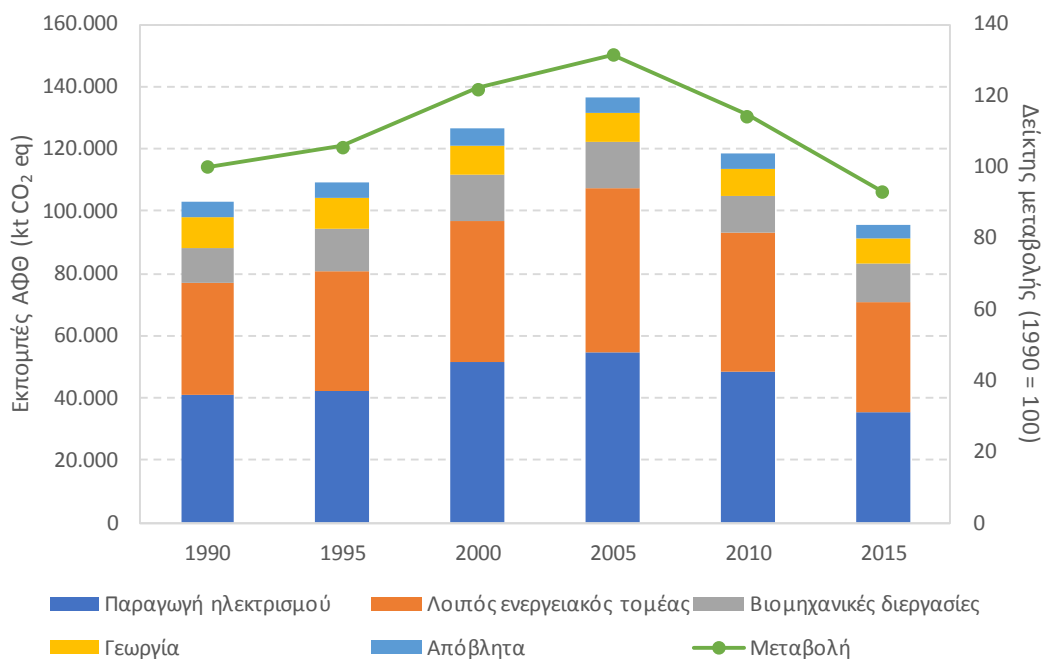


Σχήμα 2-4: Εξέλιξη της ενεργειακής έντασης της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας (σε kgoe ανά χιλιάδες €, τιμές 2010) στην Ευρωπαϊκή Ένωση, στην Ευροζώνη και στην Ελλάδα την περίοδο 1990 – 2015. Πηγή: EUROSTAT

Ο ενεργειακός τομέας (παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας) αποτελεί την κύρια πηγή **εκπομπών αερίων φαινομένου του θερμοκηπίου (ΑΦΘ)**, καθώς κατά μέσο όρο οι εκπομπές από τον τομέα αυτό αποτελούν το 75% των συνολικών εθνικών εκπομπών. Ειδικότερα, οι εκπομπές από την παραγωγή ηλεκτρισμού αποτελούν το 50% περίπου των εκπομπών του τομέα της ενέργειας και το 37,5% των συνολικών (**Σχήμα 2-5**). Κατά συνέπεια, οι μεταβολές των εκπομπών ΑΦΘ εξαρτώνται από τις μεταβολές της παραγωγής / κατανάλωσης και τις παραμέτρους που οδηγούν στις μεταβολές αυτές.

- Το 2015, οι συνολικές εθνικές εκπομπές ΑΦΘ υπολογίστηκαν σε 97,7 Mt CO₂eq, χαμηλότερες κατά 6,6% σε σχέση με τις εκπομπές του 1990, σύμφωνα με την πλέον πρόσφατη απογραφή εκπομπών αερίων ΑΦΘ που έχει υποβάλει η Ελλάδα στη Γραμματεία της UNFCCC (Απρίλιος 2017). Σύμφωνα με τα στοιχεία της Eurostat⁸ και παρά την συνεχιζόμενη οικονομική κρίση η Ελλάδα εξακολουθεί να έχει από τις χαμηλότερες κλιματικές επιδόσεις στην ΕΕν. Κατέχει την 7^η χειρότερη επίδοση στην ΕΕ-28, ενώ ο μέσος όρος μείωσης εκπομπών ΑΦΘ το 2015 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 ήταν 22,12%.
- Η Ελλάδα στο πλαίσιο του Πρωτοκόλλου του Κιότο είχε ως στόχο τον περιορισμό της αύξησης των εκπομπών ΑΦΘ κατά την περίοδο 2008 – 2012 στο 25% σε σχέση με τις εκπομπές βάσης, τον δεύτερο λιγότερο φιλόδοξο στόχο ανάμεσα στα τότε Κράτη Μέλη της ΕΕν και τη στιγμή που ο στόχος για την ΕΕν συνολικά ήταν η επίτευξη καθαρής μείωσης 8% την ίδια περίοδο. Τελικά, η αύξηση των εκπομπών περιορίστηκε στο 12% σε σχέση με τις εκπομπές βάσης, δηλαδή υπήρξε συμμόρφωση με τον στόχο που είχε τεθεί.

⁸ Eurostat database.



Σχήμα 2-5: Εξέλιξη των εκπομπών αερίων φαινομένου του θερμοκηπίου (σε kt CO₂ eq) στην Ελλάδα την περίοδο 1990 – 2015.⁹

2.3.3. Αξιολόγηση της πορείας επίτευξης εθνικών στόχων

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει ως στόχο (το 2008) τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 20%, έως το 2020. Για την επίτευξη του στόχου αυτού, έχουν τεθεί δεσμευτικοί στόχοι (για το 2020) για (α) τη διείσδυση των ΑΠΕ (20% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας) και (β) τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας (βελτίωση 20% σε σχέση με ένα σενάριο αναφοράς). Οι συνολικοί αυτοί στόχοι έχουν εξειδικευτεί και επιμεριστεί στα Κράτη-Μέλη μέσω σχετικών αποφάσεων που υιοθετήθηκαν στη συνέχεια. Ειδικότερα για την Ελλάδα, οι στόχοι που προβλέπονται στο πλαίσιο του κλιματικού – ενεργειακού πακέτου μέτρων για το 2020 είναι οι ακόλουθοι:

- Σύμφωνα με την Απόφαση 406/2009/ΕΚ (περί των προσαθειών των κρατών μελών να μειώσουν τις οικείες εκπομπές αερίων θερμοκηπίου, ώστε να τηρηθούν οι δεσμεύσεις της Κοινότητας για μείωση των εκπομπών αυτών μέχρι το 2020), η Ελλάδα θα πρέπει το 2020 να μειώσει τις εκπομπές που δεν εντάσσονται στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) κατά 4% σε σχέση με τις εκπομπές του 2005.
- Η οδηγία 2009/28/ΕΚ (σχετικά με την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και την τροποποίηση και τη συνακόλουθη κατάργηση των οδηγιών 2001/77/ΕΚ και 2003/30/ΕΚ) ορίζει για την Ελλάδα ότι το μερίδιο των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2020 θα πρέπει να είναι ίσο με 18%. Στην ίδια οδηγία ορίζεται ότι «Κάθε κράτος μέλος μεριμνά ώστε το μερίδιο της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε όλες τις μορφές μεταφορών να αντιπροσωπεύει, το 2020, ποσοστό τουλάχιστον 10% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στις μεταφορές στο εν λόγω κράτος μέλος».
- Σύμφωνα με την οδηγία 2012/27/ΕΕ (για την ενεργειακή απόδοση, την τροποποίηση των οδηγιών 2009/125/ΕΚ και 2010/30/ΕΕ και την κατάργηση των οδηγιών 2004/8/ΕΚ και 2006/32/ΕΚ) η Ελλάδα έχει θέσει ως στόχο η κατανάλωση ενέργειας το 2020 να μην

⁹ Πηγή: ΥΠΕΝ (2017): Annual inventory submission of Greece under the Convention Kyoto Protocol for greenhouse and other gases for the years 1990-2015

υπερβεί τους 24,7 Mtoe (πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας) ή 18,4 Mtoe (τελική κατανάλωση ενέργειας).

Ο νόμος 3851/2010, με τον οποίο η Ελλάδα ενσωματώνει στο εθνικό δίκαιο την οδηγία 2009/28/ΕΚ, καθορίζει τους παρακάτω εθνικούς στόχους για τη διείσδυση των ΑΠΕ (Άρθρο 1, παράγραφος 3):

- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%. Πρόκειται για ένα στόχο πιο φιλόδοξο σε σχέση με ότι προβλέπεται στην οδηγία 2009/28/ΕΚ (18% μερίδιο ΑΠΕ).
- Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%.
- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη σε ποσοστό τουλάχιστον 20%.
- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές σε ποσοστό τουλάχιστον 10% (υιοθέτηση του σχετικού στόχου της Οδηγίας 2009/28/ΕΚ).

Στον **Πίνακα 2-2** παρουσιάζεται η πορεία επίτευξης των εθνικών στόχων που αναφέρθηκαν παραπάνω.

Πίνακας 2-2: Η πορεία επίτευξης των εθνικών στόχων του 2020 (2005 – 2015) για τη διείσδυση των ΑΠΕ και τον περιορισμό των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου.¹⁰

Έτος	Συμμετοχή ΑΠΕ				Πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας (Mtoe)	Εκπομπές ΑΦΘ εκτός ΣΕΔΕ (Mt CO ₂ eq)
	Ακαθάριστη τελική κατανάλωση	Μεταφορές	Θέρμανση & Ψύξη	Παραγωγή ηλεκτρισμού		
	(%)	(%)	(%)	(%)		
2005	7,04	0,05	12,80	8,21	30,6	61,78
2006	7,20	0,73	12,46	8,92	30,7	59,32
2007	8,15	1,26	14,42	9,33	30,7	59,37
2008	8,01	1,05	14,26	9,65	30,9	58,63
2009	8,48	1,10	16,52	11,02	29,6	58,36
2010	9,81	1,91	17,91	12,31	27,6	56,06
2011	10,88	0,59	19,44	13,81	26,9	54,16
2012	13,45	0,89	23,41	16,36	26,8	48,25
2013	14,99	0,96	26,47	21,24	23,6	44,18
2014	15,32	1,30	26,85	21,92	23,7	44,41
2015	15,44	1,43	25,90	22,09	23,7	44,52
Στόχος (2020)	18,00 (20% από 3851/2010)	10,00	20,00	40,00	24,7	61,24

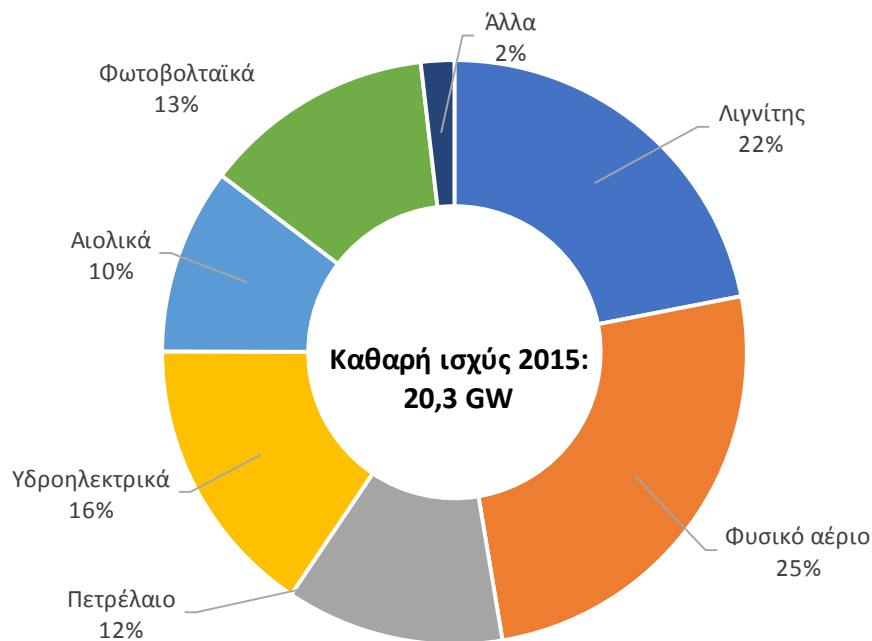
Από τα στοιχεία του Πίνακα 2-2 προκύπτει ότι

- (α) Φαίνεται ότι ήδη από το 2015 έχουν επιτευχθεί οι στόχοι που αφορούν τον περιορισμό των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου εκτός ΣΕΔΕ και τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη των αναγκών θέρμανσης και ψύξης. Σημειώνεται ωστόσο, ότι η πορεία που παρουσιάζεται στον

¹⁰ Πηγή: EUROSTAT

παραπάνω πίνακα θα πρέπει να αποδοθεί, κατά κύριο λόγο, στη μείωση της οικονομικής δραστηριότητας και της κατανάλωσης για θέρμανση χώρων και πολύ λιγότερο σε μέτρα πολιτικής.

- (β) Η επίτευξη των στόχων για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στις μεταφορές και στην παραγωγή ηλεκτρισμού δεν είναι πλέον εφικτή ως αποτέλεσμα της οικονομικής κρίσης και συγκεκριμένων πολιτικών επιλογών που συγκράτησαν τη δυναμική των ΑΠΕ στον κλάδο της ηλεκτροπαραγωγής, στηρίζοντας παράλληλα τα ορυκτά καύσιμα.
- (γ) Η επίτευξη του στόχου εξοικονόμησης ενέργειας (βλ. στήλη Πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας στον Πίνακα 2-2) ίσως αποδειχθεί οριακή, καθώς το περιθώριο αύξησης που υπάρχει έως το 2020 είναι 4%.
- (δ) Ο Ο εθνικός στόχος του 20% της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση πρέπει να θεωρείται ανέφικτος ενώ ο αντίστοιχος στόχος του 18% από την οδηγία 2009/28/ΕΚ δεν είναι διόλου προφανές ότι θα επιτευχθεί, παρά το γεγονός ότι η πορεία υλοποίησης έως τώρα κρίνεται ικανοποιητική καθώς έχουν επιτευχθεί οι ενδιάμεσοι στόχοι αλλά και ο ενδιάμεσος στόχος για 2017/2018 (2011/2012: 9,1%, 2013/2014: 10,2%, 2015/2016: 11,9%, 2017/2018: 14,1%). Σημειώνεται, ότι παρά τις επενδύσεις σε μονάδες ΑΠΕ που έχουν υλοποιηθεί τα τελευταία χρόνια (βλ. **Σχήμα 2-6** για την καθαρή ισχύ του ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρισμού το 2015) απαιτούνται άμεσα πρόσθετες επενδύσεις ακόμα και στην περίπτωση που η ζήτηση ενέργειας διατηρηθεί στα χαμηλά επίπεδα των τελευταίων ετών.



Η κατηγορία "Άλλα" περιλαμβάνει μικρά υδροηλεκτρικά, μονάδες βιομάζας και μονάδες συμπαραγωγής υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ)

Σχήμα 2-6: Καθαρή ισχύς ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2015. Πηγές: (1) ΛΑΓΗΕ: Μηνιαίο δελτίο συστήματος συναλλαγών ΗΕΠ (Δεκέμβριος 2015), (2) ΔΕΔΔΗΕ: Πληροφοριακό δελτίο παραγωγής στα μη διασυνδεδεμένα νησιά για τον Δεκέμβριο 2015

2.3.4. Δεδομένα από τον Οδικό Χάρτη 2050

Στην παρούσα φάση δεν έχει επίσημα υιοθετηθεί κάποιος μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός για την Ελλάδα. Η τελευταία απόπειρα εκπόνησης μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού

χρονολογείται από το 2012 όταν και τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση από το τότε Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής ο Οδικός Χάρτης 2050¹¹. Αν και το σχέδιο αυτό δεν υιοθετήθηκε τελικά επίσημα από την ελληνική πολιτεία, εντούτοις παρουσιάζει μια σειρά από σενάρια εξέλιξης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος στον χρονικό ορίζοντα του 2050, που εν συντομία παρουσιάζονται στην παρούσα ενότητα.

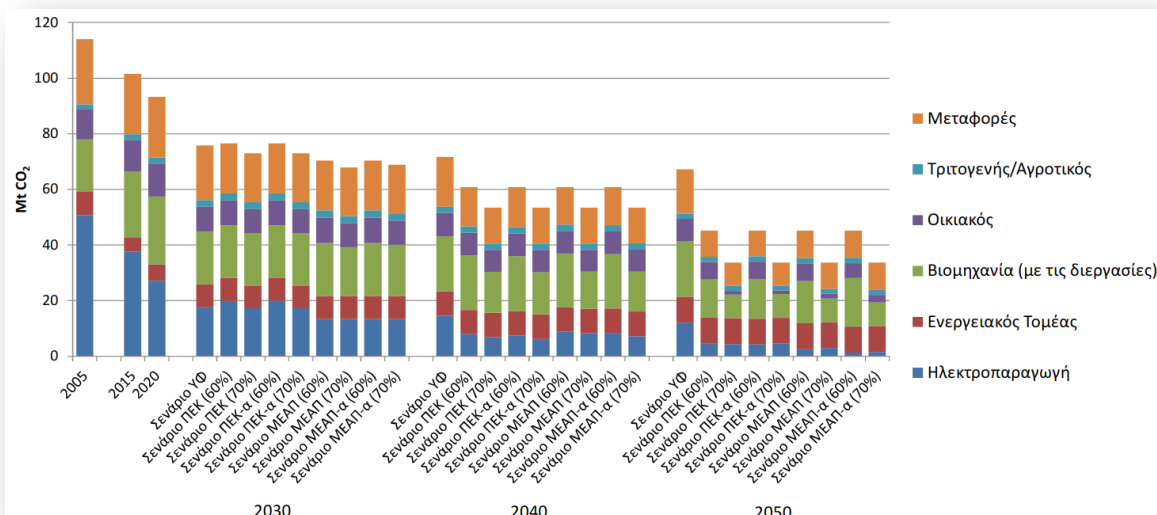
Ο Οδικός Χάρτης 2050 ενσωματώνει τα Εθνικά Σχέδια Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και την Ενεργειακή Αποδοτικότητα μέσω των οποίων επιδιωκόταν στον χρονικό ορίζοντα του 2020 διείσδυση των ΑΠΕ κατά 20% στην ακαθάριστη τελική ενεργειακή κατανάλωση και μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στους τομείς εκτός εμπορίας κατά 4% σε σχέση με το 2005. Ο Οδικός Χάρτης 2050 εκτός από την μελλοντική ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος παρουσιάζει και την εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050.

Διαμορφώθηκαν 3 βασικές οικογένειες σεναρίων ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος:

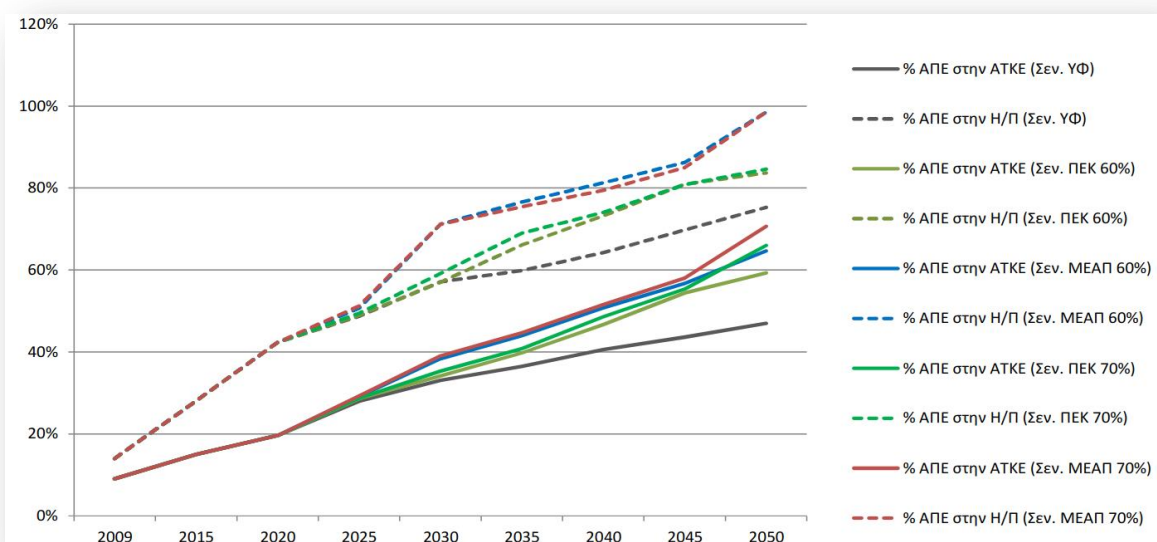
- Το Σενάριο «*Υφιστάμενων πολιτικών*» (Σενάριο ΥΦ) υποθέτει συντηρητική υλοποίηση των πολιτικών για την ενέργεια και το περιβάλλον. Προβλέπεται μέτριο επίπεδο περιορισμού των αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050 τουλάχιστον κατά 40% σε σχέση με το 2005. Προβλέπονται επίσης μέτριες διεισδύσεις τεχνολογιών ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας ως συνέπεια των συντηρητικών πολιτικών υλοποίησής του.
- Το Σενάριο «*Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ*» (Σενάριο ΜΕΑΠ) υποθέτει τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στα επίπεδα του 100% στην ηλεκτροπαραγωγή και σε πολύ μεγάλη κλίμακα συνολικά, με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70%, με μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και στις μεταφορές. Το ίδιο σενάριο εξετάζεται με χρήση εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας που θα φέρουν μείωση του κόστους στον τομέα ηλεκτρισμού λόγω λιγότερων επενδύσεων και αγορών ηλεκτρικής ενέργειας σε χαμηλότερες τιμές (Σενάριο ΜΕΑΠ-α).
- Το Σενάριο «*Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους*» (Σενάριο ΠΕΚ) όπου το μίγμα των ενεργειακών τεχνολογιών επιλέγεται με βάση την πολιτική ελαχίστου κόστους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70%, ενώ παράλληλα γίνεται μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές. Το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ είναι μεγάλο αλλά δεν ξεπερνάει το 85% στην ηλεκτροπαραγωγή λόγω του περιορισμού στις απαιτούμενες μονάδες αποθήκευσης. Ειδικά βάσει των υποθέσεων που διαμορφώνονται για το Σενάριο ΠΕΚ, μελετάται και ένα εναλλακτικό σενάριο (Σενάριο ΠΕΚ-α), στο οποίο γίνεται η υπόθεση ότι την περίοδο 2035-2040 εντάσσεται σε δύο από τις υπάρχουσες (και νεότερες) ατμοηλεκτρικές μονάδες λιγνίτη (ισχύος 1,1GW) τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCS). Το εναλλακτικό αυτό σενάριο στην ουσία εξετάζει την δυνατότητα παράτασης της παραμονής του εγχώριου στερεού καυσίμου στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

Στο **Σχήμα 2-7** παρουσιάζεται η υπολογιζόμενη εξέλιξη των εκπομπών CO₂ από το ελληνικό ενεργειακό σύστημα με βάση τις οικογένειες σεναρίων που διαμορφώθηκαν παραπάνω. Επίσης στο **Σχήμα 2-8** παρουσιάζεται η εξέλιξη του μεριδίου των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική ενεργειακή κατανάλωση. Η ποσοτική ανάλυση του ενεργειακού συστήματος είχε γίνει με βάση το ενεργειακό μοντέλο MARKAL-TIMES.

¹¹ Υπουργείο Ενέργειας Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός, οδικός χάρτης για το 2050. Διαθέσιμο στη διεύθυνση: <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=Xm5Lg9NOeKg%3D&tabid=367&>



Σχήμα 2-7: Εξέλιξη των επομπών CO₂ στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας ανά σενάριο πολιτικής μέχρι το 2050.¹²



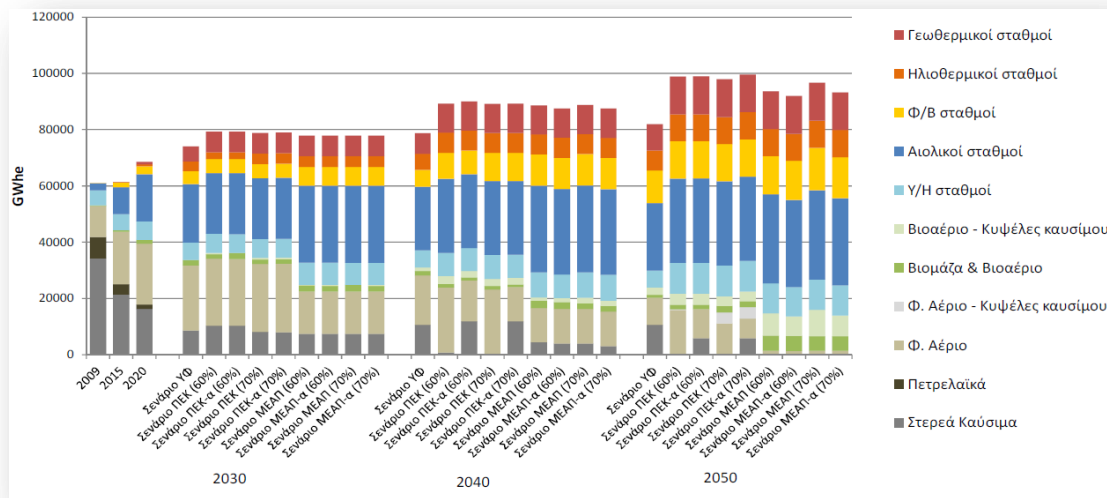
Σχήμα 2-8: Εξέλιξη μεριδίου των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και στην ηλεκτροπαραγωγή ανά σενάριο πολιτικής που περιλαμβάνεται στη μελέτη Οδικός Χάρτης 2050.¹³

Σε όλα τα σενάρια προδιαγράφεται μια ριζική αναδιάρθρωση του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Στο Σχήμα 2-9 παρουσιάζεται το μερίδιο των διαφορετικών τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής τόσο στην παραγωγή ηλεκτρισμού όσο και στην εγκατεστημένη ισχύ. Το αθροιστικό κόστος των ενεργειακών επενδύσεων που θα απαιτηθούν διαφέρει ανάλογα με το εξεταζόμενο σενάριο. Για τα σενάρια Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους οι απαιτούμενες επενδύσεις

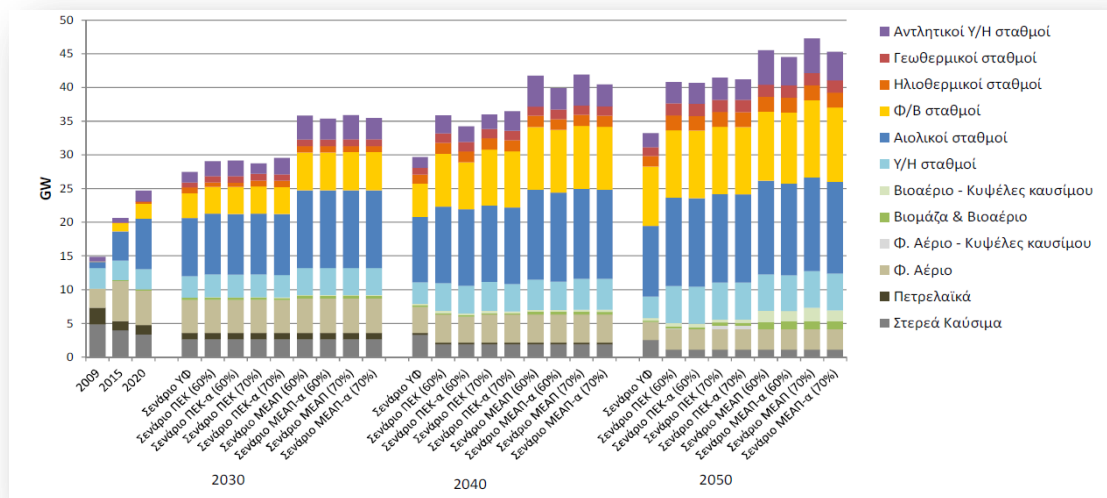
¹² Πηγή: ΥΠΕΚΑ (2012): Μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός, οδικός χάρτης για το 2050.

¹³ Πηγή: ΥΠΕΚΑ, οπ.π.

εκτιμώνται σε περίπου 62 δισεκ. €, ενώ για τα σενάρια Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ οι εκτιμώμενες επενδύσεις ανέρχονται σε περίπου 72-77 δισεκ. €. Ακόμη όμως και το σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών θα απαιτήσει την υλοποίηση ενεργειακών επενδύσεων της τάξης των 50 δισεκ. €.



(α)



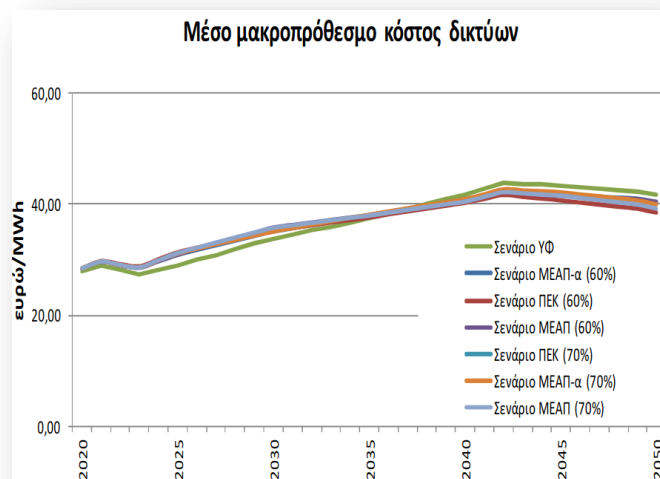
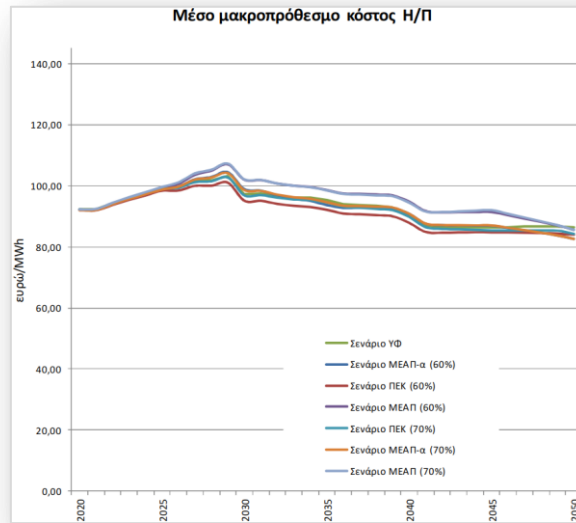
(β)

Σχήμα 2-9: Μεριδία τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής στην (α) παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, και (β) στην εγκατεστημένη ισχύ.¹⁴

Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η συνεχής αύξηση των μεριδίων του ηλεκτρισμού στην τελική κατανάλωση σε όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν. Η διείσδυση αυτή είναι πιο έντονη στα σενάρια μείωσης των εκπομπών, όπου στον ορίζοντα του 2050 υπερβαίνει τα 7000 ktoe, συγκριτικά με το σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών που την ίδια περίοδο διαμορφώνεται σε κάτω από 6000 ktoe. Τέλος, στο **Σχήμα 2-10** παρουσιάζεται η εξέλιξη του μακροπρόθεσμου κόστους

¹⁴ Πηγή: ΥΠΕΚΑ, οπ.π.

της ηλεκτροπαραγωγής, όπου δεν καταγράφονται σημαντικές διαφοροποιήσεις μεταξύ των εξεταζόμενων σεναρίων.



Σχήμα 2-10: Εξέλιξη μακροπρόθεσμου κόστους ηλεκτροπαραγωγής.¹⁵

2.4. Αξιολόγηση σεναρίων μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού άλλων φορέων

Στην ενότητα αυτή γίνεται μια σύντομη παρουσίαση και σχολιασμός σεναρίων μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού που έχουν εκπονηθεί σχετικά πρόσφατα για το ελληνικό ενεργειακό σύστημα από διάφορους φορείς.

¹⁵ Πηγή, ΥΠΕΚΑ, οπ.π.

2.4.1. Σχεδιάζοντας το ενεργειακό μέλλον: μελέτη του Συνδέσμου Εταιριών Φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2015-2030

Ο Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ) προχώρησε το 2014 στην εκπόνηση μελέτης¹⁶ προκειμένου να εξετάσει τις επιπτώσεις από διάφορα σενάρια διείσδυσης των ΑΠΕ ως το 2030. Η μελέτη εκπονήθηκε από το Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (Εργαστήριο ΣΗΕ ΤΗΜΜΥ) του ΑΠΘ.

Στη μελέτη γίνεται προσομοίωση της Ελληνικής Χονδρεμπορικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΧΑΗΕ) για τη χρονική περίοδο 2015-2030, λαμβάνοντας υπόψη τις μεταβολές που αναμένεται να επέλθουν στην αγορά από το 2017 με τη λειτουργία του Χρηματιστηρίου Ενέργειας (ΧΕ). Συγκεκριμένα διερευνώνται:

- η εξέλιξη της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ) και του Μεσοσταθμικού Μεταβλητού Κόστους των Θερμικών Συμβατικών Μονάδων (ΜΜΚΘΣΜ) σε ωριαία βάση,
- η πρόβλεψη της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία μονάδων
- η εξέλιξη των εκπομπών CO₂, και
- η αποζημίωση των τεχνολογιών ΑΠΕ βάσει του ισχύοντος μηχανισμού αποζημίωσης (feed-in-tariff) και του απαιτούμενου ύψους του Ειδικού Τέλους Μείωσης Εκπομπών Αέριων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), για την παραπάνω χρονική περίοδο.

Η μελέτη εξέτασε ένα συντηρητικό σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ ως το 2030, για δύο βασικά σενάρια εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρισμού (χαμηλή και μέτρια/ρεαλιστική).

Ένα από τα πιο ενδιαφέροντα αποτελέσματα της μελέτης είναι πως το ενεργειακό σύστημα μπορεί να στηρίξει σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ με οριακές μόνο ενισχύσεις και παρεμβάσεις. Στο σενάριο μέτριας ζήτησης, απαιτείται η προσθήκη μιας καινούργιας μονάδας συνδυασμένου κύκλου το 2025, ενώ οι επιπλέον ανάγκες μπορούν να καλυφθούν με επαύξηση της χρήσης των υφιστάμενων αντλησιοταμιευτήρων. Στο σενάριο χαμηλής ζήτησης απαιτείται περαιτέρω αύξηση του δυναμικού αποθήκευσης. Γενικά, οι ανάγκες για αποθήκευση μειώνονται με την αύξηση της ζήτησης, ενώ εμφανίζονται κυρίως μετά το 2027.

Ακόμη, σύμφωνα με τα ευρήματα της μελέτης η οικονομική κρίση, αλλά και οι μέχρι σήμερα ακολουθούμενες πολιτικές, οδηγούν στη μη επίτευξη των στόχων που είχαν τεθεί για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (τουλάχιστον 40% το 2020). Αντ' αυτού, στις βασικές εκδοχές του σεναρίου που εξετάστηκε επιτυγχάνεται μερίδιο ΑΠΕ περί το 35% το 2020 και 45% το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ το 2030 εκτιμήθηκε σε 6,5 GW φωτοβολταϊκών, 6 GW αιολικών, 0,45 GW μικρών υδροηλεκτρικών και 0,50 GW μονάδων βιομάζας. Η υλοποίηση του σεναρίου ανάπτυξης θα απαιτήσει επενδύσεις της τάξης των 15 δις € ως το 2030.

Ακόμη, τονίζεται η συμβολή των φωτοβολταϊκών στο να διατηρηθεί η ΟΤΣ σε χαμηλά επίπεδα. Για να γίνει όμως αυτό θα απαιτηθεί η βιωσιμότητα των νέων επενδύσεων φωτοβολταϊκών, γεγονός που δεν διασφαλίζεται με την ισχύουσα νομοθεσία για την εκτίμηση των αποζημιώσεων της φωτοβολταϊκής παραγωγής. Ως εκ τούτου, προτείνεται η αποζημίωση των μεγάλων φωτοβολταϊκών να ακολουθεί μια γραμμική ετήσια μείωση από 90 €/MWh για το έτος 2015 σε 70 €/MWh για το έτος 2030, ενώ τα μικρομεσαία συστήματα να υποστηρίζονται αποκλειστικά μέσω του net-metering. Τα σενάρια αυτά επιβαρύνουν το ΕΤΜΕΑΡ κατά λιγότερο από 1 €/MWh, σε σχέση με την υφιστάμενη νομοθεσία, και οδηγούν σε μικρότερη συνολική επιβάρυνση των καταναλωτών – το άθροισμα της ΟΤΣ και του ΕΤΜΕΑΡ συγκρατείται στα 75 €/MWh το 2030, ενώ χωρίς τα νέα φωτοβολταϊκά εκτινάσσεται στα 81 €/MWh.

¹⁶ Καπέλλος Σ. (2014), Σχεδιάζοντας το ενεργειακό μέλλον: μελέτη του Συνδέσμου Εταιριών Φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2015-2030. Δημοσιεύτηκε στο Ελληνική Οικονομία – ειδικό τεύχος Ενέργεια του Κέντρου Προγραμματισμού και Οικονομικών Μελετών.

2.4.2. Ενεργειακό Σενάριο Αναφοράς 2016 της ΕΕν

Το 2016 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε ένα σενάριο αναφοράς¹⁷ ως προς την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος της Ένωσης, στο οποίο ενσωματώνονται οι υφιστάμενες και δρομολογημένες πολιτικές στους διάφορους ενεργειακούς κλάδους. Η ανάλυση έχει γίνει με διάφορα ενεργειακά μοντέλα στα οποία συμπεριλαμβάνονται τα PRIMES, PROMETHEUS, GEM-E3, κ.α., ενώ παρουσιάζονται αναλυτικά αποτελέσματα εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος τόσο σε επίπεδο ΕΕν όσο και ανά Κράτος-Μέλος. Στους Πίνακες 2-3 και 2-4 συνοψίζονται τα βασικά αποτελέσματα για την Ελλάδα.

Ορισμένα βασικά συμπεράσματα της ανάλυσης είναι τα ακόλουθα:

- Στο ηλεκτρικό σύστημα η διείσδυση αιολικών και φωτοβολταϊκών φθάνει αντίστοιχα τα 6 και 5,6 GW το 2030, και τα 7,9 και 8,9 GW το 2050.
- Η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων φυσικού αερίου αρχίζει και περιορίζεται από το 2020 και μετά και διατηρείται μεταξύ 3,8 και 4,9 GW καθόλη την περίοδο 2030-2050.
- Η εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών μονάδων περιορίζεται στα 2,8 GW το 2030 και στα 0,8 GW το 2050.
- Το μερίδιο των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή φθάνει το 57,5% το 2030 και το 78,4% το 2050.
- Το μέσο κόστος παραγωγής του ηλεκτρισμού φθάνει τα 100 €/MWh το 2030 και τα 64 €/MWh το 2050.
- Το σενάριο ενσωματώνει σημαντικές δράσεις εξοικονόμησης ενέργειας στην τελική κατανάλωση. Έτσι η τελική κατανάλωση ενέργειας σταθεροποιείται στα 15,6 Mtoe την περίοδο 2030-2050 από 17,5 Mtoe το 2015 και 19,2 Mtoe το 2020.
- Η ενεργειακή ένταση παρουσιάζει βελτίωση κατά 48% την περίοδο 2010-2050, και αντίστοιχα οι εκπομπές CO₂ μείωση κατά 57%.

Πίνακας 2-3: Εξέλιξη του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος την περίοδο 2015-2050.¹⁸

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ακαθάριστη Παραγωγή Ηλεκτρισμού ανά ενεργειακό πόρο (⁽¹⁾ GWh_e)	54082	58052	57523	54970	58077	57279	57025	58595
Πυρηνική ενέργεια	0	0	0	0	0	0	0	0
Στερεά καύσιμα	26751	22885	19611	11963	12644	9364	1821	0
Πετρελαιοειδή (συμπεριλαμβανομένου του αερίου διυλιστηρίων)	4847	5122	2384	131	123	126	57	59
Φυσικό αέριο	8817	13840	11444	11286	11389	11642	12620	12576
Βιομάζα - απορρίμματα	195	382	660	812	1091	1061	1781	1784
Υδροηλεκτρικά (εξαιρείται η άντληση)	5880	5901	5552	5578	5631	5618	5609	5607
Αιολικά	3834	5207	10434	15949	16021	17857	21281	22200
Ηλιακά	3757	4715	7438	9252	11177	11611	13856	16368
Γεωθερμία και άλλες ΑΠΕ	0	0	0	0	0	0	0	0
Άλλα καύσιμα (υδρογόνο, μεθανόλη)	0	0	0	0	0	0	0	0
Καθαρή Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτροπαραγωγής (MW_e)	19208	19703	22088	23780	24196	24086	25436	26514
Πυρηνική ενέργεια	0	0	0	0	0	0	0	0
ΑΠΕ	8146	9363	12651	15233	16105	16768	18962	20371

¹⁷ EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050

¹⁸ Πηγή: EU28: Reference Scenario (REF2016), Summary Report PRIMES ver. 4 Energy Model.

Υδροηλεκτρικά (εξαιρείται η άντληση)	3389	3579	3579	3579	3579	3579	3579	3579
Αιολικά	2152	2637	4306	6038	6038	6567	7600	7884
Ηλιακά	2605	3147	4766	5616	6488	6622	7783	8908
Άλλες ΑΠΕ	0	0	0	0	0	0	0	0
Θερμικοί σταθμοί	11062	10340	9437	8548	8092	7318	6474	6143
εκ των οποίων μονάδες συμπαραγωγής	284	309	316	341	390	446	576	535
εκ των οποίων μονάδες CCS	0	0	0	0	0	0	0	0
Στερεά καύσιμα	3923	3030	3100	2845	2834	2834	1405	833
Φυσικό αέριο	5062	5306	5272	4738	4418	3827	4416	4897
Πετρελαιοειδή	2022	1824	834	733	595	409	378	153
Βιομάζα - απορρίμματα	55	180	230	232	245	249	275	260
Υδρογόνο	0	0	0	0	0	0	0	0
Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	0	0
Δείκτες								
Μέσος συντελεστής φόρτισης της καθαρής εγκατεστημένης ισχύος (%)	29.6	31.4	28.2	25.5	26.5	26.4	25.3	25.1
Ακαθάριστος βαθμός απόδοσης των μονάδων με ορυκτά καύσιμα (%)	38.6	41.4	42.7	43.2	43.0	43.7	54.8	58.5
% της ακαθάριστης παραγωγής από μονάδες CHP	3.0	3.4	2.9	3.1	3.9	4.3	4.5	6.6
% της παραγωγής από μονάδες με CCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
% της ακαθάριστης παραγωγής από μονάδες που δεν εκπέμπουν CO ₂ (ΑΠΕ, πυρηνικά)	25.3	27.9	41.9	57.5	58.4	63.1	74.6	78.4
Μέσο κόστος της ακαθάριστης παραγωγής ηλεκτρισμού (€13/MWh)	85	97	99	100	92	87	72	64

Πίνακας 2-4: Εξέλιξη του ελληνικού ενεργειακού συστήματος την περίοδο 2015-2050.¹⁹

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση (κτοε)	17486	17105	16398	15635	15677	15739	15720	15657
ανά τομέα								
Βιομηχανία	3224	3313	3193	2900	2917	2964	2975	2875
Ενεργειοβόρες βιομηχανίες	2157	2198	2094	1821	1873	1877	1879	1776
Άλλοι βιομηχανικοί κλάδοι	1067	1115	1099	1079	1045	1087	1096	1100
Οικιακός	4351	4275	4084	3941	3852	3761	3661	3625
Τριτογενής	2426	2247	2133	2051	2113	2191	2238	2298
Μεταφορές	7484	7271	6989	6743	6795	6823	6845	6859
ανά καύσιμο								
Στερεά	208	195	175	126	99	77	56	39
Πετρελαιοειδή	10307	9478	8892	8267	7961	7680	7487	7343
Φυσικό αέριο	1018	1029	996	939	1033	1142	1190	1173
Ηλεκτρισμός	4397	4583	4472	4342	4547	4670	4744	4849
Θερμότητα (από CHP και Τηλεθέρμανση)	44	51	60	71	90	100	97	99
ΑΠΕ	1510	1762	1793	1873	1929	2043	2107	2099
Άλλα	2	7	11	15	19	27	39	55
Δείκτες								
Ακαθ. Εγγώρια Κατανάλωση/ΑΕΠ (toe/Μ€13)	130	121	108	93	86	77	68	64
Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (Mt of CO ₂ eq.)	105.7	96.6	85.1	71.7	70.9	66.7	55.9	52.6
εκ των οποίων στους τομείς εμπορίας (2013)	57.3	52.9	44.6	34.4	34.6	30.9	21.0	18.3
εκ των οποίων στους τομείς εκτός εμπορίας (2013)	48.4	43.7	40.5	37.3	36.3	35.8	34.9	34.3
Συνολικές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (εκτός LULUCF) Δείκτης (1990=100)	98.4	89.9	79.2	66.7	66.0	62.1	52.0	49.0

¹⁹ Οπ.π.

ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (%)	14.4	18.4	23.6	29.6	31.4	33.5	37.8	40.0
ΑΠΕ - θέρμανση & ψύξη	24.8	29.9	32.6	36.8	39.7	42.9	45.0	46.5
ΑΠΕ - ηλεκτρισμός	22.4	25.8	39.9	55.0	56.6	59.2	69.9	74.0
ΑΠΕ - μεταφορές (με βάση τη σχέση ILUC)	1.4	10.2	11.4	14.2	15.9	17.7	21.0	23.2

2.4.3. Ενεργειακά σενάρια ΚΑΠΕ

Η Διεύθυνση Ενεργειακής Πολιτικής και Σχεδιασμού του ΚΑΠΕ, σε συστηματική βάση αναλύει σενάρια μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού για την Ελλάδα, τα οποία χρησιμοποιούνται σε διάφορες εκθέσεις και αναφορές που υποβάλει το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας προς την ΕΕν και άλλους διεθνείς οργανισμούς. Η ανάλυση των ενεργειακών σεναρίων γίνεται με τη βοήθεια του ενεργειακού μοντέλου αριστοποίησης MARKAL-TIMES καθώς και άλλων εξειδικευμένων ενεργειακών μοντέλων προκειμένου να ελεγχθούν κρίσιμοι παράμετροι του ενεργειακού συστήματος. Τα πλέον πρόσφατα αποτελέσματα παρουσιάστηκαν στη Βουλή των Ελλήνων τον Νοέμβριο του 2016, και παρακάτω συνοψίζονται ορισμένα βασικά συμπεράσματα.

Αναλύονται τρία βασικά σενάρια μελλοντικής εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος:

- Σενάριο χαμηλών τιμών φυσικού αερίου (ΣΧΦΑ).
- Σενάριο υψηλών τιμών φυσικού αερίου (ΣΥΦΑ).
- Σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή κατά 40% ήδη από το 2020 (Σ40).

Σε όλα τα σενάρια επιδιώκεται η διείσδυση των ΑΠΕ να φθάσει το 2030 στο 30% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης και στο 50% της ηλεκτροπαραγωγής.

Στον Πίνακα 2-5 παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος του ηλεκτρικού συστήματος ανά τεχνολογία. Το 2030 η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών φθάνει τα 8,7 GW και των φωτοβολταϊκών τα 4,4 MW. Η εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών μονάδων περιορίζεται περίπου κατά 1,9 GW τη 15ετία 2015-2030, ενώ για την ίδια περίοδο απαιτείται η εγκατάσταση 0,5 GW μονάδων φυσικού αερίου και 0,8 GW αντλητικών υδροηλεκτρικών. Αντίστοιχα τα μερίδια των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζονται στον Πίνακα 2-6.

Σημειώνεται ότι σύμφωνα με όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν, προβλέπεται αύξηση της πετρελαϊκής ισχύος στα 2,1 GW, ενώ το πετρέλαιο εξακολουθεί να είναι το κυρίαρχο καύσιμο στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο ως και το 2030 με συνεισφορά 2,5 TWh. Η μείωση από τα σημερινά επίπεδα των 4,3 TWh αποδίδεται στην υλοποίηση της διασύνδεσης της Κρήτης και τμήματος των Κυκλάδων.

Η παραγωγή των ΑΠΕ φθάνει τις 31 TWh το 2030, με τα 2/3 αυτής να καλύπτεται από τα αιολικά. Το μέσο μακροπρόθεσμο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα διαμορφώνεται το 2020 μεταξύ 114 και 134 €/MWh, με το χαμηλό κόστος να αφορά στο σενάριο ΣΧΦΑ και το υψηλό το σενάριο Σ40.

Πίνακας 2-5: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος (GW).²⁰

	2015	2020			2030	
		ΣΧΦΑ	ΣΥΦΑ	Σ40	ΣΧΦΑ	ΣΥΦΑ
Λιγνιτικά	3,9	4,5	4,5	4,5	2	2
Πετρελαϊκά	1,9	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Φ. Αέριο	4,8	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3
Fuel Cells Φ.Α	0	0	0	0	0,1	0,1
Βιομάζα & Βιοαέριο	0,05	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3
Υ/Η	2,7	2,9	2,9	3	3,1	3,1

²⁰ Πηγή: ΚΑΠΕ, παρουσίαση στη Βουλή των Ελλήνων 22/11/2016.

Αντλητικά Υ/Η	0,7	0,7	0,7	0,7	1,5	1,5
Αιολικά	2,1	3,62	3,65	5,1	8,7	8,7
Φ/Β	2,6	3,82	3,82	4,04	4,4	4,3
CSP	0	0	0	0	0	0
Γεωθερμία	0	0,04	0,04	0	0,2	0,2
Fuel Cells H2	0	0	0	0	0	0
Σύνολο	18,7	23	23	24,8	27,3	27,3

Πίνακας 2-6: Εξέλιξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα (TWh).

	2015	2020			2030	
		ΣΧΦΑ	ΣΥΦΑ	Σ40	ΣΧΦΑ	ΣΥΦΑ
Λιγνιτικά	19,4	14,1	18,3	14,0	8,6	7,9
Πετρελαϊκά	4,6	4,3	4,3	4,3	2,5	2,5
Φ. Αέριο	8,5	13,4	9,1	9,2	12,9	13,4
Fuel Cells Φ.Α	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5
Βιομάζα & Βιοαέριο	0,0	0,3	0,3	0,5	1,1	1,1
Υ/Η	4,7	5,6	5,7	5,9	6,1	6,1
Αιολικά	4,8	8,4	8,5	11,6	20,2	20,3
Φ/Β	3,8	5,6	5,6	6,0	6,5	6,5
CSP	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0
Γεωθερμία	0,0	0,3	0,3	0,3	1,4	1,4
Σύνολο	45,9	52,0	52,1	51,8	59,3	59,3

Η εξέλιξη της συνολικής ζήτησης ενέργειας ανά τομέα και καύσιμο παρουσιάζεται στον **Πίνακα 2-7**, ενώ στον **Πίνακα 2-8** παρουσιάζεται η εξέλιξη χαρακτηριστικών δεικτών του ενεργειακού συστήματος.

Πίνακας 2-7: Εξέλιξη τελικής κατανάλωσης ενέργειας στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα (ktoe).

	2014	ΣΧΦΑ		ΣΥΦΑ	
		2020	2030	2020	2030
Σύνολο	15850	17152	18230	17150	18220
<i>Ανά τομέα</i>					
Βιομηχανία	3134	3552	4286	3554	4278
Οικιακός	3813	3948	4046	3945	4044
Τριτογενής/Αγροτικός	2558	2964	3598	2964	3597

Μεταφορές	6344	6688	6300	6688	6300
<i>Ανά καύσιμο</i>					
Στερεά Καύσιμα	244	246	248	246	246
Πετρελαϊκά	8917	9215	8526	9230	8528
Φ. Αέριο	886	1272	1745	1274	1748
Ηλεκτρισμός	4291	4597	5108	4595	5107
Θερμότητα	39	38	95	38	95
ΑΠΕ	1473	1784	2507	1767	2496

Πίνακας 2-8: Δείκτες εξέλιξης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος.

	2014	2020			2030	
		ΣΧΦΑ	ΣΥΦΑ	Σ40	ΣΧΦΑ	ΣΥΦΑ
Εκπομπές (Mt CO ₂ eq)	101	80	84	78	65	64
Εκπομπές ETS (Mt CO ₂ eq)	55	37	42	36	25	24
Εκπομπές εκτός ETS (Mt CO ₂ eq)	46	42	42	42	40	40
Μείωση ETS (% ως προς το 2005)	30	47	41	50	64	66
Μείωση εκτός ETS (% ως προς το 2005)	33	34	34	34	38	38
% ΑΠΕ στην ΑΤΚΕ	15	20	20	22	30	30
% ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρισμού	24	37	37	45	57	57
% ΑΠΕ στην Τελική Θερμική Κατανάλωση	27	27	27	25	33	33
% ΑΠΕ στην Ακαθάριστη κατανάλωση Ηλεκτρισμού	22	33	33	40	52	52
% Βιοκαύσιμα στις μεταφορές σύμφωνα με τη RED	1,3	4	4	7	7,80	7,80

2.4.4. Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2017 – 2027 του ΑΔΜΗΕ

Σύμφωνα με τον Ν.4001/2011 ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) εκπονεί ειδική μελέτη σχετικά με την επάρκεια ηλεκτρικής ισχύος και τα επαρκή περιθώρια εφεδρείας ισχύος, λαμβάνοντας υπόψη κάθε φορά το εγκεκριμένο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ, καθώς και το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας. Η πλέον πρόσφατη μελέτη επάρκειας ισχύος δημοσιεύτηκε τον Μάιο του 2017 και καλύπτει την περίοδο 2017 – 2027.

Η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής εκφράζεται μέσω των δεικτών LOLE (Loss of Load Expectation) και EUE (Expected Unserved Energy), οι οποίοι υπολογίζονται μέσω πιθανοτικής προσομοίωσης με το μοντέλο PROSIM που αναπτύχθηκε από το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΕΜΠ.

- Ο δείκτης LOLE (αναμενόμενη απώλεια φορτίου) εκφράζει τις ώρες του έτους για τις οποίες ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής δεν μπορεί να ικανοποιήσει πλήρως τη ζήτηση. Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης μελέτης, ικανοποιητικές τιμές του δείκτη θεωρούνται τιμές μικρότερες των 3 ωρών ετησίως. Η λειτουργία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής προσομοιώνεται, θεωρώντας τη διαδοχική ένταξη θερμικής ισχύος σε βήματα των 50 MW με στόχο την επίτευξη του κριτηρίου αξιοπιστίας για κάθε έτος.

- Ο δείκτης EUE (Απορριπτόμενο φορτίο) εκφράζει σε ετήσια βάση την ενέργεια που αναμένεται να μη μπορεί να καλύψει ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

Οι προσδιοριστικές παράμετροι της επάρκειας του συστήματος παραγωγής για αξιόπιστη εξυπηρέτηση της ζήτησης (ενέργειας και αιχμής) που εξετάζονται στο πλαίσιο της μελέτης είναι: (α) η εξέλιξη της ζήτησης ισχύος και ενέργειας, (β) η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, (γ) οι συνθήκες υδραυλικότητας, (δ) η διαθεσιμότητα ισχύος για εισαγωγές από τις διασυνδέσεις και (ε) ο βαθμός διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο της μελέτης επάρκειας ισχύος, εξετάστηκαν 3 σενάρια εξέλιξης (σενάριο αναφοράς, σενάριο χαμηλής ζήτησης και σενάριο υψηλής ζήτησης) της ζήτησης ενέργειας και του φορτίου αιχμής, σύμφωνα με τις πλέον πρόσφατες προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ (**Πίνακας 2-9**). Σημειώνεται ότι οι προβλέψεις αφορούν το ΕΣΜΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη και τις διασυνδέσεις νησιωτικών συστημάτων που εκτιμάται ότι θα έχουν ολοκληρωθεί στην περίοδο αναφοράς, και όχι το σύνολο της χώρας. Στο πλαίσιο αυτό, συμπεριλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των προς διασύνδεση Κυκλάδων (από το 2017), μέρος της ζήτησης της Κρήτης από το 2020 (που θα εξυπηρετείται μέσω της γραμμής Κρήτη – Πελοπόννησος) και το σύνολο της ζήτησης της Κρήτης από το 2025 μέσω της γραμμής Κρήτη – Αττική. Ως προς τα επίπεδα της προβλεπόμενης ζήτησης ενέργειας, όλα τα σενάρια του ΑΔΜΗΕ παρουσιάζουν σημαντικά υψηλότερους ρυθμούς αύξησης της ζήτησης σε σχέση με το ενεργειακό σενάριο αναφοράς 2016 της ΕΕν (βλ. παράγραφο 2.4.2) και τα σενάρια του ΚΑΠΕ (βλ. παράγραφο 2.4.3) και ήδη από το 2020, η ζήτηση έχει επανέλθει στα επίπεδα του 2008.

Πίνακας 2-9: Εξέλιξη της ζήτησης ενέργειας (σε GWh) και του φορτίου αιχμής (σε MW) για την περίοδο 2017 – 2027 σύμφωνα με τις προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ.²¹

	Σενάριο χαμηλής ζήτησης		Σενάριο αναφοράς		Σενάριο υψηλής ζήτησης	
	Ενέργεια (GWh)	Φορτίο αιχμής (MW)	Ενέργεια (GWh)	Φορτίο αιχμής (MW)	Ενέργεια (GWh)	Φορτίο αιχμής (MW)
2017	52440	9840	52600	9868	52770	9900
2018	53360	10010	53720	10079	54070	10140
2019	54130	10150	54700	10260	55280	10370
2020	56310	10450	57110	10590	57920	10740
2021	56670	10510	57690	10700	58730	10890
2022	56800	10540	58050	10770	59320	11010
2023	56940	10565	58420	10840	59920	11120
2024	57080	10590	58780	10900	60530	11240
2025	59080	11150	61010	11510	63100	11900
2026	59270	11180	61440	11590	63790	12040
2027	59460	11230	61840	11670	64430	12170

Η διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων παραγωγής προσομοιώνεται μέσω του δείκτη *Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγγεμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου* (Equivalent Demand Forced Outage Rate, EFOR_D). Οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν ανά υφιστάμενη μονάδα παραγωγής προέρχονται από δημοσιευμένα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ, ενώ για τις νέες μονάδες χρησιμοποιήθηκαν τυπικές τιμές ανάλογα με τον τύπο της μονάδας.

Για την ενσωμάτωση της παραμέτρου της υδραυλικότητας, διαμορφώθηκαν τρία σενάρια (ξηρό, μέσο και υγρό έτος) τα οποία προσδιορίστηκαν από στατιστική επεξεργασία ιστορικών δεδομένων και στα οποία η ετήσια παραγωγή ανέρχεται σε 2200 GWh, 4200 GWh και 5500 GWh αντίστοιχα.

²¹ Πηγή: ΑΔΜΗΕ, Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2017 – 2027, Αθήνα, Μάιος 2017.

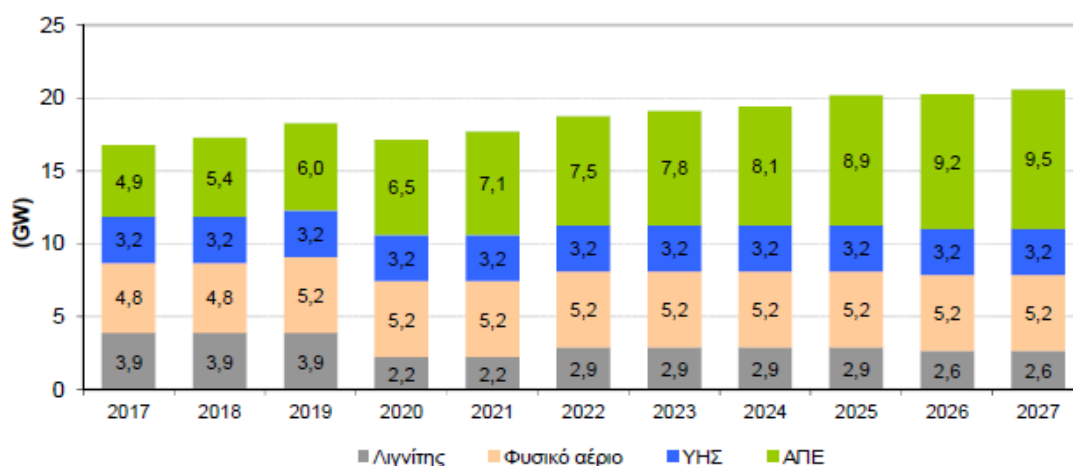
Για τους σκοπούς της μελέτης επάρκειας ισχύος, η συμβολή των διασυνδέσεων εξετάζεται μέσω τριών ισοδύναμων θερμικών μονάδων των 500 MW με διαθεσιμότητες που προσδιορίζονται βάσει των ιστορικών στοιχείων των διασυνδεδεσμένων των τριών τελευταίων ετών (97,3%, 88,9% και 55,8% αντίστοιχα).

Στο **Σχήμα 2-11** παρουσιάζεται η καθαρή εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος που έχει υιοθετηθεί στο πλαίσιο της μελέτης επάρκειας ισχύος για το σενάριο αναφοράς. Η συνολική ισχύς του συστήματος μειώνεται από 17,5 GW (01.01.2017) σε 17,1 GW το 2020 και στη συνέχεια αυξάνεται στα 20,2 GW το 2025 και στα 20,5 GW το 2027. Κατά τη διάρκεια της περιόδου αποσύρονται 1,9 GW λιγνιτικών μονάδων, ενώ οι νέες εντάξεις θερμικών σταθμών και υδροηλεκτρικών περιλαμβάνουν:

- Τη μονάδα συνδυασμένου κύκλου της ΔΕΗ στη Μεγαλόπολη, ισχύος 811 MW,
- Τον λιγνιτικό σταθμό παραγωγής της ΔΕΗ, ισχύος 660 MW, στην Πτολεμαΐδα
- Τον υδροηλεκτρικό σταθμό της ΔΕΗ «ΥΗΣ Ιλαρίωνα» στον Αλιάκμονα, ισχύος 153 MW.

Στο πλαίσιο της μελέτης έχει θεωρηθεί ότι λόγω των γενικότερων οικονομικών συνθηκών άλλοι συμβατικοί και υδροηλεκτρικοί σταθμοί με προσφορές σύνδεσης δεν αναμένεται να υλοποιηθούν τουλάχιστον στον χρονικό ορίζοντα της μελέτης και δεν έχουν ληφθεί υπόψη.

Η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο σύστημα αυξάνει από 4,8 GW το 2016 σε 6,5 GW το 2020 και σε 9,5 GW το 2027, με περισσότερο από το 90% της ισχύος αυτής να αφορά φωτοβολταϊκά και αιολικά.

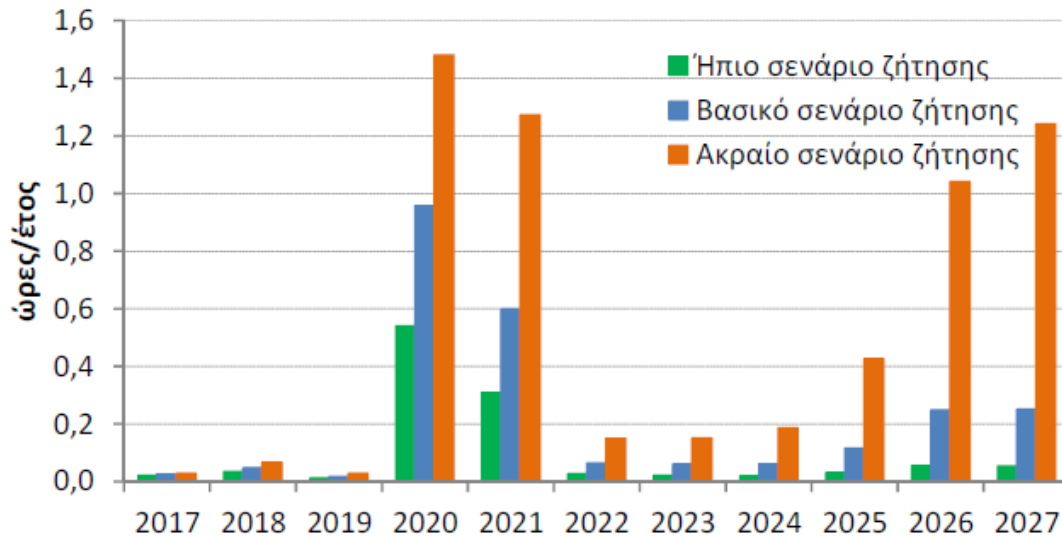


Σχήμα 2-11: Εξέλιξη καθαρής εγκατεστημένης ισχύος συστήματος στο σενάριο αναφοράς.²²

Τα αποτελέσματα της μελέτης για το σενάριο αναφοράς και έτος μέσης υδραυλικότητας και για το σύνολο των παραδοχών που αναφέρθηκαν παραπάνω, συνοψίζονται στα παρακάτω:

- Οι διεθνείς διασυνδέσεις του ΕΣΜΗΕ επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό την επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής στον χρονικό ορίζοντα της μελέτης. Η διατήρηση των εισαγωγών στα επίπεδα των προηγούμενων ετών, φαίνεται ότι έχει ως αποτέλεσμα το σύστημα, στην πλειονότητα των περιπτώσεων, να μπορεί να ανταπεξέλθει επαρκώς στις απαιτήσεις της ζήτησης (**Σχήμα 2-12**). Αντιθέτως, σε συνθήκες αυτόνομης λειτουργίας η αξιοπιστία του συστήματος κρίνεται ανεπαρκής στην πλειονότητα των περιπτώσεων.

²² Οπ.π.



Σχήμα 2-12: Εξέλιξη των τιμών του δείκτη Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου (LOLE) για το Σενάριο Αναφοράς με διασυνδέσεις, θεωρώντας μέσο υδραυλικό έτος.²³

- Η υιοθέτηση ενός σεναρίου μειωμένης διαθεσιμότητας των λιγνιτικών μονάδων έχει ως αποτέλεσμα υψηλότερες τιμές του δείκτη LOLE, χωρίς ωστόσο να διαφοροποιούνται ουσιαστικά τα συμπεράσματα της ανάλυσης.
- Η ταυτόχρονη απόσυρση των μονάδων των ΑΗΣ Καρδιάς και ΑΗΣ Αμυνταίου έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση των τιμών του δείκτη LOLE κατά τη διετία 2020-2021 σε σχέση με τα προηγούμενα έτη. Ωστόσο, θεωρώντας ένα ξηρό υδραυλικό έτος οι τιμές του δείκτη ξεπερνούν το όριο των 3 ωρών ετησίως και η αξιοπιστία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να χαρακτηριστεί ως ανεπαρκής σύμφωνα με τον σχετικό ορισμό της μελέτης του ΑΔΜΗΕ, παρά τη συμβολή των διασυνδέσεων.
- Η αναμενόμενη ένταξη της νέας μονάδας Πτολεμαΐδας V στις αρχές του 2022, βελτιώνει τις τιμές του δείκτη LOLE και τις διατηρεί χαμηλές μέχρι το 2025. Διαφορετικά, οι υψηλές τιμές της διετίας 2020 – 2021 θα διατηρηθούν μέχρι την ένταξή της.
- Η ανάληψη της συνολικής ζήτησης της Κρήτης στις αρχές του 2025 και η απόσυρση της μονάδας Μεγαλόπολη III στο τέλος του 2025 έχουν ως αποτέλεσμα την εκ νέου αύξηση των τιμών του δείκτη LOLE, χαμηλότερα ωστόσο του ορίου των 3 ωρών ετησίως. Αυτό δεν ισχύει στην περίπτωση ξηρού υδραυλικού έτους.

²³ Πηγή: ΑΔΜΗΕ, Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2017 – 2027, Αθήνα, Μάιος 2017

3. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΤΟ ENPEP/BALANCE

3.1. Γενικά

Η ανάλυση των ενεργειακών συστημάτων και η πρόβλεψη μελλοντικών ενεργειακών ισοζυγίων και των συνεπαγόμενων εκπομπών αερίων ρύπων είναι μια διαδικασία αρκετά περίπλοκη, που επηρεάζεται από μια πληθώρα παραμέτρων και πολιτικών. Έτσι, η αβεβαιότητα που υφίσταται εγγενώς στα προβλήματα προβλέψεων επιτείνεται στη συγκεκριμένη περίπτωση από παραδοχές σχετικά με τις τεχνολογικές εξελίξεις στους διάφορους τομείς οικονομικής δραστηριότητας, το κόστος των εναλλακτικών τεχνολογιών καθώς και την εξέλιξη των τιμών ενέργειας, τις απαιτήσεις που έχουν θεσπισθεί για περιβαλλοντική προστασία, το γενικότερο κανονιστικό πλαίσιο, την απελευθέρωση των αγορών ενέργειας, κλπ. Είναι επομένως φανερό ότι η ολοκληρωμένη ενεργειακή ανάλυση που θα λαμβάνει υπόψη της όλες τις προαναφερθείσες παραμέτρους απαιτεί σύνθετα υπολογιστικά εργαλεία και μία πολύ λεπτομερή απεικόνιση του ενεργειακού συστήματος.

Στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης η επιχειρούμενη προσομοίωση της μελλοντικής εξέλιξης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος έγινε με τη βοήθεια του ενεργειακού μοντέλου ENPEP/Balance. Το ENPEP/Balance αναπτύχθηκε στο Argonne National Laboratory²⁴, είναι ουσιαστικά ένα μοντέλο «υβριδικού τύπου» έχοντας μετεξελιχθεί από ένα ενεργειακό μοντέλο τύπου “top-down” στον αρχικό σχεδιασμό του και επιτρέπει την πλήρη ενεργειακή ανάλυση/προσομοίωση του ενεργειακού/ηλεκτρικού συστήματος, με παράλληλη όμως ποσοτικοποίηση των περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεών του. Μια αναλυτικότερη περιγραφή του μοντέλου γίνεται στο Παράρτημα Α.

Η αρχική μοντελοποίηση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος στο ENPEP έγινε με βασικό στόχο να προσδιορισθούν με σαφήνεια οι κύριες πηγές εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, καθώς και να είναι δυνατή η αξιολόγηση πολιτικών και μέτρων που συμβάλλουν σε σημαντικές μειώσεις των καταναλισκόμενων ενεργειακών πόρων και των συνεπαγόμενων εκπομπών. Σε επόμενες εφαρμογές, έγιναν όλες οι απαραίτητες μετατροπές προκειμένου να αναλύονται λεπτομερέστερα τα βασικά ζητήματα ενεργειακής πολιτικής που σχετίζονται με την προώθηση των ΑΠΕ και της εξοικονόμησης ενέργειας. Η απεικόνιση του δικτύου είναι αρκετά λεπτομερής και επιτρέπει την πρόβλεψη αναλυτικών ενεργειακών ισοζυγίων και την αξιολόγηση μιας μεγάλης γκάμας πολιτικών και μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας, προώθησης των ΑΠΕ και μείωσης των εκπομπών αερίων ρυπαντών.

Τα στοιχεία που είναι απαραίτητα για την περιγραφή του δικτύου, καθώς και για την πρόβλεψη των μελλοντικών ενεργειακών αναγκών, διακρίνονται στις ακόλουθες κατηγορίες:

- Μακρο-οικονομικά στοιχεία που αφορούν σε δημογραφικά δεδομένα, δεδομένα οικονομικής δραστηριότητας και εισοδήματος.
- Δεδομένα ενεργειακής κατανάλωσης για το έτος βάσης και δεδομένα αναφορικά με τις προσδιοριστικές παραμέτρους των διαφόρων δραστηριοτήτων (βιομηχανική παραγωγή, κατοικίες, επιβατο-χιλιόμετρα, κλπ.).
- Τεχνικο-οικονομικά στοιχεία για τις διαθέσιμες τεχνολογίες (π.χ. κόστος επένδυσης, κόστος συντήρησης και λειτουργίας, βαθμός απόδοσης, διάρκεια ζωής, κλπ.).

Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα απεικονίζεται στο ENPEP/Balance με τομείς και κλάδους, που καλύπτουν τις κύριες οικονομικές και ενεργειακές δραστηριότητες. Πιο συγκεκριμένα, το δίκτυο που έχει αναπτυχθεί περιλαμβάνει τους τομείς της προσφοράς ενέργειας, των ενεργειακών μετατροπών (διυλιστήρια, ηλεκτροπαραγωγή), της μεταφοράς/διανομής ενεργειακών πόρων και

²⁴ Argonne National Laboratory (ANL), 2000. Description of BALANCE model. Technical Report.

της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, οι οποίοι και αναλύονται στη συνέχεια με μεγαλύτερη λεπτομέρεια. Ειδικότερα όσον αφορά στον κλάδο της ηλεκτροπαραγωγής, αυτός είναι δυνατόν να προσομοιώνεται συμπληρωματικά και στο μοντέλο ENPEP/WASP έτσι ώστε οι μελλοντικές επεκτάσεις του ηλεκτρικού συστήματος να προσδιορίζονται με μεγαλύτερη ακρίβεια. Τα μοντέλα ENPEP/Balance και ENPEP/WASP αλληλοτροφοδοτούνται μέσω μιας επαναληπτικής διαδικασίας έως ότου συγκλίνουν σε μία εφικτή λύση. Στα επόμενα γίνεται μια αναλυτικότερη παρουσίαση των τομέων και κλάδων του ελληνικού ενεργειακού συστήματος που έχουν αναπτυχθεί στο ENPEP/Balance.

3.2. Τομέας προσφοράς ενέργειας

Ο τομέας της προσφοράς ενέργειας περιλαμβάνει τους κλάδους των στερεών καυσίμων, των εισαγόμενων υγρών καυσίμων, του εγχώρια παραγόμενου αργού, του φυσικού αερίου και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Συγκεκριμένα, ο τομέας των στερεών καυσίμων περιλαμβάνει άνθρακα και λιγνίτη, που χρησιμοποιούνται τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή όσο και στους κλάδους της τελικής ζήτησης ενέργειας. Οι δύο κλάδοι των υγρών καυσίμων περιλαμβάνουν το αργό πετρέλαιο (εισαγόμενο και εγχώριο) και τις λοιπές πρώτες ύλες τροφοδοσίας και προσθέτων, που διυλίζονται στα τέσσερα ελληνικά διυλιστήρια. Επιπλέον, στο δίκτυο ενσωματώνονται οι εισαγόμενες ποσότητες διαφόρων πετρελαϊκών προϊόντων, που περιλαμβάνουν, ντίζελ, βενζίνες, μαζούτ, υγραέριο, κηροζίνη, νάφθα, πέτκωκ και άλλα πετρελαιοειδή. Ο κλάδος φυσικού αερίου περιλαμβάνει τις ποσότητες αερίου που εισάγονται στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα τόσο μέσω αγωγών (από τη Ρωσία ή άλλες πηγές) όσο και με τη μορφή υγροποιημένου φυσικού αερίου (από την Αλγερία, κλπ.). Τέλος, ο τομέας των ΑΠΕ περιλαμβάνει τη βιομάζα (συμπεριλαμβανομένων των βιοκαυσίμων), τη γεωθερμική ενέργεια, διάφορες τεχνολογίες ηλιακής ενέργειας (όλες οι προαναφερθείσες ενεργειακές μορφές χρησιμοποιούνται είτε στην ηλεκτροπαραγωγή είτε στην τελική ζήτηση), καθώς και την υδραυλική και αιολική ενέργεια που αξιοποιούνται κατά κύριο λόγο στην ηλεκτροπαραγωγή.

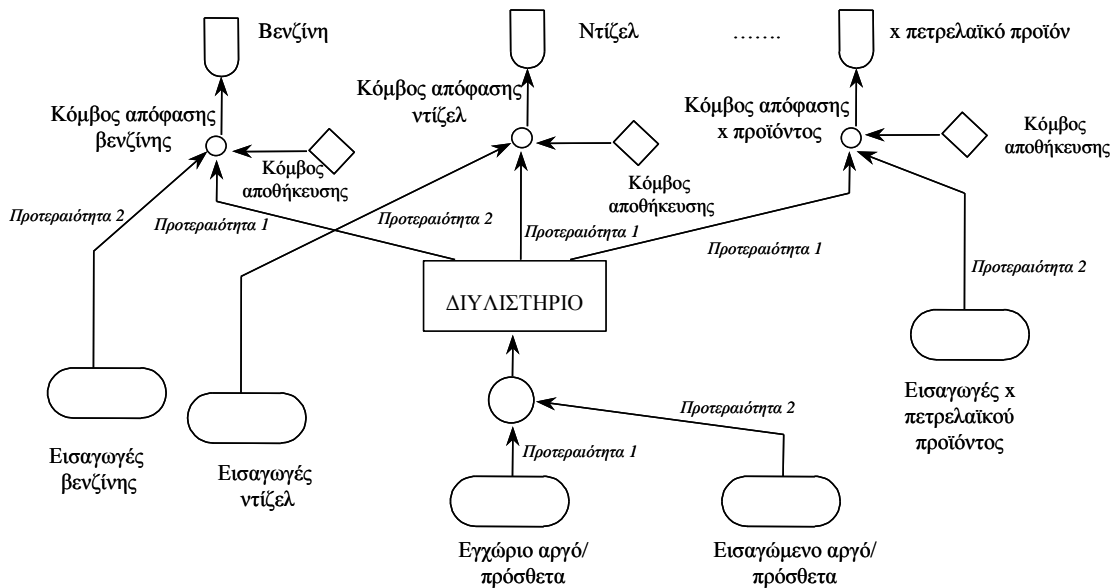
Η ανάπτυξη του τομέα έχει γίνει κατά τέτοιο τρόπο ώστε:

- να ικανοποιεί την ενεργειακή ζήτηση συνδέοντας τους διάφορους τομείς οικονομικής δραστηριότητας του συστήματος,
- να προσδιορίζει τα μερίδια στο ενεργειακό ισοζύγιο των εγχώριων και εισαγόμενων ενεργειακών πόρων,
- να εφαρμόζει πιθανούς περιορισμούς στο σύστημα παροχής ενέργειας, και
- να προσδιορίζει τις τιμές των πρωτογενών ενεργειακών μορφών.

3.3. Τομέας ενεργειακών μετατροπών

Ο τομέας των ενεργειακών μετατροπών περιλαμβάνει τους κλάδους των διυλιστηρίων και της ηλεκτροπαραγωγής.

Ο **κλάδος των διυλιστηρίων** σχεδιάστηκε με βάση τη συνολική διυλιστική ικανότητα των παραγωγικών μονάδων που υπάρχουν στα τέσσερα ελληνικά διυλιστήρια. Όπως φαίνεται στο **Σχήμα 3-1**, ο κόμβος διυλιστηρίου τροφοδοτείται με εγχώριο αργό (κατά προτεραιότητα, δεδομένης και της μικρής παραγωγής), εισαγόμενο αργό, και λοιπές πρώτες ύλες διυλιστηρίων (feedstocks). Από τον κόμβο διυλιστηρίου εξέρχονται σύνδεσμοι που αναπαριστούν την παραγωγή διαφορετικών προϊόντων (βενζίνες, ντίζελ, κλπ.), κάθε ένας εκ των οποίων καταλήγει σε έναν κόμβο απόφασης. Στους κόμβους απόφασης καταλήγουν επίσης σύνδεσμοι που χρησιμοποιούνται για την απ' ευθείας εισαγωγή των αντίστοιχων πετρελαιοειδών, καθώς και σύνδεσμοι που συνδέονται με αποθηκευτικούς κόμβους, στην περίπτωση που η παραγωγή των διυλιστηρίων υπερβαίνει τη ζήτηση και τις συμφωνηθέντες ποσότητες προϊόντων για εξαγωγή. Ο κλάδος των διυλιστηρίων έχει σχεδιαστεί με στόχο να καλύπτεται η ζήτηση για ένα συγκεκριμένο καύσιμο δίνοντας προτεραιότητα στην παραγωγή των διυλιστηρίων. Μόνο εάν η παραγωγή των διυλιστηρίων δεν μπορεί να ικανοποιήσει τη συνολική ζήτηση, εισάγονται μέσω του αντίστοιχου συνδέσμου επιπλέον ποσότητες από το συγκεκριμένο καύσιμο.



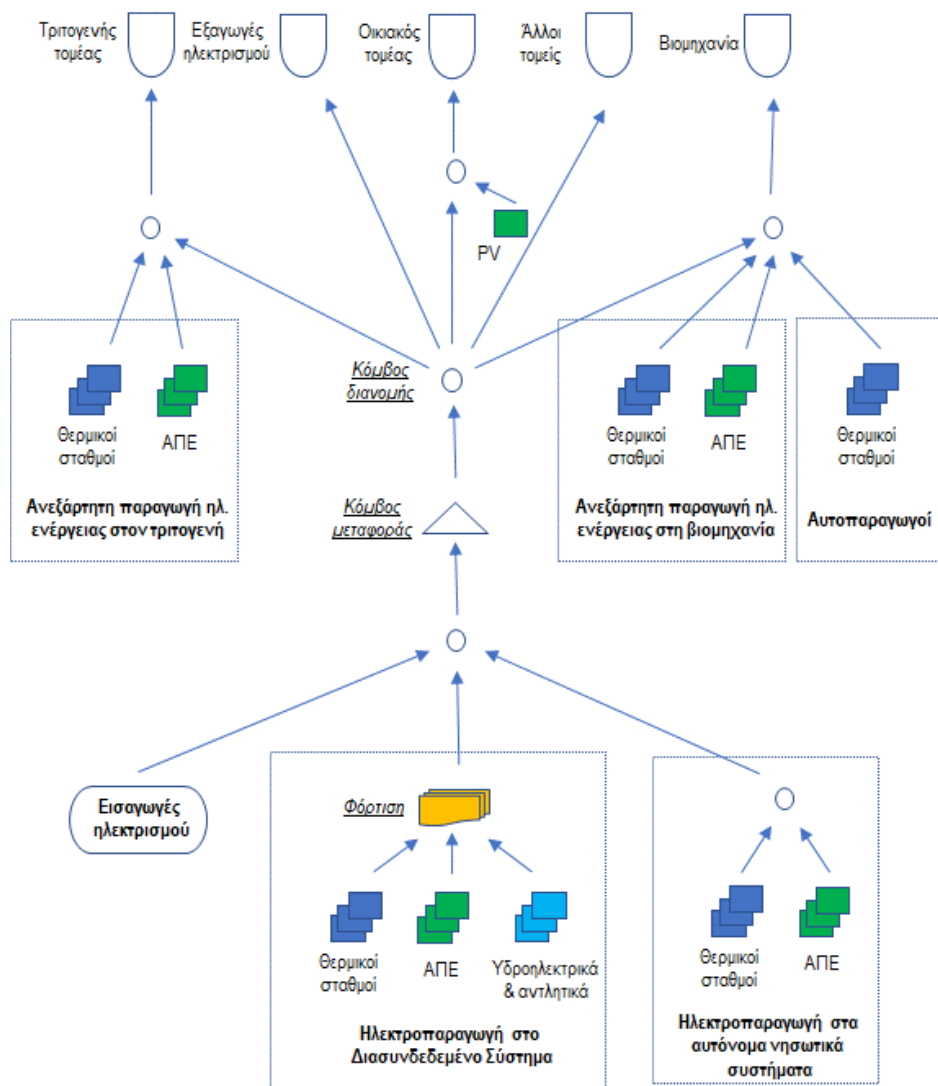
Σχήμα 3-1: Ο κλάδος διυλιστηρίων στην απεικόνιση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος στο ENPEP.

Για τον **κλάδο της ηλεκτροπαραγωγής** η ανάπτυξη του δικτύου έχει γίνει κατά τέτοιο τρόπο ώστε να καλύπτονται όλες οι ιδιομορφίες του ελληνικού συστήματος καθώς και οι πρόσφατες εξελίξεις με την απελευθέρωση της αγοράς. Θα πρέπει να σημειωθεί άλλωστε ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί τη μεγαλύτερη εγχώρια πηγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Έτσι, όπως φαίνεται και στο **Σχήμα 3-2** η μοντελοποίηση του κλάδου της ηλεκτροπαραγωγής λαμβάνει υπόψη της ότι στην Ελλάδα υπάρχει το βασικό διασυνδεδεμένο σύστημα αλλά και σημαντικός αριθμός αυτόνομων σταθμών και συστημάτων, καθώς επίσης ότι το εν λόγω ηλεκτρικό δίκτυο συνδέεται και με άλλα δίκτυα γειτονικών χωρών.

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας απεικονίζεται με την ενσωμάτωση στο δίκτυο διαφόρων κατηγοριών παραγωγών, οι οποίοι διαφοροποιούνται όσον αφορά τα οικονομικά χαρακτηριστικά τους και τις ανάγκες που καλύπτουν:

- μεγάλες επιχειρήσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- μικρές επιχειρήσεις και εφαρμογές ηλεκτρικής ενέργειας (κυρίως ΑΠΕ) που συμβάλλουν στη διασπαρμένη παραγωγή ηλεκτρισμού (distributed generation).
- βιομηχανικούς αυτοπαραγωγούς.
- ανεξάρτητους παραγωγούς στον βιομηχανικό τομέα, που καλύπτουν τις ανάγκες τους για θέρμανση και ηλεκτρισμό μέσω της συμπαραγωγής.
- ανεξάρτητους παραγωγούς στον τριτογενή τομέα, που καλύπτουν τις ανάγκες τους για θέρμανση και ηλεκτρισμό μέσω της συμπαραγωγής.

Στο εργαλείο ενσωματώνεται μεγάλος αριθμός τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής που ανήκουν σε κάποιες από τις επόμενες κατηγορίες: (α) υφιστάμενοι θερμικοί σταθμοί οι δυναμικότητες και τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των οποίων είναι γνωστά, (β) νέοι θερμικοί σταθμοί που είναι υποψήφιοι για ένταξη στο σύστημα, (γ) υφιστάμενοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί οι οποίοι μπορούν να λειτουργήσουν είτε ως μονάδες βάσης είτε ως μονάδες αιχμής, (δ) νέες, υποψήφιες για ένταξη υδροηλεκτρικές μονάδες, (ε) υφιστάμενες και υποψήφιες προς ένταξη μονάδες ΑΠΕ. Ανάλογα με την πρόβλεψη εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, το βασικό μοντέλο Balance σε συνδυασμό με το μοντέλο WASP (το οποίο περιλαμβάνεται στο ENPEP και προσομοιώνει σε μεγαλύτερη λεπτομέρεια το ηλεκτρικό σύστημα) αποφασίζει την ένταξη στο σύστημα νέων μονάδων, ενώ ο βαθμός φόρτισης κάθε μίας εξ' αυτών, υπολογίζεται στο ENPEP/Balance παίρνοντας και πάλι υπόψη τους οικονομικούς, τεχνικούς, περιβαλλοντικούς και κανονιστικούς περιορισμούς.



Σχήμα 3-2: Ο κλάδος της ηλεκτροπαραγωγής στην απεικόνιση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος στο ENPEP.

3.4. Τομέας μεταφοράς / διανομής

Ο τομέας μεταφοράς / διανομής απεικονίζει τη μεταφορά πρωτογενών και δευτερογενών ενεργειακών πόρων μέσω των δικτύων διανομής στους τελικούς καταναλωτές. Στον τομέα αυτό επιτυγχάνεται μεταξύ άλλων:

- η μοντελοποίηση των πιθανών απωλειών ενέργειας κατά τη διάρκεια της μεταφοράς και διανομής,
- η ενσωμάτωση της υφιστάμενης ή σχεδιαζόμενης φορολογικής και οικονομικής πολιτικής, που επηρεάζει τις τελικές τιμές ενέργειας, και
- η σύνδεση των τομέων προσφοράς ενέργειας και ενεργειακών μετατροπών με τον τομέα τελικής κατανάλωσης.

3.5. Τομέας τελικής κατανάλωσης ενέργειας

Ο τομέας της τελικής κατανάλωσης, περιλαμβάνει τους κλάδους της βιομηχανίας, των μεταφορών, της γεωργίας, της κατοικίας, και των υπηρεσιών. Για κάθε έναν από τους κλάδους αυτούς έχουν προσδιορισθεί συγκεκριμένες ενεργειακές χρήσεις (π.χ. θέρμανση κατοικιών, παραγωγή ατμού, κλπ.), ενώ σε κάθε χρήση μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένας σημαντικός αριθμός

εναλλακτικών τεχνολογιών ή/και καυσίμων προκειμένου να ικανοποιηθεί η ζήτηση σε κάθε περίπτωση. Στην παρούσα φάση ανάπτυξης του δικτύου περιλαμβάνονται συνολικά περισσότερες από 70 διαφορετικές ενεργειακές χρήσεις και 300 τεχνολογίες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ικανοποίηση των αντίστοιχων αναγκών. Ανά κλάδο τελικής κατανάλωσης, η ανάπτυξη του δικτύου έχει γίνει κατά τέτοιο τρόπο ώστε να καλύπτονται οι σημαντικότερες ενεργειακές χρήσεις, οι πλέον διαδεδομένες τεχνολογίες, οι δυνατότητες για εξοικονόμηση ενέργειας, οι πιθανοί περιορισμοί (τεχνολογικοί, κανονιστικοί, κ.α.), κλπ. Η μελλοντική διεύθυνση των διαφόρων εναλλακτικών τεχνολογιών / καυσίμων ανά χρήση εκτιμάται στη βάση της οικονομικότητάς τους, των περιορισμών που θέτει η υφιστάμενη υποδομή, και κοινωνικών κριτηρίων που σχετίζονται με το βαθμό αποδοχής των εν λόγω τεχνολογιών, το βαθμό προσαρμογής των καταναλωτών στις τεχνολογικές εξελίξεις, κλπ.

Ο **κλάδος της βιομηχανίας** έχει προσομοιωθεί κατά τέτοιο τρόπο ώστε να αναπαρίστανται ταυτόχρονα και διακριτά στο ενεργειακό δίκτυο:

- Οι πλέον ενεργοβόροι βιομηχανικοί υπο-κλάδοι συμπεριλαμβανομένων των υπο-κλάδων που εμπύπτουν στις απαιτήσεις της Οδηγίας για την Εμπορία Δικαιωμάτων Εκπομπών.
- Οι σημαντικότερες βιομηχανικές ενεργειακές χρήσεις ανά υπο-κλάδο.
- Οι τεχνολογίες και τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται ή είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν στις εν λόγω χρήσεις.
- Η δυνατότητα ικανοποίησης μέρους των αναγκών του κάθε υπο-κλάδου μέσω της συμπαραγωγής ή/και της αυτοπαραγωγής ηλεκτρισμού με βάση το νέο θεσμικό πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς.
- Οι δυνατότητες εξοικονόμησης ενέργειας.
- Οι υφιστάμενοι περιορισμοί εξαιτίας της δομής και της τεχνολογικής κατάστασης του κάθε υπο-κλάδου.

Το μοντέλο αξιολογεί και προσδιορίζει το δυναμικό διεύθυνσης των νέων τεχνολογιών στο ενεργειακό σύστημα, στη βάση τριών διακριτών μηχανισμών που συνδυάζουν την οικονομική ελκυστικότητα, τους περιορισμούς εξαιτίας του υφιστάμενου δυναμικού, και τη βαθμωτή διεύθυνση/αποδοχή των διαθέσιμων τεχνολογιών και τεχνικών. Η ανάπτυξη του κάθε υπο-κλάδου στο μοντέλο καθορίζεται στη βάση της ζήτησης ωφέλιμης ενέργειας, η οποία προσδιορίζεται εξωγενώς ως συνάρτηση της βιομηχανικής παραγωγής και της συνολικής Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας ανά υπο-κλάδο.

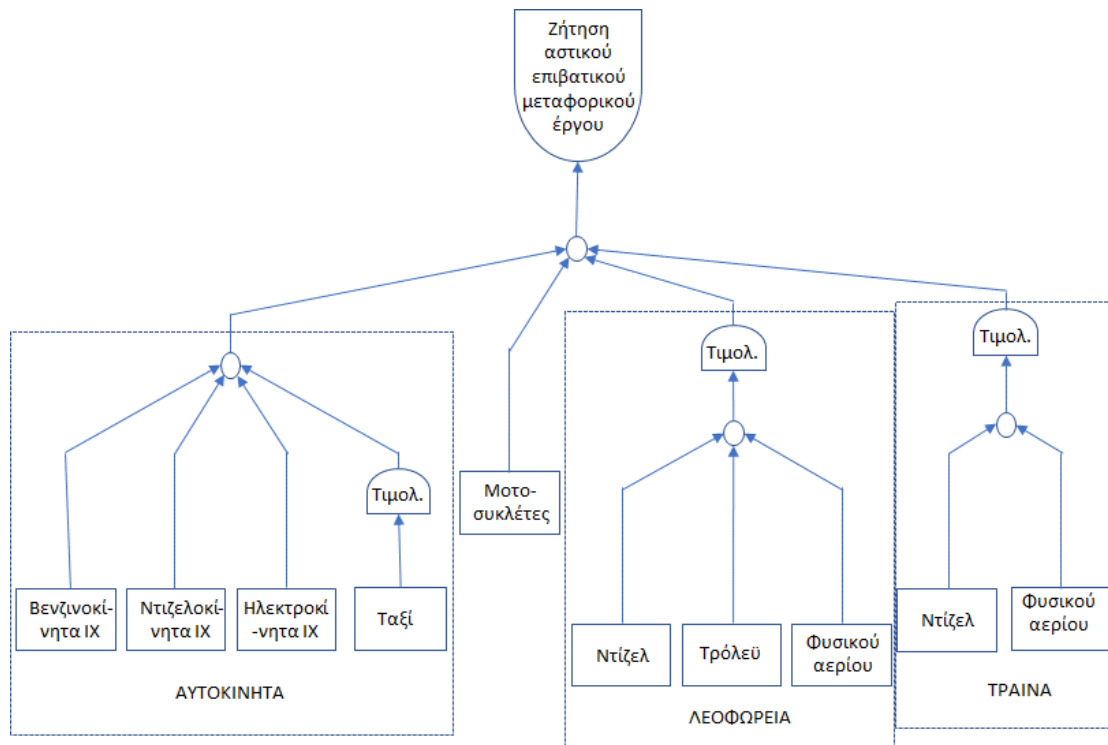
Ο **κλάδος των μεταφορών** στο ενεργειακό δίκτυο περιλαμβάνει τις αστικές επιβατικές μεταφορές, τις μη-αστικές επιβατικές μεταφορές, τις μεταφορές εμπορευμάτων και τις διεθνείς μεταφορές. Η ζήτηση μεταφορικού έργου για κάθε μία από τις εν λόγω κατηγορίες είναι δυνατόν να ικανοποιείται με διαφορετικά μέσα (οδικές, σιδηροδρομικές, θαλάσσιες, αεροπορικές μεταφορές) ενώ ακόμη προσδιορίζονται αρκετές τεχνολογίες που αντιστοιχούν σε διαφορετικά επίπεδα ενεργειακών καταναλώσεων ή/και σε εναλλακτικά καύσιμα.

Η ζήτηση μεταφορικού έργου εκφράζεται είτε με τη μορφή αριθμού επιβατοχιλιομέτρων (για τις επιβατικές μεταφορές) είτε με τη μορφή αριθμού τονοχιλιομέτρων (για τις μεταφορές εμπορευμάτων) και ενσωματώνεται στο μοντέλο εξωγενώς σαν συνάρτηση του εισοδήματος, της οικονομικής ανάπτυξης και του πληθυσμού. Τα μερίδια των εναλλακτικών μεταφορικών μέσων/τεχνολογιών προσδιορίζονται από το μοντέλο στη βάση του κόστους τους, το οποίο υπολογίζεται από το μοντέλο ενδογενώς, και παραμέτρων κοινωνικής συμπεριφοράς (**Σχήμα 3-3**). Το κόστος των εναλλακτικών μεταφορικών μέσων υπολογίζεται στη βάση της έννοιας του γενικευμένου κόστους των μεταφορών και περιλαμβάνει:

- Το κόστος του οχήματος.
- Το κόστος των καυσίμων.
- Το κόστος συντήρησης του οχήματος.

- Το κόστος του χρόνου, δεδομένου ότι για την κάλυψη μιας συγκεκριμένης διαδρομής η χρήση εναλλακτικών μεταφορικών μέσων συνεπάγεται διαφορετικές χρονικές απαιτήσεις.

Ο **κλάδος της γεωργίας** διακρίνεται σε δύο βασικούς υπο-κλάδους (θερμοκήπια και γεωργικά μηχανήματα), κάθε ένας από τους οποίους περιλαμβάνει διάφορες ενεργειακές χρήσεις (θέρμανση, άντληση, κλπ.), ενώ οι ενεργειακές ανάγκες μπορεί να ικανοποιηθούν μέσω εναλλακτικών ενεργειακών τεχνολογιών και καυσίμων. Η ανάπτυξη του γεωργικού κλάδου καθορίζεται στη βάση της ζήτησης για ωφέλιμη ενέργεια η οποία προσδιορίζεται εξωγενώς ως συνάρτηση της συνολικής Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας του κλάδου αλλά και δεικτών εκβιομηχάνισης της αγροτικής παραγωγής.



Σχήμα 3-3: Απλοποιημένη δομή του δικτύου των αστικών επιβατικών μεταφορών στο ENPEP/Balance.

Ο **κλάδος των υπηρεσιών** διακρίνεται περαιτέρω στους υπο-κλάδους των γραφείων, του εμπορίου, των ξενοδοχείων και των δημοσίων υπηρεσιών. Σε επίπεδο υπο-κλάδου το ενεργειακό δίκτυο περιλαμβάνει μια σειρά από ενεργειακές χρήσεις (θέρμανση χώρων, φωτισμός, ψύξη, κλπ.) για κάθε μία από τις οποίες η ζήτηση ενέργειας είναι δυνατόν να ικανοποιείται μέσω εναλλακτικών τεχνολογιών και καυσίμων. Το κτιριακό απόθεμα διακρίνεται σε δύο βασικές κατηγορίες: (α) όλα τα κτίρια που κατασκευάστηκαν μετά το 1979 (χρονολογία που ξεκίνησε η εφαρμογή του Κανονισμού Θερμομόνωσης) θεωρούνται ότι διαθέτουν μόνωση, ενώ (β) τα παλαιότερα του 1979 κτίρια θεωρούνται ως μη μονωμένα, έχουν όμως την τεχνολογική δυνατότητα εισαγωγής κάποιου είδους μόνωσης στο μέλλον.

Η ανάπτυξη του ενεργειακού δικτύου του κλάδου των υπηρεσιών έγινε κατά τέτοιο τρόπο ώστε να αναπαρίστανται ταυτόχρονα:

- Η ευρεία δέσμη υφιστάμενων ενεργειακών χρήσεων.
- Οι πολλαπλές δυνατότητες ως προς τη χρήση εναλλακτικών τεχνολογιών και καυσίμων, συμπεριλαμβανομένων των ανανεώσιμων ενεργειακών πόρων.
- Η δυνατότητα ικανοποίησης μέρους των αναγκών του κλάδου μέσω της συμπαραγωγής ή/και των δικτύων τηλεθέρμανσης.

- Οι δυνατότητες εξοικονόμησης ενέργειας.
- Οι υφιστάμενοι περιορισμοί εξαιτίας της δομής και της τεχνολογικής κατάστασης του κλάδου.

Η ανάπτυξη του κλάδου των υπηρεσιών καθορίζεται στη βάση της ζήτησης ωφέλιμης ενέργειας, η οποία προσδιορίζεται εξωγενώς ως συνάρτηση της συνολικής Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας ή της απασχόλησης ανά υπο-κλάδο και δεικτών βελτίωσης των υποδομών στον τομέα των υπηρεσιών.

Ο **κλάδος των κατοικιών** διακρίνει δύο βασικούς τύπους νοικοκυριών με κριτήριο το αν χρησιμοποιούν σύστημα κεντρικής θέρμανσης. Εκτός από τη θέρμανση χώρων, όλες οι άλλες ενεργειακές χρήσεις (ζεστό νερό, μαγείρεμα, κλιματισμός, κλπ.) αντιμετωπίζονται με τον ίδιο τρόπο ανεξαρτήτως του τύπου του νοικοκυριού. Όπως και στην περίπτωση του κλάδου των υπηρεσιών, το κτιριακό απόθεμα διακρίνεται σε δύο βασικές κατηγορίες θεωρώντας ως μονωμένα όλα τα κτίρια που κατασκευάστηκαν μετά το 1979 και ως μη μονωμένα τα παλαιότερα (με τη δυνατότητα πάντως εφαρμογής παρεμβάσεων μόνωσης). Η λογική ανάπτυξης του ενεργειακού δικτύου στο ENPEP/Balance είναι ανάλογη με αυτή του κλάδου των υπηρεσιών, ενώ η ανάπτυξη του κλάδου καθορίζεται στη βάση της ζήτησης ωφέλιμης ενέργειας και του βαθμού διείσδυσης ηλεκτρικών συσκευών, που προσδιορίζονται εξωγενώς ως συνάρτηση του αριθμού των νοικοκυριών, της ιδιωτικής κατανάλωσης και της οικονομικής ανάπτυξης.

Τα βασικό πλεονέκτημα της προσέγγισης αυτής είναι ότι επιτρέπει τη διερεύνηση των αλληλεπιδράσεων ανάμεσα στους τομείς του ενεργειακού συστήματος. Ο προσδιορισμός του σημείου ισορροπίας με βάση τους μηχανισμούς της αγοράς σε συνδυασμό με τη λεπτομερή τεχνική περιγραφή των ενεργειακών τομέων και χρήσεων κάνει δυνατή τη ρεαλιστική απεικόνιση του ενεργειακού συστήματος, καθώς και τη μοντελοποίηση των διαφόρων εργαλείων πολιτικής. Ωστόσο, θα πρέπει να σημειωθεί, ότι η λύση που επιτυγχάνεται κάθε φορά είναι στενά συνδεδεμένη με το επίπεδο λεπτομέρειας του απεικονιζόμενου στο εργαλείο ενεργειακού δικτύου.

4. ΒΑΣΙΚΕΣ ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

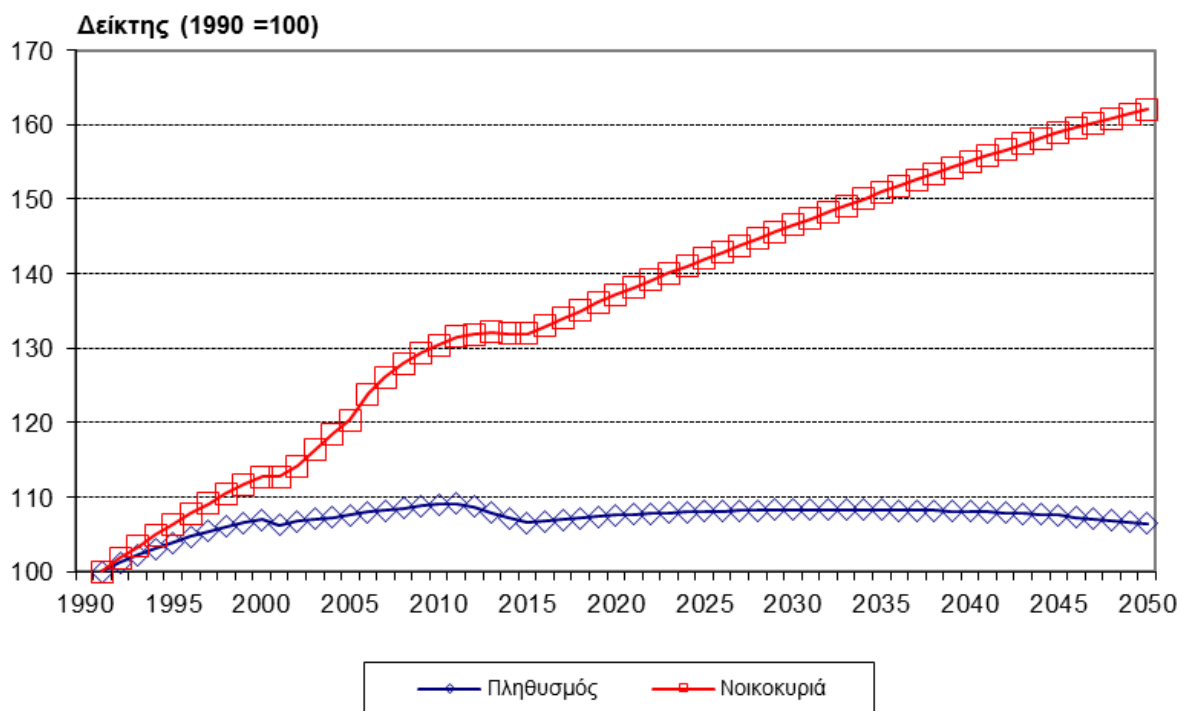
Στο κεφάλαιο αυτό συνοψίζονται οι βασικές παραδοχές που υιοθετούνται στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης για τη διαμόρφωση τόσο του Σεναρίου Αναμενόμενης Εξέλιξης (BaU) του ελληνικού ενεργειακού συστήματος όσο και των υπολοίπων σεναρίων πολιτικής που εξετάζονται. Το BaU προσδιορίζει τη μελλοντική ανάπτυξη του ελληνικού ενεργειακού συστήματος υπό τις υφιστάμενες πολιτικές και συμπεριφορές των καταναλωτών, καθώς και υπό τις διαφαινόμενες μελλοντικές τάσεις. Τα σενάρια πολιτικής ενσωματώνουν πρόσθετες πολιτικές που επηρεάζουν την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος, και εξειδικεύονται στο Κεφάλαιο 5. Οι παραδοχές που παρουσιάζονται στη συνέχεια αφορούν όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, εκτός και αν αναφέρεται διαφορετικά.

4.1. Δημογραφικά χαρακτηριστικά

Οι βασικές παραδοχές ως προς την εξέλιξη του πληθυσμού, έχουν ληφθεί από την ΕΣΥΕ και παρουσιάζονται αναλυτικά στον **Πίνακα 4-1** και στο **Σχήμα 4-1**. Ως προς το μέσο μέγεθος νοικοκυριού θεωρείται ότι θα συνεχισθούν οι τάσεις της δεκαετίας 2001-2011 και με βάση την εκτίμηση αυτή υπολογίζεται ο αριθμός των νοικοκυριών.

Πίνακας 4-1: Εξέλιξη πληθυσμού και αριθμού νοικοκυριών στην Ελλάδα.

	Πληθυσμός	Μέσο μέγεθος νοικοκυριού	Νοικοκυριά
2000	10.903.757	3.09	3.533.292
2005	10.969.912	2.91	3.769.217
2010	11.119.289	2.72	4.086.180
2015	10.858.018	2.63	4.133.453
2020	10.964.916	2.55	4.298.995
2025	11.018.069	2.48	4.449.040
2030	11.041.194	2.40	4.591.727
2035	11.040.445	2.33	4.728.744
2040	11.018.034	2.27	4.860.294
2045	10.962.879	2.20	4.980.607
2050	10.853.021	2.14	5.078.173



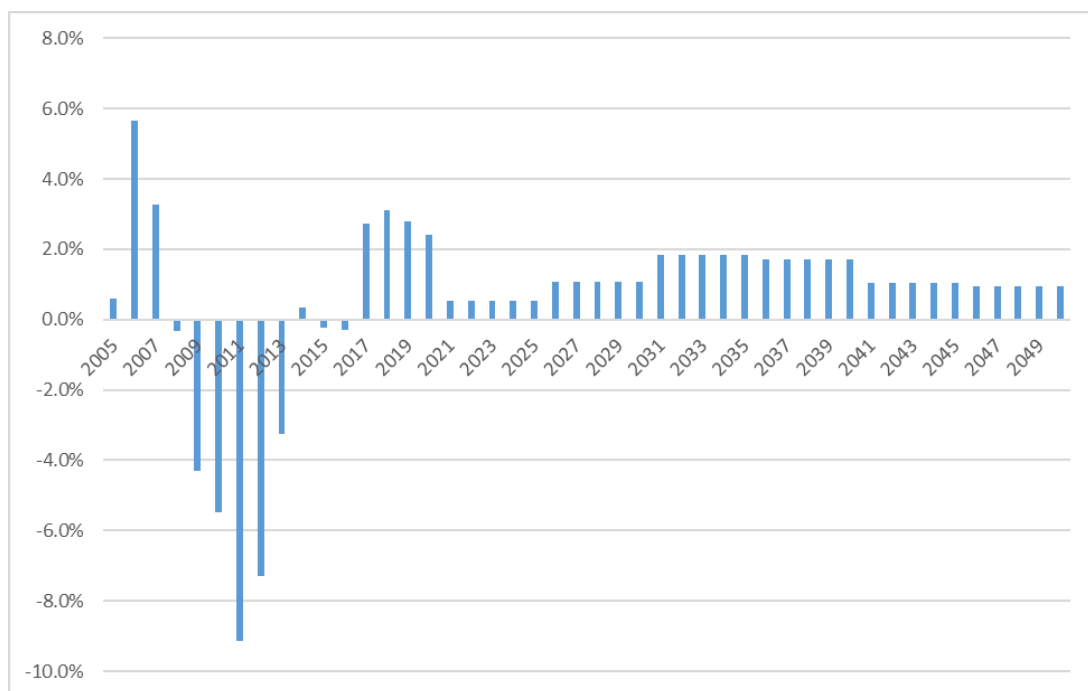
Σχήμα 4-1: Δείκτες δημογραφικής εξέλιξης στην Ελλάδα κατά την περίοδο 1990-2050.

4.2. Μακροοικονομικά μεγέθη

Η εξέλιξη της ζήτησης ενέργειας ενός συστήματος εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό από την αναπτυξιακή πορεία των τομέων οικονομικής δραστηριότητας που καλύπτει, αλλά και από τον τρόπο που η ανάπτυξη αυτή διαχέεται στον πληθυσμό και τις συνεπαγόμενες επιπτώσεις στο επίπεδο διαβίωσής του. Έτσι, στο πλαίσιο των σεναρίων που διαμορφώνονται για την παρούσα ανάλυση λαμβάνονται υπόψη, στο βαθμό που είναι διαθέσιμα, προβλέψεις εξέλιξης της οικονομικής δραστηριότητας από επίσημους φορείς όπως η ελληνική Κυβέρνηση, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, ή το Διεθνές Νομισματικό Ταμείο. Συγκεκριμένα, η πρόβλεψη της εξέλιξης του ΑΕΠ βασίζεται στις ακόλουθες πηγές:

- Προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την περίοδο 2016-2018 (οικονομική βάση δεδομένων AMECO).
- Προβλέψεις του Διεθνούς Νομισματικού Ταμείου για την περίοδο 2019-2020.
- Προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την Ελλάδα που περιέχονται στην Έκθεση “EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050”, για την περίοδο 2021-2050.

Στο Σχήμα 4-2 φαίνεται η εξέλιξη του ΑΕΠ της ελληνικής οικονομίας για όλη την περίοδο 2015-2050. Η Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία (ΑΠΑ) και η Καταναλωτική Δαπάνη θεωρούμε ότι ακολουθούν ανάλογες τάσεις και παρουσιάζονται στον Πίνακα 4-2.



Σχήμα 4-2: Εξέλιξη του ΑΕΠ της ελληνικής οικονομίας την περίοδο 2005-2050.

Πίνακας 4-2: Εξέλιξη βασικών οικονομικών δεικτών στα εξεταζόμενα ενεργειακά σενάρια.

	ΑΕΠ (δισεκ. € ₂₀₁₀)	Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία (δισεκ.€ ₂₀₁₀)	Ιδιωτική Κατανάλωση (δισεκ. € ₂₀₁₀)	Μέσος ετήσιος ρυθμός μεταβολής ΑΕΠ προηγούμενης 5ετίας (%)
2015	184,5	164,9	127,1	
2020	205,1	182,4	137,2	2,1%
2025	210,6	187,3	140,9	0,5%
2030	222,2	197,6	148,6	1,1%
2035	243,5	216,5	162,9	1,9%
2040	264,9	235,6	177,2	1,7%
2045	279,2	248,2	186,7	1,1%
2050	292,8	260,4	195,9	1,0%

Ως προς τη διάρθρωση της ελληνικής οικονομίας θεωρούμε:

- Τα μερίδια στην ΑΠΑ βασικών κλάδων της οικονομίας όπως γεωργία, μεταποίηση, κατασκευές, υπηρεσίες εξελίσσονται καθ' όλη την περίοδο 2015-2050 με βάση τις προβλέψεις που περιλαμβάνονται στην Έκθεση "EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050" (Πίνακας 4-3).
- Στην τσιμεντοβιομηχανία: η παραγωγή κλίνκερ από τα ιστορικά υψηλά των 12.442 kt του 2005 έπεσε στους 4.569 kt το 2011, για να διαμορφωθεί στα επίπεδα των 7.234 kt το 2014. Θεωρούμε ότι η παραγωγή βαθμιαία θα αυξηθεί περαιτέρω φθάνοντας τους 10.000 kt το 2030 και τους 12.500 kt το 2050.
- Στην κεραμοποιία, η οποία τη δεκαετία 2005-2014 γνώρισε πτώση της οικονομικής δραστηριότητας κατά 95%, θεωρούμε ότι θα υπάρξει σχετική ανάκαμψη, φθάνοντας το 2050 περίπου στο 50% της μέγιστης παραγωγής που είχε επιτευχθεί το 2005.

- Στις βιομηχανίες αλουμινίου, σιδηρονικελίου και διυλιστηρίων, θεωρείται ότι η παραγωγή καθόλη την περίοδο μελέτης διαμορφώνεται στα επίπεδα του 2014, έτος που η παραγωγική ικανότητα των υφιστάμενων εγκαταστάσεων αξιοποιήθηκε σε πολύ μεγάλο ποσοστό.
- Στη χαλυβουργία η παραγωγή χάλυβα έφθασε τους 2.555 kt το 2007 για να διαμορφωθεί στους 1.022 kt το 2014. Θεωρούμε ότι στον χρονικό ορίζοντα του 2030 θα έχει φθάσει στους 1.500 kt και το 2050 στους 2.000 kt.
- Οι λοιποί κλάδοι ακολουθούν τις γενικές τάσεις ανάπτυξης της οικονομίας.

Πίνακας 4-3: Εξέλιξη Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας βασικών κλάδων της οικονομίας στα εξεταζόμενα ενεργειακά σενάρια (σε εκατ. €2010).

	Γραφεία	Εμπόριο	Δημόσιος τομέας	Ξενοδοχεία	Γεωργία	Βιομηχανία
2015	72630	15187	34536	11209	6658	18592
2020	79176	23619	32629	12219	6110	17619
2025	82131	24514	33222	12675	5936	17969
2030	87522	26136	34749	13507	5907	18827
2035	96558	28950	37774	14901	6139	20440
2040	105728	31824	40752	16316	6313	22025
2045	112283	33908	42136	17328	6243	23110
2050	118694	35958	43353	18317	6119	24137

4.3. Τιμές / Φορολογία καυσίμων

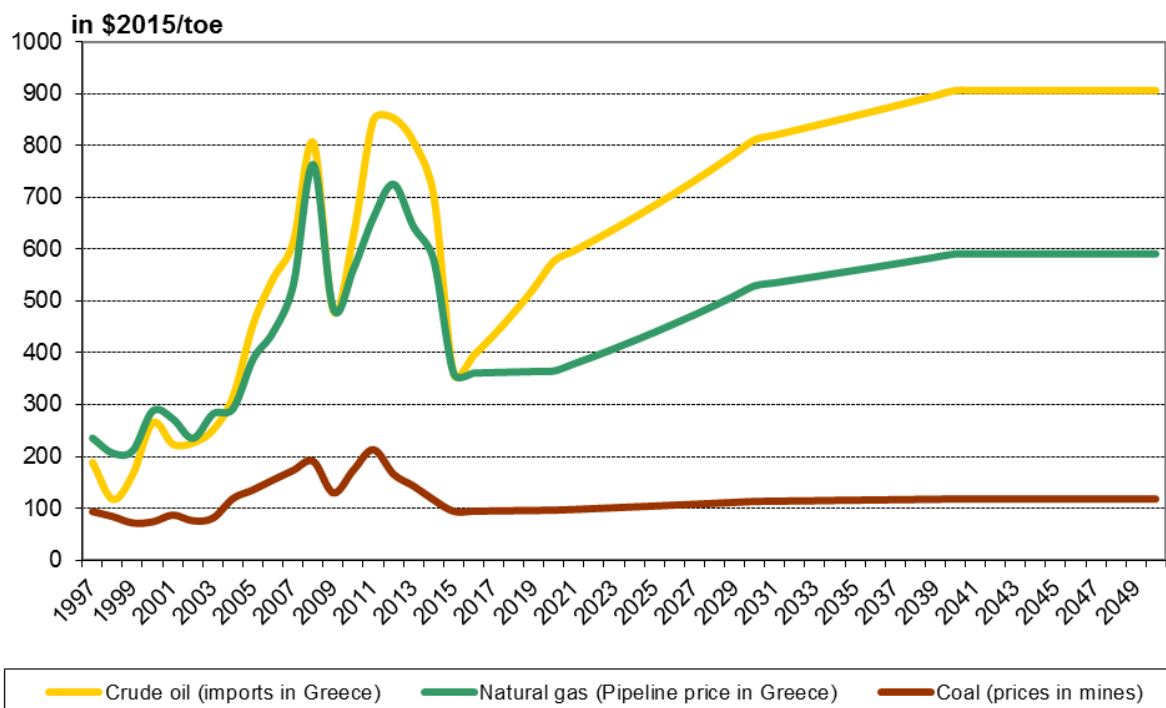
Το επίπεδο των ενεργειακών τιμών επηρεάζει τόσο τη μελλοντική συνολική ενεργειακή ζήτηση του ενεργειακού συστήματος, όσο και τα μερίδια των διαφόρων ενεργειακών πόρων/τεχνολογιών στην κάλυψη της ζήτησης αυτής. Και οι δύο αυτοί παράγοντες επιδρούν με τη σειρά τους στο επίπεδο των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που προέρχονται από τον ενεργειακό τομέα. Η πρόβλεψη της εξέλιξης των τιμών των καυσίμων σε μέσο- ή μακρο-πρόθεσμο ορίζοντα παρουσιάζει σημαντικά μεθοδολογικά προβλήματα και αβεβαιότητες και εξαρτάται από τις συνθήκες στις διεθνείς αγορές πετρελαίου, φυσικού αερίου και άνθρακα καθώς και από την εθνική τιμολογιακή πολιτική που ακολουθείται.

Τονίζεται ότι στο πλαίσιο της ανάλυσης ενεργειακών συστημάτων δεν ενδιαφέρει τόσο η διακύμανση των τιμών ενέργειας σε βραχυχρόνιο ορίζοντα, η οποία μπορεί να είναι ιδιαίτερα σημαντική και εξαιρετικά αβέβαιη, αλλά κυρίως οι μακροχρόνιες τάσεις που καθορίζονται από τη συνολική ζήτηση και προσφορά ενέργειας. Οι μακροχρόνιες άλλωστε τάσεις όσον αφορά στη διακύμανση των τιμών, είναι αυτές που τελικά οδηγούν τους καταναλωτές αλλά και τους συμμετέχοντες της ενεργειακής αγοράς σε συγκεκριμένες αποφάσεις ανάληψης πρωτοβουλιών εξοικονόμησης ενέργειας, επενδύσεων, κλπ.

Για τις ανάγκες λοιπόν της παρούσας ανάλυσης χρησιμοποιήθηκαν οι διεθνείς τιμές των καυσίμων που προέρχονται από το σενάριο New Policies Scenario του “World Energy Outlook, 2016 Edition”, το οποίο δημοσιεύτηκε από τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (IEA). Οι τιμές παρουσιάζονται στον Πίνακα 4-4. Η έκθεση παρουσιάζει τιμές ενεργειακών προϊόντων έως το 2040. Θεωρούμε ότι και τη δεκαετία 2040-2050 σταθεροποιούνται στα επίπεδα του 2040. Επίσης στο Σχήμα 4-3 παρουσιάζεται η διακύμανση των τιμών των ενεργειακών προϊόντων στην Ελλάδα πριν την επιβολή φορολογίας προς τους τελικούς καταναλωτές.

Πίνακας 4-4: Διεθνείς τιμές καυσίμων²⁵

		2015	2020	2030	2040	2050
Άνθρακας	\$ ₂₀₁₅ /ton	62	63	74	77	77
Φυσικό Αέριο	\$ ₂₀₁₅ /MBtu	7.0	7.1	10.3	11.5	11.5
Αργό Πετρέλαιο	\$ ₂₀₁₅ /bbl	49.3	79	111	124	124



Σχήμα 4-3: Εξέλιξη τιμών ενεργειακών προϊόντων στην Ελλάδα.

Ακόμη, θεωρήθηκε ότι τα βασικά χαρακτηριστικά της υφιστάμενης (2015) φορολογικής πολιτικής για τα καύσιμα, δεν πρόκειται να μεταβληθούν και δεν θα υπάρξει επιβολή φόρου άνθρακα στις τιμές των καυσίμων κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης χρονικής περιόδου. Όμως, οι κλάδοι που συμμετέχουν στο σύστημα εμπορίας ρύπων θα αντιμετωπίζουν ένα επιπλέον κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, που θα είναι μεγαλύτερο για τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής (δεδομένου ότι από το 2013 ο τομέας αυτός δεν λαμβάνει δωρεάν δικαιώματα εκπομπών) και σχετικά μικρότερο για τους λοιπούς κλάδους που εμπίπτουν στο σύστημα της εμπορίας, δεδομένου ότι μέρος των απαιτούμενων δικαιωμάτων θα το λαμβάνουν δωρεάν. Για την υπόλοιπη διάρκεια της 3^{ης} φάσης του ΕΣΣΕΔΕ (2013-2020) χρησιμοποιήθηκε ο μέσος όρος των εκτιμήσεων 8 διαφορετικών αναλυτών²⁶. Συγκεκριμένα για το 2018, προβλέπεται τιμή 10,55 €/t και για το 2019, 7,12 €/t. Για το 2020 δεν υπάρχει εκτίμηση σε αυτή την ανάλυση.

Για την 4η φάση του ΕΣΣΕΔΕ (2021-2030) θεωρήθηκε ότι η τιμή των δικαιωμάτων θα ανέλθει στα επίπεδα των 25 €₂₀₁₅/t CO₂ σύμφωνα με την πρόβλεψη της Ευρωπαϊκής Επιτροπής κατά την κατάθεση της πρότασής της για την αναθεώρηση της οδηγίας 2003/87/ΕΚ (15 Ιουλίου 2015), η οποία ακολούθησε την απόφαση για τη δημιουργία του Market Stability Reserve και την αύξηση του γραμμικού συντελεστή μείωσης (linear reduction factor) στο 2,2%²⁷. Συγκεκριμένα, η

²⁵ World Energy Outlook, 2016 Edition, International Energy Agency

²⁶ Reuters. 12.1.2016. « Analysts cut EU CO2 price forecasts on lower coal, higher gas use», <http://uk.reuters.com/article/eu-carbon-idUKL8N14V3JF20160112>

²⁷ Α) Μάιος 2015: Άτυπη συμφωνία ΕΚ (ENVI) και Συμβουλίου Υπουργών <http://goo.gl/ovzX5n>

Β) Ιούλιος 2015: Επικύρωση συμφωνίας Ευρωπαϊκού Συμβουλίου και ΕΚ από την ολομέλεια του ΕΚ <http://www.europarl.europa.eu/news/en/news-room/content/20150703IPR73913/html/Parliament-adopts-CO2-market-stability-reserve>

Ευρωπαϊκή Επιτροπή στις ερωταπαντήσεις²⁸ εκτιμά ότι η πώληση των 400 εκ. δικαιωμάτων που θα έχει το ταμείο καινοτομίας (innovation fund) θα αποφέρει κεφάλαια ύψους 10 δις €, γεγονός που σημαίνει ότι η Επιτροπή εκτιμά ότι τη δεκαετία 2021-2030 η μέση τιμή του δικαιώματος CO₂ θα είναι 25 €/t. Η εκτίμηση αυτή της ΕΕ είναι συνεπής και με την πρόβλεψη του Point Carbon Thompson Reuters για τιμή του δικαιώματος CO₂ στα επίπεδα των 30 €/t το 2030²⁹. Τέλος, το position paper της Eurelectric³⁰, δίνει ακόμη υψηλότερες εκτιμήσεις για τις τιμές των δικαιωμάτων κατά την 4^η φάση του ΕΣΣΕΔΕ.

Με βάση τα παραπάνω, οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών την περίοδο 2021-2030 αναμένεται να κυμανθούν μεταξύ 15 και 35 €/t CO₂, ενώ ως βασική τιμή της ανάλυσης μας λαμβάνεται η τιμή των 25 €/t CO₂. Για την περίοδο μετά το 2030 κάνουμε τη μετριοπαθή παραδοχή ότι οι τιμές των δικαιωμάτων θα διαμορφωθούν στα επίπεδα των 30 και 40 €/t CO₂ τις περιόδους 2031-2040 και 2041-2050 αντίστοιχα. Σημειώνεται ότι οι προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής που υιοθετούνται στο πλέον πρόσφατο ενεργειακό σενάριο αναφοράς που εκδόθηκε³¹ είναι σημαντικά υψηλότερες την περίοδο μετά το 2030. Συγκεκριμένα, στο σενάριο αυτό οι τιμές δικαιωμάτων εκπομπών διαμορφώνονται στα επίπεδα των 15 €/t CO₂ το 2020, 22,5 €/t CO₂ το 2025, 33,5 €/t CO₂ το 2030, 42 €/t CO₂ το 2035, 50 €/t CO₂ το 2040, 69 €/t CO₂ το 2045 και 88 €/t CO₂ το 2050. Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης πραγματοποιήθηκε και ανάλυση ευαισθησίας ως προς το οικονομικό κόστος των εξεταζόμενων ενεργειακών σεναρίων, χρησιμοποιώντας τις προβλέψεις αυτές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να τονισθεί ότι η ελαστικότητα της ζήτησης ενέργειας στους διάφορους τομείς κατανάλωσης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος ως προς τις διεθνείς τιμές πετρελαίου/φυσικού αερίου είναι μικρή, και επομένως δεν αναμένονται παρά σχετικά μικρές διαφοροποιήσεις στην ενεργειακή κατανάλωση και στις συνολικές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου ακόμη και από σημαντικές βραχυχρόνιες διακυμάνσεις στις τιμές των εν λόγω καυσίμων. Αντίθετα, οι συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μεταβάλλονται σημαντικά στην περίπτωση που οι διακυμάνσεις των τιμών οδηγούν σε μεταβολή της σχέσης οικονομικότητας μεταξύ πετρελαίου/φυσικού αερίου και στερεών καυσίμων (π.χ. με την επιβολή περιβαλλοντικού φόρου, ή τη διαμόρφωση υψηλών τιμών δικαιωμάτων εκπομπών).

4.4. Επιτόκιο προεξόφλησης

Το χρησιμοποιούμενο επιτόκιο προεξόφλησης για την αξιολόγηση των εναλλακτικών ενεργειακών τεχνολογιών, διαφοροποιείται στη βάση των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών των αποφασιζόντων που δραστηριοποιούνται στους υπό θεώρηση ενεργειακούς τομείς. Συγκεκριμένα, στον οικιακό τομέα οι καταναλωτές συνήθως προτιμούν επενδύσεις με μικρή περίοδο αποπληρωμής και γι' αυτό υιοθετήθηκε επιτόκιο προεξόφλησης σημαντικά υψηλότερο του προσδοκώμενου στην τραπεζική αγορά, της τάξης του 14%. Από την άλλη, οι βιομηχανίες, εταιρείες κοινής ωφέλειας, διυλιστήρια, κλπ., σχεδιάζουν συνήθως την επενδυτική τους πολιτική σε μακροπρόθεσμη βάση και γι' αυτό ένα επιτόκιο προεξόφλησης της τάξης του 6% θεωρήθηκε το πλέον κατάλληλο. Τέλος, στον τριτογενή τομέα που κατά τεκμήριο δραστηριοποιούνται μικρότερου μεγέθους επιχειρήσεις, υιοθετήθηκε ένα ενδιάμεσο επιτόκιο προεξόφλησης ίσο με 9%.

4.5. Διασυνδέσεις

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα διασυνδέεται με αυτά της Τουρκίας, της Αλβανίας, των Σκοπίων, της Ιταλίας, και της Βουλγαρίας, επιτρέποντας τις εισαγωγές και εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη φορτίων με σχετικά χαμηλότερο κόστος αλλά και τη διάθεση περίσσειας παραγωγής. Μακροπρόθεσμα σχεδιάζεται η περαιτέρω ενίσχυση των διασυνδέσεων της χώρας, κυρίως με το σύστημα της Βουλγαρίας³². Οι ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας που διακινούνται μέσω των διασυνδέσεων εξαρτώνται, τόσο από τη εγχώρια ζήτηση, διαθεσιμότητα παραγωγικών

²⁸ FleishmanHillard. 2015. «Reforming the EU Emissions Trading System. Outcomes & Analysis». <http://goo.gl/W8cLsg> σελίδα 6

²⁹ <http://goo.gl/EUoZxw>

³⁰ http://www.eurelectric.org/media/295167/20161130_recommendation_to_strengthen_eu_ets-2016-030-0608-01-e.pdf

³¹ EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050

³² South-East Europe Electricity Roadmap (SEERMAP), Παρουσίαση αποτελεσμάτων προγράμματος, Βελιγράδι Μάιος 2017.

μονάδων και κόστος ηλεκτροπαραγωγής, όσο και από τα αντίστοιχα μεγέθη στα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα. Μέχρι σήμερα η Ελλάδα κατά βάση παραμένει καθарός εισαγωγέας ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάλυση διαφόρων σεναρίων στο πλαίσιο του Έργου SEERMAP³³ κατέδειξε ότι μακροπρόθεσμα η Ελλάδα μπορεί να παραμείνει καθарός εισαγωγέας ηλεκτρισμού αλλά και να μετατραπεί υπό προϋποθέσεις σε καθарό εξαγωγέα. Δεδομένου ότι η διαμόρφωση τέτοιων σεναρίων απαιτεί την αναλυτική μοντελοποίηση όλων των διασυνδεδεμένων ηλεκτρικών συστημάτων, στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης και για όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν θεωρήθηκε ότι η Ελλάδα παραμένει καθарός εισαγωγέας ηλεκτρικής ενέργειας, και οι καθарές εισαγωγές λαμβάνονται στα επίπεδα των 1800 GWh/έτος, το οποίο είναι αρκετά χαμηλότερο σε σχέση με τις καθарές εισαγωγές των προηγούμενων ετών. Η επιλογή αυτή έγινε προκειμένου να μελετηθεί η εξέλιξη του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος υπό συνθήκες αυτοδύναμης κάλυψης της εγχώριας ζήτησης, ενώ οι μικρές ποσότητες εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται ότι θα χρησιμοποιηθούν για μικρά διαστήματα «ειδικών συνθηκών» όπου είτε η ζήτηση θα είναι εξαιρετικά μεγάλη (π.χ. έντονος καύσωνας) είτε δεν θα είναι διαθέσιμο (π.χ. λόγω βλάβης) μέρος του παραγωγικού δυναμικού του συστήματος.

Όσον αφορά το εγχώριο ηλεκτρικό σύστημα, θεωρήθηκε ότι την δεκαετία 2020-2030 θα πραγματοποιηθούν και θα ολοκληρωθούν μια σειρά έργων υποδομής που στόχο θα έχουν τη διασύνδεση περιοχών της νησιωτικής Ελλάδας με το ηλεκτρικό σύστημα της ηπειρωτικής χώρας. Έτσι, στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης και για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια θεωρείται ότι ολοκληρώνεται η διασύνδεση των Κυκλάδων και της Κρήτης. Επιπλέον, το 2030 θεωρείται ότι διασυνδέονται και τα περισσότερα μεγάλα νησιά του Ανατολικού Αιγαίου και των Δωδεκανήσων. Πετρελαϊκές μονάδες θα διαθέτουν κάποια απομακρυσμένα νησιά που δεν θα διασυνδεθούν, ενώ σε εφεδρεία θεωρείται ότι θα παραμείνουν κάποιοι υφιστάμενοι σταθμοί μεγάλων νησιών (Λέσβος, Σάμος, Ρόδος) προκειμένου να καλύψουν έκτακτα γεγονότα.

4.6. Ειδικές παραδοχές για τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα είναι ιδιαίτερα κρίσιμος για την επίτευξη των στόχων μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα και αναμένεται να αποτελέσει πεδίο ευρύτερου μετασχηματισμού τις επόμενες δεκαετίες. Είναι επομένως ιδιαίτερα χρήσιμο να τονισθούν ορισμένες παραδοχές που έγιναν στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης.

4.6.1. Κόστος τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής

Στους Πίνακες 4-5 και 4-6 παρουσιάζονται βασικές συνιστώσες του κόστους για μονάδες ΑΠΕ και σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα. Οι παραδοχές αυτές έχουν χρησιμοποιηθεί σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια για την διαμόρφωση των ενεργειακών ισοζυγίων και την εκτίμηση του ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής. Θα πρέπει βέβαια να τονισθεί ότι η εκτίμηση του ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής από τεχνολογίες με ορυκτά καύσιμα επηρεάζεται από την διαχρονική εξέλιξη των τιμών καυσίμων και δικαιωμάτων εκπομπών που έχει υιοθετηθεί στα διάφορα σενάρια. Επίσης, δεδομένου ότι αρκετές τεχνολογίες ΑΠΕ έχουν μικρότερο σχετικά χρόνο ζωής σε σχέση με συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, για τον υπολογισμό του συνολικού ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος θεωρούμε ότι αυτές αντικαθίστανται μετά από ένα εύλογο χρονικό διάστημα 5-10 ετών μετά το πέρας του ονομαστικού χρόνου ζωής τους.

Πίνακας 4-5: Παραδοχές για τον υπολογισμό του κόστους ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ³⁴

³³ South-East Europe Electricity Roadmap (SEERMAP), Παρουσίαση αποτελεσμάτων προγράμματος, Βελιγράδι Μάιος 2017.

³⁴ Οι βασικές συνιστώσες κόστους έχουν ληφθεί από την Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης, την Έκθεση WWF 2015: «Καθարές εναλλακτικές στην Πτολεμαΐδα V», και το κόστος των φωτοβολταϊκών από την έκθεση International Energy Agency 2014: Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy.

	Τυπική εγκατάσταση (MW)	Κόστος επένδυσης (€ ₂₀₁₅ /kW)	Κόστος OM (% επί του κόστους επένδυσης)	Load Factor	Έτη Ζωής
Αιολικό πάρκο ΔΣ	30	1350	0.036	0.245	20
Αιολικό πάρκο νησιών	10	1550	0.04	0.3	20
Αιολικό πάρκο θαλάσσιο	100	3000	0.025	0.38	20
PV 500 kW	0.5	2015:1450 2030:1000 2050: 850	0.025	0.165	20
PV στέγες	0.01	2015:1595 2030:1100 2050: 935	0.005	0.15	25
Υδροηλεκτρικά μικρά	5	2300	0.033	0.37	20
Γεωθερμία	20	4000	0.055	0.9	20
Ηλιοθερμικά χωρίς αποθήκευση	20	3800	0.025	0.2	25
Ηλιοθερμικά με αποθήκευση	30	5300	0.025	0.36	25
Βιομάζα	3	3000	0.28	0.8	20
Αέρια από ΧΥΤΑ	5	2300	0.16	0.75	20
Βιαέριο οργανικά υπολείμματα	5	2900	0.38	0.85	20

Πίνακας 4-6: Παραδοχές για τον υπολογισμό του κόστους ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής.

	Τυπική εγκατάσταση (MW)	Κόστος επένδυσης (€ ₂₀₁₅ /kW)	Απόδοση (%)	Κόστος FOM (€ ₂₀₁₅ /MW h)	Κόστος VOM (€ ₂₀₁₅ /MW h)	Κόστος καυσίμου (€ ₂₀₁₅ /GJ)	Load factor	Έτη Ζωής
Φυσικό αέριο, CCGT	450	880 ^a	55%	2.283	2	7.5 ^c	0.46	30
Λιγνίτης (τυπική μονάδα)	300	1584 ^a	33%	3.425 ^b	2	2.69 ^d	0.75	40
Πτολεμαίδα V	660	2106	41,5	3.425 ^b	2	2.69 ^d	0.75	40

^a Ecofys report 2014 for DG Energy Annex 4, pp. 21

^b DIW datadoc, pp. 40, subcritical

^c Ecofys report 2014 for DG Energy Annex 4, pp. 7

^d Understanding Lignite Generation Costs in Europe, Booz&Co

^e Συμπεριλαμβάνεται κόστος δικαιωμάτων εκπομπών 6 €₂₀₁₅/t CO₂.

4.6.2. Εντάξεις και αποσύρσεις μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Στην παρούσα φάση λειτουργούν στην Ελλάδα 6 Ατμοηλεκτρικοί Σταθμοί (ΑΗΣ) λιγνίτη, 2 στο νομό Κοζάνης (ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου, ΑΗΣ Καρδιάς), 2 στον νομό Φλώρινας (ΑΗΣ Αμυνταίου, ΑΗΣ Μελίτης) και 2 στον νομό Αρκαδίας (ΑΗΣ Μεγαλόπολης ΙΙΙ, ΑΗΣ Μεγαλόπολης ΙV). Από 1/1/2016 οι ΑΗΣ Καρδιάς και Αμυνταίου εντάχθηκαν σε καθεστώς παρρέκκλησης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας σύμφωνα με το άρθρο 33(1) της οδηγίας βιομηχανικών εκπομπών. Παρά τις προσπάθειες της ΔΕΗ και της κυβέρνησης να υπαχθούν στο άρθρο 33(4) που θα τους έδινε επιπλέον ώρες λειτουργίας, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή διαπίστωσε ότι κανένας από τους 2 ΑΗΣ δεν πληροί τις απαραίτητες προϋποθέσεις. Ως αποτέλεσμα, και οι 2 ΑΗΣ θα λειτουργήσουν έως 17.500 ώρες την δεκάετη 2016-2023 (σημαντικά λιγότερο σε σχέση με τις ώρες που λειτουργούσαν ως το 2015). Συνεπώς στο ΒαU θεωρήθηκε ότι και οι 2 ΑΗΣ έχουν τον συγκεκριμένο περιορισμό στις ώρες λειτουργίας και αποσύρονται το 2023³⁵. Επίσης, στο σενάριο αυτό και σε συμφωνία με τη μελέτη επάρκειας του ΑΔΜΗΕ θεωρείται ότι ο ΑΗΣ Μεγαλόπολης ΙΙΙ αποσύρεται το 2025, όπως επίσης και ο ΑΗΣ Μεγαλόπολης ΙV. Τέλος, οι 4 παλαιότερες από τις 5 μονάδες του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου θεωρείται ότι θα αποσυρθούν το 2030 λόγω παλαιότητας καθώς τότε θα

³⁵ Σημειώνεται ότι η παραδοχή αυτή είναι μετριοπαθής, καθώς άλλες μελέτες (ΚΑΠΕ, μελέτη επάρκειας ΑΔΜΗΕ) θεωρούν ότι η απόσυρση των 2 αυτών ΑΗΣ θα λάβει χώρα νωρίτερα (2019-2020).

συμπληρώνουν 45 χρόνια ζωής. Έτσι από τις υφιστάμενες σήμερα λιγνιτικές μονάδες θεωρείται ότι μετά το 2030 θα εξακολουθούν να λειτουργούν μόνο οι 2 νεώτερες, δηλαδή η Μελίτη I και ο Αγ. Δημήτριος V. Οι παραπάνω παραδοχές σχετικά με τον χρονισμό απόσυρσης συνοψίζονται στον **Πίνακα 4-7**, ενώ διαφοροποιήσεις ως προς τον εν λόγω προγραμματισμό που περιλαμβάνονται στα άλλα εξεταζόμενα σενάρια, αναφέρονται κατά την παρουσίαση αυτών των σεναρίων στο Κεφάλαιο 5.

Πίνακας 4-7: Παραδοχές σχετικά με το χρονισμό απόσυρσης μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο BaU.

Μονάδα	Αποδιδόμενη ισχύς (MW)	Χρησιμοποιούμενο καύσιμο	Έτος απόσυρσης μονάδων
Λαύριο II	287	Μαζούτ	2015
Καρδιά I	275	Λιγνίτης	2023
Καρδιά II	275	Λιγνίτης	2023
Καρδιά III	280	Λιγνίτης	2023
Καρδιά IV	280	Λιγνίτης	2023
Αμύνταιο I	273	Λιγνίτης	2023
Αμύνταιο II	273	Λιγνίτης	2023
Μεγαλόπολη III	255	Λιγνίτης	2025
Μεγαλόπολη IV	256	Λιγνίτης	2025
Αγ. Δημήτριος I	274	Λιγνίτης	2030
Αγ. Δημήτριος II	274	Λιγνίτης	2030
Αγ. Δημήτριος III	283	Λιγνίτης	2030
Αγ. Δημήτριος IV	283	Λιγνίτης	2030

Καθώς την τελευταία δεκαετία πραγματοποιήθηκαν σημαντικές επενδύσεις σε μονάδες φυσικού αερίου, στον **Πίνακα 4-8** συνοψίζονται οι μονάδες φυσικού αερίου που θα είναι διαθέσιμες στο ηλεκτρικό σύστημα τα επόμενα χρόνια. Πέρα από τις μονάδες αυτές και τις υφιστάμενες λιγνιτικές (η διαθεσιμότητα των οποίων την περίοδο μελέτης καθορίζεται με βάση το πρόγραμμα αποσύρσεων που παρουσιάστηκε στον Πίνακα 4-7), το βασικό σενάριο που χρησιμοποιείται στο πλαίσιο αυτής της μελέτης (BaU) για το διασυνδεδεμένο σύστημα περιλαμβάνει και τη λιγνιτική μονάδα Πτολεμαΐδα V (καθαρής ισχύος 600 MW και συνολικής 660 MW), η οποία θεωρείται ότι θα ενταχθεί στο ηλεκτρικό σύστημα το 2021. Σε άλλα σενάρια που παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 5 εξετάζεται τόσο η ένταξη και άλλης λιγνιτικής μονάδας (Μελίτη II) όσο και η μη ένταξη κάποιας νέας λιγνιτικής μονάδας.

Πίνακας 4-8: Γνωστές μονάδες φυσικού αερίου διαθέσιμες στο σύστημα για την περίοδο μετά το 2015.

Μονάδα	Αποδιδόμενη Ισχύς MW	Έτος ένταξης	Τεχνολογία
Λαύριο IV	550		Συνδυασμένος κύκλος
ΑΗΣ Κομοτηνής	476		Συνδυασμένος κύκλος
Ήρων I, II, III	3x49=147	2004	Αεριοστρόβιλοι
Λαύριο V	378	2005	Συνδυασμένος κύκλος
Ενεργειακή Θεσσαλονίκης	389	2006	Συνδυασμένος κύκλος
Αλουμίνιο	334	2008	Συνδυασμένος κύκλος / Συμπαγωγή
Ήρων II Βοιωτίας	422	2010	Συνδυασμένος κύκλος
Protergia CC	433	2011	Συνδυασμένος κύκλος

Elpedison Θίσβη	410	2011	Συνδυασμένος κύκλος
Korinthos Power	433	2012	Συνδυασμένος κύκλος
ΑΗΣ Αλιβέρι V	416	2013	Συνδυασμένος κύκλος
Μεγαλόπολη V	800	2015	Συνδυασμένος κύκλος

4.6.3. Κάλυψη αναγκών αποθήκευσης ενέργειας

Τόσο στο BaU όσο και στα υπόλοιπα εξεταζόμενα σενάρια προβλέπεται η εγκατάσταση σημαντικού αριθμού νέων αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων. Η μεγάλης κλίμακας αξιοποίηση στοχαστικών ΑΠΕ δημιουργεί πρόσθετες απαιτήσεις αποθήκευσης ενέργειας προκειμένου να εξασφαλιστεί η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης θεωρείται ότι οι απαιτήσεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να καλυφθούν μέσω ένταξης στο σύστημα αντλητικών υδροηλεκτρικών συστημάτων. Συγκεκριμένα, για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια υιοθετήθηκαν οι ακόλουθες παραδοχές:

- Σύμφωνα με διάφορες λεπτομερείς προσομοιώσεις, όπως για παράδειγμα αυτή που έγινε από το ΚΑΠΕ και παρουσιάστηκε στη Βουλή των Ελλήνων στις 22/11/2016, το υφιστάμενο ηλεκτρικό σύστημα μπορεί να διαχειριστεί ικανοποιητικά διείσδυση στοχαστικών ΑΠΕ μέχρι τα επίπεδα των 8 GW.
- Για διείσδυση ΑΠΕ πάνω από τα επίπεδα αυτά, για κάθε πρόσθετο GW στοχαστικών ΑΠΕ θεωρείται ότι θα πρέπει να εντάσσονται στο σύστημα περίπου 0,25 GW αντλητικών υδροηλεκτρικών μονάδων³⁶.
- Υπάρχουν σημαντικά περιθώρια μετατροπής υφιστάμενων υδροηλεκτρικών μονάδων σε αντλητικά συγκροτήματα. Σύμφωνα με μελέτη του ΕΜΠ³⁷ μπορούν να μετατραπούν υφιστάμενες υδροηλεκτρικές μονάδες σε αντλητικές με τις ακόλουθες τιμές κόστους:
 - 400 MW με 520 €/kW
 - 1410 MW με 725 €/kW
 - 275 MW με 885 €/kW

Λόγω του σχετικά χαμηλού κόστους θεωρούμε ότι οι μετατροπές αυτές γίνονται κατά προτεραιότητα σε όλα τα σενάρια που η διείσδυση στοχαστικών ΑΠΕ απαιτεί την εγκατάσταση πρόσθετων συστημάτων αποθήκευσης.

- Αν οι μετατροπές αυτές δεν αρκούν σε κάποια σενάρια να καλύψουν τις ανάγκες αποθήκευσης από τη διείσδυση των στοχαστικών ΑΠΕ, τότε θεωρείται ότι κατασκευάζονται νέα αντλητικά υδροηλεκτρικά έργα με κόστος 2300 €/kW³⁸.

4.6.4. Αναβαθμίσεις υφιστάμενων λιγνιτικών σταθμών

Από 1/1/2016 βρίσκονται σε ισχύ τα όρια εκπομπών διοξειδίου του θείου (SO₂), οξειδίων του αζώτου (NO_x) και σωματιδίων (PM) της οδηγίας βιομηχανικών εκπομπών (2010/75/ΕΕ) τα οποία συνοψίζονται στη δεύτερη και τρίτη στήλη του **Πίνακα 4.9**. Στον **Πίνακα 4.10** παρουσιάζονται οι πραγματικές εκπομπές των 6 λιγνιτικών ΑΗΣ της ΔΕΗ την τελευταία τριετία 2012-2014 για την οποία υπάρχουν πλήρη δεδομένα, με βάση τα επίσημα στοιχεία του ΥΠΕΝ, ενώ για την υπό κατασκευή Πτολεμαΐδα V, παρουσιάζονται οι προδιαγραφές που περιέχονται στη σχετική Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων.

³⁶ Σε αυτά τα επίπεδα απαιτούμενων αντλητικών οδηγεί για παράδειγμα η εργασία των Caralis G, Papantonis D and Zervos A (2012), The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16. Αντίστοιχα λίγο μικρότερες απαιτήσεις 0,2 GW αντλητικών ανά 1 GW στοχαστικών ΑΠΕ δίνει η προσομείωση που έγινε από το ΚΑΠΕ και παρουσιάστηκε στη Βουλή των Ελλήνων στις 22/11/2016.

³⁷ Στεφανάκος Ι. Π. (2012). Δυνατότητες κατασκευής έργων αποταμίευσης μέσω άντλησης σε περιοχές της Ηπειρωτικής Ελλάδας, Ερευνητικό Πρόγραμμα 62/2423 ΠΑΕ.

³⁸ http://2050-calculator-tool-wiki.decc.gov.uk/cost_categories/60

Πίνακας 4.9: Τα όρια εκπομπών για τις λιγνιτικές μονάδες της ΔΕΗ σύμφωνα με την οδηγία βιομηχανικών εκπομπών (2010/75/ΕΕ)

Ρύπος	Όρια Εκπομπών (mg/Nm ³)			
	Οδηγία Βιομηχανικών Εκπομπών 2010/75/ΕΕ		Νέο LCP BREF	
	Υφιστάμενοι ΑΗΣ	Νέοι ΑΗΣ	Υφιστάμενοι ΑΗΣ	Νέοι ΑΗΣ
Διοξείδιο του θείου (SO ₂)	200	150	130	75
Οξείδια του αζώτου (NO _x)	200	200	150	85
Σωματίδια (PM)	20	10	8-12	5

Πίνακας 4.10: Οι πραγματικές εκπομπές των λιγνιτικών ΑΗΣ στην Ελλάδα κατά την τριετία 2012-2014

ΑΗΣ	Εκπομπές SO ₂ (mg/Nm ³)				Εκπομπές NO _x (mg/Nm ³)				Εκπομπές PM (mg/Nm ³)			
	2012	2013	2014	M.O.	2012	2013	2014	M.O.	2012	2013	2014	M.O.
Καρδιά Ι	244,0	75,0	115,0	144,7	326,0	320,0	288,0	311,3	313,0	253,0	309,0	291,7
Καρδιά ΙΙ	283,0	65,0	185,0	177,7	284,0	331,0	280,0	298,3	290,0	421,0	225,0	312,0
Καρδιά ΙΙΙ	305,0	175,0	244,0	241,3	339,0	336,0	301,0	325,3	34,0	76,0	49,0	53,0
Καρδιά ΙV	374,0	158,0	170,0	234,0	344,0	360,0	287,0	330,3	37,0	66,0	50,0	51,0
Αμύνταιο Ι+ΙΙ	1144	575,0	1255,0	991,3	192,5	194,5	229,5	205,5	25,1	26,8	68,8	40,2
Αγ. Δημ. Ι+ΙΙ	414,9	444,2	313,9	390,8	394,5	333,3	348,3	358,7	20,5	11,7	26,9	19,7
Αγ. Δημ. ΙΙΙ+ΙV	635,6	639,0	360,9	545,1	383,8	348,6	361,2	364,5	7,9	6,2	9,2	7,8
Αγ. Δημ. V	777,5	984,5	512,1	758,0	322,3	315,3	302,8	313,5	18,9	16,9	29,3	21,7
Μελίτη Ι	108,0	90,5	121,6	106,7	143,0	167,7	118,0	142,9	4,3	2,9	2,0	3,1
Μεγαλόπολη ΙΙΙ	279,0	151,0	223,9	217,7	130,0	114,0	137,0	127,0	4,0	5,2	2,6	3,9
Μεγαλόπολη ΙV	269	237	194,9	258,3	269	186	172,3	209,1	13,5	9,6	10,1	11,1
Πτολεμαΐδα V				150				200				10

Όπως προαναφέρθηκε, η ΔΕΗ αποφάσισε την υπαγωγή των 6 μονάδων των ΑΗΣ Καρδιάς και Αμυνταίου στην εξαίρεση του άρθρου 33 της οδηγίας σύμφωνα με την οποία οι σταθμοί μπορούν να εκπέμπουν περισσότερο από αυτά τα όρια, με την προϋπόθεση όμως ότι θα λειτουργούν λιγότερο για μια περιορισμένη διάρκεια 8 ετών, πριν αποσυρθούν οριστικά.

Επίσης, η ΔΕΗ συμπεριέλαβε τις υπόλοιπες 8 λιγνιτικές της μονάδες (ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου, Μελίτη Ι, Μεγαλόπολη ΙΙΙ και Μεγαλόπολη ΙV) στο άρθρο 32 της οδηγίας, σύμφωνα με το οποίο, οι εν λόγω λιγνιτικές μονάδες λαμβάνουν παράταση συμμόρφωσης με τα όρια εκπομπών της Οδηγίας ως τον Ιούνιο του 2020, με την προϋπόθεση ότι θα κάνουν όλες τις απαραίτητες αναβαθμίσεις που θα εξασφαλίσουν τη σταδιακή μείωση των εκπομπών. Το σχετικό χρονοδιάγραμμα αναφέρεται αναλυτικά στο λεγόμενο «Μεταβατικό Εθνικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών» (ΜΕΣΜΕ) που ενσωματώθηκε στην εθνική νομοθεσία με τη μορφή κοινής υπουργικής απόφασης³⁹. Ήδη εμφανίζονται σημαντικές καθυστερήσεις στην τήρησή του.

Επιπλέον, στις 28/4/2017 και με τη σύμφωνη γνώμη της Ελλάδας αποφασίστηκε σε επίπεδο ΕΕν η υιοθέτηση του νέου εγχειριδίου Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνικών (LCP BREF) το οποίο θέτει νέα, αυστηρότερα όρια εκπομπών για τους 3 ρύπους (βλ. τέταρτη και πέμπτη στήλη του Πίνακα 4.9), θεσπίζοντας επίσης και διακριτό όριο για τον υδράργυρο (Hg). Σύμφωνα με την Οδηγία Βιομηχανικών Εκπομπών, όλες οι μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης, είναι υποχρεωμένες να συμμορφωθούν με αυτά τα νέα όρια, εντός 4 ετών. Συνεπώς, όλες οι ελληνικές λιγνιτικές μονάδες που θα βρίσκονται σε λειτουργία το 2021, θα πρέπει να πραγματοποιήσουν αναβαθμίσεις οι οποίες θα διασφαλίζουν ότι οι εκπομπές τους θα βρίσκονται κάτω από τα όρια του Πίνακα 4.9 (στήλες 4 και 5). Σημειώνεται ότι οι προδιαγραφές της νέας, υπό κατασκευή, λιγνιτικής μονάδας της ΔΕΗ, «Πτολεμαΐδα V» βρίσκονται επίσης εκτός των ορίων του νέου BREF. Επομένως και η

³⁹ ΦΕΚ Β'1793. 2015

νέα μονάδα της ΔΕΗ θα αναγκαστεί να προχωρήσει σε αναβαθμίσεις πριν καν ξεκινήσει τη λειτουργία της.

Συγκρίνοντας τα δεδομένα εκπομπών του **Πίνακα 4.10** με τα ανώτατα επιτρεπτά όρια του νέου LCP BREF, διαπιστώνεται ότι ο ΑΗΣ Αμυνταίου βρίσκεται κατά μέσο όρο περισσότερο από 7,5 φορές πάνω από το νέο όριο εκπομπών SO₂ για υφιστάμενες μονάδες και 13 φορές πάνω από το αντίστοιχο για νέες μονάδες, ενώ οι τρεις καμινάδες του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου μεταξύ 3 και 6 φορές πιο ψηλά από τα όρια του νέου BREF για υφιστάμενες μονάδες. Επίσης, οι δύο μονάδες του ΑΗΣ Καρδιάς εκπέμπουν περίπου 30 φορές περισσότερα σωματίδια από το νέο όριο για υφιστάμενες μονάδες και περίπου 60 φορές πάνω από το αντίστοιχο όριο για νέες μονάδες. Τέλος, οι ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου και Καρδιάς εκπέμπουν παραπάνω από 2 φορές περισσότερο NO_x από το όριο του LCP BREF για υφιστάμενες μονάδες. Είναι απαραίτητο να διευκρινιστεί ότι σε περίπτωση που αποφασιστεί η παράταση της λειτουργίας είτε του ΑΗΣ Καρδιάς, είτε του ΑΗΣ Αμυνταίου και μετά την εξάντληση των 17.500 ωρών λειτουργίας που τους αναλογούν, τότε θα πρέπει να εισέλθουν στο σύστημα ως νέες μονάδες, δηλαδή να συμμορφωθούν με τα ακόμα αυστηρότερα όρια του LCP BREF για νέες μονάδες.

Λαμβάνοντας υπόψη τα πραγματικά επίπεδα εκπομπών της τελευταίας τριετίας, την απόστασή τους από τα επιθυμητά όρια του νέου LCP BREF, και τις τιμές κόστους των απαιτούμενων αναβαθμίσεων που αναφέρονται στην πρόσφατη σχετική Έκθεση της DNV GL-Energy⁴⁰, επιλέχθηκε η τεχνολογία των έργων αναβάθμισης για κάθε ρύπο, καθώς και οι αντίστοιχες τιμές κόστους εγκατάστασης και λειτουργίας για καθένα από τους υφιστάμενους ΑΗΣ συμπεριλαμβανομένης της Πτολεμαΐδας V. Υπογραμμίζεται ότι σε κάθε περίπτωση επιλεγόταν η τεχνολογία ελάχιστου κόστους η οποία δεν ήταν απαραίτητα η Βέλτιστη Διαθέσιμη Τεχνική σύμφωνα με το LCP BREF. Έτσι για παράδειγμα, ενώ σύμφωνα με το LCP BREF Βέλτιστη Διαθέσιμη Τεχνική για τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του θείου σε μεγάλες μονάδες καύσης που επιπροσθέτως εκπέμπουν και μεγάλες ποσότητες βαρέων μετάλλων, είναι η υγρή αποθείωση, εντούτοις στις περιπτώσεις των ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου I-II και Αγ. Δημητρίου III-IV επιλέχθηκε η αναβάθμιση της ξηρής αποθείωσης καθώς αυτή χαρακτηρίζεται από σημαντικά χαμηλότερο κόστος. Συγκεκριμένα, αναβαθμίσεις θα πρέπει να υλοποιηθούν στους παρακάτω λιγνιτικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής:

Σταθμός Αγ. Δημητρίου

Σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια οι μονάδες Αγ. Δημητρίου I-IV αποσύρονται το 2030, ενώ η μονάδα Αγ. Δημητρίου V λειτουργεί και πέρα από αυτόν τον χρονικό ορίζοντα. Η συνέχιση της λειτουργίας των εν λόγω μονάδων θα απαιτήσει:

- Μείωση των εκπομπών NO_x σε επίπεδα κάτω των 175 mg/Nm³. Για τη μείωση των εκπομπών σε τέτοια επίπεδα θα πρέπει να εγκατασταθεί και στις 3 καμινάδες του σταθμού τεχνολογία Επιλεκτικής Μη Καταλυτικής Απονίτρωσης (SNCR), η αποδοτικότητα του οποίου φθάνει το 60%, το κόστος επένδυσης τα 50 €/kW, ενώ το ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτιμήθηκε σε περίπου 7,2% του κόστους επένδυσης.
- Μείωση των εκπομπών SO₂ σε επίπεδα κάτω των 130 mg/Nm³. Για την επίτευξη του στόχου αυτού, στις 2 καμινάδες των μονάδων Αγ. Δημητρίου I-IV θα πρέπει να αναβαθμιστεί το υφιστάμενο σύστημα ξηρής αποθείωσης ώστε η αποδοτικότητά του να φθάσει το 80%. Το κόστος επένδυσης εκτιμάται στα 40 €/kW, ενώ το ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτιμήθηκε σε περίπου 7,3-8,7% του κόστους επένδυσης. Για τον Αγ. Δημήτριο V θα πρέπει να εγκατασταθεί σύστημα υγρής αποθείωσης η αποδοτικότητά του οποίου φθάνει το 98%, το κόστος επένδυσης τα 350 €/kW, ενώ το ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτιμήθηκε σε περίπου 4,9% του κόστους επένδυσης.
- Μείωση των εκπομπών σκόνης σε επίπεδα κάτω των 12 mg/Nm³ για τις μονάδες Αγ. Δημητρίου I, II, V και κάτω των 8 mg/Nm³ για τις μονάδες III και IV. Θα απαιτηθεί η αναβάθμιση των υφιστάμενων ηλεκτροστατικών φίλτρων στις μονάδες I-II και V, κόστους επένδυσης 15 €/kW, και ετήσιου λειτουργικού κόστους της τάξης του 4% του κόστους επένδυσης.

⁴⁰ DNV GL-Energy (2016). Hard Coal/Lignite fired power plants in EU28: Fact-based scenario to meet commitments under the LCP BREF, European Climate Foundation.

Σταθμός Αμυνταίου

Για τα σενάρια που προβλέπουν επέκταση της λειτουργίας του λιγνιτικού σταθμού Αμυνταίου και μετά την εξάντληση των 17.500 ωρών λειτουργίας του, λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθες επεμβάσεις:

- Εγκατάσταση συστήματος SNCR για τη μείωση των εκπομπών NO_x κάτω από τα επίπεδα των 85 mg/Nm³. Το κόστος επένδυσης υπολογίζεται στα 50 €/kW, ενώ το ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτιμήθηκε σε περίπου 5,8% του κόστους επένδυσης.
- Εγκατάσταση συστήματος υγρής αποθείωσης για τη μείωση των εκπομπών SO₂ με κόστος ανάλογο της μονάδας Αγ. Δημητρίου V.
- Εγκατάσταση ηλεκτροστατικών φίλτρων για τη μείωση των εκπομπών σκόνης, με κόστος 75 €/kW και ετήσιο λειτουργικό κόστος 4% του κόστους επένδυσης.

Μεγαλόπολη IV

Τέλος, η λειτουργία της μονάδας Μεγαλόπολη IV πέρα του 2025 σε κάποια σενάρια θα απαιτήσει:

- Εγκατάσταση συστήματος SNCR για τη μείωση των εκπομπών NO_x στα επίπεδα των 175 mg/Nm³. Το κόστος επένδυσης υπολογίζεται στα 50 €/kW, ενώ το ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτιμήθηκε σε περίπου 6,3% του κόστους επένδυσης.
- Αναβάθμιση του συστήματος υγρής αποθείωσης για τη μείωση των εκπομπών SO₂ στα επίπεδα των 130 mg/Nm³ με κόστος επένδυσης της τάξης των 70 €/kW και ετήσιο λειτουργικό κόστος στα επίπεδα του 4,9% του κόστους επένδυσης.

Πτολεμαΐδα V

Παρά το γεγονός ότι οι προδιαγραφές της Πτολεμαΐδας V συμμορφώνονται με τα όρια της Οδηγίας Βιομηχανικών Εκπομπών για νέες μονάδες, απέχουν σημαντικά από τα αντίστοιχα όρια του νέου BREF. Για τη συμμόρφωση με αυτό και με την υπόθεση ότι η Πτολεμαΐδα V θα εκπέμπει ακριβώς σύμφωνα με τις προδιαγραφές της, θα απαιτηθούν οι παρακάτω αναβαθμίσεις:

- Εγκατάσταση συστήματος SNCR για τη μείωση των εκπομπών NO_x στα 85 mg/Nm³. Το κόστος επένδυσης υπολογίζεται στα 50 €/kW, ενώ το ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτιμήθηκε σε περίπου 5,6% του κόστους επένδυσης.
- Αναβάθμιση του συστήματος υγρής αποθείωσης για τη μείωση των εκπομπών SO₂ στα 75 mg/Nm³ με κόστος επένδυσης της τάξης των 70 €/kW και ετήσιο λειτουργικό κόστος στα επίπεδα του 4,6% του κόστους επένδυσης.
- Αναβάθμιση των ηλεκτροστατικών φίλτρων κόστους επένδυσης 15 €/kW, και ετήσιου λειτουργικού κόστους της τάξης του 4% του κόστους επένδυσης.

4.7. Παραδοχές για την εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης

Η εκτίμηση της εξέλιξης της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στο εξεταζόμενο ενεργειακό σύστημα είναι αποτέλεσμα του ενεργειακού μοντέλου που χρησιμοποιείται, και υπολογίζεται σε τομεακό επίπεδο λαμβάνοντας υπόψη το οικονομικό σενάριο που υιοθετείται, τις τιμές των καυσίμων που διαμορφώνονται στην αγορά ενέργειας, το κόστος των διαφόρων εναλλακτικών τεχνολογιών, και τις εφαρμοζόμενες οικονομικές και κανονιστικές πολιτικές ανά τομέα. Η ελληνική οικονομία έχει διανύσει την τελευταία δεκαετία μια παρατεταμένη περίοδο μείωσης της οικονομικής δραστηριότητας και περιορισμού των εισοδημάτων. Αυτό είχε σαν αποτέλεσμα σημαντικές αλλαγές στην ενεργειακή συμπεριφορά των νοικοκυριών και των επιχειρήσεων. Ευρύτερες πληθυσμιακές ομάδες υποφέρουν από ενεργειακή φτώχεια με αποτέλεσμα σε μεγάλο ποσοστό κτιρίων κατοικίας να μην επιτυγχάνονται οι κατάλληλες συνθήκες θερμικής άνεσης. Στο οικονομικό σενάριο που υιοθετήθηκε, θεωρείται μια ήπια οικονομική ανάκαμψη της ελληνικής οικονομίας. Η εξέλιξη αυτή θα έχει ως συνέπεια μια σταδιακή και σε βάθος χρόνου βελτίωση των οικονομικών των νοικοκυριών και των επιδόσεων των επιχειρήσεων. Καθώς η εφαρμογή μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας απαιτεί, σε αρκετές περιπτώσεις, τη δέσμευση

κεφαλαίων για την υλοποίησή τους, ζητούμενο αποτελεί σε ποιο βαθμό οι τελικοί καταναλωτές θα έχουν την οικονομική δυνατότητα να προχωρήσουν σε τέτοιες επεμβάσεις, αλλά και σε ποιο ποσοστό η υλοποίησή τους θα έχει τελικά αντίκτυπο στη μείωση των ενεργειακών καταναλώσεων ή θα συμβάλλουν μέσω της μείωσης του ενεργειακού κόστους απλά στην βελτίωση κάλυψης των ενεργειακών αναγκών (rebound effect).

Τα ενεργειακά σενάρια που διαμορφώθηκαν στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης διακρίνονται σε δύο ομάδες ως προς τις πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας που υιοθετούν. Στην πρώτη ομάδα, στην οποία συμπεριλαμβάνεται και το BaU ενσωματώνονται πολιτικές και μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης, οι οποίες όμως έχουν σχετικά μικρό κόστος επένδυσης και μπορούν να υλοποιηθούν σε περιόδους με περιορισμούς εισοδημάτων. Σε αυτά κυρίως συμπεριλαμβάνονται:

- Διείσδυση αποδοτικότερων συσκευών στα κτίρια κατοικίας και στις επιχειρήσεις του τριτογενή.
- Προώθηση λαμπτήρων και φωτιστικών χαμηλής ενεργειακής κατανάλωσης.
- Προώθηση ηλιακών συστημάτων για θέρμανση νερού.
- Προώθηση αποδοτικότερων κλιματιστικών συστημάτων και συστημάτων θέρμανσης με βάση την ηλεκτρική ενέργεια.
- Περιορισμός της παραδοσιακής βιομάζας για θέρμανση χώρων.
- Εκσυγχρονισμός του στόλου οχημάτων.
- Ηλεκτροκίνηση σιδηροδρόμου.
- Προώθηση των βιοκαυσίμων.
- Παρεμβάσεις νοικοκυρέματος στη βιομηχανία και προώθησης ΑΠΕ όπως η βιομάζα και η ηλιακή ενέργεια.

Στην δεύτερη ομάδα σεναρίων (EE και LPO), εφαρμόζονται πιο φιλόδοξες πολιτικές (οικονομικές και κανονιστικές) για την προώθηση προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας. Έτσι, οι παραπάνω παρεμβάσεις υιοθετούνται από μεγαλύτερο ποσοστό των τελικών καταναλωτών ανά τομέα, ταυτόχρονα όμως προωθούνται και μέτρα μεγαλύτερου κόστους όπως:

- Η ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων μέσω μόνωσης του κελύφους, εγκατάστασης διπλών/τριπλών υαλοστασίων, κλπ.
- Προώθηση της ανανέωσης των συστημάτων κεντρικής θέρμανσης.
- Προώθηση της ηλεκτροκίνησης στις μεταφορές.
- Παρεμβάσεις μεγάλης κλίμακας σε βιομηχανικές μονάδες για εξοικονόμηση ενέργειας.

Ειδικότερα δε στο σενάριο LPO υιοθετούνται ακόμη πιο φιλόδοξες πολιτικές εξοικονόμησης που έχουν να κάνουν με:

- Πιο φιλόδοξους ρυθμούς ενεργειακής αναβάθμισης του κτιριακού αποθέματος και αντικατάστασης παλαιών λεβήτων.
- Πιο φιλόδοξους στόχους προώθησης των βιοκαυσίμων.
- Παρεμβάσεις μείωσης της ενεργειακής κατανάλωσης στον αγροτικό τομέα.
- Παρεμβάσεις παραγωγικής ανασυγκρότησης και ριζικών ενεργειακών αναβαθμίσεων στη βιομηχανία.
- Φιλόδοξα προγράμματα προώθησης της βιομάζας στη βιομηχανία.

Και στις δύο ομάδες σεναρίων ζητούμενο αποτελεί σε ποιο βαθμό οι εφαρμοζόμενες παρεμβάσεις θα αποδώσουν την αναμενόμενη εξοικονόμηση ενέργειας ή οι αναμενόμενες μειώσεις των ενεργειακών καταναλώσεων θα μετριαστούν καθώς οι τελικοί καταναλωτές θα εκμεταλλευτούν τη μείωση του ενεργειακού κόστους για τη λήψη καλύτερων ενεργειακών υπηρεσιών.

5. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

5.1. Παρουσίαση σεναρίων

Στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης αναπτύχθηκαν και αξιολογήθηκαν συγκριτικά 5 βασικά ενεργειακά σενάρια, τα οποία παρουσιάζονται εν συντομία στη συνέχεια:

- *Σενάριο Αναμενόμενης Εξέλιξης (BaU)*, το οποίο προδιαγράφει μια εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος με βάση τις ήδη εφαρμοζόμενες και δρομολογημένες πολιτικές, λαμβάνοντας υπόψη την οικονομικότητα των εναλλακτικών τεχνολογιών αλλά και την απαίτηση για απόσβεση σε εύλογο χρονικό διάστημα των επενδύσεων που έχουν υλοποιηθεί ή πρόκειται να υλοποιηθούν μελλοντικά. Ειδικότερα, στη συμβατική ηλεκτροπαραγωγή το BaU περιλαμβάνει την κατασκευή της λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα V, την περιβαλλοντική αναβάθμιση των μονάδων Αγ. Δημητρίου I-IV, οι οποίες αποσύρονται το 2030, τη λειτουργία με περιορισμό 17.500 ωρών των σταθμών Καρδιάς και Αμυνταίου οι οποίοι αποσύρονται το 2023, λόγω της υπαγωγής των δύο ΑΗΣ σε καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας που εκπνέει το αργότερο το 2023 σύμφωνα με το άρθρο 33 της οδηγίας βιομηχανικών εκπομπών (2010/75/ΕΕ), και την απόσυρση των μονάδων Μεγαλόπολη III και IV το 2025.
- *Σενάριο Επέκτασης Χρήσης Λιγνίτη (LIG)*, το οποίο δίνει έμφαση στη διατήρηση σημαντικού μεριδίου του λιγνίτη στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, μέσω της κατασκευής δύο νέων λιγνιτικών μονάδων (Πτολεμαΐδα V και Μελίτη II), αλλά και της ριζικής αναβάθμισης των μονάδων Αμύνταιο I και II καθώς και της Μεγαλόπολης IV, οι οποίες λειτουργούν και μετά το 2023. Ο σταθμός Καρδιάς αποσύρεται το 2023, λόγω της υπαγωγής του σε καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας που εκπνέει το 2023 σύμφωνα με το άρθρο 33 της οδηγίας βιομηχανικών εκπομπών (2010/75/ΕΕ), ενώ οι μονάδες Αγ. Δημητρίου I-IV αναβαθμίζονται περιβαλλοντικά και λειτουργούν ως το 2030 οπότε και αποσύρονται λόγω παλαιότητας. Υπό αυτούς τους περιορισμούς η εξέλιξη του συστήματος προδιαγράφεται λαμβάνοντας υπόψη την εκτιμώμενη ζήτηση ενέργειας, την οικονομικότητα των εναλλακτικών τεχνολογιών αλλά και την απαίτηση για απόσβεση σε εύλογο χρονικό διάστημα των επενδύσεων που έχουν υλοποιηθεί ή πρόκειται να υλοποιηθούν μελλοντικά. Στους τομείς τελικής κατανάλωσης το σενάριο δεν διαφοροποιείται σε σχέση με τις εφαρμοζόμενες πολιτικές στο BaU.

Σενάριο Επέκτασης με ΑΠΕ (RES), το οποίο υιοθετεί περιορισμό του ρόλου του λιγνίτη στο ηλεκτρικό σύστημα και αναδιάρθρωση του τελευταίου με βάση την εκτιμώμενη ζήτηση και την οικονομικότητα των εναλλακτικών τεχνολογιών, περιορίζοντας ταυτόχρονα τις απαιτήσεις για απόσβεση ήδη υλοποιηθέντων επενδύσεων. Στο πλαίσιο αυτό δεν κατασκευάζεται καμία νέα λιγνιτική μονάδα, ενώ οι αποσύρσεις των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων υλοποιούνται όπως έχει προδιαγραφεί στο BaU. Επίσης, το σενάριο δεν διαφοροποιείται σε σχέση με το BaU όσον αφορά τις εφαρμοζόμενες πολιτικές στους τομείς της τελικής κατανάλωσης.

- *Σενάριο Εξοικονόμησης Ενέργειας (EE)*, το οποίο διαφοροποιείται ως προς το BaU από την υιοθέτηση πιο έντονων πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης (ηλεκτροκίνηση και εκσυγχρονισμός στόλου οχημάτων στις μεταφορές, αναβάθμιση κτιριακού αποθέματος, προώθηση αποδοτικότερου εξοπλισμού, κλπ.), ενώ για την επέκταση του ηλεκτρικού συστήματος λαμβάνεται υπόψη η οικονομικότητα των εναλλακτικών τεχνολογιών με περιορισμό απαιτήσεων για απόσβεση ήδη υλοποιηθέντων επενδύσεων.
- *Σενάριο Εξοικονόμησης Ενέργειας και Απεξάρτησης από τον Λιγνίτη (LPO)*, το οποίο διαφοροποιείται από το σενάριο EE ως προς την υιοθέτηση μιας πιο φιλόδοξης πολιτικής για τον περιορισμό του λιγνίτη στο ηλεκτρικό σύστημα, που οδηγεί στην πλήρη απεξάρτηση από το καύσιμο αυτό το 2050, αλλά και ως προς την υιοθέτηση πιο φιλόδοξων πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης.

Στον **Πίνακα 5-1** παρουσιάζονται εποπτικά οι παραδοχές που έχουν υιοθετηθεί στα διάφορα σενάρια για τη λειτουργία λιγνιτικών μονάδων. Τα αποτελέσματα των σεναρίων παρουσιάζονται

συγκριτικά στις επόμενες Ενότητες και αναλυτικά ανά σενάριο στο Παράρτημα. Επίσης κατά τη συζήτηση συγκεκριμένων ζητημάτων ενεργειακής πολιτικής παρουσιάζονται και αναλύσεις ευαισθησίας για κρίσιμες παραμέτρους του σχεδιασμού.

Πίνακας 5-1: Παραδοχές για τη λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα για τα διάφορα εξεταζόμενα σενάρια.

Μονάδα	BaU	LIG	RES	EE	LPO
Μεγαλόπολη III	Αποσύρεται το 2025				
Μεγαλόπολη IV	Αποσύρεται το 2025	Αναβαθμίζεται ριζικά	Αποσύρεται το 2025		
Πτολεμαΐδα V	Εντάσσεται το 2021		Δεν υλοποιείται	Εντάσσεται το 2021	Δεν υλοποιείται
Καρδιά I-IV	Αποσύρονται το 2023. Μέχρι τότε λειτουργούν με περιορισμό 17.500 ωρών.				
Αμύνταιο I-II	Αποσύρονται το 2023. Μέχρι τότε λειτουργούν με περιορισμό 17.500 ωρών.	Αναβαθμίζονται ριζικά και λειτουργούν και μετά το 2023	Αποσύρονται το 2023. Μέχρι τότε λειτουργούν με περιορισμό 17.500 ωρών.		
Αγ. Δημήτριος I-IV	Αναβαθμίζονται περιβαλλοντικά και αποσύρονται το 2030.				
Αγ. Δημήτριος V	Αναβαθμίζεται περιβαλλοντικά				Αναβαθμίζεται περιβαλλοντικά. Αποσύρεται το 2040
Μελίτη I	Λειτουργεί				Αποσύρεται το 2045
Μελίτη II	Δεν υλοποιείται	Εντάσσεται το 2022	Δεν υλοποιείται		

5.2. Συνολική διάθεση πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα

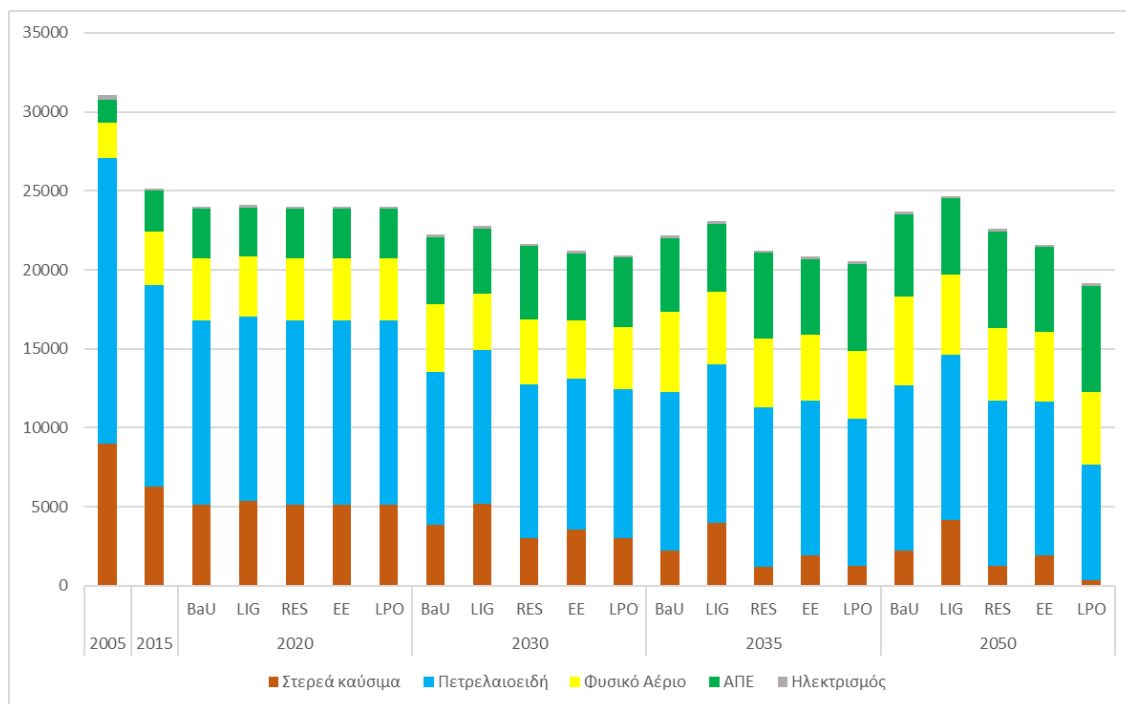
Το **Σχήμα 5-1** παρουσιάζει την εξέλιξη της διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Κατ' αρχήν φαίνεται ότι η διάθεση πρωτογενούς ενέργειας για όλη την περίοδο μέχρι το 2050 και για όλα τα σενάρια σταθεροποιείται σε επίπεδα κάτω από αυτά του 2015. Αυτό σχετίζεται τόσο με το σενάριο ήπιας οικονομικής ανάπτυξης που υιοθετείται, όσο και με την εν γένει βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας του συστήματος, με τον περιορισμό της χρήσης στερεών καυσίμων και τη διεύρυνση του μεριδίου των ΑΠΕ. Είναι χαρακτηριστικό ότι η ενεργειακή ένταση του ενεργειακού συστήματος βελτιώνεται στο BaU από 0,136 ktoe/M€₂₀₁₀ το 2015 σε 0,091 ktoe/M€₂₀₁₀ το 2035 και σε 0,081 ktoe/M€₂₀₁₀ το 2050. Στα πιο φιλόδοξα σενάρια RES, EE, και LPO η ενεργειακή ένταση το 2050 διαμορφώνεται αντίστοιχα σε 0,077, 0,074 και 0,065 ktoe/M€₂₀₁₀, ενώ ακόμη και στο σενάριο LIG φθάνει τα 0,084 ktoe/M€₂₀₁₀.

Ο περιορισμός του ρόλου των στερεών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή συμβάλλει στη συρρίκνωση του μεριδίου τους στη συνολική διάθεση πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα. Το 2035 το μερίδιο των στερεών καυσίμων διαμορφώνεται σε επίπεδα κάτω του 18% για όλα τα σενάρια, και κάτω του 10% για τα σενάρια RES, EE και LPO, ενώ το 2050 το μερίδιο των στερεών καυσίμων περιορίζεται σε κάτω του 10% στο BaU, και φθάνει στο 1,8% στο LPO.

Αντίθετα, οι ΑΠΕ αποσπούν προοδευτικά μεγαλύτερο μερίδιο στη συνολική διάθεση πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα, και πάλι κυρίως λόγω της αξιοποίησής τους στην ηλεκτροπαραγωγή. Έτσι, το 2035 το μερίδιό τους στην συνολική κατανάλωση πρωτογενούς

ενέργειας στη χώρα διαμορφώνεται στα επίπεδα του 19-27% σε όλα τα σενάρια (από 10% το 2015), και το ποσοστό αυτό φθάνει το 2050 στα επίπεδα του 35% στο σενάριο LPO, του 27% στο σενάριο RES, του 25% στο σενάριο ΕΕ, του 22% στο BaU και του 19% στο LIG.

Το μερίδιο των πετρελαιοειδών εμφανίζει αξιοσημείωτη σταθερότητα σε όλα τα σενάρια και για όλη την περίοδο μελέτης, διαμορφούμενη στα επίπεδα του 45% λόγω της αξιοποίησης των πετρελαιοειδών στους τομείς τελικής κατανάλωσης, και μόνο στο τέλος της περιόδου και στο σενάριο LPO υποχωρεί κάτω του 40%. Τέλος, ελαφρώς αυξητικό εμφανίζεται και το μερίδιο του φυσικού αερίου, το οποίο από 13,4% το 2015 φθάνει περί του 20% το 2035 (πλην του σεναρίου ΒΑU όπου το μερίδιο διαμορφώνεται στα 23%), και σε 20-24% το 2050.



Σχήμα 5-1: Εξέλιξη της συνολικής διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα με βάση τα εξεταζόμενα σενάρια (σε ktoe).

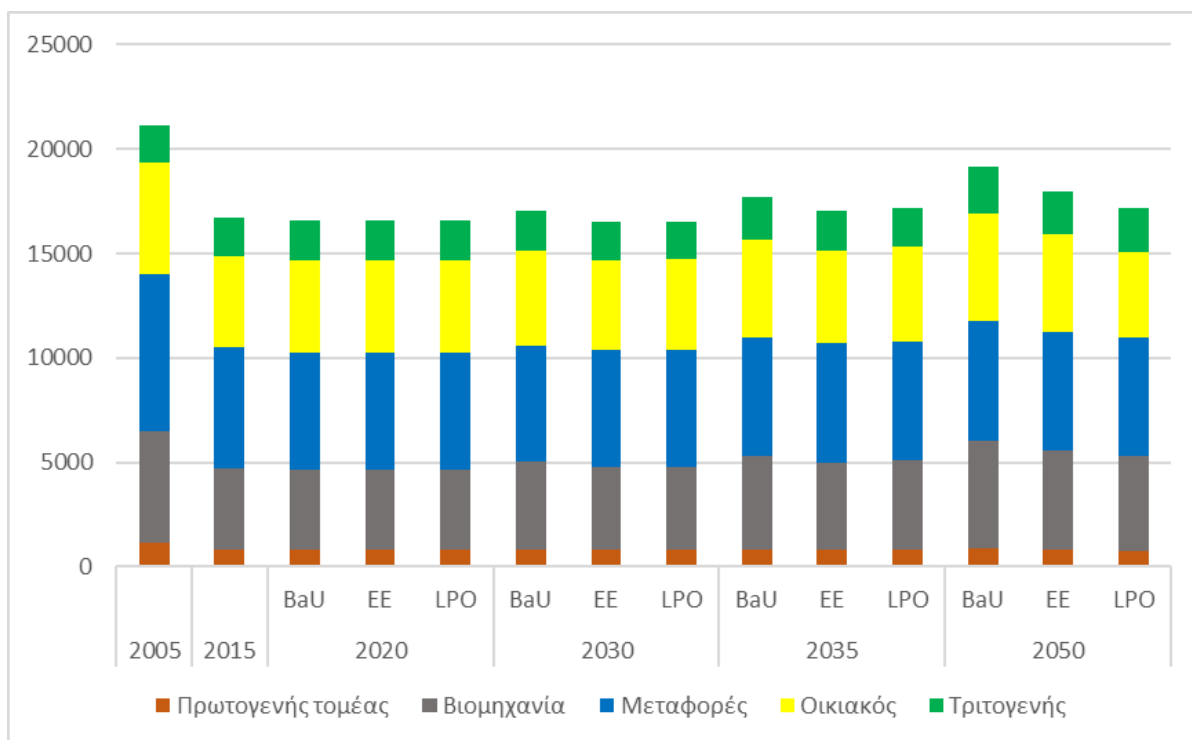
5.3. Τελική κατανάλωση ενέργειας

Η εξέλιξη της ζήτησης στους τομείς τελικής ενεργειακής κατανάλωσης αποτελεί ιδιαίτερα κρίσιμο παράγοντα για τις επιδόσεις του ενεργειακού συστήματος συνολικά, τόσο όσον αφορά τη διείσδυση των ΑΠΕ όσο και για την εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Στα Σχήματα 5-2 και 5-3 παρουσιάζεται συγκριτικά η εξέλιξη της κατανάλωσης ενέργειας στους τομείς τελικής χρήσης για τα σενάρια BaU, EE και LPO. Η τελική ζήτηση ενέργειας στα σενάρια LIG και RES παρουσιάζει πολύ μικρές αποκλίσεις σε σχέση με το BaU, δεδομένου ότι ουσιαστικά ενσωματώνουν τις ίδιες πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας.

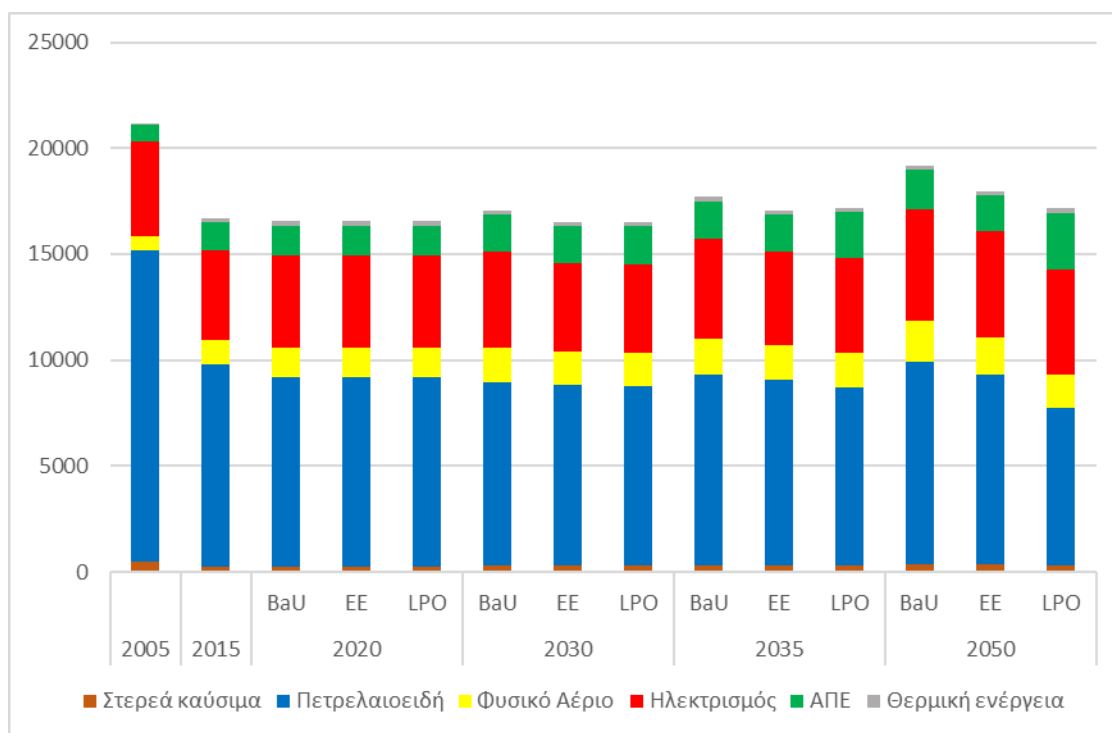
Μετά τη μεγάλη πτώση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας που σημειώθηκε την περίοδο 2008-2015 λόγω της οικονομικής κρίσης, η ζήτηση ενέργειας στο BaU παρουσιάζει ελαφρά αυξητική τάση ως απόρροια του σχετικά ήπιου σεναρίου οικονομικής ανάπτυξης που υιοθετείται. Εντούτοις, η κατανάλωση δεν φθάνει στα επίπεδα του 2005 ακόμη και το 2050. Είναι δε χαρακτηριστικό ότι ο ενδεικτικός στόχος για συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας 18,4 Mtoe το 2020 που είχε τεθεί στο πλαίσιο της οδηγίας 2012/27/ΕΕ επιτυγχάνεται σε όλα τα σενάρια. Το BaU ενσωματώνει μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας, κυρίως όσον αφορά τη διείσδυση αποδοτικότερων συσκευών, κλιματιστικών μηχανημάτων, οχημάτων κλπ., όπου οι αναγκαίες επενδύσεις από τους τελικούς καταναλωτές είναι σχετικά μικρές και επομένως μπορούν να υλοποιηθούν σε περιόδους με σχετικά περιορισμένα εισοδήματα, όπως είναι όλη η εξεταζόμενη

περίοδος. Αντίθετα, οι ρυθμοί ανανέωσης και ριζικής ενεργειακής αναβάθμισης του κτιριακού αποθέματος είναι σχετικά μικροί. Το σενάριο ΕΕ ενσωματώνει πιο φιλόδοξες πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας, περιλαμβάνει αξιοσημείωτη διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων στις μεταφορές από το 2030 και μετά (η κατανάλωση ηλεκτρισμού στις χερσαίες μεταφορές - επιβατικές και εμπορευματικές- υπερβαίνει το 6% της κατανάλωσης το 2050, ενώ το ποσοστό αυτό φτάνει το 10% στις επιβατικές χερσαίες μεταφορές), υψηλότερους ρυθμούς ενεργειακής αναβάθμισης κτιρίων, υψηλότερες ρυθμούς διείσδυσης αποδοτικών συσκευών, κλπ. Τέλος, το σενάριο LPO ενσωματώνει ακόμη πιο έντονες πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας, κυρίως όσον αφορά την ενεργειακή αναβάθμιση του υφιστάμενου κτιριακού αποθέματος, τη διείσδυση βιοκαυσίμων στις μεταφορές και βιομάζας στη βιομηχανία, την υλοποίηση εντατικών μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας στη βιομηχανία και στον αγροτικό τομέα, κλπ. Σε όλα τα σενάρια όμως, και ιδιαίτερα στα ΕΕ και LPO, η μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης λόγω μέτρων εξοικονόμησης μετριάζεται κάπως λόγω του rebound effect. Πρωτίστως η ενεργειακή αναβάθμιση των κτιρίων και δευτερευόντως η αγορά αποδοτικότερων οχημάτων, να μεν συμβάλλει στην μείωση των ενεργειακών καταναλώσεων, όμως λόγω του μικρότερου λειτουργικού κόστους αφήνουν περιθώρια στους καταναλωτές για βελτίωση των συνθηκών θέρμανσης και αύξηση του επιτελούμενου μεταφορικού έργου. Γι' αυτό εξάλλου πρωτίστως το σενάριο ΕΕ αλλά και το LPO δεν διαφοροποιούνται θεαματικά στην τελική κατανάλωση ενέργειας ως προς τα υπόλοιπα σενάρια που δεν ενσωματώνουν πολύ φιλόδοξες πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας.

Οι μεταφορές και ο οικιακός τομέας απορροφούν τις μεγαλύτερες ποσότητες καταναλισκόμενης ενέργειας σε όλη την περίοδο μελέτης στο σενάριο BaU. Στα σενάρια εξοικονόμησης (ΕΕ και LPO), προς το τέλος της περιόδου η μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης στον οικιακό τομέα είναι αρκετά μεγάλη λόγω της αναβάθμισης του κτιριακού αποθέματος, της διείσδυσης αποδοτικότερων συσκευών, κλπ. Αντίθετα, στις μεταφορές η μείωση είναι μικρότερη δεδομένου ότι οι πρόσθετες πολιτικές που ενσωματώνουν τα σενάρια αυτά εστιάζουν κυρίως στη διαφοροποίηση των καυσίμων (βιοκαύσιμα, ηλεκτροκίνηση) και όχι τόσο στον εκσυγχρονισμό του στόλου και στην αξιοποίηση των μέσων μαζικής μεταφοράς, τα οποία εφαρμόζονται εν γένει σε όλα τα σενάρια. Όσον αφορά τη βιομηχανία, η κατανάλωση ενέργειας στο BaU αυξάνει παρά την ενσωμάτωση πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας λόγω της θεωρούμενης οικονομικής ανάκαμψης. Στα σενάρια ΕΕ και LPO η αύξηση αυτή περιορίζεται αρκετά, ειδικά προς το τέλος της περιόδου με την υιοθέτηση πιο φιλόδοξων πολιτικών εξοικονόμησης. Τέλος, ο τριτογενής τομέας παρουσιάζει αύξηση της κατανάλωσης σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ως απόρροια της οικονομικής ανάκαμψης που υιοθετείται στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης.



Σχήμα 5-2: Εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης ενέργειας ανά τομέα στα σενάρια BaU, EE και LPO (σε ktce).



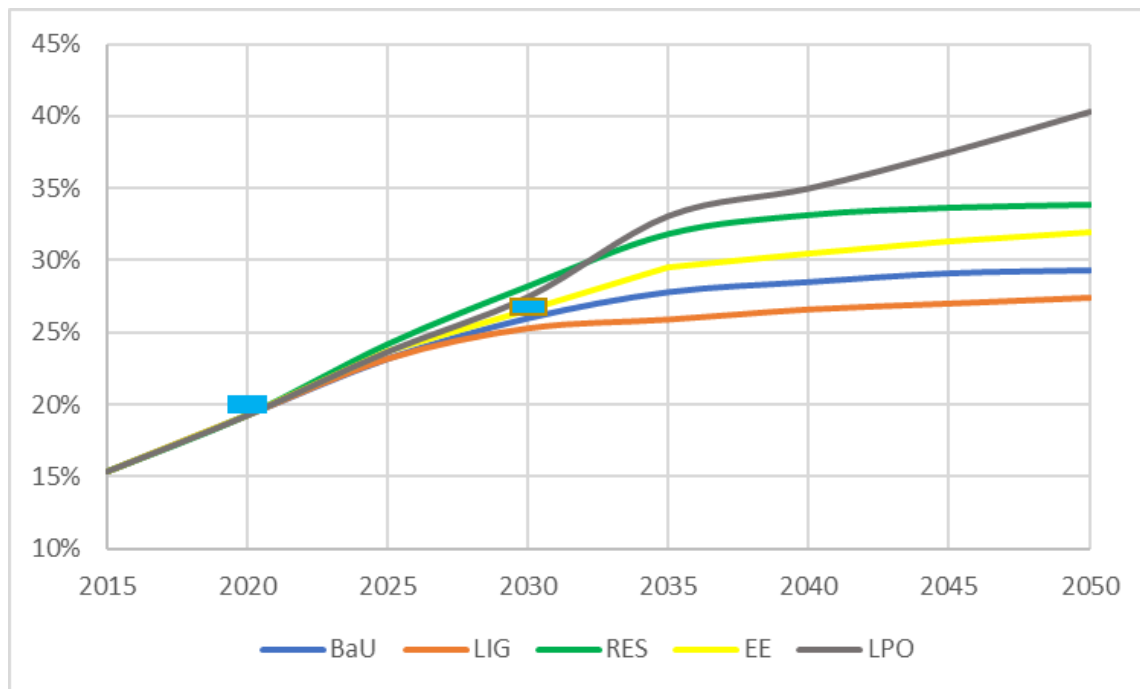
Σχήμα 5-3: Εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης ενέργειας ανά καύσιμο στα σενάρια BaU, EE και LPO (ktce).

Τα πετρελαιοειδή εξακολουθούν και διαδραματίζουν κυρίαρχο ρόλο στους τελικούς τομείς κατανάλωσης και το μερίδιό τους είναι στα επίπεδα του 50% σε όλα τα σενάρια και για το σύνολο της εξεταζόμενης περιόδου (μόνο στο χρονικό ορίζοντα του 2050 και στο σενάριο LPO

πέφτουν στα επίπεδα του 43%). Το φυσικό αέριο διευρύνει το μερίδιό του και φθάνει στα επίπεδα του 10% το 2035. Αυξητικές τάσεις παρουσιάζει και το μερίδιο του ηλεκτρισμού. Εντούτοις, η στροφή πολλών καταναλωτών στη ηλεκτρική ενέργεια τόσο στον κτιριακό τομέα όσο και στις μεταφορές στα σενάρια ΕΕ και LPO, και η συνεπαγόμενη αύξηση της ζήτησης μετριάζεται από τη διείσδυση στο σύστημα αποδοτικότερων ηλεκτρικών συσκευών, κλιματιστικών με υψηλότερο βαθμό απόδοσης κλπ. Έτσι, η τελική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας φθάνει το 2035 στις 54,8 TWh στο BaU και στις 51 TWh στο ΕΕ και LPO, ενώ αντίστοιχα το 2050 στις 61,3 TWh στο BaU, στις 58,2 TWh στο ΕΕ και στις 57,9 TWh στο LPO.

Το μερίδιο των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας ουσιαστικά υπερτριπλασιάζεται την περίοδο 2005-2035 και διατηρείται σταθερό τα επόμενα χρόνια, με την εξαίρεση του σεναρίου LPO όπου αυξάνει περαιτέρω. Η σημαντική αύξηση της χρήσης ηλιακής ενέργειας στον τομέα των κτιρίων αντισταθμίζεται από την υποχώρηση του μεριδίου της παραδοσιακής βιομάζας που χρησιμοποιείται για θέρμανση κατοικιών. Επίσης, για την περίοδο μετά το 2030 υιοθετήθηκε ένας συντηρητικός στόχος σταθεροποίησης της χρήσης βιοκαυσίμων στα επίπεδα του 2030 εκτός του σεναρίου LPO, όπου υιοθετούνται πιο φιλόδοξοι στόχοι.

Στο **Σχήμα 5-4** παρουσιάζεται η εξέλιξη του μεριδίου των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας. Αν και ο στόχος που είχε τεθεί για την Ελλάδα το 2020 φαίνεται να επιτυγχάνεται σε όλα τα σενάρια, ο στόχος του 27% που έχει τεθεί συνολικά για την ΕΕν το 2030 (και όχι σε εθνικό επίπεδο) μπορεί να επιτευχθεί από την Ελλάδα μέσω των σεναρίων RES, ΕΕ και LPO. Η υιοθέτηση λοιπόν ενός τέτοιου εθνικού στόχου θα απαιτήσει σημαντικές προσπάθειες για την επίτευξή του, είτε με την υλοποίηση σημαντικών επενδύσεων ΑΠΕ (όπως στο σενάριο RES), είτε συνδυάζοντας επενδύσεις σε ΑΠΕ και εφαρμογή σημαντικών μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης όπως στα σενάρια ΕΕ και LPO. Δεδομένου μάλιστα ότι οι ενδεικτικοί στόχοι για τα κράτη-μέλη που περιλαμβάνονται στο Staff Working Document της Ευρωπαϊκής Επιτροπής θέτουν για την Ελλάδα επίπεδα διείσδυσης των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2030 μεταξύ 26% και 34%, η υιοθέτηση ενός στόχου στα επίπεδα του 30% και πάνω θα απαιτήσει σημαντικές προσπάθειες για αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας.



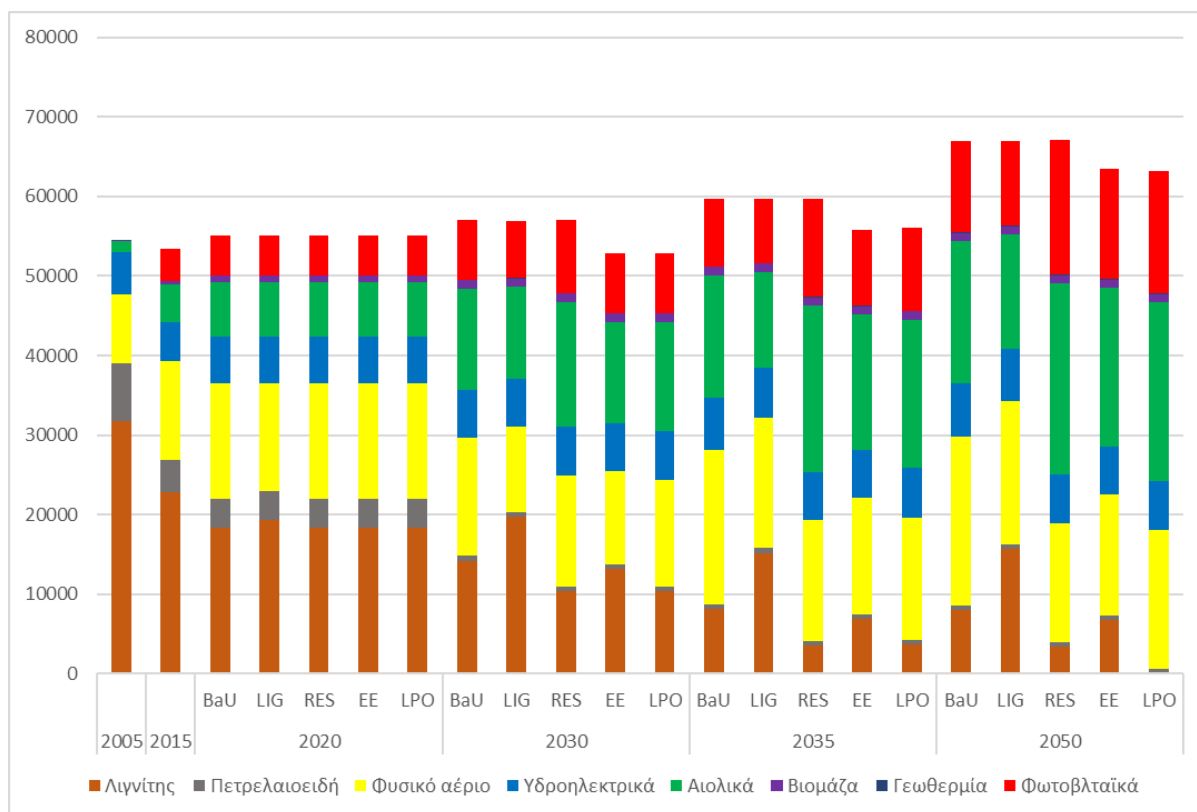
Σχήμα 5-4: Εξέλιξη του μεριδίου των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας με βάση τα εξεταζόμενα σενάρια. Σημειώνονται επίσης ο στόχος του 2020 για την Ελλάδα και ο στόχος του 2030 συνολικά για την ΕΕν.

5.4. Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζει σημαντικές μεταβολές και διαφοροποιήσεις μεταξύ των εξεταζόμενων σεναρίων κατά την περίοδο της μελέτης, οι οποίες κυρίως οφείλονται:

- Στις αποφάσεις που λαμβάνονται σχετικά με τις αποσύρσεις, αναβαθμίσεις και κατασκευή νέων λιγνιτικών μονάδων.
- Στη σταδιακή αύξηση των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ ως αποτέλεσμα πιο φιλόδοξων πολιτικών για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και μεταβολών στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΣΕΔΕ). Σημειώνεται πάντως ότι στην παρούσα μελέτη οι τιμές των δικαιωμάτων που υιοθετούνται για την περίοδο μετά το 2035 και ιδιαίτερα μετά το 2040 είναι συντηρητικές σε σχέση με εκτιμήσεις άλλων φορέων, συμπεριλαμβανομένης της ΕΕν.
- Στην προβλεπόμενη συνέχιση της μείωσης του κόστους εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών συστημάτων τόσο για μεγάλες εγκαταστάσεις όσο και για εφαρμογές οικιακής κλίμακας τύπου «φωτοβολταϊκά στη στέγη» και «net metering».
- Η σταδιακή αλλά σχετικά ήπια αύξηση των τιμών φυσικού αερίου σε σχέση με τις πολύ χαμηλές τιμές που διαμορφώθηκαν το 2015.

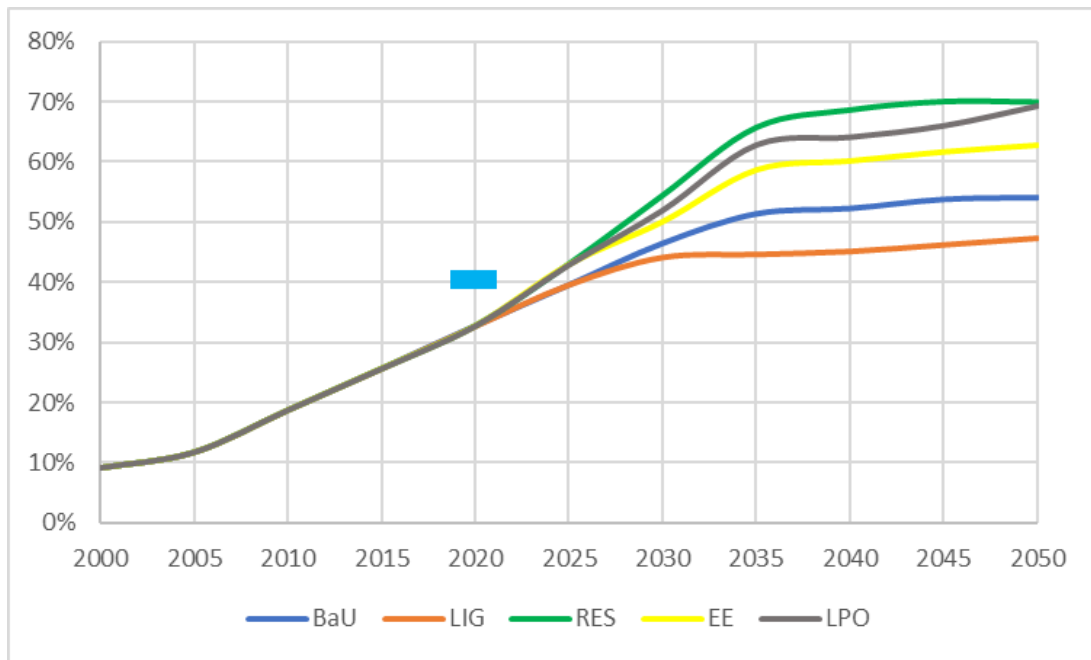
Στο **Σχήμα 5-5** παρουσιάζεται η εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα ανά τεχνολογία. Σε όλα τα σεναρία παρατηρείται μείωση της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής, η οποία το 2030 διαμορφώνεται μεταξύ 10,4 (σεναρία RES και LPO) και 19,7 (σενάριο LIG) TWh, το 2035 μεταξύ 3,5 (σεναρία RES και LPO) και 15,2 (σενάριο LIG) ενώ το 2050, μηδενίζεται στο σενάριο LPO, κυμαίνεται μεταξύ 3,4 και 8 TWh στα σεναρία RES, ΕΕ και ΒαU, αντίστοιχα, και μόνο στο σενάριο LIG φθάνει τις 15,7 TWh. Στα σεναρία που προωθούνται οι φιλοπεριβαλλοντικές πολιτικές (RES, ΕΕ, LPO) το μερίδιο της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής περιορίζεται στο 18-25% το 2030 της καθαρής παραγωγής, στο 6-12% το 2035 και στο 0-11% το 2050. Ο ρόλος των πετρελαϊκών μονάδων επίσης περιορίζεται στο σύστημα, καθώς με τη διασύνδεση των Κυκλάδων, της Κρήτης, αλλά και των περισσότερων νησιών του Ανατολικού Αιγαίου και των Δωδεκανήσων στον ορίζοντα του 2030, το μεγαλύτερο μέρος της νησιωτικής χώρας τροφοδοτείται πλέον από το διασυνδεδεμένο σύστημα. Αντίθετα, η συμμετοχή του φυσικού αερίου παραμένει σημαντική στο ηλεκτρικό σύστημα σε όλη την περίοδο μελέτης και για όλα τα σεναρία, καθώς μετά το 2030 καθίσταται η κύρια συμβατική τεχνολογία του συστήματος. Το μερίδιο των μονάδων φυσικού αερίου στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής κυμαίνεται στα διάφορα σεναρία μεταξύ 26-33% το 2035 και 22-32% το 2050.



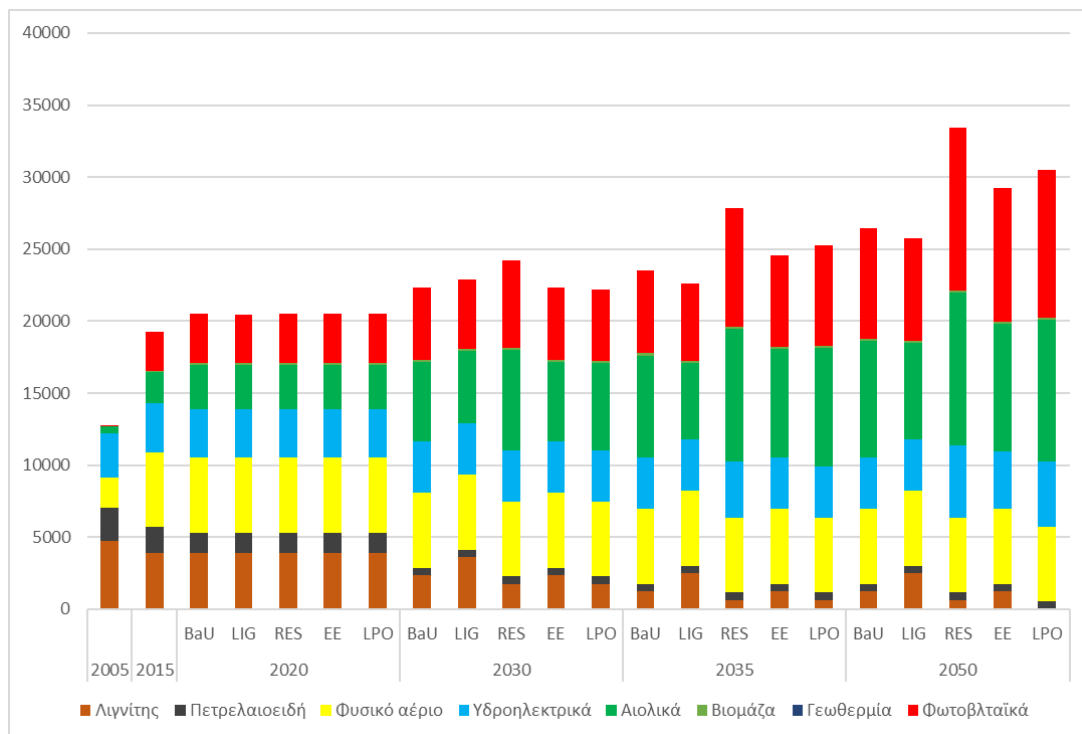
Σχήμα 5-5: Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα ανά τεχνολογία (GWh).

Σε όλα τα σενάρια σημαντικό μέρος της ηλεκτροπαραγωγής καταλαμβάνεται από τεχνολογίες ΑΠΕ, ιδιαίτερα αιολικά και φωτοβολταϊκά. Στο Σχήμα 5-6 παρουσιάζεται η εξέλιξη του μεριδίου της παραγωγής από ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρισμού. Το 2035, το μερίδιο των ΑΠΕ εκτιμάται σε 45% στο σενάριο LIG, 51% στο BaU, 58% στο EE, 62,9% στη LPO και 66% στο RES. Αντίστοιχα, το 2050 τα μερίδια αυτά διαμορφώνονται στα επίπεδα του 47% για το LIG, 54% στο BaU, 63% στο EE, 69% στο LPO, και 70% στο RES. Σημειώνεται επίσης ότι ως αποτέλεσμα κυρίως των πολιτικών που ακολουθήθηκαν τα τελευταία χρόνια και δημιούργησαν αβέβαιο επενδυτικό κλίμα στις ΑΠΕ, δεν είναι πλέον ρεαλιστική η επίτευξη του στόχου διείσδυσης των ΑΠΕ κατά 40% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ως το 2020.

Όσον αφορά τη διάρθρωση της εγκατεστημένης ισχύος του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5-7, περιορίζεται σημαντικά η εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων, ενώ από την άλλη μεριά αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των τεχνολογιών ΑΠΕ, κυρίως όσον αφορά αιολικά και φωτοβολταϊκά και δευτερευόντως υδροηλεκτρικά και άλλες ΑΠΕ. Σε όλα τα σενάρια και για όλη την περίοδο μελέτης δεν εγκαθίσταται νέα μονάδα φυσικού αερίου (εξακολουθούν όμως να λειτουργούν οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου που κατασκευάστηκαν την περίοδο 2005-2015), ενώ περιορίζεται και η ισχύς των πετρελαϊκών μονάδων καθώς σταδιακά νησιωτικές περιοχές συνδέονται με το διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών μονάδων περιορίζεται σε όλα τα σενάρια λόγω των αποσύρσεων παλιών μονάδων, εντούτοις κάποια σενάρια περιλαμβάνουν νέες λιγνιτικές μονάδες (Πτολεμαΐδα V και Μελίτη II).



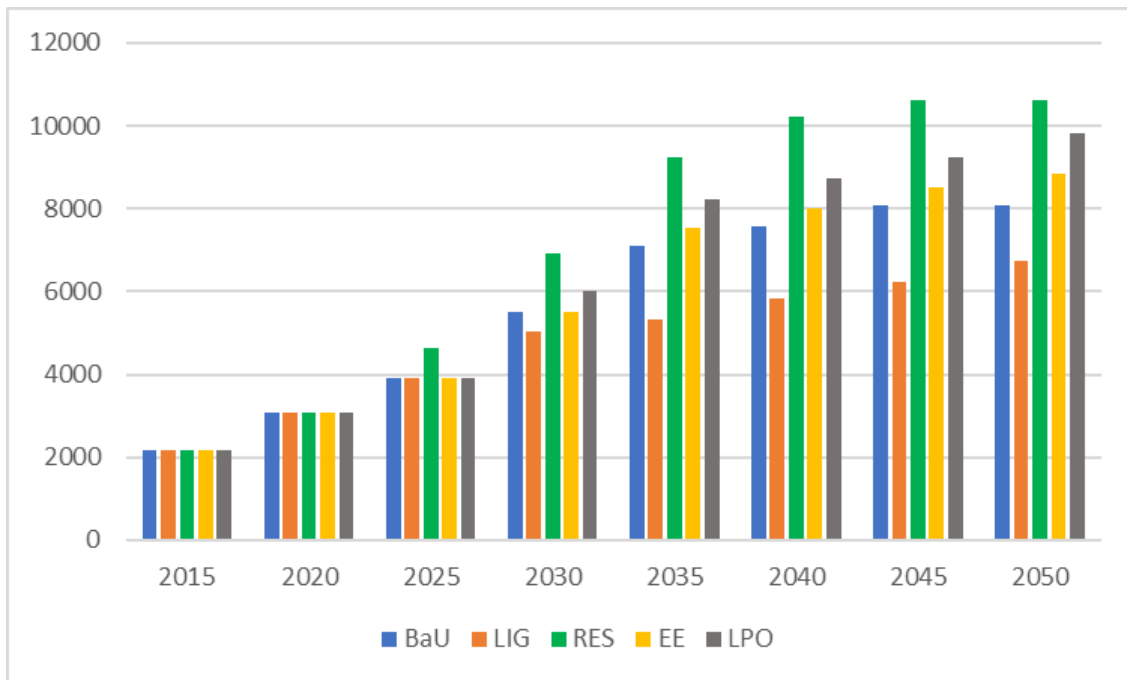
Σχήμα 5-6: Μερίδιο των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Σημειώνεται επίσης ο στόχος που είχε τεθεί για την Ελλάδα το 2020.



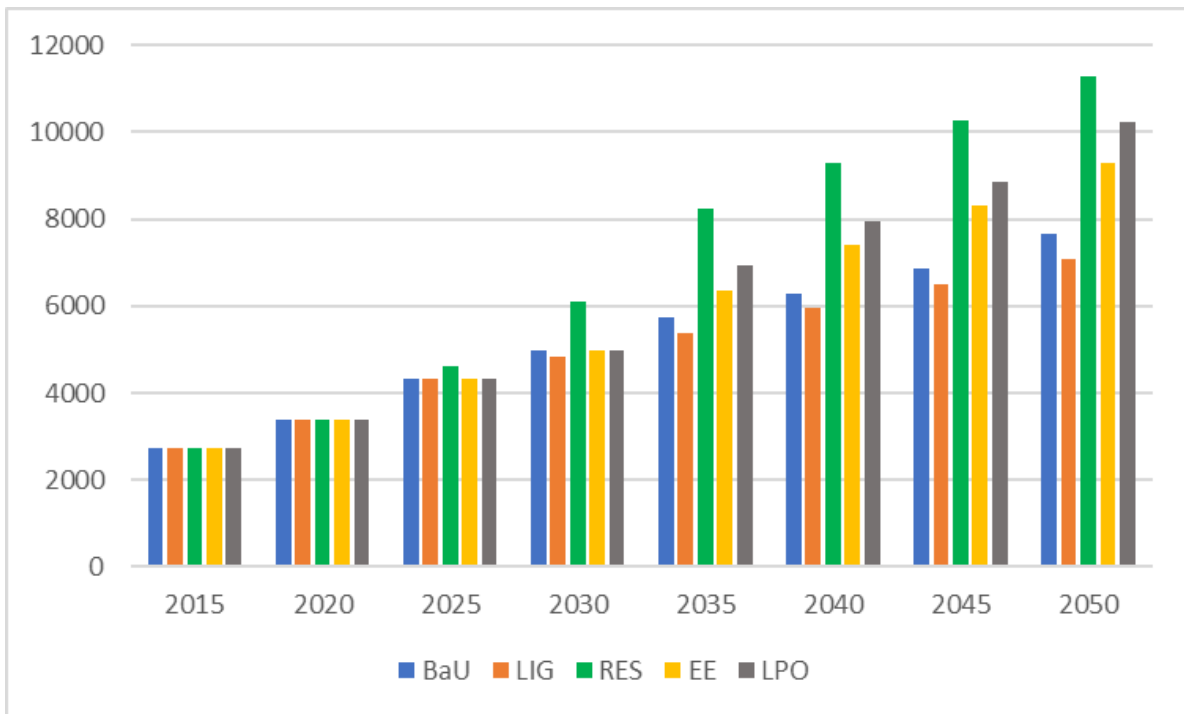
Σχήμα 5-7: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος παραγωγικών μονάδων στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα ανά τεχνολογία (σε MW).

Σε όλα τα σενάρια σημαντικές είναι οι νέες εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Στα Σχήματα 5-8 και 5-9 παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και φωτοβολταϊκών στο ηλεκτρικό σύστημα. Όσον αφορά τα αιολικά, η εγκατεστημένη ισχύς τους το 2035 φθάνει τα 5,3 GW στο LIG, τα 7 GW στο BaU, τα 5,7 GW στο EE, τα 8,2 GW στο LPO και τα 9,2 GW στο RES. Το 2050, η ισχύς τους φθάνει τα 6,7 GW στο LIG, τα 8,1 GW στο BaU, τα 8,8 GW στο EE, τα 9,8 GW στο LPO και τα 10,6 GW στο RES. Ακόμη πιο δυναμικά χαρακτηριστικά έχει η εγκατάσταση

των φωτοβολταϊκών ειδικά μετά το 2030. Έτσι, η εγκατεστημένη ισχύς διαμορφώνεται το 2035 στα επίπεδα των 5,3-7 GW σε όλα τα σενάρια πλην του RES που φθάνει τα 8,2 GW, ενώ το 2050 φθάνει στα 7,1 GW στο LIG, στα 7,7 GW στο BaU, στα 9,3 GW στο EE, στα 10,2 GW στο LPO, και στα 11,3 GW στο RES. Όσον αφορά τα υδροηλεκτρικά, όλα τα σενάρια περιλαμβάνουν την εγκατάσταση 191 MW, καθώς επίσης και την μετατροπή υφιστάμενων υδροηλεκτρικών μονάδων σε αντλητικά. Σε κάποια σενάρια προβλέπεται η εγκατάσταση και νέων αντλητικών υδροηλεκτρικών, τα οποία μικρή μόνο συμβολή έχουν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καθώς λειτουργούν ως αποθηκευτικά συστήματα της ενέργειας που παράγεται από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά. Τέλος, όλα τα σενάρια περιλαμβάνουν κάποιες μικρές εγκαταστάσεις γεωθερμίας και βιομάζας.

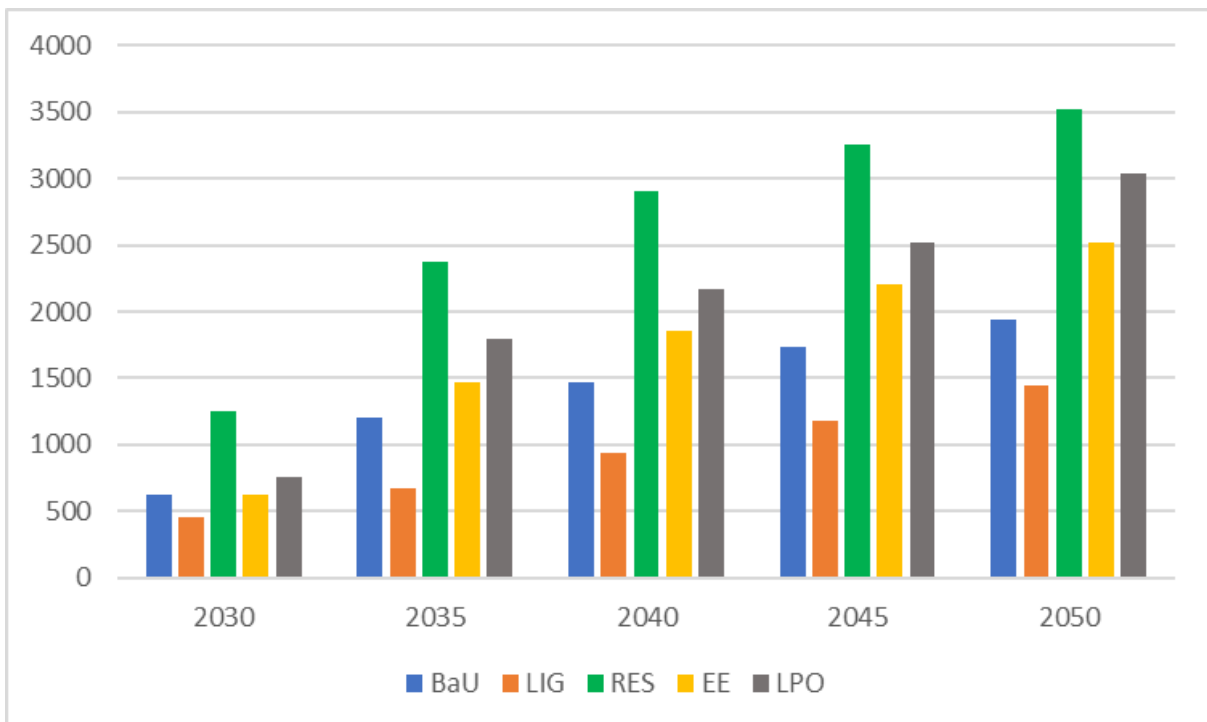


Σχήμα 5-8: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα (MW).



Σχήμα 5-9: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα (MW).

Η μεγάλη διείσδυση αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων στο ηλεκτρικό σύστημα, δημιουργεί πρόσθετες ανάγκες για αποθήκευση ενέργειας, λόγω της στοχαστικότητας που χαρακτηρίζει τις εν λόγω τεχνολογίες. Στα εξεταζόμενα σενάρια η αποθήκευση αυτή γίνεται μέσω αντλησιοταμίευσης, αξιοποιώντας τα υφιστάμενα αντλητικά, μετατρέποντας υφιστάμενα ζεύγη υδροηλεκτρικών μονάδων της ΔΕΗ σε αντλητικά συγκροτήματα, και, εφόσον απαιτείται, με την κατασκευή νέων αντλητικών υδροηλεκτρικών έργων. Η εκτίμηση των πρόσθετων απαιτήσεων αποθήκευσης ενέργειας εκτιμήθηκε στα εξεταζόμενα σενάρια και παρουσιάζεται στο Σχήμα 5-10. Οι απαιτήσεις αυτές στο χρονικό ορίζοντα του 2050 φτάνουν τα 1450 MW στο LIG, τα 1950 MW στο BaU, τα 2500 MW στο EE, τα 3050 MW στο LPO, και τα 3500 MW στο RES.



5.5. Ενεργειακές επενδύσεις και κόστος ηλεκτροπαραγωγής

Από την ανάλυση που παρουσιάστηκε στην προηγούμενη ενότητα είναι φανερό ότι σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής θα αποτελέσει πεδίο υλοποίησης σημαντικών επενδύσεων. Στον **Πίνακα 5-2** παρουσιάζονται οι σωρευτικές επενδύσεις που προδιαγράφονται την περίοδο 2015-2050 ανά σενάριο. Σε αυτές συμπεριλαμβάνονται επενδύσεις:

- σε νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, είτε συμβατικές είτε ανανεώσιμες, συμπεριλαμβανομένων των οικιακών φωτοβολταϊκών.
- σε τεχνολογίες ΑΠΕ μετά τη λήξη του χρόνου ζωής τους προκειμένου να αντικατασταθεί ο εξοπλισμός τους.
- σε αναβαθμίσεις παλιών λιγνιτικών μονάδων, στα σενάρια που υιοθετείται μια τέτοια επιλογή, ώστε να είναι σε συμμόρφωση με τα όρια εκπομπών που τίθενται από την ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία.
- σε συστήματα αντλησιοταμίευσης προκειμένου να εξασφαλισθεί η ασφάλεια του ηλεκτρικού συστήματος από την μεγάλης κλίμακας διείδυσης στοχαστικών ΑΠΕ.

Για τους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν οι παραδοχές κόστους που υιοθετήθηκαν στο Κεφάλαιο 4.

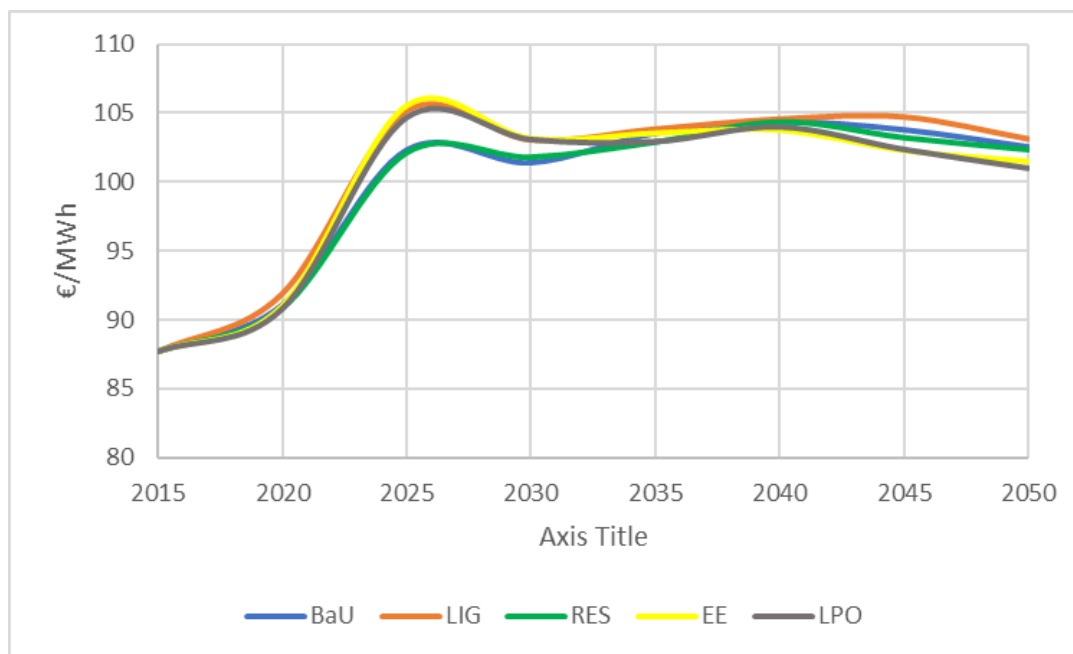
Είναι φανερό ότι τα σενάρια BaU και LIG είναι τα λιγότερο απαιτητικά σε κεφάλαια αφού συνολικά την περίοδο 2015-2050 απαιτούν τη δέσμευση 23-24 δισεκ. €. Αντίθετα, η υλοποίηση του σεναρίου RES απαιτεί επενδύσεις της τάξης των 33 δισεκ. €. Τα σενάρια εξοικονόμησης (EE και LPO) παρουσιάζουν μια ενδιάμεση συμπεριφορά και οι απαιτήσεις σε επενδύσεις υπολογίζονται σε 28-30 δισεκ. €. Σε όλα ανεξαιρέτως τα σενάρια το μεγάλο ποσοστό των επενδύσεων κατευθύνονται στην ανάπτυξη αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων, ενώ σημαντικά είναι τα ποσά που θα πρέπει να επενδυθούν για την κατασκευή συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρισμού μέσω αντλησιοταμίευσης. Στο σκέλος της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής σημαντικές είναι οι επενδύσεις που προδιαγράφονται στο σενάριο LIG για την ανάπτυξη δύο νέων λιγνιτικών μονάδων και την αναβάθμιση κάποιων παλαιότερων.

Πίνακας 5-2: Συνολικές επενδύσεις που θα πρέπει να υλοποιηθούν στο ηλεκτρικό σύστημα με βάση τις προβλέψεις κάθε σεναρίου την περίοδο 2015-2050 (σε εκατομ. €₂₀₁₅).

Τεχνολογίες	BaU	LIG	RES	EE	LPO
ΑΠΕ	22634	19873	33004	26269	29689
Αιολικά	12134	10298	15563	13133	14483
Φωτοβολταϊκά βιομηχανικά	5690	5147	9202	7190	8072
Φωτοβολταϊκά (οικιακά)	2524	2515	2524	2524	2524
Υδροηλεκτρικά (συμπεριλαμβανομένων νέων αντλητικών)	438	438	3734	1441	2627
Γεωθερμία	32	32	32	32	32
Βιομάζα	476	476	476	476	476
Μετατροπή υδροηλεκτρικών σε αντλητικά	1340	968	1472	1472	1472
Συμβατικά	1664	3027	275	1664	275
Λιγνιτικά	1389	2431	0	1389	0
Φυσικό αέριο	0	0	0	0	0

Πετρέλαιο	0	0	0	0	0
Αναβαθμίσεις	275	596	275	275	275
Συνολικές επενδύσεις	24298	22902	33280	27935	29964

Παρά το ότι τα φιλοπεριβαλλοντικά σενάρια (RES, EE, LPO) απαιτούν μεγαλύτερες επενδύσεις, εντούτοις δεν επιβαρύνουν το κόστος ηλεκτροπαραγωγής, δεδομένου ότι επιτυγχάνουν σημαντικές μειώσεις στις δαπάνες για αγορά καυσίμων και δικαιωμάτων εκπομπών. Στο **Σχήμα 5-11** παρουσιάζεται ανά σενάριο η εξέλιξη του ανηγμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE), το οποίο υπολογίζεται με βάση το μίγμα ηλεκτροπαραγωγής και λαμβάνοντας υπόψη ανά τεχνολογία το κόστος επένδυσης, το σταθερό και μεταβλητό κόστος λειτουργίας, το κόστος καυσίμου, και το κόστος των δικαιωμάτων εκπομπών. Η συμπεριφορά όλων των σεναρίων είναι παραπλήσια και δείχνει σταθεροποίηση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας μετά το 2025 στα επίπεδα των 100-105 €/MWh. Την περίοδο 2015-2025 παρουσιάζεται αύξηση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής κυρίως λόγω της θεωρούμενης αύξησης των τιμών φυσικού αερίου αλλά και των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών. Σε κάποια σενάρια μάλιστα η αύξηση είναι σχετικά μεγαλύτερη κυρίως λόγω επενδύσεων που γίνονται είτε σε λιγνιτικές μονάδες είτε σε ΑΠΕ, καθώς και του μικρότερου συντελεστή φόρτισης των μονάδων φυσικού αερίου σε κάποια από αυτά. Προς το τέλος πάντως της εξεταζόμενης περιόδου (μετά το 2040) φαίνεται ότι τα δύο σενάρια που συνδυάζουν ΑΠΕ και πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας εμφανίζουν ελαφρώς χαμηλότερο κόστος που αποδίδεται στο γεγονός ότι χρησιμοποιούν ΑΠΕ (μειώνουν επομένως τις δαπάνες δικαιωμάτων εκπομπών) ταυτόχρονα όμως η διείσδυσή τους δεν είναι στα επίπεδα του RES και επομένως απαιτούνται μικρότερες επενδύσεις σε συστήματα αντλησιοταμίευσης. Οι τάσεις μείωσης του κόστους που εμφανίζουν όλα τα σενάρια από το 2040 και μετά, σχετίζεται και με την αντικατάσταση μονάδων ΑΠΕ (αιολικά και φωτοβολταϊκά) που είχαν εγκατασταθεί στην αρχή της εξεταζόμενης περιόδου και πλέον έχει ολοκληρωθεί ο χρόνος ζωής τους, η οποία γίνεται πλέον με χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης, ειδικά στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών.

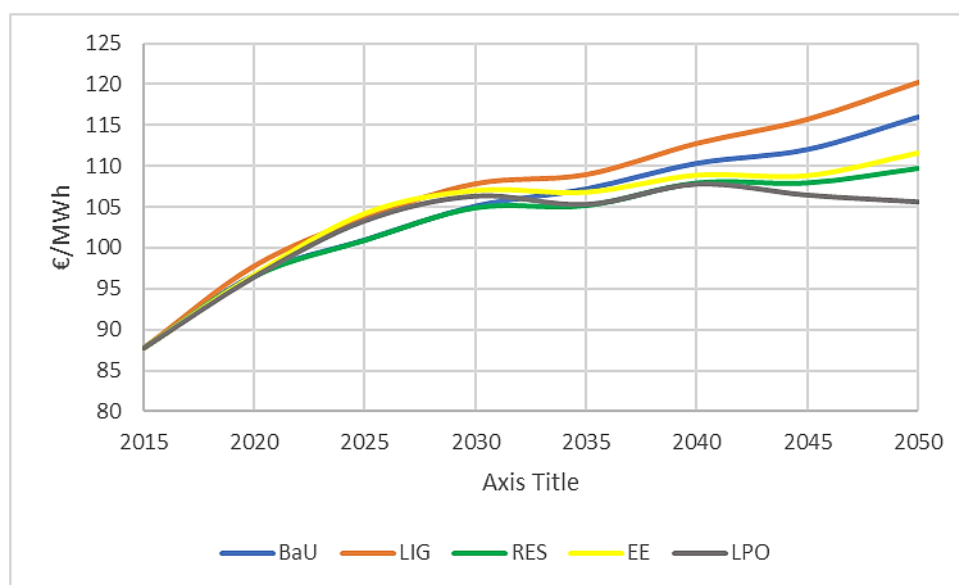


Σχήμα 5-11: Εξέλιξη ανηγμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα εξεταζόμενα σενάρια (σε €/MWh).

Η διαφοροποίηση των τιμών κόστους ηλεκτροπαραγωγής ανάμεσα στα 5 σενάρια γίνεται πιο εμφανής για τιμές δικαιωμάτων εκπομπών σύμφωνα με την εκτίμηση της Ευρωπαϊκής

Επιτροπής η οποία στο πλέον πρόσφατο δημοσιευμένο σενάριο της⁴¹ εκτιμά τιμές δικαιωμάτων στα επίπεδα των 15 €/t CO₂ το 2020, 22,5 €/t CO₂ το 2025, 33,5 €/t CO₂ το 2030, 42 €/t CO₂ το 2035, 50 €/t CO₂ το 2040, 69 €/t CO₂ το 2045 και 88 €/t CO₂ το 2050.

Στο **Σχήμα 5-12** παρουσιάζεται η εξέλιξη του ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια με βάση τις παραπάνω τιμές δικαιωμάτων εκπομπών. Είναι φανερό ότι σε μια τέτοια περίπτωση η χρήση ορυκτών καυσίμων, και ιδιαίτερα λιγνίτη, στο ηλεκτρικό σύστημα γίνεται ουσιαστικά απαγορευτική. Παρατηρείται ότι στο τέλος της εξεταζόμενης περιόδου το ανηγμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο σενάριο LPO είναι κατά 9% και 12,1% χαμηλότερο σε σχέση με το BaU και το LIG αντίστοιχα, ενώ αυτό των σεναρίων RES και EE είναι κατά 8,8% και 7,2% χαμηλότερο σε σχέση με το LIG. Το ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής στο LPO είναι ήδη το 2030 κατά 1,5 €/MWh χαμηλότερο σε σχέση με το σενάριο LIG, η διαφορά όμως αυτή αυξάνεται εντυπωσιακά τα επόμενα χρόνια σε 3,6 €/MWh το 2035, 4,9 €/MWh το 2040 και σχεδόν 15 €/MWh το 2050. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι το ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής στο σενάριο απεξάρτησης από τον λιγνίτη (LPO) εμφανίζει πτωτική τάση προς το τέλος της εξεταζόμενης περιόδου, κυρίως λόγω του ότι το σενάριο αυτό επιβαρύνεται πολύ λίγο συγκριτικά με τα υπόλοιπα με την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών καθώς η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή περιορίζεται σημαντικά μέχρι μηδενισμού της το 2050.



Σχήμα 5-12: Εξέλιξη ανηγμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα εξεταζόμενα σενάρια υιοθετώντας τις τιμές δικαιωμάτων εκπομπών που παρουσιάζονται στο Σενάριο Αναφοράς της Ευρωπαϊκής Επιτροπής του 2016 (σε €/MWh).

5.6. Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου

Στο **Σχήμα 5-13** παρουσιάζεται εποπτικά η εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (ΑΦΘ) συνολικά στο ενεργειακό σύστημα, ενώ το **Σχήμα 5-14** εξειδικεύει την εξέλιξη των εκπομπών ΑΦΘ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Αναλυτικά τα αποτελέσματα παρουσιάζονται και στον **Πίνακα 5-3**.

Καθίσταται φανερό ότι οι εκπομπές ΑΦΘ από τον ενεργειακό τομέα παρουσιάζουν σημαντική πτώση σε όλα τα σενάρια. Από τους 106,4 Mt CO₂eq το 2005 αναμένεται ότι θα πέσουν στους 57-68 Mt CO₂eq το 2030 και στους 38-68 Mt CO₂eq το 2050. Η υιοθέτηση κάποιου εκ των σεναρίων RES, EE και LPO θα οδηγήσει τις εκπομπές του ενεργειακού συστήματος πολύ κοντά ή και κάτω από τους 50 Mt CO₂eq ήδη από το 2035, ενώ ειδικά η υλοποίηση του σεναρίου LPO

⁴¹ EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050

οδηγεί το 2035 σε εκπομπές 47,8 Mt CO₂eq και το 2050 σε 38,6 Mt CO₂eq, κατά 64% χαμηλότερα σε σχέση με το 2005. Αντίθετα, η επιμονή στη λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή όπως εκφράζεται μέσω του σεναρίου LIG οδηγεί σε εκπομπές ΑΦΘ στα επίπεδα των 64,7 Mt CO₂eq το 2035 και των 68,2 Mt CO₂eq το 2050 (μόλις κατά 36% χαμηλότερα σε σχέση με το 2005).

Πίνακας 5-3: Εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα και ειδικότερα στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής την περίοδο 2000-2050 για διάφορα εξεταζόμενα σεναρία (σε kt CO₂eq).

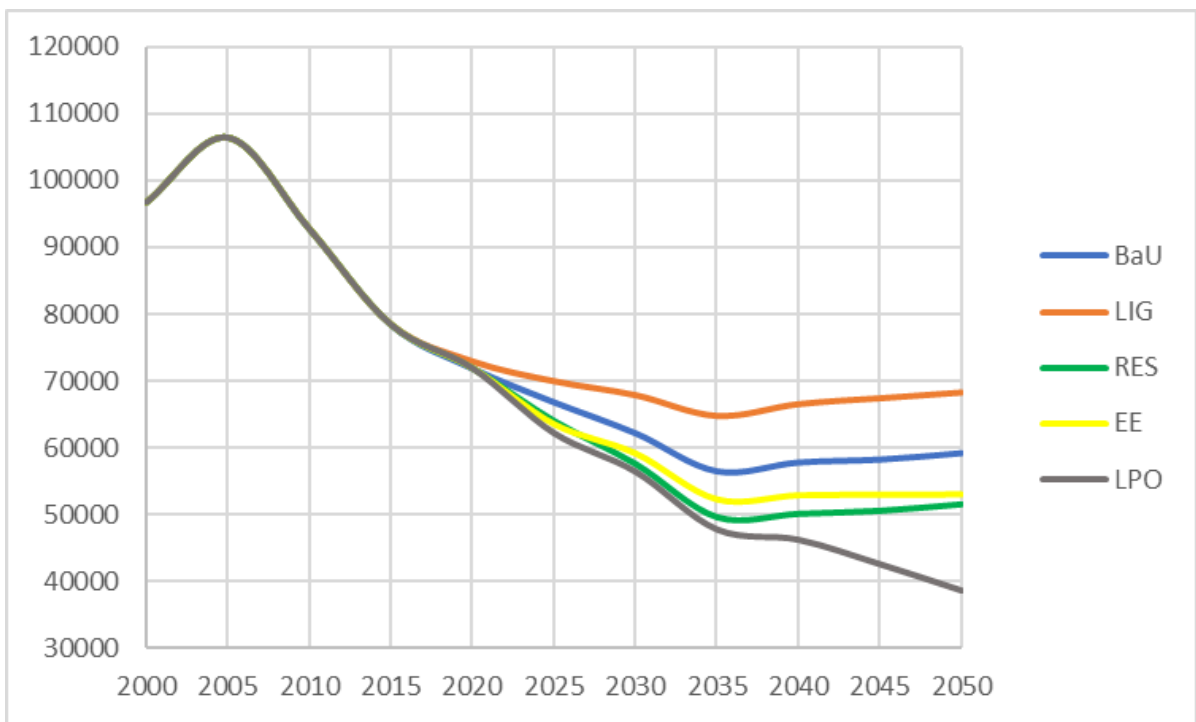
Σενάρια	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Σύνολο ενεργειακού τομέα</i>											
BaU	96742	106443	92765	78447	71923	66872	62246	56558	57893	58319	59280
LIG	96742	106443	92765	78447	72889	69916	67830	64706	66490	67364	68228
RES	96742	106443	92765	78447	71923	64006	57573	49606	50102	50561	51540
EE	96742	106443	92765	78447	71923	63537	59145	52257	52882	52945	53024
LPO	96742	106443	92765	78447	71923	62201	56422	47777	46235	42572	38630
<i>Τομέας ηλεκτροπαραγωγής</i>											
BaU	51719	54507	48487	38493	33010	28564	23612	17037	17395	17188	17542
LIG	51719	54507	48487	38493	33934	31465	28968	24893	25690	25919	26176
RES	51719	54507	48487	38493	33010	25804	19078	10252	9778	9599	9977
EE	51719	54507	48487	38493	33010	25618	21082	13655	13717	13699	13716
LPO	51719	54507	48487	38493	33010	24356	18863	10493	10541	8676	6524

Όσον αφορά την ένταση άνθρακα της ελληνικής οικονομίας αυτή μειώνεται από 0,50 kt CO₂eq/εκατομ. €₂₀₁₀ το 2000 σε 0,19 kt CO₂eq/εκατομ. €₂₀₁₀ το 2035 και 0,13 kt CO₂eq/εκατομ. €₂₀₁₀ το 2050 με βάση τις εκτιμήσεις του σεναρίου LPO. Αντίθετα, η βελτίωση αυτή το 2050 περιορίζεται στους 0,20 το kt CO₂eq/εκατομ. €₂₀₁₀ σύμφωνα με το BaU και στους 0,23 το kt CO₂eq/εκατομ. €₂₀₁₀ σύμφωνα με το σενάριο LIG. Στα σεναρία που δεν περιλαμβάνουν σημαντικά μέτρα εξοικονόμησης, η δυναμική της μείωσης των εκπομπών αντιστρέφεται ελαφρώς μετά το 2035, καθώς ανακάμπτει σε κάποιο βαθμό η τελική ζήτηση, σε ορισμένα εξ' αυτών (BaU, LIG) επιβραδύνονται οι επενδύσεις σε ΑΠΕ, ενώ η περαιτέρω μείωση των εκπομπών θα απαιτήσει πρόσθετες πολιτικές στους τομείς τελικής κατανάλωσης. Αντίθετα, στο LPO η μείωση των εκπομπών συνεχίζεται μετά το 2035 κυρίως λόγω των εφαρμοζόμενων φιλόδοξων πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης, περαιτέρω διεύθυνσης των ΑΠΕ και κυρίως λόγω της μείωσης της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής.

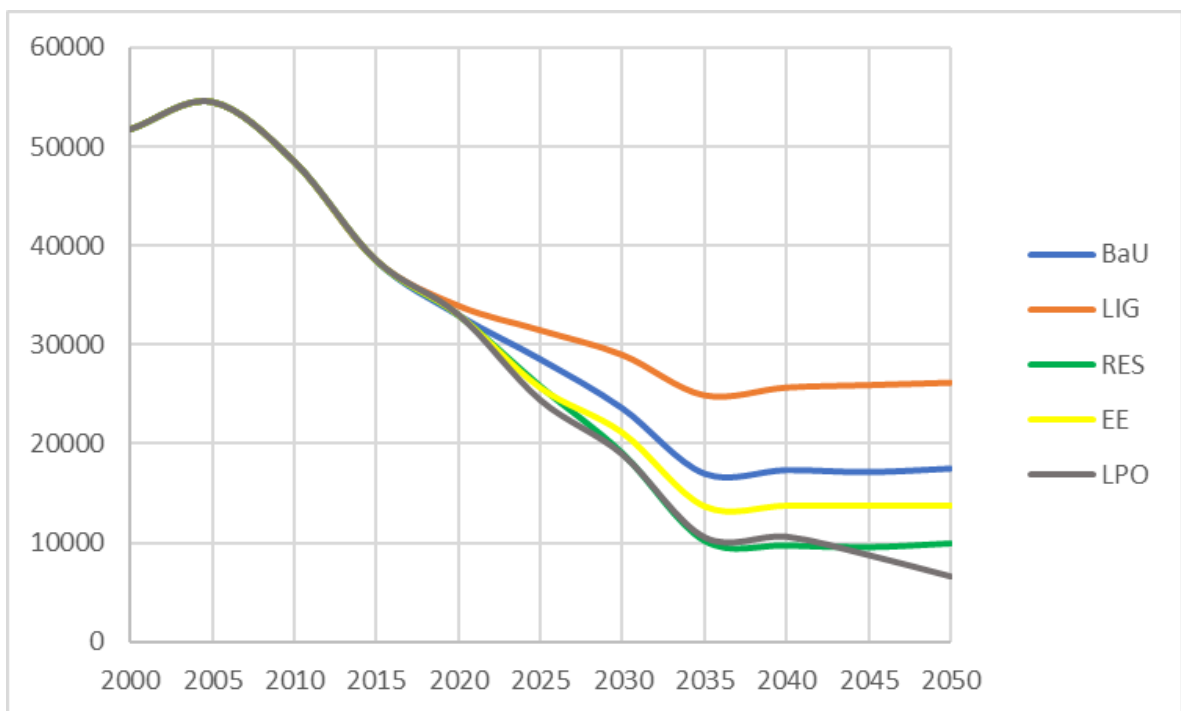
Οι διαφοροποιήσεις στις εκπομπές είναι ακόμη πιο εντυπωσιακές στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, αναδεικνύοντας τον καθοριστικό ρόλο αυτού του τομέα στην οικοδόμηση μιας οικονομίας χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Οι συνολικές εκπομπές του τομέα από 54,5 Mt CO₂eq το 2005 περιορίζονται το 2035 μεταξύ 10,5 και 25 Mt CO₂eq, και το 2050 μεταξύ 6,5 και 26,2 Mt CO₂eq. Το 2030 τόσο το σενάριο RES όσο και το σενάριο LPO οδηγούν σε εκπομπές κάτω των 20 Mt CO₂eq, ενώ το 2050 τα δύο αυτά σεναρία οδηγούν σε εκπομπές κάτω των 10 Mt CO₂eq και το EE σε εκπομπές χαμηλότερα των 14 Mt CO₂eq. Αντίθετα, το σενάριο LIG οδηγεί σε εκπομπές άνω των 25 Mt CO₂eq σε όλη την περίοδο μελέτης.

Επομένως, η συνδυασμένη προώθηση ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας, ταυτόχρονα με την απεξάρτηση από το λιγνίτη του ηλεκτρικού συστήματος ωθεί το ελληνικό ενεργειακό σύστημα σε μια κατεύθυνση που όχι μόνο χαρακτηρίζεται από χαμηλότερο ανηγμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και από σημαντικά οφέλη για την προστασία του περιβάλλοντος.

Είναι χαρακτηριστικό ότι ο μέσος συντελεστής εκπομπών του ηλεκτρικού συστήματος μειώνεται από 1060 kg CO₂eq/MWh το 2000 σε περίπου 400 kg CO₂eq/MWh το 2030, 285 kg CO₂eq/MWh το 2035 και 260 kg CO₂eq/MWh το 2050 σύμφωνα με το BaU. Η εφαρμογή του σεναρίου LIG οδηγεί σε περίπου 420 kg CO₂eq/MWh το 2035 και 390 kg CO₂eq/MWh το 2050. Αντίθετα η υιοθέτηση του σεναρίου απεξάρτησης από τον λιγνίτη (LPO) οδηγεί σε παραπάνω από διπλάσια μείωση στο μέσο συντελεστή συστήματος σε σχέση με το BaU και το LIG, ο οποίος γίνεται 190 kg CO₂eq/MWh το 2035. Η διαφοροποίηση μεταξύ LPO και LIG γίνεται σχεδόν τετραπλάσια το 2050 καθώς το σενάριο απεξάρτησης από τον λιγνίτη οδηγεί σε συντελεστή εκπομπών 100 kg CO₂eq/MWh.



Σχήμα 5-13: Εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας ανά σενάριο πολιτικής μέχρι το 2050 (σε kt CO₂eq).



Σχήμα 5-14: Εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο πολιτικής μέχρι το 2050 (σε kt CO₂eq).

Τέλος, στον Πίνακα 5-4 παρουσιάζεται η εκτίμηση της εξέλιξης των εκπομπών ΑΦΘ από τον ενεργειακό τομέα την περίοδο 2005-2050, διακριτά για τους κλάδους που ανήκουν στο

Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΕΔΕ) και σε αυτούς που δεν ανήκουν. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι στους υπολογισμούς των εκπομπών εκτός ΕΣΕΔΕ δεν συμπεριλαμβάνονται οι εκπομπές από τους λοιπούς τομείς (βιομηχανικές διεργασίες, απορρίμματα, κλπ.) στους οποίους οι δυνατότητες μείωσης των εκπομπών είναι πιο περιορισμένες. Συνεπώς η μείωση των εκπομπών του ενεργειακού τομέα πέραν των στόχων που θέτει η ΕΕν είναι απαραίτητη προκειμένου να επιτευχθούν οι συνολικοί στόχοι μείωσης.

Κατ'αρχάς παρατηρείται ότι οι εκπομπές εκτός ΕΣΕΔΕ το 2030 κυμαίνονται μεταξύ -32% και -35% σε όλα τα σενάρια, γεγονός που αναδεικνύει πόσο χαμηλής φιλοδοξίας είναι κατ' αρχήν ο στόχος του -16% που τέθηκε για την Ελλάδα στο πλαίσιο του σχετικού κανονισμού του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου (Effort Sharing Regulation)⁴. Εντούτοις, μια ολοκληρωμένη αξιολόγηση της εφικτότητας του εν λόγω στόχου θα πρέπει να συμπεριλάβει και την εξέλιξη των εκπομπών εκτός ενεργειακού τομέα. Στα σενάρια BaU, LIG και RES παρατηρείται μια ανατροπή της τάσης μείωσης των εκπομπών που παρατηρείται ως το 2030 που οδηγεί σε αύξηση των εκπομπών ΑΦΘ το 2050 σε σχέση με το 2030. Αντίθετα, στα δύο σενάρια που υιοθετούν φιλόδοξες πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας (ΕΕ και LPO) και ιδιαίτερα στο σενάριο απεξάρτησης από τον λιγνίτη παρατηρείται συνέχιση της πρόοδου που επιτελέστηκε ως το 2030 οδηγώντας σε μείωση 46% των εκπομπών το 2050 σε σχέση με το 2005, ως αποτέλεσμα κυρίως των μέτρων που υιοθετούνται στον κτιριακό τομέα.

Στους κλάδους που υπάγονται στο ΕΣΕΔΕ, παρατηρείται ότι το σενάριο επέκτασης της χρήσης λιγνίτη (LIG) αδυνατεί να ικανοποιήσει τον ευρωπαϊκό στόχο μείωσης εκπομπών κατά 43% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005, ενώ όλα τα υπόλοιπα κατ' αρχήν το επιτυγχάνουν. Ολοκληρωμένη αξιολόγηση επίτευξης του στόχου θα πρέπει να συμπεριλάβει και τις εκπομπές εκτός ενεργειακού τομέα που εμπíπτουν στο ΕΣΕΔΕ. Η μείωση αγγίζει το 54% και 55% στα σενάρια αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ (RES) και απεξάρτησης από τον λιγνίτη (LIG) αντίστοιχα, ενώ το LIG επιτυγχάνει μείωση 75% το 2050 σε σχέση με το 2005.

Πίνακας 5-4: Εξέλιξη των εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων από τον ενεργειακό τομέα την περίοδο 2005-2050 διακρινόμενη στους κλάδους που εμπíπτουν ή όχι στο σύστημα εμπορίας, για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια (σε kt CO₂eq).

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Μεταβολή 2030/2005	Μεταβολή 2050/2005
BaU												
ΕΣΕΔΕ	65125	56872	48214	43091	38985	34432	28088	28674	28732	29385	-47%	-55%
εκτός ΕΣΕΔΕ	41317	35893	30233	28832	27887	27814	28469	29219	29587	29894	-33%	-28%
LIG												
ΕΣΕΔΕ	65125	56872	48214	44013	41881	39774	35919	36943	37435	37992	-39%	-42%
εκτός ΕΣΕΔΕ	41317	35893	30233	28876	28035	28056	28787	29547	29929	30236	-32%	-27%
RES												
ΕΣΕΔΕ	65125	56872	48214	43091	36234	29916	21336	21095	21182	21860	-54%	-66%
εκτός ΕΣΕΔΕ	41317	35893	30233	28832	27772	27657	28271	29007	29378	29680	-33%	-28%
ΕΕ												
ΕΣΕΔΕ	65125	56872	48214	43091	36054	31916	24727	25019	25265	25584	-51%	-61%
εκτός ΕΣΕΔΕ	41317	35893	30233	28832	27482	27229	27530	27863	27680	27440	-34%	-34%
LPO												
ΕΣΕΔΕ	65125	56872	48214	43091	34794	29485	21333	20754	18659	16157	-55%	-75%
εκτός ΕΣΕΔΕ	41317	35893	30233	28832	27407	26937	26444	25480	23913	22473	-35%	-46%

5.7. Συγκριτική ανάλυση κόστους αναβάθμισης υφιστάμενων ή κατασκευής νέων λιγνιτικών μονάδων

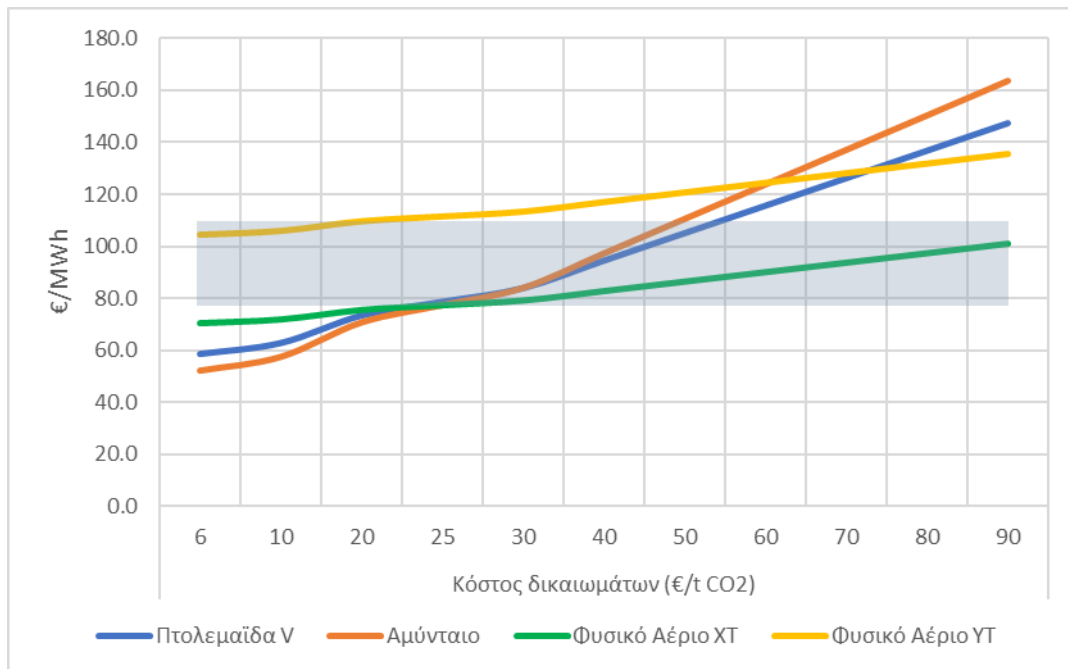
Ένα βασικό ζήτημα του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού για το οποίο συχνά διατυπώνονται διαμετρικά αντίθετες απόψεις συνιστά η σκοπιμότητα από οικονομικής πλευράς κατασκευής νέων λιγνιτικών μονάδων (π.χ. Πτολεμαΐδα V, Μελίτη II) συγκριτικά με την αναβάθμιση υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων ή την χρήση συστημάτων ΑΠΕ σε συνδυασμό με αντλησιοταμίευση ή ακόμη και τη χρήση μονάδων φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου για την κάλυψη των μεριδίων που αντιστοιχούν στη συμβατική ηλεκτροπαραγωγή. Καθοριστικοί παράγοντες για την απάντηση του ερωτήματος αυτού αποτελούν η εξέλιξη των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών καθώς και αυτών του φυσικού αερίου. Ως λιγνιτικός ΑΗΣ προς σύγκριση με την Πτολεμαΐδα V επιλέχθηκε ο ΑΗΣ Αμυνταίου λόγω συγκρίσιμης ισχύος. Στο κόστος αναβάθμισής του θεωρήθηκε ότι ο ΑΗΣ εισέρχεται ως νέος στο σύστημα μετά την εξάντληση των 17.500 ωρών λειτουργίας και έχουν γίνει όλες οι απαραίτητες αναβαθμίσεις ώστε ο ΑΗΣ να συμμορφώνεται με τα όρια εκπομπών του νέου BREF για νέες μονάδες.

Στο **Σχήμα 5-15** παρουσιάζεται συγκριτικά η εξέλιξη του ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής για διαφορετικά επίπεδα τιμών δικαιωμάτων εκπομπών: (α) της μονάδας Πτολεμαΐδα V, (β) του λιγνιτικού σταθμού Αμυνταίου στον οποίο θεωρείται ότι πραγματοποιείται ριζική λειτουργική και περιβαλλοντική αναβάθμιση, (γ) μονάδας φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου για χαμηλές (επιπέδου 2015) και σχετικά υψηλότερες (όπως αναμένεται να εξελιχθούν στο χρονικό ορίζοντα του 2040) τιμές φυσικού αερίου. Στο ίδιο διάγραμμα παρουσιάζεται και το εύρος του ανηγμένου κόστους τεχνολογιών ΑΠΕ, το οποίο έχει διαμορφωθεί με βάση τεχνολογίες αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων συμπεριλαμβανοντας (για την εκτίμηση του πάνω ορίου του εύρους) και του κόστους της απαιτούμενης αντλησιοταμίευσης. Οι υπόλοιπες παραδοχές για την οικονομική ανάλυση, συμπεριλαμβανομένου του κόστους του λιγνίτη, παραμένουν οι ίδιες όπως παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 4.

Γίνεται φανερό ότι για τιμές δικαιωμάτων εκπομπών μέχρι 30 €/t CO₂ η λύση της αναβάθμισης του σταθμού Αμυνταίου οδηγεί σε μικρότερο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με την κατασκευή της νέας Πτολεμαΐδας V.

Στην περίπτωση που στην αγορά διαμορφώνονται τιμές φυσικού αερίου στα επίπεδα των 7,5 €/GJ η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή (είτε μέσω της νέας Πτολεμαΐδας V είτε μέσω της αναβάθμισης του σταθμού Αμυνταίου) είναι οικονομικά αποδοτικότερη από τις μονάδες φυσικού αερίου για τιμές δικαιωμάτων μέχρι 25 €/t CO₂. Για τιμές φυσικού αερίου στα επίπεδα των 12,7 €/GJ η μονάδα Πτολεμαΐδα V είναι οικονομικά αποδοτικότερη σε σχέση με τις μονάδες φυσικού αερίου για τιμές δικαιωμάτων μέχρι 70 €/t CO₂ και η μονάδα Αμυνταίου για τιμές δικαιωμάτων μέχρι 60 €/t CO₂. Γενικότερα, για τιμές δικαιωμάτων εκπομπών μεγαλύτερες των 30 €/t CO₂ η λύση της μονάδας Πτολεμαΐδας V είναι προτιμότερη μόνο στην περίπτωση που στην αγορά διαμορφώνονται σχετικά υψηλές τιμές φυσικού αερίου. Αντίθετα, για επίπεδα τιμών φυσικού αερίου μέχρι και 25% υψηλότερα από τα τρέχοντα και για τιμές δικαιωμάτων άνω των 30 €/t CO₂ η λύση των μονάδων συνδυασμένου κύκλου φυσικού αερίου είναι οικονομικότερη. Επομένως, η Πτολεμαΐδα V εμφανίζει καλύτερες επιδόσεις σε σχέση με τις άλλες συμβατικές λύσεις μόνο στην περίπτωση που η τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών υπερβαίνει τα 30 €/t CO₂ και στην αγορά διαμορφώνονται σχετικά υψηλές τιμές φυσικού αερίου. Αν η τιμή του δικαιώματος ανέβει αρκετά πάνω των 30 €/t CO₂ η λύση της Πτολεμαΐδας V παραμένει οικονομικά ελκυστικότερη μόνο στην περίπτωση αρκετά υψηλών τιμών φυσικού αερίου.

Όμως στην περίπτωση που οι τιμές δικαιώματος ξεπεράσουν τα 30 €/t CO₂ (οπότε η Πτολεμαΐδα V καθίσταται οικονομικότερη του αναβαθμισμένου ΑΗΣ Αμυνταίου) και στην αγορά διαμορφώνονται σχετικά υψηλές τιμές φυσικού αερίου (οπότε η Πτολεμαΐδα V καθίσταται οικονομικότερη από μονάδες φυσικού αερίου), το ανηγμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ είναι χαμηλότερο από αυτό της Πτολεμαΐδας V. Ειδικά δε για τιμές δικαιωμάτων εκπομπών της τάξης των 50-55 €/t CO₂ η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή γίνεται ακριβότερη των ΑΠΕ ακόμη και αν στο κόστος τους συμπεριληφθεί η αντλησιοταμίευση, ενώ σε επίπεδα κόστους δικαιωμάτων 25 €/t CO₂ η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή καθίσταται ακριβότερη της παραγωγής από αιολικά πάρκα.



Σχήμα 5-15: Σύγκριση του ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής της λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα V, του αναβαθμισμένου λιγνιτικού σταθμού Αμυνταίου και μονάδας συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο για διαφορετικά επίπεδα τιμών δικαιωμάτων εκπομπών (σε €/MWh). Με σκίαση το εύρος ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ (αιολικά και φωτοβολταϊκά), συμπεριλαμβάνοντας στο άνω όριο και το κόστος της αντλησιοταμίευσης.

6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΙΚΑ ΣΧΟΛΙΑ

ΣΕ ΚΑΝΕΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΔΕΝ ΕΠΙΤΥΓΧΑΝΕΤΑΙ Ο ΣΤΟΧΟΣ 40% ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΕΧΡΙ ΤΟ 2020

Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης αναπτύχθηκαν και αξιολογήθηκαν 5 εναλλακτικά σενάρια μελλοντικής εξέλιξης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος, στον χρονικό ορίζοντα του 2035 και του 2050. Η ανάλυση έγινε με τη βοήθεια του υβριδικού μοντέλου ENPEP/Balance, που είναι ένα μοντέλο προσομοίωσης μερικής ισορροπίας. Αν και εξετάζονται όλοι οι τομείς του ενεργειακού συστήματος, έμφαση δίνεται στην ανάλυση των επιπτώσεων από πιθανές επιλογές και εξελίξεις στην ηλεκτροπαραγωγή.

Βασικά συμπεράσματα:

1. Τα σενάρια business as usual και επέκτασης λιγνίτη δεν επιτυγχάνουν τους στόχους της ΕΕ για το 2030.
2. Τα σενάρια ΑΠΕ, εξοικονόμησης και εξοικονόμησης μαζί με απεξάρτηση φέρνουν μείωση εκπομπών 75-81% στην ηλεκτροπαραγωγή μέχρι το 2035.
3. Όλα τα σενάρια περιλαμβάνουν ισχυρή διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
4. Οι απαιτούμενες επενδύσεις στα πέντε σενάρια κυμαίνονται μεταξύ 23 δισεκ. € (επέκτασης λιγνίτη) και 33 δισεκ. € (ΑΠΕ).
5. Τα σενάρια ΑΠΕ, εξοικονόμησης και εξοικονόμησης μαζί με απεξάρτηση, για τις τιμές δικαιωμάτων CO₂ που προβλέπει η ΕΕ, οδηγούν σε χαμηλότερο ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής.
6. Η αιολική ενέργεια ανταγωνίζεται τη λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή για τιμές δικαιωμάτων στα επίπεδα των 25 €/t CO₂.
7. Η εμμονή στη λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή επιδεινώνει όλες τις παραμέτρους του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος.

Τα βασικά συμπεράσματα της ανάλυσης είναι τα εξής:

- Σε κανένα από τα σενάρια η Ελλάδα δεν επιτυγχάνει τους στόχους διείσδυσης των ΑΠΕ το 2020 όπως αυτοί διατυπώθηκαν στον ν. 3851/2010 για την ηλεκτροπαραγωγή. Συγκεκριμένα, λαμβάνοντας υπόψη τις σημερινές συνθήκες στην αγορά και το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο, όλα τα σενάρια θεωρούν ρεαλιστική την είσοδο μόνο 1.600 νέων MW ΑΠΕ την περίοδο 2016-2020, πράγμα που τελικά θα οδηγήσει σε μερίδιο ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας 32,7%, σημαντικά χαμηλότερο του θεσμοθετημένου στόχου του 40%. Για να επιτευχθεί αυτός ο στόχος και θεωρώντας μια αναλογία αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής 3:2, εκτιμήθηκε ότι θα χρειαζόνταν ακόμα 1.100 MW αιολικά και 1.100 MW φωτοβολταϊκά.
- Τα σενάρια BaU και LIG, στα οποία τα ορυκτά καύσιμα διατηρούν σημαντικό μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή και δεν ενσωματώνουν ισχυρές πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης, δεν επιτυγχάνουν να προσεγγίσουν τους ενεργειακούς και περιβαλλοντικούς στόχους που έχει θέσει η ΕΕν για το 2030. Το ποσοστό των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας διαμορφώνεται, το 2030, σε 25-26% (26-28% το 2035). Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μειώνονται κατά 36-42% σε σχέση με το 2005 (39-47% το 2035) για το ενεργειακό σύστημα συνολικά, και κατά 47-57% στην ηλεκτροπαραγωγή (54-69% το 2035). Με ορίζοντα το 2050 η μείωση των εκπομπών σε σχέση με το 2005 είναι 36-43% για το σύνολο του ενεργειακού συστήματος και 52-68% για την ηλεκτροπαραγωγή.

- Αντίθετα, τα σενάρια RES, EE και LPO που περιλαμβάνουν ισχυρή διείσδυση των ΑΠΕ και κατά περίπτωση πιο έντονες παρεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης, παρουσιάζουν σαφώς καλύτερες επιδόσεις στην επίτευξη των συζητούμενων ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων. Για το 2030 οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μειώνονται κατά 44-47% σε σχέση με το 2005 για το σύνολο του ενεργειακού συστήματος (51-55% το 2035), και κατά 61-65% στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής (75-81% το 2035). Στον ορίζοντα του 2050 η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το 2005 είναι 50-64% για το σύνολο του ενεργειακού συστήματος και 75-88% για την ηλεκτροπαραγωγή.
- Όλα τα σενάρια περιλαμβάνουν σημαντικές επενδύσεις τεχνολογιών ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Όσον αφορά τα αιολικά, η εγκατεστημένη ισχύς τους το 2035 φθάνει τα 5,3 GW στο LIG, τα 7 GW στο BaU, τα 7,5 στο EE, τα 8,2 GW στο LPO και τα 9,2 GW στο RES. Το 2050, η ισχύς τους φθάνει τα 6,7 GW στο LIG, τα 8 GW στο BaU, τα 8,8 GW στο EE, τα 9,8 GW στο LPO και τα 10,6 GW στο RES. Ακόμη πιο δυναμικά χαρακτηριστικά έχει η εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών ειδικά μετά το 2030. Έτσι, η εγκατεστημένη ισχύς διαμορφώνεται το 2035 στα επίπεδα των 5,3-7 GW σε όλα τα σενάρια πλην του RES που φθάνει τα 8,2 GW, ενώ το 2050 φθάνει στα 7,1 GW στο LIG, στα 7,7 GW στο BaU, στα 9,3 GW στο EE, στα 10,2 GW στο LPO, και στα 11,3 GW στο RES. Η ένταξη στο ηλεκτρικό σύστημα στοχαστικών ΑΠΕ σε αυτή την κλίμακα δημιουργεί πρόσθετες ανάγκες σε αποθήκευση ενέργειας οι οποίες στο χρονικό ορίζοντα του 2050 εκτιμήθηκαν σε 1.450 MW στο LIG, 1.950 MW στο BaU, 2.500 MW στο EE, 3.050 MW στο LPO, και 3.500 MW στο RES. Προκύπτει επομένως ότι για την προσέγγιση των περιβαλλοντικών και ενεργειακών στόχων που συζητά η ΕΕν για το 2030 και το 2050, θα πρέπει να προγραμματιστούν πολύ σημαντικές επενδύσεις τεχνολογιών ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Η προώθηση πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης φαίνεται να μετριάξει κάπως την απαιτούμενη ένταση σε νέες επενδύσεις ΑΠΕ. Εντούτοις, θα πρέπει να σημειωθεί ότι απαιτούνται πολύ έντονες προσπάθειες για την επίτευξη των στόχων εξοικονόμησης ενέργειας από την υλοποίηση σχετικών προγραμμάτων. Καθώς η χώρα έχει διανύσει μια 10ετία πρωτοφανούς συρρίκνωσης του ΑΕΠ και των οικογενειακών εισοδημάτων, η σχετική βελτίωση των οικονομικών συνθηκών εκτιμάται ότι θα συνδεθεί με ένα ισχυρό rebound effect και επομένως σε μεγάλο βαθμό η υλοποίηση προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας και μείωσης του σχετικού κόστους θα συμβάλλει στη βελτίωση των ενεργειακών συνθηκών εντός των κτιρίων, στην αύξηση του επιτελούμενου μεταφορικού έργου, κλπ., πιθανότατα όμως η μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης θα είναι μικρότερη της αναμενόμενης.
- Με βάση την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε σε κάθε σενάριο εκτιμήθηκαν οι σωρευτικές επενδύσεις που θα πρέπει να υλοποιηθούν στο ηλεκτρικό σύστημα την περίοδο 2015-2050. Αυτές υπολογίστηκαν σε 23 δισεκ. € στο LIG, 24 δισεκ. € στο BaU, 28 δισεκ. € στο EE, 30 δισεκ. € στο LPO και 33 δισεκ. € στο RES. Ενώ οι απαιτούμενες επενδύσεις στο RES είναι κατά 9-10 δισεκ. € μεγαλύτερες σε σχέση με το BaU και το LIG, η υλοποίηση των EE και LPO απαιτούν σημαντικά λιγότερα κεφάλαια, περίπου 5-7 δισεκ. € πάνω από αυτά που απαιτούνται στο LIG και BaU.
- Τα σενάρια LIG και BaU παρότι μικρότερης εντάσεως κεφαλαίων δεν οδηγούν σε χαμηλότερο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια που εξετάστηκαν, δεδομένου ότι επιβαρύνονται με δαπάνες καυσίμων και αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών. Για τη συντηρητική εξέλιξη της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών που υιοθετήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης το ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζει παρόμοια συμπεριφορά σε όλα τα σενάρια (καθώς οι υψηλότερες επενδύσεις των σεναρίων με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ αντισταθμίζονται από το υψηλότερο λειτουργικό κόστος των σεναρίων που χαρακτηρίζονται από μεγαλύτερα μερίδια συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής), και μόνο προς το τέλος της εξεταζόμενης περιόδου εμφανίζονται τα σενάρια EE και LPO να οδηγούν σε ελαφρά χαμηλότερο κόστος ηλεκτροπαραγωγής. Εντούτοις, η εικόνα διαφοροποιείται σημαντικά αν υιοθετηθεί το πλέον πρόσφατο σενάριο εξέλιξης της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών που παρουσίασε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, όπου πλέον το ανηγμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τα σενάρια RES, EE και LPO είναι σαφώς μικρότερο από το κόστος των σεναρίων BaU και LIG. Κατά συνέπεια, με βάση το σενάριο εξέλιξης των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών που προκρίνει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η υλοποίηση επενδύσεων σε νέες λιγνιτικές

μονάδες όπως η Πτολεμαΐδα V (συμπεριλαμβάνεται στο BaU, στο LIG και στο EE) και η Μελίτη II (συμπεριλαμβάνεται στο LIG) θα οδηγήσει και σε σημαντική αύξηση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας.

- Η εξέλιξη της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών επίσης σε συνδυασμό με τις τιμές φυσικού αερίου αποτελούν καθοριστικούς παράγοντες για την αξιολόγηση της σκοπιμότητας υλοποίησης νέων λιγνιτικών μονάδων. Από την ανάλυση προέκυψε ότι στο πεδίο της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής χαμηλές τιμές δικαιωμάτων, κάτω των 30 €/t CO₂, ευνοούν τη ριζική ανακαίνιση υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων αντί της κατασκευής νέων, ενώ για υψηλότερες τιμές δικαιωμάτων και μέχρι κάποιο επίπεδο η κατασκευή νέων λιγνιτικών μονάδων είναι οικονομικά ελκυστική μόνο αν ταυτόχρονα διαμορφωθούν στην αγορά υψηλές τιμές φυσικού αερίου. Η αιολική ενέργεια φαίνεται ότι είναι ανταγωνιστική της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής για τιμές δικαιωμάτων στα επίπεδα των 25 €/t CO₂, ενώ αν συμπεριληφθεί στο κόστος των ΑΠΕ και το κόστος της αντλησιοταμίευσης η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή υπερβαίνει το κόστος των ΑΠΕ για τιμές δικαιωμάτων της τάξης των 50-55 €/t CO₂.
- Μακροπρόθεσμα, η εμμονή στη λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή φαίνεται ότι αποτελεί παράγοντα επιδείνωσης όλων των παραμέτρων του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος. Με την αναμενόμενη αύξηση της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών σε ευρωπαϊκό επίπεδο ως συνέπεια των δρομολογημένων αλλαγών στο ΕΣΕΔΕ, και σε συνδυασμό με την αυστηροποίηση της ευρωπαϊκής περιβαλλοντικής νομοθεσίας που επιβάλλει αυστηρότερα όρια εκπομπών SO₂, NO_x και σωματιδίων και επομένως κοστοβόρες αναβαθμίσεις, ο λιγνίτης δεν συμβάλλει πλέον στη μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπως στο παρελθόν, ενώ ταυτόχρονα υπονομεύει την επίτευξη σειράς ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων. Από την άλλη, η απεξάρτηση από τον λιγνίτη, σε συνδυασμό με ένα ορθολογικό πρόγραμμα ανάπτυξης των ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης, όπως αυτά περιγράφονται στο σενάριο LPO, φαίνεται να συνδυάζει τη σημαντική μείωση των εκπομπών στο ενεργειακό και ειδικά στο ηλεκτρικό σύστημα, με μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και επίτευξης των στόχων για τις ΑΠΕ. Οι τεχνολογίες ΑΠΕ, και ιδιαίτερα τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, είναι τεχνολογικά ώριμες και ήδη οικονομικά ανταγωνιστικές των συμβατικών μονάδων. Κρίσιμη διάσταση του ενεργειακού σχεδιασμού είναι η εξοικονόμηση ενέργειας, ιδιαίτερα υπό το πρίσμα ενεργειακής φτώχειας που ταλανίζει τα ελληνικά νοικοκυριά. Τα σχεδιαζόμενα προγράμματα εξοικονόμησης θα πρέπει να προσανατολίζονται στη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης αλλά με ταυτόχρονη βελτίωση των παρεχόμενων ενεργειακών υπηρεσιών προς τους καταναλωτές.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ENPER/BALANCE

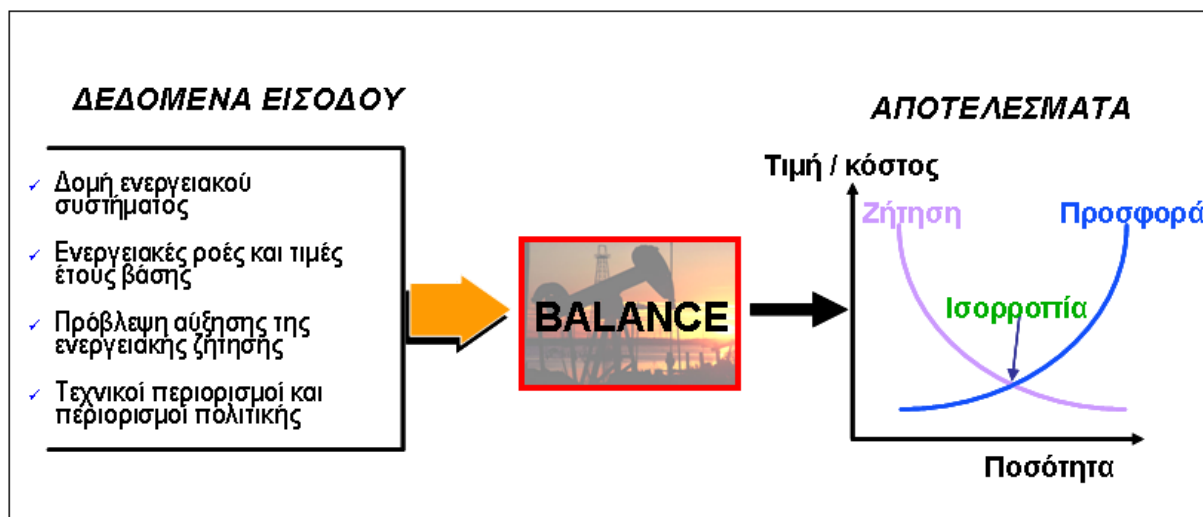
A.1 Εισαγωγή

Ένα από τα πλέον διαδεδομένα ενεργειακά μοντέλα που χρησιμοποιούνται διεθνώς για την πρόβλεψη σε μακροχρόνια βάση αναλυτικών ενεργειακών ισοζυγίων και των συνεπαγόμενων εκλυόμενων περιβαλλοντικών φορτίων είναι το ENPEP (ENergy and Power Evaluation Program). Το ENPEP αναπτύχθηκε στο Argonne National Laboratory⁴², είναι ουσιαστικά ένα μοντέλο «υβριδικού τύπου» έχοντας μετεξελιχθεί από ένα ενεργειακό μοντέλο τύπου “top-down” στον αρχικό σχεδιασμό του, και εμπεριέχει διάφορα επιμέρους μοντέλα που έχουν ως στόχο την πλήρη ενεργειακή ανάλυση/προσομοίωση του ενεργειακού/ηλεκτρικού συστήματος, με παράλληλη όμως ποσοτικοποίηση των περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεών του. Έτσι, με την ανάλυση του ενεργειακού συστήματος γίνεται προσπάθεια να αποτιμηθούν οι εναλλακτικές δυνατότητες εξέλιξής του, με στόχο τη βελτίωση όχι μόνο της συμπεριφοράς του συστήματος, αλλά και του προσδιορισμού των κοινωνικο-οικονομικών απαιτήσεων για τη βιωσιμότητά του. Το ENPEP σήμερα χρησιμοποιείται διεθνώς από ένα μεγάλο αριθμό ερευνητικών ομάδων, τόσο σε αναπτυγμένες όσο και σε αναπτυσσόμενες χώρες, για την ανάλυση ενεργειακών συστημάτων και ιδιαίτερα για τη διερεύνηση/αξιολόγηση πολιτικών σχετικών με τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Με την ανάλυση/προσομοίωση ενός ενεργειακού συστήματος γίνεται αξιολόγηση και εκτίμηση των πιθανών εξελίξεων σε όλους τους τομείς οικονομικής δραστηριότητας, έτσι ώστε η προσφερόμενη ενέργεια να ικανοποιεί την αντίστοιχη ζήτηση. Για το σκοπό αυτό, το ENPEP/Balance (το Balance είναι το βασικό μοντέλο του ENPEP) χρησιμοποιεί μια μη-γραμμική προσέγγιση μερικής ισορροπίας, ενώ το εξεταζόμενο ενεργειακό σύστημα προσομοιάζεται σε σημαντικό βαθμό λεπτομέρειας μέσω ενός ενεργειακού δικτύου το οποίο απεικονίζει τις ενεργειακές ροές από το επίπεδο της προσφοράς μέχρι την τελική ζήτηση. Βασική θεώρηση του μοντέλου είναι ότι τόσο οι παραγωγοί όσο και οι καταναλωτές ενέργειας αντιδρούν και προσαρμόζουν τη συμπεριφορά τους στις μεταβολές των τιμών. Επιπροσθέτως, η ενεργειακή ζήτηση εξαρτάται από τις τιμές των εναλλακτικών τεχνολογιών και καυσίμων, ενώ και οι τιμές προμήθειας τεχνολογιών και καυσίμων είναι πιθανόν να επηρεάζονται από τη συνολική ζήτησή τους. Το ENPEP/Balance βρίσκει ένα επίπεδο ισορροπίας σε κάθε κόμβο αποφάσεων, προσδιορίζοντας ένα σύνολο τιμών και ποσοτήτων που ικανοποιούν όλες τις σχετικές απαιτήσεις και περιορισμούς. Καθώς τα μερίδια των διαφόρων ενεργειακών τεχνολογιών στην αγορά εξαρτώνται από τις τιμές ενέργειας και αυτές με τη σειρά τους επηρεάζονται από τις συνολικές ποσότητες που ζητούνται από τους καταναλωτές, το μοντέλο χρησιμοποιεί μια επαναληπτική διαδικασία προκειμένου να προσδιορισθεί η λύση του προβλήματος.

Βασικά δεδομένα εισόδου του μοντέλου περιλαμβάνουν τη δομή του ενεργειακού συστήματος, αναλυτικό ενεργειακό ισοζύγιο καθώς και τιμές των ενεργειακών προϊόντων για το έτος βάσης, πρόβλεψη εξέλιξης της μελλοντικής ενεργειακής ζήτησης ανά τομέα / χρήση και πιθανοί τεχνικοί και πολιτικοί περιορισμοί (Σχήμα A-1).

⁴² Argonne National Laboratory (ANL), 2000. Description of BALANCE model. Technical Report.



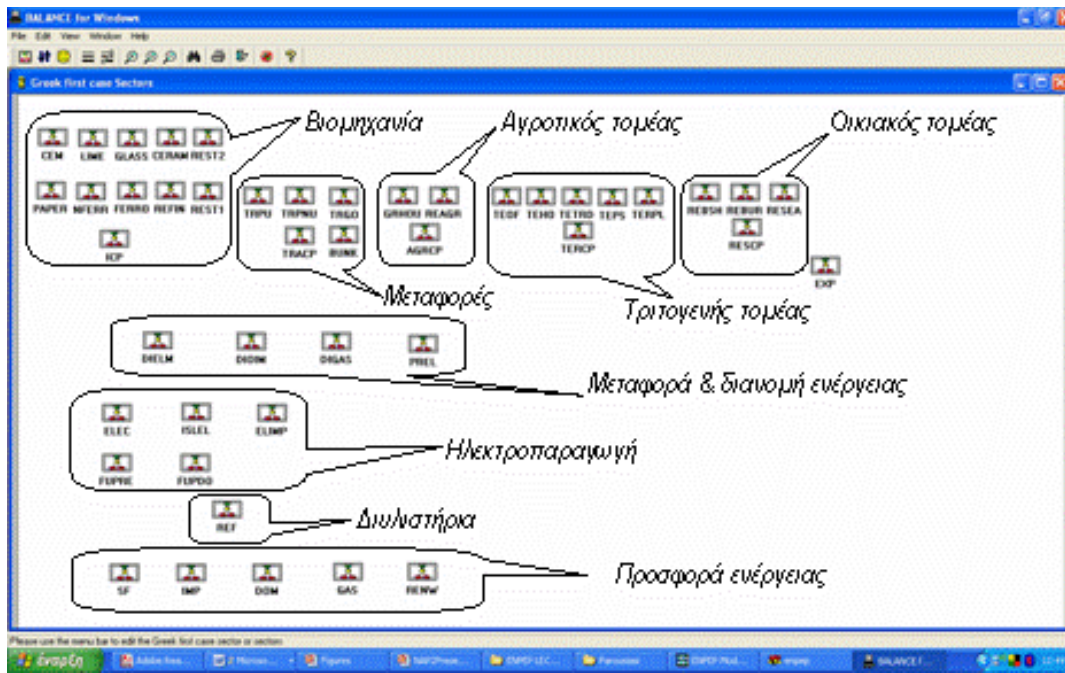
Σχήμα Α-1: Γενική διαγραμματική απεικόνιση του μοντέλου ENPEP /BALANCE.

Α.2. Το ενεργειακό δίκτυο και η επιτυγχανόμενη λύση μερικής ισορροπίας

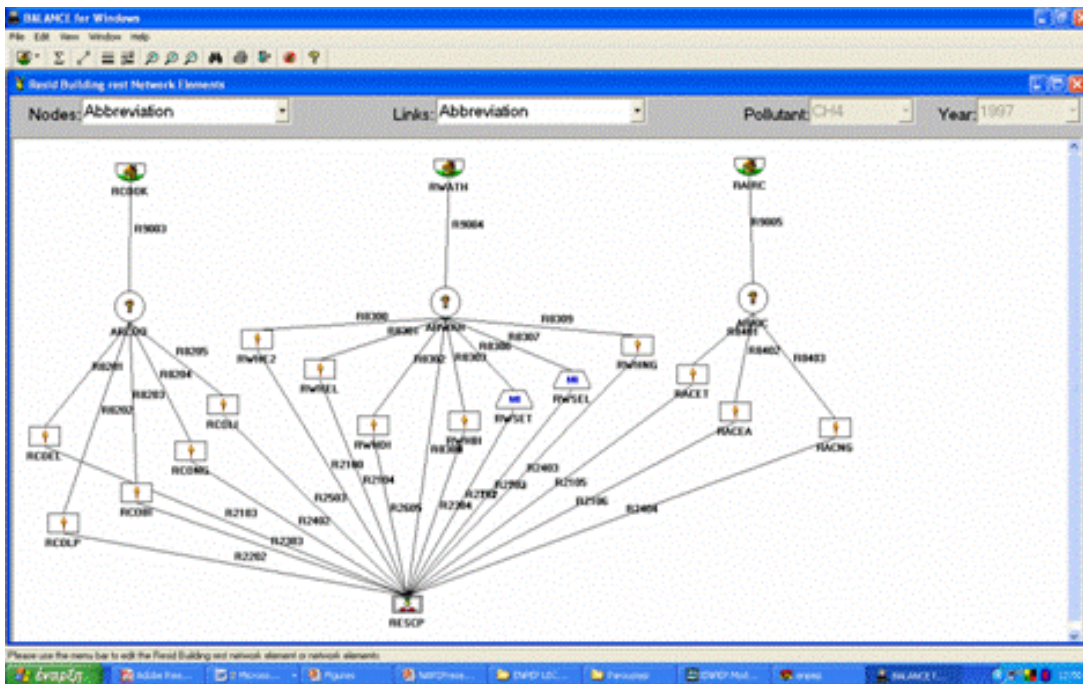
Όπως ήδη αναφέρθηκε, η ανάλυση των ενεργειακών συστημάτων μέσω του ENPEP/Balance απαιτεί την απεικόνισή τους μέσω ενός λεπτομερούς ενεργειακού δικτύου προκειμένου να περιγραφούν οι ροές ενέργειας από το επίπεδο της προσφοράς μέχρι τους τομείς τελικής κατανάλωσης. Τα ενεργειακά δίκτυα στο ENPEP κατασκευάζονται χρησιμοποιώντας κόμβους και συνδέσεις, που αναπαριστούν διαφορετικά στοιχεία ενός ενεργειακού συστήματος. Με διαφορετικούς κόμβους απεικονίζονται ορυκτά καύσιμα και ανανεώσιμες ενεργειακές πηγές, διάφορες τεχνολογίες μετατροπής, μονάδες διυλιστηρίων, θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, μονάδες συμπαραγωγής, λέβητες και φούρνοι, η διαδικασία λήψης απόφασης στο πλαίσιο λειτουργίας της ενεργειακής αγοράς, φόροι και επιδοτήσεις, και η ζήτηση ενέργειας. Οι σύνδεσμοι συνδέουν τους κόμβους μεταφέροντας πληροφορίες και δεδομένα (δηλ. ποσότητες και τιμές) από τον ένα στον άλλο.

Κάθε κόμβος του ενεργειακού δικτύου συνιστά ουσιαστικά μια υπο-ρουτίνα του ενεργειακού μοντέλου και περιγράφεται από συγκεκριμένες εξισώσεις που συσχετίζουν τις τιμές και ποσότητες ενέργειας μεταξύ των συνδέσμων εισόδου και εξόδου του κόμβου.

Στο **Σχήμα Α-2** παρουσιάζεται γραφικά η μοντελοποίηση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος στο ENPEP/Balance, με τη διάκρισή του σε επιμέρους τομείς (Σχήμα Α-2α) και εντός του κάθε τομέα με την απεικόνιση των σημαντικότερων ενεργειακών χρήσεων, τεχνολογιών, καυσίμων, κλπ. (Σχήμα Α-2β).



(α)



(β)

Σχήμα Α-2: Ανάπτυξη του ενεργειακού δικτύου στο ΕΝΠΕΡ με τομείς (Α-2α) και επιλεγμένες ενεργειακές χρήσεις, τεχνολογίες, και ενεργειακούς πόρους ανά τομέα (Α-2β).

Κατά συνθήκη το ενεργειακό δίκτυο στο ΕΝΠΕΡ κατασκευάζεται έτσι ώστε οι κόμβοι ζήτησης ενέργειας να τοποθετούνται στην κορυφή του δικτύου, οι κόμβοι προσφοράς ενέργειας στη βάση του, και οι διάφοροι κόμβοι ενεργειακών μετατροπών στο μεσοδιάστημα. Με την κατασκευή του ενεργειακού δικτύου και την αποτύπωση των ιστορικών ενεργειακών ροών για το έτος βάσης, το μοντέλο προβλέπει τη μελλοντική ζήτηση ενέργειας και τις ενεργειακές τιμές στη βάση εξέλιξης συγκεκριμένων προσδιοριστικών παραμέτρων. Αυτό γίνεται μέσω μιας επαναληπτικής διαδικασίας όπου:

- Η ζήτηση ενεργειακών πόρων υπολογίζεται μέσω προσομοίωσης των ενεργειακών ροών από την κορυφή του ενεργειακού δικτύου και τη ζήτηση ενέργειας για συγκεκριμένες χρήσεις προς τη βάση του και την προσφορά ενέργειας («προς τα κάτω ακολουθία υπολογισμών»).
- Οι ενεργειακές τιμές υπολογίζονται μέσω του κόστους εξόρυξης και το κόστος των ενεργειακών μετατροπών ακολουθώντας τις ενεργειακές ροές από τη βάση προς την κορυφή του δικτύου («προς τα άνω ακολουθία υπολογισμών»).
- Κατά την εκτίμηση της ζήτησης ενεργειακών πόρων που περιγράφηκε παραπάνω το μοντέλο υπολογίζει τις ενεργειακές ροές χρησιμοποιώντας τις τιμές ενέργειας από την αμέσως προηγούμενη προς τα άνω ακολουθία υπολογισμών.
- Η επαναληπτική διαδικασία συνεχίζεται έως ότου το μοντέλο συγκλίνει βρίσκοντας ένα σετ ενεργειακών τιμών και ποσοτήτων που ικανοποιούν όλες τις σχετικές εξισώσεις και περιορισμούς που έχουν τεθεί μέσω του ενεργειακού δικτύου.
- Τα μερίδια των διαφόρων ενεργειακών τεχνολογιών/πόρων εκτιμώνται στη βάση συγκεκριμένου αλγορίθμου που περιγράφεται αναλυτικότερα στην επόμενη παράγραφο συναρτήσει των σχετικών τιμών των εναλλακτικών επιλογών.
- Καθώς τα μερίδια των διαφόρων ενεργειακών τεχνολογιών ή/και πόρων στην αγορά εξαρτώνται από τις τιμές ενέργειας και αυτές με τη σειρά τους επηρεάζονται από τις συνολικές ποσότητες που ζητούνται από τους καταναλωτές, το μοντέλο χρησιμοποιεί την επαναληπτική διαδικασία που περιγράφηκε προηγούμενα προκειμένου να συγκλίνει σε ένα συγκεκριμένο σετ ενεργειακών τιμών και ποσοτήτων. Η προς τα άνω και προς τα κάτω ακολουθία υπολογισμών επαναλαμβάνεται έως ότου οι διαφορές στις ενεργειακές ροές στους συνδέσμους του ενεργειακού δικτύου να μεταβάλλονται πολύ λίγο από τη μια ακολουθία υπολογισμών στην επόμενη.

A.3 Εκτίμηση μεριδίων εναλλακτικών ενεργειακών πόρων / τεχνολογιών

Κεντρικό ρόλο στη λειτουργία του μοντέλου κατέχουν οι κόμβοι λήψης απόφασης στους οποίους γίνεται η εκτίμηση των μεριδίων διείσδυσης εναλλακτικών επιλογών (τεχνολογιών, καυσίμων, κλπ.). Σε κάθε κόμβο λήψης απόφασης η εκτίμηση των μεριδίων διείσδυσης των εναλλακτικών επιλογών γίνεται στη βάση ενός αλγορίθμου όπου το μερίδιο κάθε τεχνολογίας/καυσίμου καθορίζεται συναρτήσει της τιμής του και της τιμής των εναλλακτικών επιλογών που είναι διαθέσιμες για να καλύψουν δεδομένα επίπεδα ζήτησης. Ας θεωρήσουμε για παράδειγμα ότι ένα συγκεκριμένο επίπεδο ενεργειακής ζήτησης (Q_D) σε ένα κόμβο απόφασης είναι δυνατό να καλυφθεί μέσω δύο εναλλακτικών επιλογών A και B, όπου η μοναδιαία τιμή τους ανέρχεται αντίστοιχα σε P_A και P_B . Με βάση τον αλγόριθμο που χρησιμοποιεί το ENPEP το μερίδιο (MS_A) της A επιλογής υπολογίζεται μέσω της εξίσωσης⁴³:

$$MS_A = \frac{Q_A}{Q_A + Q_B} = \frac{\left(\frac{1}{P_A \times Pm_A}\right)^{\gamma}}{\left(\frac{1}{P_A \times Pm_A}\right)^{\gamma} + \left(\frac{1}{P_B \times Pm_B}\right)^{\gamma}} \quad (1)$$

Όπου:

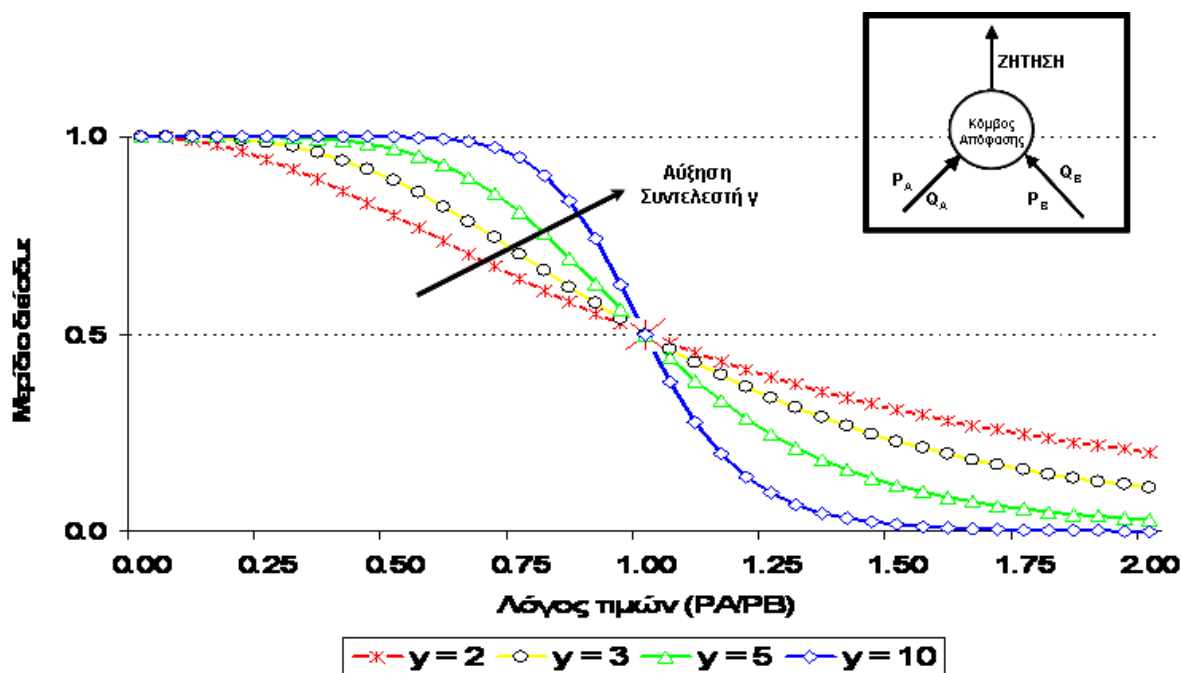
Q_A και Q_B : η ενεργειακή ζήτηση που καλύπτεται μέσω της A και B επιλογής αντίστοιχα, για τις οποίες θα πρέπει να ισχύει:

$$Q_D = Q_A + Q_B \quad (2)$$

⁴³ Conzelmann G, 2001. Greenhouse gas mitigation analysis using ENPEP: a modelling guide. Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis (CEEESA) Decision and Information Sciences Division Argonne National Laboratory.

P_{mA} και P_{mB} : πολλαπλασιαστές που χρησιμοποιούνται για να διαφοροποιήσουν τις μοναδιαίες τιμές κόστους των επιλογών A και B απεικονίζοντας πιθανά κόστη/οφέλη που δεν αντικατοπτρίζονται στις τιμές τους.

γ : αδιάστατος συντελεστής που καθορίζει το βαθμό που η μεταβολή στις σχετικές τιμές των εναλλακτικών επιλογών συνεπάγεται μεταβολή των μεριδίων τους στο ενεργειακό σύστημα. Στην περίπτωση που ο συντελεστής γ είναι αρκετά υψηλός (π.χ. 15) τότε μικρές διαφοροποιήσεις στις σχετικές τιμές των εναλλακτικών ενεργειακών τεχνολογιών συνεπάγονται μεγάλες μεταβολές στα μερίδια διείσδυσης. Αντίθετα, όσο μικρότερες τιμές παίρνει ο γ πλησιάζοντας την τιμή 0 τότε ακόμη και μεγάλες διαφοροποιήσεις στις σχετικές τιμές των εναλλακτικών επιλογών δεν οδηγούν σε σημαντικές διαφοροποιήσεις των μεριδίων διείσδυσης τους στην ενεργειακή αγορά. Η επιλογή της πηγής προμήθειας αργού από ένα διυλιστήριο είναι ένα ενδεικτικό παράδειγμα που η απόφαση εξαρτάται σημαντικά από τις προσφερόμενες τιμές και άρα η τιμή του γ στον αντίστοιχο κόμβο λήψης απόφασης θα πρέπει να είναι υψηλή. Αντίθετα, η αγορά ενός αυτοκινήτου επηρεάζεται πέρα της τιμής του και από σημαντικό αριθμό άλλων παραμέτρων και άρα τα μερίδια διείσδυσης των διαθέσιμων μοντέλων παρουσιάζουν σχετικά μικρότερη ευαισθησία στις τιμές τους. Στο **Σχήμα A-3** δίνεται γραφικά η επίδραση που έχει η επιλογή της τιμής του γ στη διείσδυση δύο ανταγωνιστικών ενεργειακών τεχνολογιών A και B.



Σχήμα A-3: Επίδραση του αδιάστατου συντελεστή γ στα μερίδια διείσδυσης εναλλακτικών ενεργειακών τεχνολογιών.

Οι κόμβοι λήψης αποφάσεων έχουν αρκετά ακόμη χαρακτηριστικά τα οποία χρησιμοποιούνται προκειμένου να προσομοιωθεί κατά το δυνατόν ρεαλιστικότερα η λειτουργία της ενεργειακής αγοράς. Έτσι, η προσομοίωση περιπτώσεων όπου η ενεργειακή αγορά δεν ανταποκρίνεται άμεσα στις μεταβολές των τιμών ενέργειας γίνεται μέσω ενός αδιάστατου συντελεστή υστέρησης λ που ενσωματώνεται στους κόμβους λήψης απόφασης. Τέτοιες περιπτώσεις μπορούν να προκύψουν όταν ο τελικός καταναλωτής ήδη διαθέτει εξοπλισμό ανταγωνιστικό σε αυτόν που παρουσιάζει μια δεδομένη χρονική στιγμή τη χαμηλότερη τιμή, ή για παράδειγμα όταν ο καταναλωτής δυσκολεύεται να προμηθευτεί τη φθηνότερη επιλογή. Ο συντελεστής υστέρησης καθορίζει ουσιαστικά ποιο τμήμα της ενεργειακής αγοράς μπορεί να ανταποκριθεί στις αλλαγές τιμών. Έτσι, το μερίδιο διείσδυσης μιας τεχνολογίας σε έναν κόμβο απόφασης που υπολογίστηκε μέσω της Εξ. 1, προσαρμόζεται μέσω της Εξίσωσης:

$$MS_{A,T} = MS_{A,T-1} + (MS_{A,T^*} - MS_{A,T-1}) \times \lambda \quad (3)$$

Όπου:

$MS_{A,T}$: το εκτιμώμενο μερίδιο διείσδυσης της επιλογής A το παρόν έτος T, αν υφίστανται συνθήκες υστέρησης στην ενεργειακή αγορά.

$MS_{A,T-1}$: το εκτιμώμενο μερίδιο διείσδυσης της επιλογής A το προηγούμενο έτος.

MS_{A,T^*} : το εκτιμώμενο μερίδιο διείσδυσης της επιλογής A το έτος T όπως υπολογίζεται από την Εξ. 1, υπό την προϋπόθεση δηλαδή ότι δεν υφίστανται συνθήκες υστέρησης στην ενεργειακή αγορά.

λ : ο συντελεστής υστέρησης, που λαμβάνει τιμές στο διάστημα 0 έως 1. Τιμή ίση με τη μονάδα υποδηλώνει ότι στη συγκεκριμένη ενεργειακή αγορά δεν υφίστανται καταστάσεις υστέρησης και υπάρχει άμεση ανταπόκριση/προσαρμογή στη μεταβλητότητα των τιμών. Αντίθετα, τιμή του λ ίση με μηδέν υποδηλώνει ότι δεν υπάρχει καμία ανταπόκριση της ενεργειακής αγοράς στη μεταβλητότητα των τιμών. Σε πραγματικές συνθήκες, ενεργειακές επενδύσεις εντάσεως κεφαλαίου αναμένεται ότι θα παρουσιάζουν σχετικά μεγαλύτερες υστερήσεις σε σχέση με αυτές που απαιτούν μικρά σχετικά κεφάλαια.

Τέλος, το μοντέλο παρέχει την ευχέρεια ενσωμάτωσης πιθανών τεχνικών περιορισμών που τίθενται (π.χ. δυναμικότητα ενός αγωγού φυσικού αερίου), κυβερνητικών πολιτικών (π.χ. φόροι, επιδοτήσεις, προτεραιότητα στη χρήση εγχώριων καυσίμων), των προτιμήσεων των καταναλωτών, κλπ., επηρεάζοντας και με τον τρόπο αυτό τα μερίδια που τελικά καλύπτουν οι διάφορες εναλλακτικές επιλογές σε έναν κόμβο του δικτύου.

A.4 Επίλυση σε επίπεδο ενεργειακού συστήματος

Η ακολουθούμενη προσέγγιση από το ENPEP/Balance βασίζεται στη θεώρηση ότι ο ενεργειακός τομέας αποτελείται από αυτόνομους παραγωγούς και καταναλωτές ενέργειας, καθένας εκ των οποίων προσπαθεί να επιτύχει τους δικούς του διακριτούς στόχους. Αυτό άλλωστε αντικατοπτρίζει και την πραγματική λειτουργία της ενεργειακής αγοράς στην οποία εμπλέκονται πολλοί αποφασίζοντες, και η τελική διευθέτηση του ενεργειακού συστήματος είναι δυνατόν να διαφέρει από το θεωρητικά «άριστο» επίπεδο. Τομείς όπως η ηλεκτροπαραγωγή, η βιομηχανία, οι υπηρεσίες, τα κτίρια έχουν εντελώς διαφορετικά χαρακτηριστικά και πιθανότατα οι επιλογές των αποφασιζόντων να έχουν εντελώς διαφορετική στόχευση, χρονικό ορίζοντα, κλπ. Το μοντέλο καταλήγει σε μια λύση όπου επιτυγχάνεται εξισορρόπηση της ζήτησης και προσφοράς ενέργειας παίρνοντας υπόψη τη λειτουργία της αγοράς και τυχόν τεχνικούς/πολιτικούς περιορισμούς χωρίς όμως να επιδιώκεται η αριστοποίηση του συστήματος μεταξύ των διαφόρων τομέων οικονομικής δραστηριότητας. Ουσιαστικά το ENPEP/Balance προσδιορίζει το σημείο τομής των καμπυλών ζήτησης και προσφοράς ενέργειας για όλους τους ενεργειακούς πόρους και όλες τις ενεργειακές χρήσεις που περιλαμβάνονται στο ενεργειακό δίκτυο. Η ισορροπία επιτυγχάνεται όταν το μοντέλο βρίσκει ένα σύνολο τιμών και ποσοτήτων που ικανοποιούν το σύνολο των εξισώσεων που περιλαμβάνονται στο ενεργειακό δίκτυο υπό τους υφιστάμενους περιορισμούς. Για το σκοπό αυτό ακολουθείται μια επαναληπτική διαδικασία που βασίζεται στην τεχνική Jacobi και η οποία περιγράφηκε προηγουμένα.

Με το ENPEP/Balance οι ενεργειακοί αναλυτές έχουν την ικανότητα να προβλέψουν μακροπρόθεσμα (έως και 70 χρόνια μπροστά) ενεργειακά ισοζύγια, καθώς και τις συνεπαγόμενες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και λοιπών αερίων ρύπων. Η ανάλυση γίνεται σε ετήσια βάση, επιτρέποντας έτσι την άντληση σημαντικών πληροφοριών σχετικά με τα προβλεπόμενα ενεργειακά ισοζύγια και τυχόν διαφοροποιήσεις τους μέσα σε μια χρονική περίοδο, που μπορεί να οφείλεται στη διείσδυση νέων τεχνολογιών, στην εφαρμογή τομεακών πολιτικών, κλπ. Ταυτόχρονα, είναι δυνατόν να απαντηθούν ερωτήματα σχετικά με τις διαφοροποιήσεις και τις οικονομικές επιπτώσεις που θα επιφέρει η επιβολή ενός ενεργειακού ή περιβαλλοντικού φόρου, η εφαρμογή συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών και γενικότερα διαφόρων οικονομικών – περιβαλλοντικών – κανονιστικών πολιτικών.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

1. Αποτελέσματα σεναρίου αναμενόμενης εξέλιξης (BaU)

Πίνακας 1-1. Συνοπτικό ενεργειακό ισοζύγιο

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΠΡΩΤΟΓΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (ktoe)	9845	10026	9710	8630	7992	8121	7812	6588	6795	6940	7097
Στερεά καύσιμα	8296	8490	7494	6015	4874	4343	3551	1937	1962	1889	1902
Πετρελαιοειδή	261	91	50	0	0	0	0	0	0	0	0
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3118	3779	4261	4651	4833	5051	5195
Φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΚΑΘΑΡΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (ktoe)	18221	21058	18984	16529	16018	14644	14399	15583	16022	16283	16569
Στερεά καύσιμα	823	499	344	249	250	275	287	288	303	321	342
Πετρελαιοειδή	15740	17966	15203	12751	11675	10234	9714	10054	10287	10384	10457
ΑΠΕ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3938	3980	4243	5086	5278	5423	5615
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΗ ΕΓΧ. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	28067	31083	28694	25159	24010	22765	22211	22170	22817	23222	23666
Στερεά καύσιμα	9119	8989	7838	6264	5125	4618	3838	2224	2265	2210	2244
Πετρελαιοειδή	16001	18057	15253	12751	11675	10234	9714	10054	10287	10384	10457
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3118	3779	4261	4651	4833	5051	5195
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3938	3980	4243	5086	5278	5423	5615
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (ktoe)	4200	4686	4504	4597	4739	4752	4899	5138	5363	5565	5753
Λιγνίτης	2601	2726	2364	1962	1582	1466	1222	699	708	684	688
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	651	629	394	343	314	186	51	51	51	51	51
Φυσικό αέριο	567	746	813	1077	1245	1162	1279	1671	1723	1761	1825
ΑΠΕ	382	585	934	1214	1598	1938	2346	2717	2880	3069	3189
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	18514	21156	19403	16698	16553	16674	17048	17704	18308	18754	19174
<i>ανά τομέα</i>											
αγροτικός	1130	1157	899	791	796	806	817	830	843	854	864
βιομηχανία	5246	5342	4658	3920	3874	4004	4204	4460	4716	4936	5160
οικιακός	4364	5294	4863	4351	4432	4438	4523	4686	4871	5025	5168
τριτογενής	1320	1821	1878	1807	1883	1879	1927	2026	2126	2193	2258
μεταφορές	6453	7541	7105	5829	5568	5546	5576	5702	5751	5746	5724
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά καύσιμα	815	461	292	232	243	272	290	304	319	338	358
πετρελαιοειδή	12681	14729	12203	9542	8971	8572	8669	9001	9268	9419	9552
ηλεκτρισμός	3747	4429	4435	4241	4353	4363	4511	4712	4922	5096	5268
θερμική ενέργεια	19	34	172	184	201	204	205	207	208	209	211
ΑΠΕ	894	827	1180	1338	1399	1680	1754	1773	1791	1821	1845
φυσικό αέριο	358	676	1121	1161	1387	1583	1619	1709	1800	1871	1940
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	94078	103605	90421	75755	69490	64552	60065	54646	55967	56400	57354
CH ₄ (kt)	69.5	73.4	62.6	58.5	49.7	46.0	40.7	29.6	29.4	28.7	28.6
N ₂ O (kt)	3.1	3.4	2.6	4.1	4.0	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1
CO₂ eq (kt)	96742	106443	92765	78447	71923	66872	62246	56558	57893	58319	59280
ΔΕΙΚΤΕΣ											
Πληθυσμός (εκατομ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΑΕΠ (Μ€ 2010)	189901	229785	226032	184468	205133	210623	222188	243533	264935	279181	292849
Ακαθ. Εγγ. Καταν./ΑΕΠ (ktoe/Μ€ 2010)	0.15	0.135	0.127	0.136	0.117	0.108	0.100	0.091	0.086	0.083	0.081
Ακαθ. Εγγ. Καταν./ κάτοικο (toe / κατ.)	2.57	2.83	2.58	2.32	2.19	2.07	2.01	2.01	2.07	2.12	2.18
Ακαθ. Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (ktoe)	19299	21949	19794	17539	17724	18079	18653	19501	20323	20875	21408
ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας	7.7%	6.4%	11.2%	15.4%	19.3%	23.2%	26.0%	27.8%	28.5%	29.1%	29.3%
Ένταση άνθρακα (kt CO ₂ /Μ€ 2010)	0.50	0.45	0.40	0.41	0.34	0.31	0.27	0.22	0.21	0.20	0.20
Εκπομπές CO ₂ / κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	8.63	9.44	8.13	6.98	6.34	5.86	5.44	4.95	5.08	5.14	5.28
Εκπομπές CO ₂ / Ακαθ. Κατ. Ενέργ (t / toe)	3.35	3.33	3.15	3.01	2.89	2.84	2.70	2.46	2.45	2.43	2.42
Εξάρτηση από εισαγωγές (%)	65%	68%	66%	66%	67%	64%	65%	70%	70%	70%	70%

Πίνακας 1-2. Ηλεκτροπαραγωγή

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	43578	51509	51579	49323	50625	50742	52463	54801	57243	59266	61267
Βιομηχανία	14654	15049	13200	11932	11909	12177	12746	13409	14072	14607	15119
Μεταφορές	186	209	337	361	675	675	698	721	721	733	733
Αγροτικός	2698	2873	2768	3117	3280	3454	3559	3663	3768	3873	3977
Τριτογενής	12235	16468	17619	17096	17968	17899	18457	19422	20411	21074	21736
Οικιακός	13805	16910	17666	16817	16782	16538	17003	17573	18259	18980	19701
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (GWh)	50579	60115	60906	55905	57557	57708	59418	62197	64814	67163	69350
Λιγνίτης	30250	31703	27493	22818	18399	17050	14212	8129	8234	7955	8001
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	7571	7315	4582	3989	3652	2163	593	593	593	593	593
Φυσικό αέριο	6594	8676	9455	12526	14479	13514	14875	19434	20038	20480	21225
Υδροηλεκτρικά	3989	5350	7385	4815	5862	6036	6036	6466	6524	6583	6745
Αιολικά	454	1314	3012	4826	6862	8932	12688	15456	16456	17759	17782
Βιομάζα	0	140	279	361	779	1023	1023	1023	1023	1023	1023
Γεωθερμία	0	0	0	0	0	58	58	58	58	58	58
Φωτοβολταϊκά	0	0	186	4117	5082	6501	7490	8595	9444	10293	11479
Εισαγωγές	1733	5617	8513	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	10931	12716	14911	19279	20484	21015	22315	23499	24563	25626	26423
Λιγνίτης	4457	4746	4746	3912	3912	2856	2345	1231	1231	1231	1231
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	2114	2289	2201	1810	1404	980	532	532	532	532	532
Φυσικό αέριο	1062	2063	3208	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188
Υδροηλεκτρικά	3072	3106	3215	3389	3389	3580	3580	3580	3580	3580	3580
Αιολικά	226	491	1298	2182	3088	3925	5522	7082	7582	8082	8082
Βιομάζα		20	41	52	112	147	147	147	147	147	147
Γεωθερμία		0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
Φωτοβολταϊκά	0	1	202	2746	3391	4332	4993	5732	6295	6859	7656
ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΦΟΡΤΙΣΗΣ (%)											
Λιγνίτης	77%	76%	66%	67%	54%	68%	69%	75%	76%	74%	74%
Άνθρακας											
Πετρελαιοειδή	41%	36%	24%	25%	30%	25%	13%	13%	13%	13%	13%
Φυσικό αέριο	71%	48%	34%	28%	32%	30%	33%	43%	44%	45%	47%
Υδροηλεκτρικά	15%	20%	26%	16%	20%	19%	19%	21%	21%	21%	22%
Αιολικά	23%	30%	26%	25%	25%	26%	26%	25%	25%	25%	25%
Βιομάζα		79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%
Γεωθερμία						75%	75%	75%	75%	75%	75%
Φωτοβολταϊκά			10%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΩΝ (ktoe)	11652	12156	10637	9356	8449	7347	6340	5467	5592	5593	5730
Στερεά	8303	8526	7527	6014	4864	4328	3530	1903	1928	1855	1868
Πετρελαιοειδή	2047	2038	1284	1128	1035	622	186	186	186	186	186
Φυσικό αέριο	1302	1592	1826	2214	2551	2397	2624	3378	3478	3552	3675
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	51532	54311	48319	38318	32845	28417	23480	16922	17277	17070	17421
CH ₄ (kt)	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
N ₂ O (kt)	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4
CO₂ eq (kt)	51719	54507	48487	38493	33010	28564	23612	17037	17395	17188	17542
ΔΕΙΚΤΕΣ	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Μερίδιο ΑΠΕ στην παραγωγή (%)	9.1%	12.5%	20.7%	26.4%	33.7%	40.8%	47.9%	52.9%	53.7%	55.1%	55.4%
Μερίδιο ΑΠΕ στην ακαθ. κατανάλ. ηλεκτρισμού (%)	9.1%	11.7%	18.7%	25.6%	32.7%	39.5%	46.4%	51.3%	52.2%	53.7%	54.0%
Μερίδιο ΑΠΕ στην εγκατεστημένη ισχύ (%)	30.2%	28.5%	31.9%	43.4%	48.7%	57.1%	63.9%	70.4%	71.7%	72.9%	73.7%
Εγχώρια παραγωγή ηλεκτρισμού (%)	71.0%	70.7%	73.2%	69.1%	67.1%	71.6%	72.8%	66.5%	66.9%	67.4%	67.4%

Πίνακας 1-3. Κόστος ηλεκτροπαραγωγής

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
A. Επενδύσεις (Μ€ 2015)		2515	4262	3467	3653	2727	4885	2790
A.1 ΑΠΕ		2239	2873	3467	3653	2727	4885	2790
Αιολικά		1223	1167	2425	2464	1764	1868	1223
Φωτοβολταϊκά μεγάλα		439	353	583	563	564	2355	833
Φωτοβολταϊκά οικιακά		439	802	85	164	158	444	432
Υδροηλεκτρικά		0	438	0	0	0	0	0
Γεωθερμία		0	32	0	0	0	0	0
Βιομάζα		138	81	0	46	48	25	138
Αντλητικά		0	0	373	417	193	193	164
A.2 Συμβατικά		275	1389	0	0	0	0	0
Λιγνίτης		0	1389	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο		0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή		0	0	0	0	0	0	0
Αντιρρύπανση		275	0	0	0	0	0	0
A.3 Συνολικές επενδύσεις (αθροιστ.)		2515	6776	10243	13896	16623	21508	24298
B. Ανηγμένο κόστος (€ 2015/MWh)	87.70	91.08	102.33	101.42	103.56	104.40	103.81	102.57
C. Ανηγμένο κόστος εξαιρουμένων των επενδύσεων που έγιναν πριν το 1995 (€ 2015/MWh)	72.45	76.74	91.65	92.49	97.18	98.29	97.92	96.87

Πίνακας 1-4. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στη βιομηχανία

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	23748	28525	22368	18592	17619	17969	18827	20440	22025	23110	24137
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	5246	5342	4658	3920	3874	4004	4204	4460	4716	4936	5160
<i>ανά κλάδο</i>											
μη-μεταλλικά ορυκτά	1374	1517	909	821	911	1003	1111	1172	1237	1316	1405
τσιμέντο	1154	1263	801	730	809	888	981	1023	1070	1133	1205
ασβέστης	64	79	51	53	50	50	52	56	61	63	66
γυαλί	27	34	30	29	27	27	28	31	33	34	36
κεραμοποιία	129	141	27	10	25	37	49	61	74	86	98
χαρτί	161	129	141	120	112	113	117	127	137	143	150
μη-σιδηρούχα	746	834	653	840	838	828	824	821	820	819	820
σιδηρουργία	195	220	171	97	108	121	139	153	166	176	185
λοιπές βιομηχανίες	2769	2642	2784	2041	1904	1939	2013	2187	2357	2482	2600
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά (άνθρακας και λιγνίτης)	802	455	284	223	233	263	281	294	309	328	349
πετρελαιοειδή	2622	2813	2092	1638	1439	1367	1457	1555	1653	1734	1819
ντίζελ	509	453	314	291	196	152	151	156	161	163	166
μαζούτ	852	676	362	301	227	189	189	194	198	200	202
άλλα πετρελ. προϊόντα	1261	1685	1416	1046	1017	1026	1117	1205	1295	1371	1451
φυσικό αέριο	339	530	727	718	845	953	974	1021	1067	1107	1146
βιομάζα-απορρίμματα	217	233	285	168	167	207	228	265	303	337	370
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	0	2	4	6	5	6	7	7	9	10	11
ηλεκτρισμός	1260	1294	1135	1026	1024	1047	1096	1153	1210	1256	1300
ατμός συμπαραγωγής	6	14	132	142	160	162	163	164	165	165	166
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	9952	10226	6862	7734	7758	7942	8321	8633	8956	9286	9647
CH ₄ (kt)	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
N ₂ O (kt)	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5
CO₂ eq (kt)	10041	10331	6950	7815	7852	8052	8437	8760	9093	9432	9803
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.22	0.19	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.21
εκπομπές CO ₂ ανά ενεργ. μονάδα (t / toe)	1.90	1.91	1.47	1.97	2.00	1.98	1.98	1.94	1.90	1.88	1.87
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.42	0.36	0.31	0.42	0.44	0.44	0.44	0.42	0.41	0.40	0.40

Πίνακας 1-5. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στις μεταφορές

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση ανά νοικοκυριό (€2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΜΕΤΑΦΟΡΙΚΟ ΕΡΓΟ											
επιβατικές μεταφορές (Gρkm)	128	160	175	168	170	173	176	180	182	182	182
οδικές	118	149	164	160	162	165	168	172	173	173	173
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	98	130	145	144	147	150	153	157	158	159	158
λεοφωρεία	20	20	19	16	15	14	14	15	15	15	15
τραίνα	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
αεροπλοΐα εσωτερικού	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	5	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4
εμπορευματικές μεταφορές (Gtkm)	27	31	28	21	20	20	21	22	24	24	25
φορηγά	19	21	20	14	13	13	14	15	16	17	18
τραίνα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	8	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	6453	7541	7105	5829	5568	5546	5576	5702	5751	5746	5724
ανά μεταφορικό μέσο											
οδικές	5320	6413	6091	5147	4894	4867	4891	5001	5044	5036	5014
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	2901	3670	3707	3488	3425	3413	3398	3405	3351	3280	3199
λεοφωρεία	158	152	141	119	105	100	101	102	102	100	99
φορηγά	2261	2591	2243	1539	1364	1354	1392	1494	1592	1656	1716
τραίνα	49	54	58	55	54	54	56	58	59	59	59
αεροπλοΐα εσωτερικού	515	416	244	188	187	189	191	195	196	197	196
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	569	658	712	439	434	435	439	448	452	453	454
ανά είδος δραστηριότητας											
επιβατικές	4127	4875	4794	4233	4149	4137	4129	4150	4100	4029	3946
εμπορευματικές	2326	2666	2311	1596	1419	1409	1447	1552	1652	1717	1778
ανά καύσιμο											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	6437	7508	6938	5614	5256	5037	5021	5144	5192	5186	5164
ντίζελ	2199	2550	2257	1886	1879	1960	1960	2061	2133	2172	2202
μαζούτ	253	316	435	252	249	249	251	257	259	260	260
βενζίνη	3403	4126	3901	3039	2671	2353	2329	2336	2307	2260	2208
LPG	26	31	68	227	245	257	261	265	266	267	267
άλλα πετρελαϊκά προϊόντα	556	485	275	211	213	217	220	225	226	227	227
φυσικό αέριο	0	15	15	19	23	26	26	27	27	27	27
βιοκαύσιμα	0	0	124	164	230	424	470	470	470	470	470
ηλεκτρισμός	16	18	29	31	58	58	60	62	62	63	63
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	18427	21192	21991	16559	15529	14917	14870	15246	15399	15388	15330
CH ₄ (kt)	4.9	4.8	4.3	5.8	5.1	4.8	4.8	4.8	4.7	4.7	4.6
N ₂ O (kt)	1.2	1.3	1.1	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
CO₂ eq (kt)	18899	21708	22418	17221	16140	15513	15465	15846	15995	15976	15908
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή κατανάλωση ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.59	0.69	0.64	0.54	0.51	0.50	0.51	0.52	0.52	0.52	0.53
μερίδιο βιοκαυσίμων (%)	0.0%	0.0%	2.1%	3.4%	5.0%	9.3%	10.3%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
ένταση άνθρακα (kt CO ₂ / M€ 2010)	0.10	0.09	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.05
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	1.7	1.9	2.0	1.5	1.4	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
αποδοτικότητα επιβατικών μεταφορών (toe/Mρkm)	32.4	30.5	27.4	25.2	24.5	24.0	23.5	23.0	22.6	22.1	21.7
αποδοτικότητα εμπορευμ. μεταφορών (toe/Mtkm)	85.9	86.4	81.4	74.8	70.5	69.9	69.9	70.1	70.2	70.1	70.0

Πίνακας 1-6. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον αγροτικό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	7635	7799	6519	6658	6110	5936	5907	6139	6313	6243	6119
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	1130	1157	899	791	796	806	817	830	843	854	864
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θερμικήπια	208	173	176	178	181	184	187	190	194	197	200
άλλες αγροτικές χρήσεις	922	984	723	613	615	622	630	640	650	657	664
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	884	885	619	470	456	444	443	444	445	443	441
<i>ντίζελ</i>	811	830	541	391	373	360	359	360	360	358	356
<i>άλλα πετρελ. προϊόντα</i>	73	54	78	79	83	84	84	85	85	85	86
φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
βιομάζα-απορρίμματα	11	22	37	47	52	59	61	64	66	69	71
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	3	5	6	6	7	7	8	8	8	8
ηλεκτρισμός	232	247	238	268	282	297	306	315	324	333	342
ατμός συμπαραγωγής	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	2612	2705	1682	1443	1400	1365	1362	1366	1368	1363	1357
CH ₄ (kt)	0.4	0.4	0.4	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1
N ₂ O (kt)	0.9	1.0	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
CO₂ eq (kt)	2896	3004	1876	1616	1571	1536	1534	1540	1544	1539	1534
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	148	148	138	119	130	136	138	135	134	137	141
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.10	0.11	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.34	0.35	0.26	0.22	0.23	0.23	0.23	0.22	0.22	0.22	0.22

Πίνακας 1-7. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον τριτογενή τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	128017	157443	161870	135150	147644	152541	161914	178183	194620	205655	216323
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	1320	1821	1878	1807	1883	1879	1927	2026	2126	2193	2258
<i>ανά κλάδο</i>											
γραφεία	101	303	311	287	298	298	307	323	339	351	363
εμπόριο	395	541	588	531	599	596	606	628	649	666	682
ξενοδοχεία	368	463	429	457	477	480	497	530	562	586	610
δημόσιος τομέας	455	515	550	532	509	506	517	546	575	590	603
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	326	470	474	442	444	440	445	468	490	507	523
κλιματισμός	536	734	756	747	787	798	823	869	916	946	975
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	459	617	648	618	652	642	659	689	719	739	759
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	3	4	4	4	4	4	4	4	4
πετρελαιοειδή	253	337	221	178	165	155	156	164	172	176	181
φυσικό αέριο	12	60	124	137	151	161	160	166	170	174	177
βιομάζα-απορρίμματα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ηλεκτρισμός	1052	1416	1515	1470	1545	1539	1587	1670	1755	1812	1869
ατμός	0	5	9	11	10	11	11	12	12	13	14
συμπαραγωγής	0	5	9	11	10	11	11	12	12	13	14
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	785	1549	1150	935	926	921	921	962	1001	1026	1050
CH ₄ (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
N ₂ O (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CO₂ eq (kt)	786	1552	1152	961	950	945	945	988	1027	1053	1078
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	10.31	11.57	11.60	13.37	12.75	12.32	11.90	11.37	10.92	10.66	10.44
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.12	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21
ένταση εκπομπών (t CO ₂ / Μ€ 2010)	6.1	9.8	7.1	6.9	6.3	6.0	5.7	5.4	5.1	5.0	4.9

Πίνακας 1-8. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον οικιακό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση (Μ€ 2010)	126461	153952	156803	127077	137192	140864	148598	162873	177188	186715	195856
Ιδιωτική καταν. ανά νοικοκυριό (€ 2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
Μέγεθος νοικοκυριού (κάτοικοι/νοικοκυριό)	3.09	2.91	2.72	2.63	2.55	2.48	2.40	2.33	2.27	2.20	2.14
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	4364	5294	4863	4351	4432	4438	4523	4686	4871	5025	5168
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	3053	3846	3311	2805	2840	2823	2869	2990	3131	3238	3336
μαγείρεμα	291	287	295	298	310	320	331	340	350	358	365
ζεστό νερό	557	632	639	624	629	630	631	630	629	626	619
κλιματισμός	38	62	94	132	148	169	190	211	236	266	299
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	426	467	524	493	506	497	503	513	526	537	548
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
πετρελαιοειδή	2484	3186	2333	1643	1654	1569	1593	1694	1806	1879	1947
<i>ντίζελ</i>	2354	3124	2280	1580	1579	1486	1510	1614	1729	1804	1874
<i>άλλα πετρελαικά προϊόντα</i>	130	62	53	62	75	83	83	80	76	75	73
φυσικό αέριο	6	72	255	287	368	443	459	495	535	563	590
βιομάζα-απορρίμματα	579	463	581	777	740	743	740	711	680	667	650
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	81	99	140	162	191	225	232	238	243	248	250
ηλεκτρισμός	1187	1454	1519	1446	1443	1422	1462	1511	1570	1632	1694
ατμός συμπαραγωγής	13	15	31	31	31	31	31	31	31	31	31
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	7653	9960	6742	5714	5933	5842	5954	6349	6788	7079	7352
CH ₄ (kt)	5.0	3.4	3.6	10.6	10.2	10.2	10.2	9.8	9.4	9.2	9.0
N ₂ O (kt)	0.2	0.1	0.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1
CO₂ eq (kt)	7830	10089	6871	6276	6479	6382	6495	6890	7327	7621	7895
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.035	0.034	0.031	0.034	0.032	0.032	0.030	0.029	0.027	0.027	0.026
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.40	0.48	0.44	0.40	0.40	0.40	0.41	0.42	0.44	0.46	0.48
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.061	0.065	0.043	0.045	0.043	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038	0.038
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t / κατ.)	0.70	0.91	0.61	0.53	0.54	0.53	0.54	0.58	0.62	0.65	0.68

2. Αποτελέσματα σεναρίου επέκτασης χρήσης λιγνίτη (LIG)

Πίνακας 2-1. Συνοπτικό ενεργειακό ισοζύγιο

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΠΡΩΤΟΓΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (ktoe)	9845	10026	9710	8630	8241	8962	9046	7978	8225	8409	8616
Στερεά καύσιμα	8296	8490	7494	6015	5124	5183	4901	3684	3778	3786	3812
Πετρελαιοειδή	261	91	50	0	0	0	0	0	0	0	0
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3117	3779	4145	4294	4448	4623	4805
Φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΚΑΘΑΡΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (ktoe)	18221	21058	18984	16529	15864	14040	13721	15098	15574	15840	16058
Στερεά καύσιμα	823	499	344	249	252	282	298	302	318	337	357
Πετρελαιοειδή	15740	17966	15203	12751	11675	10235	9715	10054	10286	10383	10456
ΑΠΕ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3782	3368	3554	4588	4815	4966	5091
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΗ ΕΓΧ. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	28067	31083	28694	25159	24105	23002	22767	23076	23799	24249	24675
Στερεά καύσιμα	9119	8989	7838	6264	5377	5465	5199	3986	4095	4123	4169
Πετρελαιοειδή	16001	18057	15253	12751	11675	10235	9715	10054	10286	10383	10456
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3117	3779	4145	4294	4448	4623	4805
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3782	3368	3554	4588	4815	4966	5091
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (ktoe)	4200	4686	4504	4597	4736	4743	4894	5129	5368	5554	5751
Λιγνίτης	2601	2726	2364	1962	1662	1775	1694	1307	1340	1339	1349
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	651	629	394	343	314	186	51	51	51	51	51
Φυσικό αέριο	567	746	813	1077	1163	843	920	1412	1482	1523	1552
ΑΠΕ	382	585	934	1214	1597	1938	2230	2359	2496	2641	2799
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	18514	21156	19403	16698	16553	16671	17047	17705	18310	18755	19176
<i>ανά τομέα</i>											
αγροτικός	1130	1157	899	791	796	806	817	830	843	854	864
βιομηχανία	5246	5342	4658	3920	3874	4004	4204	4460	4717	4937	5160
οικιακός	4364	5294	4863	4351	4432	4437	4523	4686	4872	5026	5169
τριτογενής	1320	1821	1878	1807	1883	1878	1927	2026	2126	2193	2259
μεταφορές	6453	7541	7105	5829	5568	5546	5576	5702	5751	5746	5724
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά καύσιμα	815	461	292	232	243	272	290	304	319	338	358
πετρελαιοειδή	12681	14729	12203	9542	8971	8573	8669	9001	9267	9418	9550
ηλεκτρισμός	3747	4429	4435	4241	4353	4359	4509	4712	4924	5099	5272
θερμική ενέργεια	19	34	172	184	201	204	205	207	208	209	211
ΑΠΕ	894	827	1180	1338	1399	1680	1754	1773	1791	1821	1844
φυσικό αέριο	358	676	1121	1161	1387	1583	1620	1709	1800	1871	1940
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	94078	103605	90421	75755	70413	67450	65409	62478	64234	65099	65956
CH ₄ (kt)	69.5	73.4	62.6	58.5	51.4	51.7	49.7	41.3	41.6	41.4	41.4
N ₂ O (kt)	3.1	3.4	2.6	4.1	4.0	3.9	3.9	4.0	4.1	4.1	4.2
CO₂ eq (kt)	96742	106443	92765	78447	72889	69916	67830	64706	66490	67364	68228
ΔΕΙΚΤΕΣ											
Πληθυσμός (εκατομ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΑΕΠ (Μ€ 2010)	189901	229785	226032	184468	205133	210623	222188	243533	264935	279181	292849
Ακαθ. Εγχ. Καταν./ΑΕΠ (ktoe/Μ€ 2010)	0.15	0.135	0.127	0.136	0.118	0.109	0.102	0.095	0.090	0.087	0.084
Ακαθ. Εγχ. Καταν./ κάτοικο (toe / κατ.)	2.57	2.83	2.58	2.32	2.20	2.09	2.06	2.09	2.16	2.21	2.27
Ακαθ. Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (ktoe)	19299	21949	19794	17539	17729	18094	18683	19544	20371	20924	21457
ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας	7.7%	6.4%	11.2%	15.4%	19.3%	23.2%	25.3%	25.9%	26.6%	27.0%	27.4%
Ένταση άνθρακα (kt CO ₂ /Μ€ 2010)	0.50	0.45	0.40	0.41	0.34	0.32	0.29	0.26	0.24	0.23	0.23
Εκπομπές CO ₂ / κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	8.63	9.44	8.13	6.98	6.42	6.12	5.92	5.66	5.83	5.94	6.08
Εκπομπές CO ₂ / Ακαθ. Κατ. Ενεργ (t / toe)	3.35	3.33	3.15	3.01	2.92	2.93	2.87	2.71	2.70	2.68	2.67
Εξάρτηση από εισαγωγές (%)	65%	68%	66%	66%	66%	61%	60%	65%	65%	65%	65%

Πίνακας 2-2. Ηλεκτροπαραγωγή

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	43578	51509	51579	49323	50625	50695	52440	54801	57266	59301	61313
Βιομηχανία	14654	15049	13200	11932	11909	12177	12746	13421	14072	14607	15119
Μεταφορές	186	209	337	361	675	675	698	721	721	733	733
Αγροτικός	2698	2873	2768	3117	3280	3442	3559	3663	3768	3873	3977
Τριτογενής	12235	16468	17619	17096	17968	17887	18445	19434	20422	21085	21748
Οικιακός	13805	16910	17666	16817	16782	16515	16991	17573	18271	19003	19736
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (GWh)	50579	60115	60906	55905	57522	57603	59360	62093	64872	67035	69326
Λιγνίτης	30250	31703	27493	22818	19329	20643	19701	15200	15584	15573	15689
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	7571	7315	4582	3989	3652	2163	593	593	593	593	593
Φυσικό αέριο	6594	8676	9455	12526	13526	9804	10700	16422	17236	17712	18050
Υδροηλεκτρικά	3989	5350	7385	4815	5862	6036	6036	6303	6315	6362	6466
Αιολικά	454	1314	3012	4826	6862	8932	11595	11991	12712	13514	14410
Βιομάζα	0	140	279	361	779	1023	1023	1023	1023	1023	1023
Γεωθερμία	0	0	0	0	0	58	58	58	58	58	58
Φωτοβολταϊκά	0	0	186	4117	5071	6501	7222	8071	8920	9758	10607
Εισαγωγές	1733	5617	8513	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	10931	12716	14911	19279	20475	22011	22892	22641	23705	24668	25732
Λιγνίτης	4457	4746	4746	3912	3912	3852	3597	2483	2483	2483	2483
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	2114	2289	2201	1810	1404	980	532	532	532	532	532
Φυσικό αέριο	1062	2063	3208	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188
Υδροηλεκτρικά	3072	3106	3215	3389	3389	3580	3580	3580	3580	3580	3580
Αιολικά	226	491	1298	2182	3088	3925	5022	5322	5822	6222	6722
Βιομάζα		20	41	52	112	147	147	147	147	147	147
Γεωθερμία		0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
Φωτοβολταϊκά	0	1	202	2746	3382	4332	4818	5382	5945	6509	7072
ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΦΟΡΤΙΣΗΣ (%)											
Λιγνίτης	77%	76%	66%	67%	56%	61%	63%	70%	72%	72%	72%
Άνθρακας											
Πετρελαιοειδή	41%	36%	24%	25%	30%	25%	13%	13%	13%	13%	13%
Φυσικό αέριο	71%	48%	34%	28%	30%	22%	24%	36%	38%	39%	40%
Υδροηλεκτρικά	15%	20%	26%	16%	20%	19%	19%	20%	20%	20%	21%
Αιολικά	23%	30%	26%	25%	25%	26%	26%	26%	25%	25%	24%
Βιομάζα		79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%
Γεωθερμία						75%	75%	75%	75%	75%	75%
Φωτοβολταϊκά			10%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΩΝ (ktoe)	11652	12156	10637	9356	8545	7582	7012	6729	6960	7049	7130
Στερεά	8303	8526	7527	6014	5116	5175	4891	3664	3758	3767	3793
Πετρελαιοειδή	2047	2038	1284	1128	1035	622	186	186	186	186	186
Φυσικό αέριο	1302	1592	1826	2214	2395	1785	1934	2879	3015	3095	3151
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	51532	54311	48319	38318	33768	31312	28822	24752	25546	25772	26028
CH ₄ (kt)	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
N ₂ O (kt)	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
CO₂ eq (kt)	51719	54507	48487	38493	33934	31465	28968	24893	25690	25919	26176
ΔΕΙΚΤΕΣ	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Μερίδιο ΑΠΕ στην παραγωγή (%)	9.1%	12.5%	20.7%	26.4%	33.7%	40.9%	45.6%	46.0%	46.5%	47.6%	48.7%
Μερίδιο ΑΠΕ στην ακαθ. κατανάλ. ηλεκτρισμού (%)	9.1%	11.7%	18.7%	25.6%	32.7%	39.6%	44.2%	44.7%	45.2%	46.3%	47.4%
Μερίδιο ΑΠΕ στην εγκατεστημένη ισχύ (%)	30.2%	28.5%	31.9%	43.4%	48.7%	54.5%	59.3%	63.8%	65.4%	66.7%	68.1%
Εγγύρια παραγωγή ηλεκτρισμού (%)	71.0%	70.7%	73.2%	69.1%	68.8%	78.3%	80.2%	71.5%	71.4%	71.7%	72.1%

Πίνακας 2-3. Κόστος ηλεκτροπαραγωγής

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
A. Επενδύσεις (Μ€ 2015)		2788	5351	2494	1524	2727	4731	3287
A.1 ΑΠΕ		2227	2883	2494	1524	2727	4731	3287
Αιολικά		1223	1167	1750	763	1764	1733	1898
Φωτοβολταϊκά μεγάλα		439	353	408	394	564	2355	634
Φωτοβολταϊκά οικιακά		427	813	85	164	158	444	424
Υδροηλεκτρικά		0	438	0	0	0	0	0
Γεωθερμία		0	32	0	0	0	0	0
Βιομάζα		138	81	0	46	48	25	138
Αντλητικά		0	0	250	157	193	175	193
A.2 Συμβατικά		560	2467	0	0	0	0	0
Λιγνίτης		0	2431	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο		0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή		0	0	0	0	0	0	0
Αντιρρόπηση		560	36	0	0	0	0	0
A.3 Συνολικές επενδύσεις (αθροιστ.)		2788	8138	10632	12156	14883	19614	22902
B. Ανηγμένο κόστος (€ 2015/MWh)	87.70	91.88	105.19	103.07	103.86	104.59	104.74	103.15
C. Ανηγμένο κόστος εξαιρουμένων των επενδύσεων που έγιναν πριν το 1995 (€ 2015/MWh)	72.45	77.53	93.45	92.65	95.88	96.96	97.37	96.04

Πίνακας 2-4. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στη βιομηχανία

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	23748	28525	22368	18592	17619	17969	18827	20440	22025	23110	24137
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	5246	5342	4658	3920	3874	4004	4204	4460	4717	4937	5160
<i>ανά κλάδο</i>											
μη-μεταλλικά ορυκτά	1374	1517	909	821	911	1003	1111	1172	1237	1316	1405
τσιμέντο	1154	1263	801	730	809	888	981	1023	1070	1133	1205
ασβέστης	64	79	51	53	50	50	52	56	61	63	66
γυαλί	27	34	30	29	27	27	28	31	33	34	36
κεραμοποιία	129	141	27	10	25	37	49	61	74	86	98
χαρτί	161	129	141	120	112	113	117	127	137	144	150
μη-σιδηρούχα	746	834	653	840	838	827	824	821	820	819	820
σιδηρουργία	195	220	171	97	108	121	139	153	166	176	185
λοιπές βιομηχανίες	2769	2642	2784	2041	1904	1939	2013	2187	2357	2482	2601
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά (άνθρακας και λιγνίτης)	802	455	284	223	233	263	281	294	309	328	349
πετρελαιοειδή	2622	2813	2092	1638	1439	1367	1457	1555	1653	1734	1819
ντίζελ	509	453	314	291	196	152	151	156	161	163	166
μαζούτ	852	676	362	301	227	189	189	194	198	200	202
άλλα πετρελ. προϊόντα	1261	1685	1416	1046	1017	1026	1117	1205	1295	1371	1451
φυσικό αέριο	339	530	727	718	845	953	974	1021	1067	1107	1146
βιομάζα-απορρίμματα	217	233	285	168	167	207	228	265	303	337	370
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	0	2	4	6	5	6	7	7	9	10	11
ηλεκτρισμός	1260	1294	1135	1026	1024	1047	1096	1154	1210	1256	1300
ατμός συμπαραγωγής	6	14	132	142	160	162	163	164	165	165	166
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	9952	10226	6862	7734	7758	7942	8321	8633	8956	9286	9647
CH ₄ (kt)	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
N ₂ O (kt)	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5
CO₂ eq (kt)	10041	10331	6950	7815	7852	8052	8437	8760	9093	9432	9803
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.22	0.19	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.21
εκπομπές CO ₂ ανά ενεργ. μονάδα (t / toe)	1.90	1.91	1.47	1.97	2.00	1.98	1.98	1.94	1.90	1.88	1.87
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.42	0.36	0.31	0.42	0.44	0.44	0.44	0.42	0.41	0.40	0.40

Πίνακας 2-5. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στις μεταφορές

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση ανά νοικοκυριό (€2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΜΕΤΑΦΟΡΙΚΟ ΕΡΓΟ											
επιβατικές μεταφορές (Gρkm)	128	160	175	168	170	173	176	180	182	182	182
οδικές	118	149	164	160	162	165	168	172	173	173	173
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	98	130	145	144	147	150	153	157	158	159	158
λεοφωρεία	20	20	19	16	15	14	14	15	15	15	15
τραίνα	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
αεροπλοΐα εσωτερικού	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	5	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4
εμπορευματικές μεταφορές (Gtkm)	27	31	28	21	20	20	21	22	24	24	25
φορηγά	19	21	20	14	13	13	14	15	16	17	18
τραίνα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	8	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)											
ανά μεταφορικό μέσο	6453	7541	7105	5829	5568	5546	5576	5702	5751	5746	5724
οδικές	5320	6413	6091	5147	4894	4867	4891	5001	5044	5036	5014
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	2901	3670	3707	3488	3425	3413	3398	3405	3351	3280	3199
λεοφωρεία	158	152	141	119	105	100	101	102	102	100	99
φορηγά	2261	2591	2243	1539	1364	1354	1392	1494	1592	1656	1716
τραίνα	49	54	58	55	54	54	56	58	59	59	59
αεροπλοΐα εσωτερικού	515	416	244	188	187	189	191	195	196	197	196
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	569	658	712	439	434	435	439	448	452	453	454
ανά είδος δραστηριότητας											
επιβατικές	4127	4875	4794	4233	4149	4137	4129	4150	4100	4029	3946
εμπορευματικές	2326	2666	2311	1596	1419	1409	1447	1552	1652	1717	1778
ανά καύσιμο											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	6437	7508	6938	5614	5256	5037	5021	5144	5192	5186	5164
ντίζελ	2199	2550	2257	1886	1879	1960	1960	2061	2133	2172	2202
μαζούτ	253	316	435	252	249	249	251	257	259	260	260
βενζίνη	3403	4126	3901	3039	2671	2353	2329	2336	2307	2260	2208
LPG	26	31	68	227	245	257	261	265	266	267	267
άλλα πετρελαϊκά προϊόντα	556	485	275	211	213	217	220	225	226	227	227
φυσικό αέριο	0	15	15	19	23	26	26	27	27	27	27
βιοκαύσιμα	0	0	124	164	230	424	470	470	470	470	470
ηλεκτρισμός	16	18	29	31	58	58	60	62	62	63	63
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	18427	21192	21991	16559	15529	14917	14870	15246	15399	15388	15330
CH ₄ (kt)	4.9	4.8	4.3	5.8	5.1	4.8	4.8	4.8	4.7	4.7	4.6
N ₂ O (kt)	1.2	1.3	1.1	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
CO₂ eq (kt)	18899	21708	22418	17221	16140	15513	15465	15846	15995	15976	15908
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή κατανάλωση ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.59	0.69	0.64	0.54	0.51	0.50	0.51	0.52	0.52	0.52	0.53
μερίδιο βιοκαυσίμων (%)	0.0%	0.0%	2.1%	3.4%	5.0%	9.3%	10.3%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
ένταση άνθρακα (kt CO ₂ / M€ 2010)	0.10	0.09	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.05
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	1.7	1.9	2.0	1.5	1.4	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
αποδοτικότητα επιβατικών μεταφορών (toe/Mρkm)	32.4	30.5	27.4	25.2	24.5	24.0	23.5	23.0	22.6	22.1	21.7
αποδοτικότητα εμπορευμ. μεταφορών (toe/Mtkm)	85.9	86.4	81.4	74.8	70.5	69.9	69.9	70.1	70.2	70.1	70.0

Πίνακας 2-6. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον αγροτικό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	7635	7799	6519	6658	6110	5936	5907	6139	6313	6243	6119
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	1130	1157	899	791	796	806	817	830	843	854	864
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θερμικήπια	208	173	176	178	181	184	187	190	194	197	200
άλλες αγροτικές χρήσεις	922	984	723	613	615	622	630	640	650	657	664
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	884	885	619	470	456	444	443	444	445	443	441
<i>ντίζελ</i>	811	830	541	391	373	360	359	360	360	358	356
<i>άλλα πετρελ. προϊόντα</i>	73	54	78	79	83	84	84	85	85	85	86
φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
βιομάζα-απορρίμματα	11	22	37	47	52	59	61	64	66	69	71
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	3	5	6	6	7	7	8	8	8	8
ηλεκτρισμός	232	247	238	268	282	296	306	315	324	333	342
ατμός συμπαραγωγής	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	2612	2705	1682	1443	1400	1365	1362	1366	1368	1363	1357
CH ₄ (kt)	0.4	0.4	0.4	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1
N ₂ O (kt)	0.9	1.0	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
CO₂ eq (kt)	2896	3004	1876	1616	1571	1537	1534	1540	1544	1539	1534
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	148	148	138	119	130	136	138	135	134	137	141
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.10	0.11	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.34	0.35	0.26	0.22	0.23	0.23	0.23	0.22	0.22	0.22	0.22

Πίνακας 2-7. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον τριτογενή τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	128017	157443	161870	135150	147644	152541	161914	178183	194620	205655	216323
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	1320	1821	1878	1807	1883	1878	1927	2026	2126	2193	2259
<i>ανά κλάδο</i>											
γραφεία	101	303	311	287	298	297	307	323	339	351	363
εμπόριο	395	541	588	531	599	596	606	628	650	666	683
ξενοδοχεία	368	463	429	457	477	479	497	530	562	586	610
δημόσιος τομέας	455	515	550	532	509	506	517	546	575	590	603
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	326	470	474	442	444	439	445	468	491	507	524
κλιματισμός	536	734	756	747	787	797	823	869	916	946	975
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	459	617	648	618	652	641	659	689	720	740	760
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	3	4	4	4	4	4	4	4	4
πετρελαιοειδή	253	337	221	178	165	155	156	164	172	176	181
φυσικό αέριο	12	60	124	137	151	162	161	166	170	174	177
βιομάζα-απορρίμματα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ηλεκτρισμός	1052	1416	1515	1470	1545	1538	1586	1671	1756	1813	1870
ατμός συμπαραγωγής	0	5	9	11	10	11	11	12	12	13	14
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	785	1549	1150	935	926	922	922	963	1001	1026	1050
CH ₄ (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
N ₂ O (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CO₂ eq (kt)	786	1552	1152	961	950	946	946	988	1028	1053	1078
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	10.31	11.57	11.60	13.37	12.76	12.31	11.90	11.37	10.93	10.67	10.44
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.12	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21
ένταση εκπομπών (t CO ₂ / Μ€ 2010)	6.1	9.8	7.1	6.9	6.3	6.0	5.7	5.4	5.1	5.0	4.9

Πίνακας 2-8. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον οικιακό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση (Μ€ 2010)	126461	153952	156803	127077	137192	140864	148598	162873	177188	186715	195856
Ιδιωτική καταν. ανά νοικοκυριό (€ 2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
Μέγεθος νοικοκυριού (κάτοικοι/νοικοκυριό)	3.09	2.91	2.72	2.63	2.55	2.48	2.40	2.33	2.27	2.20	2.14
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)											
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	3053	3846	3311	2805	2840	2823	2869	2991	3131	3238	3336
μαγειρέμα	291	287	295	298	310	320	331	340	350	358	365
ζεστό νερό	557	632	639	624	629	630	631	630	629	626	619
κλιματισμός	38	62	94	132	148	169	190	211	236	266	299
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	426	467	524	493	506	496	502	513	526	538	549
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
πετρελαιοειδή	2484	3186	2333	1643	1654	1569	1593	1694	1805	1878	1946
<i>ντίζελ</i>	2354	3124	2280	1580	1579	1486	1511	1614	1729	1803	1873
<i>άλλα πετρελαικά προϊόντα</i>	130	62	53	62	75	83	83	80	76	75	73
φυσικό αέριο	6	72	255	287	368	443	459	495	535	563	590
βιομάζα-απορρίμματα	579	463	581	777	740	743	740	711	680	667	650
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	81	99	140	162	191	226	232	238	243	247	250
ηλεκτρισμός	1187	1454	1519	1446	1443	1420	1461	1511	1571	1634	1697
ατμός συμπαραγωγής	13	15	31	31	31	31	31	31	31	31	31
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	7653	9960	6742	5714	5932	5844	5955	6350	6786	7076	7348
CH ₄ (kt)	5.0	3.4	3.6	10.6	10.1	10.2	10.2	9.8	9.4	9.2	9.0
N ₂ O (kt)	0.2	0.1	0.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1
CO₂ eq (kt)	7830	10089	6871	6276	6479	6384	6497	6890	7325	7618	7891
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.035	0.034	0.031	0.034	0.032	0.032	0.030	0.029	0.027	0.027	0.026
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.40	0.48	0.44	0.40	0.40	0.40	0.41	0.42	0.44	0.46	0.48
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.061	0.065	0.043	0.045	0.043	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038	0.038
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t / κατ.)	0.70	0.91	0.61	0.53	0.54	0.53	0.54	0.58	0.62	0.65	0.68

3. Αποτελέσματα σεναρίου επέκτασης με ΑΠΕ (RES)

Πίνακας 3-1. Συνοπτικό ενεργειακό ισοζύγιο

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΠΡΩΤΟΓΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (ktoe)	9845	10026	9710	8630	7992	7673	7404	6353	6661	6877	7050
Στερεά καύσιμα	8296	8490	7494	6015	4874	3726	2737	945	915	891	908
Πετρελαιοειδή	261	91	50	0	0	0	0	0	0	0	0
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3118	3947	4667	5409	5746	5986	6142
Φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΚΑΘΑΡΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (ktoe)	18221	21058	18984	16529	16018	14820	14253	14871	15077	15242	15529
Στερεά καύσιμα	823	499	344	249	250	271	281	280	295	313	334
Πετρελαιοειδή	15740	17966	15203	12751	11675	10234	9714	10054	10287	10383	10455
ΑΠΕ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3938	4161	4105	4383	4341	4391	4586
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΗ ΕΓΧ. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	28067	31083	28694	25159	24010	22493	21657	21224	21739	22119	22579
Στερεά καύσιμα	9119	8989	7838	6264	5125	3996	3017	1224	1210	1204	1242
Πετρελαιοειδή	16001	18057	15253	12751	11675	10234	9714	10054	10287	10383	10455
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3118	3947	4667	5409	5746	5986	6142
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3938	4161	4105	4383	4341	4391	4586
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (ktoe)	4200	4686	4504	4597	4739	4750	4902	5134	5374	5565	5769
Λιγνίτης	2601	2726	2364	1962	1582	1200	890	303	293	285	290
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	651	629	394	343	314	186	51	51	51	51	51
Φυσικό αέριο	567	746	813	1077	1245	1257	1207	1306	1236	1225	1290
ΑΠΕ	382	585	934	1214	1598	2107	2753	3474	3794	4004	4137
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	18514	21156	19403	16698	16553	16676	17048	17703	18307	18757	19179
<i>ανά τομέα</i>											
αγροτικός	1130	1157	899	791	796	806	817	830	843	854	864
βιομηχανία	5246	5342	4658	3920	3874	4005	4204	4459	4716	4937	5161
οικιακός	4364	5294	4863	4351	4432	4439	4523	4686	4871	5026	5170
τριτογενής	1320	1821	1878	1807	1883	1880	1928	2026	2125	2194	2260
μεταφορές	6453	7541	7105	5829	5568	5546	5576	5702	5751	5746	5724
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά καύσιμα	815	461	292	232	243	272	290	304	319	338	358
πετρελαιοειδή	12681	14729	12203	9542	8971	8572	8668	9001	9268	9418	9550
ηλεκτρισμός	3747	4429	4435	4241	4353	4367	4512	4711	4921	5101	5278
θερμική ενέργεια	19	34	172	184	201	204	205	207	208	209	211
ΑΠΕ	894	827	1180	1338	1399	1679	1754	1773	1791	1820	1844
φυσικό αέριο	358	676	1121	1161	1387	1583	1619	1709	1800	1871	1939
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	94078	103605	90421	75755	69490	61797	55547	47893	48388	48847	49820
CH ₄ (kt)	69.5	73.4	62.6	58.5	49.7	41.9	35.2	22.9	22.4	22.0	21.9
N ₂ O (kt)	3.1	3.4	2.6	4.1	4.0	3.9	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9
CO₂ eq (kt)	96742	106443	92765	78447	71923	64006	57573	49606	50102	50561	51540
ΔΕΙΚΤΕΣ											
Πληθυσμός (εκατομ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΑΕΠ (Μ€ 2010)	189901	229785	226032	184468	205133	210623	222188	243533	264935	279181	292849
Ακαθ. Εγγ. Καταν./ΑΕΠ (ktoe/Μ€ 2010)	0.15	0.135	0.127	0.136	0.117	0.107	0.097	0.087	0.082	0.079	0.077
Ακαθ. Εγγ. Καταν./ κάτοικο (toe / κατ.)	2.57	2.83	2.58	2.32	2.19	2.04	1.96	1.92	1.97	2.02	2.08
Ακαθ. Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (ktoe)	19299	21949	19794	17539	17724	18061	18626	19460	20280	20836	21372
ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας	7.7%	6.4%	11.2%	15.4%	19.3%	24.2%	28.2%	31.8%	33.1%	33.6%	33.8%
Ένταση άνθρακα (kt CO ₂ /Μ€ 2010)	0.50	0.45	0.40	0.41	0.34	0.29	0.25	0.20	0.18	0.17	0.17
Εκπομπές CO ₂ / κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	8.63	9.44	8.13	6.98	6.34	5.61	5.03	4.34	4.39	4.46	4.59
Εκπομπές CO ₂ / Ακαθ. Κατ. Ενεργ (t / toe)	3.35	3.33	3.15	3.01	2.89	2.75	2.56	2.26	2.23	2.21	2.21
Εξάρτηση από εισαγωγές (%)	65%	68%	66%	66%	67%	66%	66%	70%	69%	69%	69%

Πίνακας 3-2. Ηλεκτροπαραγωγή

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	43578	51509	51579	49323	50625	50788	52475	54789	57231	59325	61383
Βιομηχανία	14654	15049	13200	11932	11909	12188	12746	13409	14072	14619	15131
Μεταφορές	186	209	337	361	675	675	698	721	721	733	733
Αγροτικός	2698	2873	2768	3117	3280	3454	3559	3663	3768	3873	3989
Τριτογενής	12235	16468	17619	17096	17968	17922	18457	19422	20411	21097	21760
Οικιακός	13805	16910	17666	16817	16782	16549	17015	17573	18259	19003	19759
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (GWh)	50579	60115	60906	55905	57557	57685	59453	62151	64942	67163	69536
Λιγνίτης	30250	31703	27493	22818	18399	13956	10351	3524	3408	3315	3373
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	7571	7315	4582	3989	3652	2163	593	593	593	593	593
Φυσικό αέριο	6594	8676	9455	12526	14479	14619	14037	15189	14375	14247	15003
Υδροηλεκτρικά	3989	5350	7385	4815	5862	6036	6036	6036	6036	6036	6036
Αιολικά	454	1314	3012	4826	6862	10455	15747	20911	23097	24062	24062
Βιομάζα	0	140	279	361	779	1023	1023	1023	1023	1023	1023
Γεωθερμία	0	0	0	0	0	58	58	58	58	58	58
Φωτοβολταϊκά	0	0	186	4117	5082	6931	9153	12386	13909	15398	16945
Εισαγωγές	1733	5617	8513	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	10931	12716	14911	19279	20484	21407	24223	27857	30400	32147	33436
Λιγνίτης	4457	4746	4746	3912	3912	2256	1745	631	631	631	631
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	2114	2289	2201	1810	1404	980	532	532	532	532	532
Φυσικό αέριο	1062	2063	3208	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188
Υδροηλεκτρικά	3072	3106	3215	3389	3389	3580	3580	3875	4397	4755	5013
Αιολικά	226	491	1298	2182	3088	4625	6922	9222	10222	10622	10622
Βιομάζα		20	41	52	112	147	147	147	147	147	147
Γεωθερμία		0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
Φωτοβολταϊκά	0	1	202	2746	3391	4624	6102	8254	9275	10264	11296
ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΦΟΡΤΙΣΗΣ (%)											
Λιγνίτης	77%	76%	66%	67%	54%	71%	68%	64%	62%	60%	61%
Άνθρακας											
Πετρελαιοειδή	41%	36%	24%	25%	30%	25%	13%	13%	13%	13%	13%
Φυσικό αέριο	71%	48%	34%	28%	32%	32%	31%	33%	32%	31%	33%
Υδροηλεκτρικά	15%	20%	26%	16%	20%	19%	19%	18%	16%	14%	14%
Αιολικά	23%	30%	26%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
Βιομάζα		79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%
Γεωθερμία						75%	75%	75%	75%	75%	75%
Φωτοβολταϊκά			10%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΩΝ (ktoe)	11652	12156	10637	9356	8449	6907	5381	3764	3601	3555	3698
Στερεά	8303	8526	7527	6014	4864	3706	2709	903	873	849	865
Πετρελαιοειδή	2047	2038	1284	1128	1035	622	186	186	186	186	186
Φυσικό αέριο	1302	1592	1826	2214	2551	2579	2486	2675	2541	2520	2647
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	51532	54311	48319	38318	32845	25665	18964	10169	9698	9520	9896
CH ₄ (kt)	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
N ₂ O (kt)	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
CO₂ eq (kt)	51719	54507	48487	38493	33010	25804	19078	10252	9778	9599	9977
ΔΕΙΚΤΕΣ	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Μερίδιο ΑΠΕ στην παραγωγή (%)	9.1%	12.5%	20.7%	26.4%	33.7%	44.4%	56.2%	67.7%	70.6%	72.0%	71.7%
Μερίδιο ΑΠΕ στην ακαθ. κατανάλ. ηλεκτρισμού (%)	9.1%	11.7%	18.7%	25.6%	32.7%	43.0%	54.4%	65.7%	68.6%	70.0%	69.9%
Μερίδιο ΑΠΕ στην εγκατεστημένη ισχύ (%)	30.2%	28.5%	31.9%	43.4%	48.7%	60.6%	69.2%	77.2%	79.1%	80.2%	81.0%
Εγχώρια παραγωγή ηλεκτρισμού (%)	71.0%	70.7%	73.2%	69.1%	67.1%	69.6%	74.3%	73.6%	76.1%	77.1%	76.8%

Πίνακας 3-3. Κόστος ηλεκτροπαραγωγής

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
A. Επενδύσεις (Μ€ 2015)		2515	4153	5683	6920	4833	5757	3419
A.1 ΑΠΕ		2239	4153	5683	6920	4833	5757	3419
Αιολικά		1223	2112	3370	3463	2439	1733	1223
Φωτοβολταϊκά μεγάλα		439	689	1400	1923	987	2732	1032
Φωτοβολταϊκά οικιακά		439	802	85	164	158	444	432
Υδροηλεκτρικά		0	438	0	679	1201	823	593
Γεωθερμία		0	32	0	0	0	0	0
Βιομάζα		138	81	0	46	48	25	138
Αντλητικά		0	0	827	645	0	0	0
A.2 Συμβατικά		275	0	0	0	0	0	0
Λιγνίτης		0	0	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο		0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή		0	0	0	0	0	0	0
Αντιρρύπανση		275	0	0	0	0	0	0
A.3 Συνολικές επενδύσεις (αθροιστ.)		2515	6668	12351	19270	24104	29861	33280
B. Ανηγγμένο κόστος (€ 2015/MWh)	87.70	90.83	102.10	101.79	102.88	104.35	103.20	102.33
C. Ανηγγμένο κόστος εξαιρουμένων των επενδύσεων που έγιναν πριν το 1995 (€ 2015/MWh)	72.45	76.49	91.42	92.86	96.50	98.25	97.31	96.65

Πίνακας 3-4. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στη βιομηχανία

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	23748	28525	22368	18592	17619	17969	18827	20440	22025	23110	24137
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	5246	5342	4658	3920	3874	4005	4204	4459	4716	4937	5161
<i>ανά κλάδο</i>											
μη-μεταλλικά ορυκτά	1374	1517	909	821	911	1003	1111	1172	1237	1316	1405
τσιμέντο	1154	1263	801	730	809	888	981	1023	1070	1133	1205
ασβέστης	64	79	51	53	50	50	52	56	61	63	66
γυαλί	27	34	30	29	27	27	28	31	33	34	36
κεραμοποιία	129	141	27	10	25	37	49	61	74	86	98
χαρτί	161	129	141	120	112	113	117	127	137	144	150
μη-σιδηρούχα	746	834	653	840	838	828	823	821	820	820	821
σιδηρουργία	195	220	171	97	108	121	139	153	166	176	185
λοιπές βιομηχανίες	2769	2642	2784	2041	1904	1940	2013	2187	2357	2482	2601
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά (άνθρακας και λιγνίτης)	802	455	284	223	233	263	281	294	309	328	349
πετρελαιοειδή	2622	2813	2092	1638	1439	1367	1457	1555	1653	1734	1819
ντίζελ	509	453	314	291	196	152	151	156	161	163	165
μαζούτ	852	676	362	301	227	189	189	194	198	200	202
άλλα πετρελ. προϊόντα	1261	1685	1416	1046	1017	1026	1117	1205	1295	1371	1451
φυσικό αέριο	339	530	727	718	845	953	974	1021	1067	1107	1146
βιομάζα-απορρίμματα	217	233	285	168	167	207	228	265	303	337	370
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	0	2	4	6	5	6	7	7	9	10	11
ηλεκτρισμός	1260	1294	1135	1026	1024	1048	1096	1153	1210	1257	1301
ατμός συμπαραγωγής	6	14	132	142	160	162	163	164	165	165	166
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	9952	10226	6862	7734	7758	7942	8321	8633	8956	9286	9647
CH ₄ (kt)	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
N ₂ O (kt)	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5
CO₂ eq (kt)	10041	10331	6950	7815	7852	8052	8437	8760	9093	9432	9803
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.22	0.19	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.21
εκπομπές CO ₂ ανά ενεργ. μονάδα (t / toe)	1.90	1.91	1.47	1.97	2.00	1.98	1.98	1.94	1.90	1.88	1.87
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.42	0.36	0.31	0.42	0.44	0.44	0.44	0.42	0.41	0.40	0.40

Πίνακας 3-5. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στις μεταφορές

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση ανά νοικοκυριό (€2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΜΕΤΑΦΟΡΙΚΟ ΕΡΓΟ											
επιβατικές μεταφορές (Gρkm)	128	160	175	168	170	173	176	180	182	182	182
οδικές	118	149	164	160	162	165	168	172	173	173	173
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	98	130	145	144	147	150	153	157	158	159	158
λεωφορεία	20	20	19	16	15	14	14	15	15	15	15
τραίνα	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
αεροπλοΐα εσωτερικού	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	5	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4
εμπορευματικές μεταφορές (Gtkm)	27	31	28	21	20	20	21	22	24	24	25
φορηγά	19	21	20	14	13	13	14	15	16	17	18
τραίνα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	8	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)											
ανά μεταφορικό μέσο	6453	7541	7105	5829	5568	5546	5576	5702	5751	5746	5724
οδικές	5320	6413	6091	5147	4894	4867	4891	5001	5044	5036	5014
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	2901	3670	3707	3488	3425	3413	3398	3405	3351	3280	3199
λεωφορεία	158	152	141	119	105	100	101	102	102	100	99
φορηγά	2261	2591	2243	1539	1364	1354	1392	1494	1592	1656	1716
τραίνα	49	54	58	55	54	54	56	58	59	59	59
αεροπλοΐα εσωτερικού	515	416	244	188	187	189	191	195	196	197	196
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	569	658	712	439	434	435	439	448	452	453	454
ανά είδος δραστηριότητας											
επιβατικές	4127	4875	4794	4233	4149	4137	4129	4150	4100	4029	3946
εμπορευματικές	2326	2666	2311	1596	1419	1409	1447	1552	1652	1717	1778
ανά καύσιμο											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	6437	7508	6938	5614	5256	5037	5021	5144	5192	5186	5164
ντίζελ	2199	2550	2257	1886	1879	1960	1960	2061	2133	2172	2202
μαζούτ	253	316	435	252	249	249	251	257	259	260	260
βενζίνη	3403	4126	3901	3039	2671	2353	2329	2336	2307	2260	2208
LPG	26	31	68	227	245	257	261	265	266	267	267
άλλα πετρελαϊκά προϊόντα	556	485	275	211	213	217	220	225	226	227	227
φυσικό αέριο	0	15	15	19	23	26	26	27	27	27	27
βιοκαύσιμα	0	0	124	164	230	424	470	470	470	470	470
ηλεκτρισμός	16	18	29	31	58	58	60	62	62	63	63
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	18427	21192	21991	16559	15529	14917	14870	15246	15399	15388	15330
CH ₄ (kt)	4.9	4.8	4.3	5.8	5.1	4.8	4.8	4.8	4.7	4.7	4.6
N ₂ O (kt)	1.2	1.3	1.1	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
CO₂ eq (kt)	18899	21708	22418	17221	16140	15513	15465	15846	15995	15976	15908
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή κατανάλωση ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.59	0.69	0.64	0.54	0.51	0.50	0.51	0.52	0.52	0.52	0.53
μερίδιο βιοκαυσίμων (%)	0.0%	0.0%	2.1%	3.4%	5.0%	9.3%	10.3%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
ένταση άνθρακα (kt CO ₂ / M€ 2010)	0.10	0.09	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.05
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	1.7	1.9	2.0	1.5	1.4	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
αποδοτικότητα επιβατικών μεταφορών (toe/Mρkm)	32.4	30.5	27.4	25.2	24.5	24.0	23.5	23.0	22.6	22.1	21.7
αποδοτικότητα εμπορευμ. μεταφορών (toe/Mtkm)	85.9	86.4	81.4	74.8	70.5	69.9	69.9	70.1	70.2	70.1	70.0

Πίνακας 3-6. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον αγροτικό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	7635	7799	6519	6658	6110	5936	5907	6139	6313	6243	6119
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	1130	1157	899	791	796	806	817	830	843	854	864
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θερμικήπια	208	173	176	178	181	184	187	190	194	197	200
άλλες αγροτικές χρήσεις	922	984	723	613	615	622	630	640	650	657	664
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	884	885	619	470	456	444	443	444	445	443	441
<i>ντίζελ</i>	811	830	541	391	373	360	359	360	360	358	355
<i>άλλα πετρελ. προϊόντα</i>	73	54	78	79	83	84	84	85	85	85	86
φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
βιομάζα-απορρίμματα	11	22	37	47	52	59	61	64	66	69	71
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	3	5	6	6	7	7	8	8	8	8
ηλεκτρισμός	232	247	238	268	282	297	306	315	324	333	343
ατμός συμπαραγωγής	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	2612	2705	1682	1443	1400	1365	1361	1366	1368	1363	1356
CH ₄ (kt)	0.4	0.4	0.4	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1
N ₂ O (kt)	0.9	1.0	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
CO₂ eq (kt)	2896	3004	1876	1616	1571	1536	1533	1540	1543	1539	1533
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	148	148	138	119	130	136	138	135	134	137	141
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.10	0.11	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.34	0.35	0.26	0.22	0.23	0.23	0.23	0.22	0.22	0.22	0.22

Πίνακας 3-7. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον τριτογενή τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	128017	157443	161870	135150	147644	152541	161914	178183	194620	205655	216323
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	1320	1821	1878	1807	1883	1880	1928	2026	2125	2194	2260
<i>ανά κλάδο</i>											
γραφεία	101	303	311	287	298	298	307	322	339	351	363
εμπόριο	395	541	588	531	599	596	606	627	649	666	683
ξενοδοχεία	368	463	429	457	477	480	497	530	562	586	611
δημόσιος τομέας	455	515	550	532	509	506	517	546	575	590	603
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	326	470	474	442	444	440	444	468	490	508	524
κλιματισμός	536	734	756	747	787	798	823	869	916	946	975
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	459	617	648	618	652	643	660	689	719	740	761
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	3	4	4	4	4	4	4	4	4
πετρελαιοειδή	253	337	221	178	165	155	156	164	172	176	181
φυσικό αέριο	12	60	124	137	151	161	160	166	170	174	177
βιομάζα-απορρίμματα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ηλεκτρισμός	1052	1416	1515	1470	1545	1541	1587	1670	1755	1814	1871
ατμός συμπαραγωγής	0	5	9	11	10	11	11	12	12	13	14
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	785	1549	1150	935	926	921	921	962	1001	1026	1050
CH ₄ (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
N ₂ O (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CO₂ eq (kt)	786	1552	1152	961	950	945	945	987	1027	1053	1077
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	10.31	11.57	11.60	13.37	12.75	12.33	11.90	11.37	10.92	10.67	10.45
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.12	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21
ένταση εκπομπών (t CO ₂ / Μ€ 2010)	6.1	9.8	7.1	6.9	6.3	6.0	5.7	5.4	5.1	5.0	4.9

Πίνακας 3-8. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον οικιακό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση (Μ€ 2010)	126461	153952	156803	127077	137192	140864	148598	162873	177188	186715	195856
Ιδιωτική καταν. ανά νοικοκυριό (€ 2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
Μέγεθος νοικοκυριού (κάτοικοι/νοικοκυριό)	3.09	2.91	2.72	2.63	2.55	2.48	2.40	2.33	2.27	2.20	2.14
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	4364	5294	4863	4351	4432	4439	4523	4686	4871	5026	5170
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	3053	3846	3311	2805	2840	2823	2869	2990	3131	3239	3337
μαγείρεμα	291	287	295	298	310	320	331	340	350	358	365
ζεστό νερό	557	632	639	624	629	630	631	630	629	626	619
κλιματισμός	38	62	94	132	148	169	190	211	236	266	299
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	426	467	524	493	506	497	503	513	526	538	550
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
πετρελαιοειδή	2484	3186	2333	1643	1654	1568	1593	1694	1806	1878	1945
ντίζελ	2354	3124	2280	1580	1579	1486	1510	1614	1730	1804	1872
άλλα πετρελαιικά προϊόντα	130	62	53	62	75	82	83	80	76	75	73
φυσικό αέριο	6	72	255	287	368	443	459	495	535	563	590
βιομάζα-απορρίμματα	579	463	581	777	740	743	740	711	680	667	650
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	81	99	140	162	191	225	232	238	243	247	249
ηλεκτρισμός	1187	1454	1519	1446	1443	1423	1463	1511	1570	1634	1699
ατμός συμπαραγωγής	13	15	31	31	31	31	31	31	31	31	31
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	7653	9960	6742	5714	5933	5840	5952	6350	6789	7077	7345
CH ₄ (kt)	5.0	3.4	3.6	10.6	10.2	10.2	10.2	9.8	9.4	9.2	9.0
N ₂ O (kt)	0.2	0.1	0.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1
CO₂ eq (kt)	7830	10089	6871	6276	6479	6380	6494	6890	7328	7619	7888
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.035	0.034	0.031	0.034	0.032	0.032	0.030	0.029	0.027	0.027	0.026
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.40	0.48	0.44	0.40	0.40	0.40	0.41	0.42	0.44	0.46	0.48
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.061	0.065	0.043	0.045	0.043	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038	0.038
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t / κατ.)	0.70	0.91	0.61	0.53	0.54	0.53	0.54	0.58	0.62	0.65	0.68

4. Αποτελέσματα σεναρίου εξοικονόμησης ενέργειας (ΕΕ)

Πίνακας 4-1. Συνοπτικό ενεργειακό ισοζύγιο

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΠΡΩΤΟΓΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (ktoe)	9845	10026	9710	8630	7992	7757	7526	6422	6619	6820	6982
Στερεά καύσιμα	8296	8490	7494	6015	4874	4012	3299	1649	1633	1623	1613
Πετρελαιοειδή	261	91	50	0	0	0	0	0	0	0	0
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3118	3745	4227	4773	4986	5197	5369
Φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΚΑΘΑΡΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (ktoe)	18221	21058	18984	16529	16018	13993	13664	14414	14646	14628	14611
Στερεά καύσιμα	823	499	344	249	250	273	285	285	300	319	340
Πετρελαιοειδή	15740	17966	15203	12751	11675	10138	9544	9757	9851	9775	9684
ΑΠΕ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3938	3427	3680	4217	4340	4379	4432
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΗ ΕΓΧ. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	28067	31083	28694	25159	24010	21750	21190	20836	21265	21448	21593
Στερεά καύσιμα	9119	8989	7838	6264	5125	4285	3584	1934	1934	1942	1953
Πετρελαιοειδή	16001	18057	15253	12751	11675	10138	9544	9757	9851	9775	9684
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3118	3745	4227	4773	4986	5197	5369
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3938	3427	3680	4217	4340	4379	4432
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (ktoe)	4200	4686	4504	4597	4739	4364	4538	4797	5051	5266	5460
Λιγνίτης	2601	2726	2364	1962	1582	1353	1134	594	587	584	581
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	651	629	394	343	314	186	51	51	51	51	51
Φυσικό αέριο	567	746	813	1077	1245	887	1007	1252	1285	1292	1308
ΑΠΕ	382	585	934	1214	1598	1938	2346	2901	3128	3339	3520
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	18514	21156	19403	16698	16553	16187	16510	17052	17510	17755	17970
<i>ανά τομέα</i>											
αγροτικός	1130	1157	899	791	796	806	817	812	807	800	794
βιομηχανία	5246	5342	4658	3920	3874	3816	3978	4190	4402	4579	4758
οικιακός	4364	5294	4863	4351	4432	4257	4334	4461	4581	4614	4634
τριτογενής	1320	1821	1878	1807	1883	1763	1807	1891	1973	2021	2065
μεταφορές	6453	7541	7105	5829	5568	5545	5574	5698	5747	5741	5719
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά καύσιμα	815	461	292	232	243	272	290	304	319	338	358
πετρελαιοειδή	12681	14729	12203	9542	8971	8493	8539	8781	8945	8956	8956
ηλεκτρισμός	3747	4429	4435	4241	4353	4014	4179	4405	4636	4827	5007
θερμική ενέργεια	19	34	172	184	201	203	204	205	207	207	208
ΑΠΕ	894	827	1180	1338	1399	1646	1720	1711	1698	1697	1688
φυσικό αέριο	358	676	1121	1161	1387	1559	1579	1646	1705	1730	1753
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	94078	103605	90421	75755	69490	61324	57064	50479	51121	51210	51318
CH ₄ (kt)	69.5	73.4	62.6	58.5	49.7	43.1	38.3	26.7	25.9	25.4	24.8
N ₂ O (kt)	3.1	3.4	2.6	4.1	4.0	3.8	3.8	3.7	3.7	3.7	3.6
CO₂ eq (kt)	96742	106443	92765	78447	71923	63537	59145	52257	52882	52945	53024
ΔΕΙΚΤΕΣ											
Πληθυσμός (εκατομ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΑΕΠ (Μ€ 2010)	189901	229785	226032	184468	205133	210623	222188	243533	264935	279181	292849
Ακαθ. Εγγ. Καταν./ΑΕΠ (ktoe/Μ€ 2010)	0.15	0.135	0.127	0.136	0.117	0.103	0.095	0.086	0.080	0.077	0.074
Ακαθ. Εγγ. Καταν./ κάτοικο (toe / κατ.)	2.57	2.83	2.58	2.32	2.19	1.97	1.92	1.89	1.93	1.96	1.99
Ακαθ. Τελική Καταν. Ενέργειας (ktoe)	19299	21949	19794	17539	17724	17544	18073	18802	19479	19833	20160
ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας	7.7%	6.4%	11.2%	15.4%	19.3%	23.7%	26.6%	29.5%	30.5%	31.3%	32.0%
Ένταση άνθρακα (kt CO ₂ /Μ€ 2010)	0.50	0.45	0.40	0.41	0.34	0.29	0.26	0.21	0.19	0.18	0.18
Εκπομπές CO ₂ / κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	8.63	9.44	8.13	6.98	6.34	5.57	5.17	4.57	4.64	4.67	4.73
Εκπομπές CO ₂ / Ακαθ. Κατ. Ενεργ (t / toe)	3.35	3.33	3.15	3.01	2.89	2.82	2.69	2.42	2.40	2.39	2.38
Εξάρτηση από εισαγωγές (%)	65%	68%	66%	66%	67%	64%	64%	69%	69%	68%	68%

Πίνακας 4-2. Ηλεκτροπαραγωγή

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	43578	51509	51579	49323	50625	46683	48602	51230	53917	56138	58231
Βιομηχανία	14654	15049	13200	11932	11909	10118	10572	11072	11572	11967	12351
Μεταφορές	186	209	337	361	675	977	1396	2047	2687	3256	3780
Αγροτικός	2698	2873	2768	3117	3280	3442	3547	3501	3442	3408	3361
Τριτογενής	12235	16468	17619	17096	17968	16794	17317	18213	19120	19736	20294
Οικιακός	13805	16910	17666	16817	16782	15352	15770	16398	17084	17771	18445
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (GWh)	50579	60115	60906	55905	57557	53196	55219	58231	61185	63686	65942
Λιγνίτης	30250	31703	27493	22818	18399	15735	13188	6908	6827	6792	6757
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	7571	7315	4582	3989	3652	2163	593	593	593	593	593
Φυσικό αέριο	6594	8676	9455	12526	14479	10316	11711	14561	14945	15026	15212
Υδροηλεκτρικά	3989	5350	7385	4815	5862	6036	6036	6036	6036	6036	6036
Αιολικά	454	1314	3012	4826	6862	8932	12688	17061	18154	19248	19911
Βιομάζα	0	140	279	361	779	1023	1023	1023	1023	1023	1023
Γεωθερμία	0	0	0	0	0	58	58	58	58	58	58
Φωτοβολταϊκά	0	0	186	4117	5082	6501	7490	9560	11107	12467	13921
Εισαγωγές	1733	5617	8513	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	10931	12716	14911	19279	20484	21015	22315	24581	26111	27641	29224
Λιγνίτης	4457	4746	4746	3912	3912	2856	2345	1231	1231	1231	1231
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	2114	2289	2201	1810	1404	980	532	532	532	532	532
Φυσικό αέριο	1062	2063	3208	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188
Υδροηλεκτρικά	3072	3106	3215	3389	3389	3580	3580	3580	3580	3699	4016
Αιολικά	226	491	1298	2182	3088	3925	5522	7522	8022	8522	8822
Βιομάζα		20	41	52	112	147	147	147	147	147	147
Γεωθερμία		0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
Φωτοβολταϊκά	0	1	202	2746	3391	4332	4993	6373	7404	8314	9281
ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΦΟΡΤΙΣΗΣ (%)											
Λιγνίτης	77%	76%	66%	67%	54%	63%	64%	64%	63%	63%	63%
Άνθρακας											
Πετρελαιοειδή	41%	36%	24%	25%	30%	25%	13%	13%	13%	13%	13%
Φυσικό αέριο	71%	48%	34%	28%	32%	23%	26%	32%	33%	33%	33%
Υδροηλεκτρικά	15%	20%	26%	16%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	17%
Αιολικά	23%	30%	26%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
Βιομάζα	77%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%
Γεωθερμία						75%	75%	75%	75%	75%	75%
Φωτοβολταϊκά	41%	0%	10%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΩΝ (ktoe)	11652	12156	10637	9356	8449	6486	5563	4370	4418	4423	4442
Στερεά	8303	8526	7527	6014	4864	3995	3276	1613	1597	1587	1577
Πετρελαιοειδή	2047	2038	1284	1128	1035	622	186	186	186	186	186
Φυσικό αέριο	1302	1592	1826	2214	2551	1869	2101	2571	2635	2649	2679
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	51532	54311	48319	38318	32845	25486	20964	13561	13621	13603	13620
CH ₄ (kt)	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
N ₂ O (kt)	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
CO₂ eq (kt)	51719	54507	48487	38493	33010	25618	21082	13655	13717	13699	13716
ΔΕΙΚΤΕΣ	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Μερίδιο ΑΠΕ στην παραγωγή (%)	9.1%	12.5%	20.7%	26.4%	33.7%	44.4%	51.7%	60.5%	61.9%	63.4%	64.5%
Μερίδιο ΑΠΕ στην ακαθ. κατανάλ. ηλεκτρισμού (%)	9.1%	11.7%	18.7%	25.6%	32.7%	42.9%	50.0%	58.6%	60.1%	61.6%	62.7%
Μερίδιο ΑΠΕ στην εγκατεστημένη ισχύ (%)	30.2%	28.5%	31.9%	43.4%	48.7%	57.1%	63.9%	71.7%	73.4%	74.9%	76.2%
Εγγύρια παραγωγή ηλεκτρισμού (%)	71.0%	70.7%	73.2%	69.1%	67.1%	75.4%	76.7%	72.8%	73.6%	74.5%	75.1%

Πίνακας 4-3. Κόστος ηλεκτροπαραγωγής

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
A. Επενδύσεις (Μ€ 2015)		2515	4262	3462	5061	3250	5480	3904
A.1 ΑΠΕ		2239	2873	3462	5061	3250	5480	3904
Αιολικά		1223	1167	2425	3058	1764	1868	1628
Φωτοβολταϊκά μεγάλα		439	353	583	1180	995	2663	977
Φωτοβολταϊκά οικιακά		439	802	85	164	158	444	432
Υδροηλεκτρικά		0	438	0	0	0	274	729
Γεωθερμία		0	32	0	0	0	0	0
Βιομάζα		138	81	0	46	48	25	138
Αντλητικά		0	0	368	613	284	207	0
A.2 Συμβατικά		275	1389	0	0	0	0	0
Λιγνίτης		0	1389	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο		0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή		0	0	0	0	0	0	0
Αντιρρύπανση		275	0	0	0	0	0	0
A.3 Συνολικές επενδύσεις (αθροιστ.)		2515	6776	10239	15299	18550	24030	27935
B. Ανηγμένο κόστος (€ 2015/MWh)	87.70	91.00	105.56	103.18	103.57	103.80	102.32	101.52
C. Ανηγμένο κόστος εξαιρουμένων των επενδύσεων που έγιναν πριν το 1995 (€ 2015/MWh)	72.45	76.66	93.94	93.54	96.55	97.14	95.93	95.36

Πίνακας 4-4. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στη βιομηχανία

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προσπιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	23748	28525	22368	18592	17619	17969	18827	20440	22025	23110	24137
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	5246	5342	4658	3920	3874	3816	3978	4190	4402	4579	4758
<i>ανά κλάδο</i>											
μη-μεταλλικά ορυκτά	1374	1517	909	821	911	986	1092	1152	1216	1294	1382
τσιμέντο	1154	1263	801	730	809	872	962	1004	1049	1111	1182
ασβέστης	64	79	51	53	50	50	52	56	61	63	66
γυαλί	27	34	30	29	27	27	28	31	33	34	36
κεραμοποιία	129	141	27	10	25	37	49	61	74	86	98
χαρτί	161	129	141	120	112	113	117	127	137	143	150
μη-σιδηρούχα	746	834	653	840	838	764	760	758	757	756	757
σιδηρουργία	195	220	171	97	108	121	139	153	166	175	185
λοιπές βιομηχανίες	2769	2642	2784	2041	1904	1832	1870	2001	2126	2209	2285
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά (άνθρακας και λιγνίτης)	802	455	284	223	233	263	281	294	309	328	349
πετρελαιοειδή	2622	2813	2092	1638	1439	1364	1447	1539	1631	1706	1786
ντίζελ	509	453	314	291	196	151	147	150	152	153	154
μαζούτ	852	676	362	301	227	188	185	188	190	190	191
άλλα πετρελ. προϊόντα	1261	1685	1416	1046	1017	1025	1115	1201	1289	1363	1442
φυσικό αέριο	339	530	727	718	845	948	955	988	1016	1037	1058
βιομάζα-απορρίμματα	217	233	285	168	167	204	218	247	278	305	328
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	0	2	4	6	5	6	6	7	8	8	9
ηλεκτρισμός	1260	1294	1135	1026	1024	870	909	952	995	1029	1062
ατμός συμπαραγωγής	6	14	132	142	160	162	163	164	165	165	166
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	9952	10226	6862	7734	7758	7922	8249	8507	8769	9038	9344
CH ₄ (kt)	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8
N ₂ O (kt)	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4
CO₂ eq (kt)	10041	10331	6950	7815	7852	8031	8362	8627	8898	9173	9486
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.22	0.19	0.21	0.21	0.22	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20	0.20
εκπομπές CO ₂ ανά ενεργ. μονάδα (t / toe)	1.90	1.91	1.47	1.97	2.00	2.08	2.07	2.03	1.99	1.97	1.96
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.42	0.36	0.31	0.42	0.44	0.44	0.44	0.42	0.40	0.39	0.39

Πίνακας 4-5. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στις μεταφορές

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση ανά νοικοκυριό (€2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΜΕΤΑΦΟΡΙΚΟ ΕΡΓΟ											
επιβατικές μεταφορές (Gρkm)	128	160	175	168	170	173	176	180	182	182	182
οδικές	118	149	164	160	162	165	168	172	173	174	173
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	98	130	145	144	147	150	153	157	158	159	159
λεοφωρεία	20	20	19	16	15	14	14	15	15	15	15
τραίνα	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
αεροπλοΐα εσωτερικού	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	5	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4
εμπορευματικές μεταφορές (Gtkm)	27	31	28	21	20	20	21	22	24	24	25
φορηγά	19	21	20	14	13	13	14	15	16	17	18
τραίνα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	8	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	6453	7541	7105	5829	5568	5545	5574	5698	5747	5741	5719
ανά μεταφορικό μέσο											
οδικές	5320	6413	6091	5147	4894	4866	4889	4997	5040	5032	5010
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	2901	3670	3707	3488	3425	3412	3396	3401	3346	3275	3195
λεοφωρεία	158	152	141	119	105	100	101	102	102	100	99
φορηγά	2261	2591	2243	1539	1364	1354	1392	1494	1592	1656	1716
τραίνα	49	54	58	55	54	54	56	58	59	59	59
αεροπλοΐα εσωτερικού	515	416	244	188	187	189	191	195	196	197	196
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	569	658	712	439	434	435	439	448	452	453	454
ανά είδος δραστηριότητας											
επιβατικές	4127	4875	4794	4233	4149	4135	4127	4147	4095	4024	3941
εμπορευματικές	2326	2666	2311	1596	1419	1409	1447	1552	1652	1717	1778
ανά καύσιμο											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	6437	7508	6938	5614	5256	5010	4958	5025	5019	4964	4897
ντίζελ	2199	2550	2257	1886	1879	1949	1935	2014	2065	2085	2098
μαζούτ	253	316	435	252	249	249	251	257	259	260	260
βενζίνη	3403	4126	3901	3039	2671	2338	2294	2270	2211	2136	2059
LPG	26	31	68	227	245	256	258	259	258	256	254
άλλα πετρελαϊκά προϊόντα	556	485	275	211	213	217	220	225	226	227	227
φυσικό αέριο	0	15	15	19	23	26	26	27	27	27	27
βιοκαύσιμα	0	0	124	164	230	424	470	470	470	470	470
ηλεκτρισμός	16	18	29	31	58	84	120	176	231	280	325
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	18427	21192	21991	16559	15529	14837	14686	14897	14891	14736	14546
CH ₄ (kt)	4.9	4.8	4.3	5.8	5.1	4.8	4.7	4.7	4.7	4.6	4.4
N ₂ O (kt)	1.2	1.3	1.1	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4
CO₂ eq (kt)	18899	21708	22418	17221	16140	15430	15272	15481	15464	15294	15088
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή κατανάλωση ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.59	0.69	0.64	0.54	0.51	0.50	0.50	0.52	0.52	0.52	0.53
μερίδιο βιοκαυσίμων (%)	0.0%	0.0%	2.1%	3.4%	5.0%	9.4%	10.4%	10.3%	10.3%	10.4%	10.6%
ένταση άνθρακα (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.10	0.09	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	0.05
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	1.7	1.9	2.0	1.5	1.4	1.3	1.3	1.3	1.4	1.3	1.3
αποδοτικότητα επιβατικών μεταφορών (toe/Μρkm)	32.4	30.5	27.4	25.2	24.5	24.0	23.5	23.0	22.5	22.1	21.7
αποδοτικότητα εμπορευμ. μεταφορών (toe/Μtkm)	85.9	86.4	81.4	74.8	70.5	69.9	69.9	70.1	70.2	70.1	70.0

Πίνακας 4-6. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον αγροτικό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	7635	7799	6519	6658	6110	5936	5907	6139	6313	6243	6119
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	1130	1157	899	791	796	806	817	812	807	800	794
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θερμικήπια	208	173	176	178	181	184	187	190	194	197	200
άλλες αγροτικές χρήσεις	922	984	723	613	615	622	630	621	613	604	594
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	884	885	619	470	456	444	443	440	436	431	425
<i>ντίζελ</i>	811	830	541	391	373	360	359	357	354	349	344
<i>άλλα πετρελ. προϊόντα</i>	73	54	78	79	83	84	84	83	82	82	81
φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
βιομάζα-απορρίμματα	11	22	37	47	52	59	61	64	66	69	71
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	3	5	6	6	7	7	8	8	8	8
ηλεκτρισμός	232	247	238	268	282	296	305	301	296	293	289
ατμός συμπαραγωγής	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	2612	2705	1682	1443	1400	1365	1362	1352	1341	1325	1308
CH ₄ (kt)	0.4	0.4	0.4	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
N ₂ O (kt)	0.9	1.0	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
CO₂ eq (kt)	2896	3004	1876	1616	1571	1537	1535	1525	1514	1497	1480
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	148	148	138	119	130	136	138	132	128	128	130
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.10	0.11	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.34	0.35	0.26	0.22	0.23	0.23	0.23	0.22	0.21	0.21	0.21

Πίνακας 4-7. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον τριτογενή τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	128017	157443	161870	135150	147644	152541	161914	178183	194620	205655	216323
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	1320	1821	1878	1807	1883	1763	1807	1891	1973	2021	2065
<i>ανά κλάδο</i>											
γραφεία	101	303	311	287	298	275	284	296	310	319	325
εμπόριο	395	541	588	531	599	561	570	588	606	619	632
ξενοδοχεία	368	463	429	457	477	457	474	502	531	551	570
δημόσιος τομέας	455	515	550	532	509	470	480	504	526	532	537
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	326	470	474	442	444	412	416	428	437	438	436
κλιματισμός	536	734	756	747	787	797	823	869	915	946	975
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	459	617	648	618	652	553	568	594	621	638	654
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	3	4	4	4	4	4	4	4	4
πετρελαιοειδή	253	337	221	178	165	146	146	150	152	151	148
φυσικό αέριο	12	60	124	137	151	150	149	150	150	147	143
βιομάζα-απορρίμματα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ηλεκτρισμός	1052	1416	1515	1470	1545	1444	1489	1566	1644	1697	1745
ατμός συμπαράγωγής	0	5	9	11	10	10	10	10	11	11	11
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	785	1549	1150	935	926	864	861	877	885	873	856
CH ₄ (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
N ₂ O (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CO₂ eq (kt)	786	1552	1152	961	950	887	884	900	909	896	879
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	10.31	11.57	11.60	13.37	12.75	11.56	11.16	10.61	10.14	9.83	9.54
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.12	0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19
ένταση εκπομπών (t CO ₂ / Μ€ 2010)	6.1	9.8	7.1	6.9	6.3	5.7	5.3	4.9	4.5	4.2	4.0

Πίνακας 4-8. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον οικιακό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση (Μ€ 2010)	126461	153952	156803	127077	137192	140864	148598	162873	177188	186715	195856
Ιδιωτική καταν. ανά νοικοκυριό (€ 2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
Μέγεθος νοικοκυριού (κάτοικοι/νοικοκυριό)	3.09	2.91	2.72	2.63	2.55	2.48	2.40	2.33	2.27	2.20	2.14
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)											
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	3053	3846	3311	2805	2840	2711	2747	2830	2903	2887	2862
μαγείρεμα	291	287	295	298	310	320	331	340	350	358	365
ζεστό νερό	557	632	639	624	629	629	629	629	628	625	619
κλιματισμός	38	62	94	132	148	169	190	211	236	265	299
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	426	467	524	493	506	428	437	450	465	478	490
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
πετρελαιοειδή	2484	3186	2333	1643	1654	1528	1545	1628	1707	1705	1700
<i>ντίζελ</i>	2354	3124	2280	1580	1579	1451	1467	1555	1639	1641	1639
<i>άλλα πετρελαικά προϊόντα</i>	130	62	53	62	75	77	77	73	68	65	61
φυσικό αέριο	6	72	255	287	368	435	449	481	512	520	526
βιομάζα-απορρίμματα	579	463	581	777	740	690	688	645	596	565	530
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	81	99	140	162	191	247	260	261	261	260	257
ηλεκτρισμός	1187	1454	1519	1446	1443	1320	1356	1410	1469	1528	1586
ατμός συμπαραγωγής	13	15	31	31	31	31	31	31	31	31	31
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	7653	9960	6742	5714	5933	5701	5784	6117	6435	6449	6447
CH ₄ (kt)	5.0	3.4	3.6	10.6	10.2	9.5	9.5	8.9	8.2	7.8	7.4
N ₂ O (kt)	0.2	0.1	0.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
CO₂ eq (kt)	7830	10089	6871	6276	6479	6211	6295	6618	6923	6922	6904
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.035	0.034	0.031	0.034	0.032	0.030	0.029	0.027	0.026	0.025	0.024
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.40	0.48	0.44	0.40	0.40	0.39	0.39	0.40	0.42	0.42	0.43
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.061	0.065	0.043	0.045	0.043	0.040	0.039	0.038	0.036	0.035	0.033
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t / κατ.)	0.70	0.91	0.61	0.53	0.54	0.52	0.52	0.55	0.58	0.59	0.59

5. Αποτελέσματα σεναρίου εξοικονόμησης ενέργειας & απεξάρτησης από τον λιγνίτη (LPO)

Πίνακας 5-1. Συνοπτικό ενεργειακό ισοζύγιο

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΠΡΩΤΟΓΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (ktoe)	9845	10026	9710	8630	7992	7340	7125	6464	6711	6651	6754
Στερεά καύσιμα	8296	8490	7494	6015	4874	3596	2741	972	963	485	51
Πετρελαιοειδή	261	91	50	0	0	0	0	0	0	0	0
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3118	3744	4384	5492	5748	6166	6703
Φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΚΑΘΑΡΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (ktoe)	18221	21058	18984	16529	16018	14367	13803	14064	13553	13085	12380
Στερεά καύσιμα	823	499	344	249	250	269	281	275	289	276	291
Πετρελαιοειδή	15740	17966	15203	12751	11675	10137	9406	9295	8750	8062	7309
ΑΠΕ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3938	3806	3962	4340	4360	4593	4626
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΗ ΕΓΧ. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	28067	31083	28694	25159	24010	21707	20928	20528	20264	19736	19134
Στερεά καύσιμα	9119	8989	7838	6264	5125	3865	3021	1246	1251	760	342
Πετρελαιοειδή	16001	18057	15253	12751	11675	10137	9406	9295	8750	8062	7309
ΑΠΕ	1289	1444	2167	2615	3118	3744	4384	5492	5748	6166	6703
Φυσικό αέριο	1659	2268	2947	3375	3938	3806	3962	4340	4360	4593	4626
Ηλεκτρισμός	-1	325	490	154	154	154	154	154	154	154	154
ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (ktoe)	4200	4686	4504	4597	4739	4366	4538	4815	5038	5238	5431
Λιγνίτης	2601	2726	2364	1962	1582	1157	892	313	310	145	2
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	651	629	394	343	314	186	51	51	51	51	51
Φυσικό αέριο	567	746	813	1077	1245	1085	1155	1324	1345	1479	1500
ΑΠΕ	382	585	934	1214	1598	1938	2440	3127	3332	3562	3879
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	18514	21156	19403	16698	16553	16187	16513	17195	17244	17114	17150
<i>ανά τομέα</i>											
αγροτικός	1130	1157	899	791	796	806	817	812	784	759	737
βιομηχανία	5246	5342	4658	3920	3874	3817	3978	4268	4461	4457	4586
οικιακός	4364	5294	4863	4351	4432	4257	4336	4526	4277	4195	4100
τριτογενής	1320	1821	1878	1807	1883	1763	1807	1891	1973	2022	2065
μεταφορές	6453	7541	7105	5829	5568	5545	5574	5699	5748	5682	5661
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά καύσιμα	815	461	292	232	243	272	290	295	309	300	319
πετρελαιοειδή	12681	14729	12203	9542	8971	8492	8475	8439	8235	7770	7405
ηλεκτρισμός	3747	4429	4435	4241	4353	4017	4182	4420	4628	4808	4977
θερμική ενέργεια	19	34	172	184	201	203	204	205	207	207	207
ΑΠΕ	894	827	1180	1338	1399	1645	1783	2204	2256	2443	2663
φυσικό αέριο	358	676	1121	1161	1387	1558	1579	1631	1610	1586	1579
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	94078	103605	90421	75755	69490	60059	54438	46037	44559	41034	37225
CH ₄ (kt)	69.5	73.4	62.6	58.4	49.7	40.3	34.6	23.9	23.0	19.2	15.7
N ₂ O (kt)	3.1	3.4	2.6	4.1	4.0	3.8	3.8	3.8	3.7	3.5	3.4
CO₂ eq (kt)	96742	106443	92765	78447	71923	62201	56422	47777	46235	42572	38630
ΔΕΙΚΤΕΣ											
Πληθυσμός (εκατομ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΑΕΠ (Μ€ 2010)	189901	229785	226032	184468	205133	210623	222188	243533	264935	279181	292849
Ακαθ. Εγχ. Καταν./ΑΕΠ (ktoe/Μ€ 2010)	0.15	0.135	0.127	0.136	0.117	0.103	0.094	0.084	0.076	0.071	0.065
Ακαθ. Εγχ. Καταν./ κάτοικο (toe / κατ.)	2.57	2.83	2.58	2.32	2.19	1.97	1.90	1.86	1.84	1.80	1.76
Ακαθ. Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (ktoe)	19299	21949	19794	17539	17724	17533	18059	18926	19191	19158	19295
ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας	7.7%	6.4%	11.2%	15.4%	19.3%	23.7%	27.5%	33.1%	35.0%	37.5%	40.3%
Ένταση άνθρακα (kt CO ₂ /Μ€ 2010)	0.50	0.45	0.40	0.41	0.34	0.29	0.25	0.19	0.17	0.15	0.13
Εκπομπές CO ₂ / κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	8.63	9.44	8.13	6.98	6.34	5.45	4.93	4.17	4.04	3.74	3.43
Εκπομπές CO ₂ / Ακαθ. Κατ. Ενεργ (t / toe)	3.35	3.33	3.15	3.01	2.89	2.77	2.60	2.24	2.20	2.08	1.95
Εξάρτηση από εισαγωγές (%)	65%	68%	66%	66%	67%	66%	66%	69%	67%	66%	65%

Πίνακας 5-2. Ηλεκτροπαραγωγή

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	43578	51509	51579	49323	50625	46718	48637	51405	53824	55917	57883
Βιομηχανία	14654	15049	13200	11932	11909	10118	10572	11072	11572	11979	12363
Μεταφορές	186	209	337	361	675	977	1396	2047	2675	3256	3768
Αγροτικός	2698	2873	2768	3117	3280	3454	3559	3501	3454	3408	3361
Τριτογενής	12235	16468	17619	17096	17968	16794	17317	18213	19131	19736	20306
Οικιακός	13805	16910	17666	16817	16782	15375	15805	16561	16980	17550	18085
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ (GWh)	50579	60115	60906	55905	57557	53219	55219	58441	61034	63360	65605
Λιγνίτης	30250	31703	27493	22818	18399	13456	10374	3640	3605	1686	0
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	7571	7315	4582	3989	3652	2163	593	593	593	593	593
Φυσικό αέριο	6594	8676	9455	12526	14479	12619	13433	15398	15642	17201	17445
Υδροηλεκτρικά	3989	5350	7385	4815	5862	6036	6036	6280	6036	6280	6141
Αιολικά	454	1314	3012	4826	6862	8932	13782	18596	19690	20783	22527
Βιομάζα	0	140	279	361	779	1023	1023	1023	1023	1023	1023
Γεωθερμία	0	0	0	0	0	58	58	58	58	58	58
Φωτοβολταϊκά	0	0	186	4117	5082	6501	7490	10420	11944	13293	15363
Εισαγωγές	1733	5617	8513	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442	2442
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	10931	12716	14911	19279	20484	20415	22215	25256	26861	28264	30473
Λιγνίτης	4457	4746	4746	3912	3912	2256	1745	631	631	289	0
Άνθρακας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή	2114	2289	2201	1810	1404	980	532	532	532	532	532
Φυσικό αέριο	1062	2063	3208	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188	5188
Υδροηλεκτρικά	3072	3106	3215	3389	3389	3580	3580	3580	3668	4018	4532
Αιολικά	226	491	1298	2182	3088	3925	6022	8222	8722	9222	9822
Βιομάζα		20	41	52	112	147	147	147	147	147	147
Γεωθερμία		0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
Φωτοβολταϊκά	0	1	202	2746	3391	4332	4993	6948	7965	8860	10245
ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΦΟΡΤΙΣΗΣ (%)											
Λιγνίτης	77%	76%	66%	67%	54%	68%	68%	66%	65%	67%	
Άνθρακας											
Πετρελαιοειδή	41%	36%	24%	25%	30%	25%	13%	13%	13%	13%	13%
Φυσικό αέριο	71%	48%	34%	28%	32%	28%	30%	34%	34%	38%	38%
Υδροηλεκτρικά	15%	20%	26%	16%	20%	19%	19%	20%	19%	18%	15%
Αιολικά	23%	30%	26%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
Βιομάζα		79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%
Γεωθερμία						75%	75%	75%	75%	75%	75%
Φωτοβολταϊκά		0%	10%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΩΝ (ktoe)	11652	12156	10637	9356	8449	6445	5284	3828	3861	3637	3238
Στερεά	8303	8526	7527	6014	4864	3575	2713	933	924	443	5
Πετρελαιοειδή	2047	2038	1284	1128	1035	622	186	186	186	186	186
Φυσικό αέριο	1302	1592	1826	2214	2551	2248	2384	2708	2751	3008	3047
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	51532	54311	48319	38318	32845	24225	18751	10409	10456	8596	6452
CH ₄ (kt)	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
N ₂ O (kt)	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
CO₂ eq (kt)	51719	54507	48487	38493	33010	24356	18863	10493	10541	8676	6524
ΔΕΙΚΤΕΣ	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Μερίδιο ΑΠΕ στην παραγωγή (%)	9.1%	12.5%	20.7%	26.4%	33.7%	44.4%	53.8%	64.9%	66.1%	68.0%	71.4%
Μερίδιο ΑΠΕ στην ακαθ. κατανάλ. ηλεκτρισμού (%)	9.1%	11.7%	18.7%	25.6%	32.7%	42.9%	52.0%	62.9%	64.2%	66.1%	69.4%
Μερίδιο ΑΠΕ στην εγκατεστημένη ισχύ (%)	30.2%	28.5%	31.9%	43.4%	48.7%	58.7%	66.4%	74.9%	76.4%	78.7%	81.2%
Εγχώρια παραγωγή ηλεκτρισμού (%)	71.0%	70.7%	73.2%	69.1%	67.1%	70.9%	73.4%	71.5%	72.3%	70.8%	71.4%

Πίνακας 5-3. Κόστος ηλεκτροπαραγωγής

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
A. Επενδύσεις (Μ€ 2015)		2515	2873	4232	6025	3412	5791	5117
A.1 ΑΠΕ		2239	2873	4232	6025	3412	5791	5117
Αιολικά		1223	1167	3100	3328	1764	1868	2033
Φωτοβολταϊκά μεγάλα		439	353	583	1733	983	2649	1332
Φωτοβολταϊκά οικιακά		439	802	85	164	158	444	432
Υδροηλεκτρικά		0	438	0	0	202	805	1182
Γεωθερμία		0	32	0	0	0	0	0
Βιομάζα		138	81	0	46	48	25	138
Αντλητικά		0	0	463	753	256	0	0
A.2 Συμβατικά		275	0	0	0	0	0	0
Λιγνίτης		0	0	0	0	0	0	0
Φυσικό αέριο		0	0	0	0	0	0	0
Πετρελαιοειδή		0	0	0	0	0	0	0
Αντιρρύπανση		275	0	0	0	0	0	0
A.3 Συνολικές επενδύσεις (αθροιστ.)		2515	5387	9619	15644	19056	24847	29964
B. Ανηγμένο κόστος (€ 2015/MWh)	87.70	90.78	104.63	103.05	102.90	103.96	102.33	100.97
C. Ανηγμένο κόστος εξαιρουμένων των επενδύσεων που έγιναν πριν το 1995 (€ 2015/MWh)	72.45	76.44	93.01	93.41	95.91	97.27	96.49	95.83

Πίνακας 5-4. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στη βιομηχανία

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προσπιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	23748	28525	22368	18592	17619	17969	18827	20440	22025	23110	24137
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	5246	5342	4658	3920	3874	3817	3978	4268	4461	4457	4586
<i>ανά κλάδο</i>											
μη-μεταλλικά ορυκτά	1374	1517	909	821	911	986	1092	1152	1197	1175	1241
τσιμέντο	1154	1263	801	730	809	872	962	1004	1032	994	1044
ασβέστης	64	79	51	53	50	50	52	56	60	62	64
γυαλί	27	34	30	29	27	27	28	31	33	34	36
κεραμοποιία	129	141	27	10	25	37	49	61	73	85	97
χαρτί	161	129	141	120	112	113	117	127	136	143	150
μη-σιδηρούχα	746	834	653	840	838	764	760	750	747	724	723
σιδηρουργία	195	220	171	97	108	121	139	153	166	175	184
λοιπές βιομηχανίες	2769	2642	2784	2041	1904	1832	1870	2086	2214	2239	2288
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά (άνθρακας και λιγνίτης)	802	455	284	223	233	263	281	290	304	294	314
πετρελαιοειδή	2622	2813	2092	1638	1439	1364	1447	1387	1465	1458	1521
ντίζελ	509	453	314	291	196	151	147	75	81	86	90
μαζούτ	852	676	362	301	227	188	185	146	149	148	150
άλλα πετρελ. προϊόντα	1261	1685	1416	1046	1017	1025	1115	1166	1235	1224	1280
φυσικό αέριο	339	530	727	718	845	948	955	974	990	985	1000
βιομάζα-απορρίμματα	217	233	285	168	167	204	218	495	534	515	515
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	0	2	4	6	5	6	6	7	8	8	9
ηλεκτρισμός	1260	1294	1135	1026	1024	870	909	952	995	1030	1063
ατμός συμπαραγωγής	6	14	132	142	160	162	163	164	165	165	166
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	9952	10226	6862	7734	7758	7922	8249	8001	8165	7914	8116
CH ₄ (kt)	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9
N ₂ O (kt)	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5
CO₂ eq (kt)	10041	10331	6950	7815	7852	8031	8362	8157	8328	8073	8278
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.22	0.19	0.21	0.21	0.22	0.21	0.21	0.21	0.20	0.19	0.19
εκπομπές CO ₂ ανά ενεργ. μονάδα (t / toe)	1.90	1.91	1.47	1.97	2.00	2.08	2.07	1.87	1.83	1.78	1.77
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.42	0.36	0.31	0.42	0.44	0.44	0.44	0.39	0.37	0.34	0.34

Πίνακας 5-5. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στις μεταφορές

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση ανά νοικοκυριό (€2010/hh)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Πληθυσμός (εκατ.)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
ΜΕΤΑΦΟΡΙΚΟ ΕΡΓΟ											
επιβατικές μεταφορές (Gρkm)	128	160	175	168	170	173	176	180	182	182	182
οδικές	118	149	164	160	162	165	168	172	173	174	173
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	98	130	145	144	147	150	153	157	158	159	159
λεοφωρεία	20	20	19	16	15	14	14	15	15	15	15
τραίνα	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
αεροπλοΐα εσωτερικού	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	5	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4
εμπορευματικές μεταφορές (Gtkm)	27	31	28	21	20	20	21	22	24	24	25
φορηγά	19	21	20	14	13	13	14	15	16	17	18
τραίνα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	8	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	6453	7541	7105	5829	5568	5545	5574	5699	5748	5682	5661
ανά μεταφορικό μέσο											
οδικές	5320	6413	6091	5147	4894	4866	4889	4997	5041	5034	5013
αυτοκίνητα και μοτοσυκλέτες	2901	3670	3707	3488	3425	3412	3396	3401	3347	3277	3198
λεοφωρεία	158	152	141	119	105	100	101	102	102	100	99
φορηγά	2261	2591	2243	1539	1364	1354	1392	1494	1592	1657	1717
τραίνα	49	54	58	55	54	54	56	58	59	59	59
αεροπλοΐα εσωτερικού	515	416	244	188	187	189	191	195	196	197	196
ναυσιπλοΐα εσωτερικού	569	658	712	439	434	435	439	448	452	392	392
ανά είδος δραστηριότητας											
επιβατικές	4127	4875	4794	4233	4149	4135	4127	4147	4096	3964	3883
εμπορευματικές	2326	2666	2311	1596	1419	1409	1447	1552	1652	1717	1778
ανά καύσιμο											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	6437	7508	6938	5614	5256	5010	4902	4905	4835	4480	4155
ντίζελ	2199	2550	2257	1886	1879	1949	1889	1943	1970	1844	1718
μαζούτ	253	316	435	252	249	249	251	257	259	224	224
βενζίνη	3403	4126	3901	3039	2671	2338	2284	2221	2122	1928	1732
LPG	26	31	68	227	245	256	258	259	258	256	254
άλλα πετρελαϊκά προϊόντα	556	485	275	211	213	217	220	225	226	227	227
φυσικό αέριο	0	15	15	19	23	26	26	27	27	27	27
βιοκαύσιμα	0	0	124	164	230	424	526	591	656	895	1155
ηλεκτρισμός	16	18	29	31	58	84	120	176	230	280	324
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	18427	21192	21991	16559	15529	14837	14516	14537	14342	13286	12327
CH ₄ (kt)	4.9	4.8	4.3	5.8	5.1	4.8	4.7	4.7	4.7	4.5	4.4
N ₂ O (kt)	1.2	1.3	1.1	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4
CO₂ eq (kt)	18899	21708	22418	17221	16140	15430	15102	15121	14915	13842	12868
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή κατανάλωση ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.59	0.69	0.64	0.54	0.51	0.50	0.50	0.52	0.52	0.52	0.52
μερίδιο βιοκαυσίμων (%)	0.0%	0.0%	2.1%	3.4%	5.0%	9.4%	11.6%	12.9%	14.4%	19.9%	26.0%
ένταση άνθρακα (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.10	0.09	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t CO ₂ / κατ.)	1.7	1.9	2.0	1.5	1.4	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1
αποδοτικότητα επιβατικών μεταφορών (toe/Μρkm)	32.4	30.5	27.4	25.2	24.5	24.0	23.5	23.0	22.6	21.8	21.4
αποδοτικότητα εμπορευμ. μεταφορών (toe/Μtkm)	85.9	86.4	81.4	74.8	70.5	69.9	69.9	70.1	70.2	70.1	70.0

Πίνακας 5-6. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον αγροτικό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	7635	7799	6519	6658	6110	5936	5907	6139	6313	6243	6119
ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (ktoe)	1130	1157	899	791	796	806	817	812	784	759	737
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θερμικήπια	208	173	176	178	181	184	187	190	194	197	200
άλλες αγροτικές χρήσεις	922	984	723	613	615	622	630	621	591	562	538
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
πετρελαιοειδή	884	885	619	470	456	444	443	440	413	389	368
<i>ντίζελ</i>	811	830	541	391	373	360	359	356	331	308	287
<i>άλλα πετρελ. προϊόντα</i>	73	54	78	79	83	84	84	83	82	82	81
φυσικό αέριο	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
βιομάζα-απορρίμματα	11	22	37	47	52	59	61	64	66	69	71
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	3	5	6	6	7	7	8	8	8	8
ηλεκτρισμός	232	247	238	268	282	297	306	301	297	293	289
ατμός συμπαραγωγής	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	2612	2705	1682	1443	1400	1365	1362	1352	1272	1197	1133
CH ₄ (kt)	0.4	0.4	0.4	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
N ₂ O (kt)	0.9	1.0	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
CO₂ eq (kt)	2896	3004	1876	1616	1571	1536	1534	1524	1436	1354	1284
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	148	148	138	119	130	136	138	132	124	122	120
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.10	0.11	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.34	0.35	0.26	0.22	0.23	0.23	0.23	0.22	0.20	0.19	0.19

Πίνακας 5-7. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον τριτογενή τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
Προστιθέμενη Αξία (Μ€ 2010)	128017	157443	161870	135150	147644	152541	161914	178183	194620	205655	216323
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	1320	1821	1878	1807	1883	1763	1807	1891	1973	2022	2065
<i>ανά κλάδο</i>											
γραφεία	101	303	311	287	298	275	284	296	310	319	325
εμπόριο	395	541	588	531	599	561	570	588	607	619	632
ξενοδοχεία	368	463	429	457	477	457	474	502	531	551	570
δημόσιος τομέας	455	515	550	532	509	471	480	504	526	532	537
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	326	470	474	442	444	413	416	428	437	438	436
κλιματισμός	536	734	756	747	787	797	823	869	915	946	975
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	459	617	648	618	652	553	568	594	621	638	654
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	0	0	3	4	4	4	4	4	4	4	4
πετρελαιοειδή	253	337	221	178	165	146	146	150	152	151	148
φυσικό αέριο	12	60	124	137	151	150	148	150	149	146	142
βιομάζα-απορρίμματα	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ηλεκτρισμός	1052	1416	1515	1470	1545	1444	1489	1566	1645	1697	1746
ατμός συμπαραγωγής	0	5	9	11	10	10	10	10	11	11	11
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	785	1549	1150	935	926	864	860	876	884	872	855
CH ₄ (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
N ₂ O (kt)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CO₂ eq (kt)	786	1552	1152	961	950	886	883	899	908	895	878
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (toe / Μ€ 2010)	10.31	11.57	11.60	13.37	12.75	11.56	11.16	10.61	10.14	9.83	9.55
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.12	0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19
ένταση εκπομπών (t CO ₂ / Μ€ 2010)	6.1	9.8	7.1	6.9	6.3	5.7	5.3	4.9	4.5	4.2	4.0

Πίνακας 5-8. Ενεργειακή κατανάλωση και δείκτες στον οικιακό τομέα

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ											
ΑΕΠ ανά κάτοικο (€ 2010/κατ.)	17416	20947	20328	16989	18708	19116	20124	22058	24046	25466	26983
Ιδιωτική κατανάλωση (Μ€ 2010)	12646	15395	15680	12707	13719	14086	14859	16287	17718	18671	195856
Ιδιωτική καταν. ανά νοικοκυριό (€ 2010/hh)	1	2	3	7	2	4	8	3	8	5	195856
Πληθυσμός (εκατ.)	35791	40844	38374	30744	31913	31662	32362	34443	36456	37488	38568
Μέγεθος νοικοκυριού (κάτοικοι/νοικοκυριό)	10.90	10.97	11.12	10.86	10.96	11.02	11.04	11.04	11.02	10.96	10.85
Μέγεθος νοικοκυριού (κάτοικοι/νοικοκυριό)	3.09	2.91	2.72	2.63	2.55	2.48	2.40	2.33	2.27	2.20	2.14
ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ktoe)	4364	5294	4863	4351	4432	4257	4336	4526	4277	4195	4100
<i>ανά ενεργειακή χρήση</i>											
θέρμανση	3053	3846	3311	2805	2840	2711	2750	2895	2599	2468	2327
μαγείρεμα	291	287	295	298	310	320	331	340	350	358	365
ζεστό νερό	557	632	639	624	629	629	629	629	628	625	619
κλιματισμός	38	62	94	132	148	169	190	211	236	265	299
ηλεκτρικές συσκευές και φωτισμός	426	467	524	493	506	428	437	450	465	478	490
<i>ανά καύσιμο</i>											
στερεά	13	5	5	5	5	5	5	1	1	1	1
πετρελαιοειδή	2484	3186	2333	1643	1654	1527	1537	1558	1370	1292	1212
ντίζελ	2354	3124	2280	1580	1579	1450	1459	1546	1358	1281	1201
άλλα πετρελαιϊκά προϊόντα	130	62	53	62	75	77	78	12	12	12	11
φυσικό αέριο	6	72	255	287	368	435	449	481	443	427	409
βιομάζα-απορρίμματα	579	463	581	777	740	690	696	770	712	675	635
ηλιακά και άλλες ΑΠΕ	81	99	140	162	191	247	259	260	260	259	256
ηλεκτρισμός	1187	1454	1519	1446	1443	1322	1359	1424	1460	1509	1555
ατμός συμπαραγωγής	13	15	31	31	31	31	31	31	31	31	31
ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ											
CO ₂ (kt)	7653	9960	6742	5714	5933	5698	5760	5910	5243	4968	4682
CH ₄ (kt)	5.0	3.4	3.6	10.6	10.2	9.5	9.6	10.5	9.7	9.2	8.7
N ₂ O (kt)	0.2	0.1	0.1	1.0	1.0	0.9	0.9	1.0	0.9	0.8	0.8
CO₂ eq (kt)	7830	10089	6871	6276	6479	6208	6274	6462	5745	5444	5129
ΔΕΙΚΤΕΣ											
ενεργειακή ένταση (ktoe / Μ€ 2010)	0.035	0.034	0.031	0.034	0.032	0.030	0.029	0.028	0.024	0.022	0.021
ενεργειακή καταν. ανά κάτοικο (toe / κατ.)	0.40	0.48	0.44	0.40	0.40	0.39	0.39	0.41	0.39	0.38	0.38
ένταση εκπομπών (kt CO ₂ / Μ€ 2010)	0.061	0.065	0.043	0.045	0.043	0.040	0.039	0.036	0.030	0.027	0.024
εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο (t / κατ.)	0.70	0.91	0.61	0.53	0.54	0.52	0.52	0.54	0.48	0.45	0.43

100

Το WWF αγωνίζεται για την προστασία του περιβάλλοντος σε 6 ηπείρους και σε περισσότερες από 100 χώρες.

1961

Το WWF ιδρύθηκε το 1961 στην Ελβετία.

1991

Το WWF ιδρύει γραφείο στην Αθήνα το 1991.

300

Στην Ελλάδα έχουμε υλοποιήσει περισσότερες από 300 δράσεις.

1995

Η οικονομική διαχείριση του WWF Ελλάς ελέγχεται από ορκωτούς λογιστές σε ετήσια βάση από το 1995.

80%

των περιβαλλοντικών δράσεων του WWF Ελλάς εντάσσεται στις παγκόσμιες προτεραιότητες του WWF.

5.000.000

Μας στηρίζουν περισσότεροι από 5.000.000 υποστηρικτές παγκοσμίως. Στην Ελλάδα έχουμε 11.000 υποστηρικτές.



Για ένα μέλλον όπου άνθρωπος και φύση συνυπάρχουν αρμονικά

Λεμπέση 21, 117 43 Αθήνα - Τηλ.: 210 3314893 - Fax: 210 3247578 - e-mail: support@wwf.gr



<http://www.youtube.com/wwfgrwebtv>



http://twitter.com/WWF_Greece



<http://www.facebook.com/WWFGreece>