



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

**ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Τεχνοοικονομική μοντελοποίηση ενεργειακού
συστήματος με υδρογόνο και καύσιμα παραγόμενα από
ηλεκτρική ενέργεια. Εφαρμογή σε μακροχρόνιο
σχεδιασμό προς την κλιματική ουδετερότητα.**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

της

Σταυρούλας Α. Ευαγγελοπούλου

Αθήνα, Ιούνιος 2021



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Τεχνοοικονομική μοντελοποίηση ενεργειακού συστήματος με
υδρογόνο και καύσιμα παραγόμενα από ηλεκτρική ενέργεια.
Εφαρμογή σε μακροχρόνιο σχεδιασμό προς την κλιματική
ουδετερότητα.

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

της

Σταυρούλας Α. Ευαγγελοπούλου

Συμβουλευτική Επιτροπή: Π. Κάπρος, Καθηγητής ΕΜΠ (επιβλέπων)
Κ. Βουρνάς, Καθηγητής ΕΜΠ
Σ. Κορρές, Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την: 17/ 06/ 2021

.....
Π. Κάπρος,
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Κ. Βουρνάς,
Ομότιμος
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Γ. Κορρές,
Καθηγητής
ΕΜΠ

.....
Π. Γεωργιλάκης,
Αναπληρωτής
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Ν. Χατζηαργυρίου,
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Σ. Παπαθανασίου,
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Σ. Καρέλλας,
Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Ιούνιος 2021

.....
Σταυρούλα Α. Ευαγγελοπούλου

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

Copyright © Σταυρούλα Α. Ευαγγελοπούλου, 2021

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Στην Οικογένειά μου

Πρόλογος

Η διδακτορική διατριβή εκπονήθηκε στη Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, στο εργαστήριο Ενέργειας-Οικονομίας-Περιβάλλοντος (E3MLab), το διάστημα Σεπτέμβριος 2014 – Ιούνιος 2021.

Ολοκληρώνοντας αυτή τη μακροχρόνια διαδρομή, επιθυμώ να ευχαριστήσω όλους όσους με άμεσο ή έμμεσο τρόπο βοήθησαν στην πραγματοποίηση της συγκεκριμένης διατριβής.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες εκφράζω στον επιβλέποντα καθηγητή κ. Π. Κάπρο για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε με την ανάθεση της εργασίας αυτής, τις παρατηρήσεις και τις υποδείξεις του για την ολοκλήρωσή της. Θα ήθελα, επίσης, να ευχαριστήσω τους καθηγητές που αποτέλεσαν μέλη της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής, Κ. Βουρνά και Γ. Κορρέ για τις παρατηρήσεις, τις ιδέες και τις συμβουλές τους στη συγγραφή της διατριβής, καθώς συνέβαλαν ουσιαστικά στη διαμόρφωση του τελικού κειμένου. Οφείλω ακόμη να ευχαριστήσω όλους τους καθηγητές για τη συμμετοχή τους στην επταμελή εξεταστική επιτροπή.

Επιπλέον, ευχαριστώ τους συναδέλφους του E3MLab εργαστηρίου για την υποστήριξη τους κατά την υλοποίηση της συγκεκριμένης εργασίας, την ανταλλαγή απόψεων και προβληματισμών και για την άψογη συνεργασία μας όλα αυτά τα χρόνια σε ερευνητικά και επιστημονικά θέματα.

Τέλος, στο σημείο αυτό επιθυμώ να εκφράσω τις ευχαριστίες μου σε όλους εκείνους που με στήριξαν κατά τη διάρκεια όλων αυτών των ετών, και συγκεκριμένα στους φίλους μου και στην οικογένειά μου που με συντρόφεψαν με αμέριστη κατανόηση και συμπαράσταση σε αυτή τη μακρόχρονη προσπάθεια.

Αθήνα, Ιούνιος 2021,

Σταυρούλα Α. Ευαγγελοπούλου

Περίληψη

Η αντιμετώπιση της απειλής από την κλιματική αλλαγή οδηγεί στην υιοθέτηση πολιτικών μετασχηματισμού του ενεργειακού συστήματος με σκοπό τον δραστικό περιορισμό των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα από την καύση ορυκτών καυσίμων. Η Ευρωπαϊκή Ένωση πρωτοστατεί θέτοντας φιλόδοξους στόχους για τη μείωση των εκπομπών και έχοντας ως βασικό σκοπό τη μετάβαση σε μία οικονομία κλιματικής ουδετερότητας με μηδενικές εκπομπές άνθρακα μέχρι το 2050. Ο στόχος της επίτευξης της κλιματικής ουδετερότητας συνεπάγεται πολλές προκλήσεις και ερωτήματα σχετικά με τους τρόπους μετάβασης και τις πιθανές στρατηγικές για τη μείωση των εκπομπών.

Η επίτευξη φιλόδοξων περιβαλλοντικών στόχων προϋποθέτει την είσοδο νέων τεχνολογιών αλλά και την ενίσχυση των αλληλεπιδράσεων και των συνεργασιών διαφόρων τομέων ενέργειας (ηλεκτρισμού, θερμότητας, υδρογόνου και αερίου). Παραδείγματα αλληλεπίδρασης αποτελούν ο άμεσος εξηλεκτρισμός της ενέργειας για θερμότητα και μεταφορές αλλά και ο έμμεσος εξηλεκτρισμός μέσω της χρήσης συνθετικών καυσίμων. Τα συνθετικά καύσιμα όπως το υδρογόνο, το συνθετικό μεθάνιο και οι συνθετικοί υγροί υδρογονάνθρακες, αναμένεται να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα καθώς εκτός από το ότι συμβάλλουν στην επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας προσφέρουν ταυτόχρονα υπηρεσίες αποθήκευσης στο σύστημα. Απαραίτητη προϋπόθεση για να είναι κλιματικά ουδέτερα είναι να παράγονται από ΑΠΕ και από κλιματικά ουδέτερο διοξείδιο του άνθρακα (για τους υδρογονάνθρακες).

Η παρούσα διατριβή έχει ως στόχο το σχεδιασμό και την ανάπτυξη ενός τεχνοοικονομικού μοντέλου βέλτιστου μακροχρόνιου σχεδιασμού του ενεργειακού συστήματος στο οποίο αναπαρίστανται οι τεχνολογίες παραγωγής και χρήσης υδρογόνου και καυσίμων που παράγονται από ηλεκτρική ενέργεια καθώς επίσης και οι αλληλεπιδράσεις τους με το λοιπό ενεργειακό σύστημα. Στόχος του μοντέλου είναι ο υπολογισμός των βέλτιστων επενδύσεων και της βέλτιστης οικονομικά λειτουργίας του συνολικού συστήματος ενεργειακής παραγωγής έτσι ώστε να επιτύχει το ενεργειακό σύστημα κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050 καθώς και τους ενδιάμεσους στόχους μείωσης εκπομπών. Στο προτεινόμενο μαθηματικό μοντέλο περιλαμβάνεται η οικονομικά και τεχνικά βέλτιστη χωροθέτηση των υποδομών παραγωγής συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου σε επίπεδο περιφερειών μίας χώρας. Το μαθηματικό μοντέλο περιλαμβάνει τα συστήματα παραγωγής, μεταφοράς και αποθήκευσης ενέργειας όλων των ενεργειακών μορφών και επιλύεται διαχρονικά μέσω γραμμικού-ακέραιου προγραμματισμού.

Το προτεινόμενο υπολογιστικό εργαλείο αναπαριστά τους τομείς ηλεκτροπαραγωγής, αερίου, βιοκαυσίμων, διυλιστηρίων, συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου, καθώς επίσης και τα δίκτυα μεταφοράς και τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Οι υποδομές αυτές εξελίσσονται ενδογενώς στο χρόνο μέσω επενδύσεων

και η λειτουργία τους ικανοποιεί τη ζήτηση για διάφορες ενεργειακές μορφές ελαχιστοποιώντας την παρούσα αξία του συνολικού κόστους. Η βελτιστοποίηση σε συνολικό επίπεδο ενεργειακού συστήματος αφορά το κόστος λειτουργίας, το κόστος επένδυσης και το τυχόν κόστος εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Το μοντέλο αναπαριστά τις χρονικές διακυμάνσεις εντός του έτους της ζήτησης και των ΑΠΕ και προσδιορίζει τη χρονική λειτουργία των μονάδων παραγωγή και αποθήκευσης για όλες τις μορφές ενέργειας ταυτόχρονα.

Το μοντέλο θεωρεί δεδομένα για τα τεχνικά και τα οικονομικά στοιχεία πολλών εναλλακτικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, θερμότητας, υδρογόνου συνθετικών καυσίμων, βιοκαυσίμων και συμβατικών υδρογονανθράκων. Στο μοντέλο περιλαμβάνονται επίσης, εναλλακτικές τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας όπως αποθήκευσης αερίου, υδρογόνου, διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) και ηλεκτρικής ενέργειας (αντλησιοταμίευση, μπαταρίες, συμπιεσμένος αέρας και τεχνολογίες έμμεσης αποθήκευσης μέσω υδρογόνου). Τα δίκτυα μεταφοράς περιλαμβάνουν τα δίκτυα ηλεκτρισμού, αερίου αλλά και οδικά/θαλάσσια δίκτυα για την αναπαράσταση της διανομής όλων των ενεργειακών μορφών. Η αποθήκευση και τα δίκτυα μεταφοράς αναφέρονται με διαφορετικά οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά ανάλογα με το ενεργειακό προϊόν που αποθηκεύουν ή μεταφέρουν, όπως ηλεκτρική ενέργεια, ή ενέργεια σε αέρια, στερεή ή υγρή μορφή. Για τη μοντελοποίηση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιήθηκε η γραμμική αναπαράσταση ροών φορτίου συνεχούς ρεύματος. Για τα δίκτυα αερίου, η αναπαράσταση ακολουθεί τη γραμμική προσέγγιση που απλουστεύει το δυναμικό μοντέλο διατήρησης πίεσης και μάζας.

Αναφορικά με τη σύζευξη των τομέων, έμφαση δίνεται στην εύρεση του άριστου οικονομικά και τεχνικά συνδυασμού μεταξύ της απευθείας χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας και της χρήσης της για την παραγωγή υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων, τα οποία επιπλέον συνεισφέρουν έμμεσα στην εξομάλυνση των διακυμάνσεων της ηλεκτροπαραγωγής λόγω της στοχαστικότητας των ΑΠΕ. Για το σκοπό αυτό, συνυπολογίζονται οι επενδύσεις παραγωγής και αποθήκευσης, τα δίκτυα και ο χρονικός συντονισμός λειτουργίας τους συνδυάζοντας την παραγωγή, αποθήκευση και κατανάλωση. Το μοντέλο υπολογίζει επίσης ενδογενώς, τη βέλτιστη χωροθέτηση υποδομών παραγωγής συνθετικών καυσίμων, λαμβάνει υπόψη μη γραμμικές οικονομίες κλίμακας, τη γειτνίαση με δίκτυα και ενεργειακούς πόρους καθώς επίσης και την πυκνότητα της ζήτησης. Για το σκοπό αυτό, το μοντέλο εφαρμόζει ακέραιο μεικτό προγραμματισμό.

Στο μοντέλο αναπαραστάθηκε αριθμητικά η περίπτωση της Ελλάδας. Η ανάλυση πραγματοποιήθηκε σε επίπεδο περιφερειών (NUTS-1 ανάλυση) για τις οποίες λήφθηκαν υπόψη τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά και οι ιδιαιτερότητες της κάθε περιφέρειας. Η εφαρμογή του μοντέλου για την Ελλάδα έγινε για διάφορα εναλλακτικά σενάρια και για τον μακροχρόνιο ορίζοντα. Συμπεράσματα εξάγονται σχετικά με την εύρεση του βέλτιστου συνδυασμού χρήσης ηλεκτρισμού, υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων που παράγονται από ηλεκτρική ενέργεια. Αναλύεται επιπλέον, η αλληλεπίδραση μεταξύ των συστημάτων παραγωγής, διανομής και αποθήκευσης διαφόρων ενεργειακών μορφών, καθώς και η διείδυση των ΑΠΕ. Αντικείμενο μελέτης

αποτέλεσε επίσης, η διερεύνηση της βέλτιστης χωροθέτησης μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων λαμβάνοντας υπόψη την εφαρμογή οικονομιών κλίμακας. Τέλος, εξετάζεται ο ρόλος των δικτύων (ηλεκτρισμού και αερίου) στο ενεργειακό σύστημα, καθώς επίσης και η βέλτιστη ταυτόχρονη λειτουργία των συστημάτων μεταφοράς και διανομής σε συνδυασμό με τις υποδομές αποθήκευσης.

Λέξεις Κλειδιά: Power-to-X, συνθετικά καύσιμα, υδρογόνο, κλιματική ουδετερότητα, ενεργειακό σύστημα, βέλτιστη χωροθέτηση μονάδων, τομεακή ολοκλήρωση, μοντελοποίηση δικτύων μεταφοράς ενέργειας, ηλεκτρικό δίκτυο, δίκτυο φυσικού αερίου, οικονομίες κλίμακας

Abstract

The increasing concern regarding climate change drives the legislation of policy measures to curb carbon emissions growth at a global scale. The European Union leads the way in implementing ambitious policy measures to mitigate carbon emissions, heading towards a net zero carbon neutral economy by 2050. This climate target raises few challenges and questions regarding the future pathways and the possible strategies to deliver emissions reduction.

The achievement of ambitious climate goals requires a penetration of new technologies and an enhancement of interactions and collaborations within the energy sector (i.e. electricity, heat, hydrogen and gas). An example of sectoral interaction is the indirect electrification of end-uses through the use of synthetic fuels. Synthetic fuels such as hydrogen, synthetic methane and synthetic liquid hydrocarbons produced by renewable electricity would play a key role in the future climate neutral energy system, delivering climate neutrality and providing storage services.

This dissertation aims to design and develop a novel techno-economic energy model which captures a wide range of technologies that produce and use hydrogen and synthetic fuels, as well as their interactions with the energy system. The main target of the model is to project an optimal long-term planning of the energy system to achieve decarbonisation. The model also estimates the optimal location of synthetic fuels and hydrogen production units in both economic and technical aspects within a country.

The model includes and examines various sub-sectors of the energy system (i.e. electricity, gas, biofuels, refineries), as well as transmission and distribution networks which transfer energy forms, while ensuring that production, storage, transmission and distribution of energy forms satisfy the energy demand at the lowest total cost. The optimization takes into account operation costs, investment costs, environmental carbon footprint, variability of demand and renewables, operation of storage facilities and spatial representation of production, consumption and transmission/distribution.

The model projects investments and operation of technologies which produce electricity, heat, synthetic fuels, biofuels and conventional hydrocarbons, considering techno-economic constraints. In addition, the model analyzes in detail the storage technologies of various energy and non-energy commodities such as gas, hydrogen, carbon dioxide (CO₂) and electricity (i.e. batteries). The networks include transmission/distribution networks of electricity and gas, as well as virtual networks (highways and sea corridors). Different techno-economic characteristics are assumed for each storage technology and transmission/distribution networks, depending on the energy form they carry. The electricity networks are modelled using DC analysis and the dynamic approach is applied for modelling gas flows in the pipelines (gas network).

Regarding the sectoral integration, the model focuses on estimating the optimal economic and technical combination of the direct use of electricity and the indirect use

to produce hydrogen and synthetic fuels, which could moderate possible fluctuations in the electricity production due to the stochastic nature of renewables. The smart combination of the energy sector, exploiting the advantages of each sub-sectors, such as electricity and gas, could lead to a viable carbon-free economy and also lower the costs of energy transitions.

The dissertation studies the case of Greece, which is disaggregated in 13 interconnected sub-regions/provinces (NUTS-1 resolution), considering geographical characteristics. Long-term energy policy scenarios have been assessed. Conclusions are drawn considering the optimal combination of electricity, hydrogen and synthetic fuel use. In addition, the interactions between the production, the transmission/distribution and the storage systems of different energy forms, as well as the penetration of renewables are analyzed in the model. The optimal location of synthetic fuels production units, considering the economies of scale, is also part of this analysis. Finally, the role of networks (electricity and gas) in the energy system has been also assessed, as well as the optimal simultaneously operation of transmission/distribution networks in relation to storage facilities.

Key words: Power-to-X, synthetic fuels, hydrogen, climate neutrality, energy system, optimal location of production units, sectoral integration, electrical grid, gas grid, economies of scale.

Πίνακας περιεχομένων

1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	12
1.1	Η πρόκληση της μετάβασης προς ενεργειακό σύστημα με κλιματική ουδετερότητα	12
1.2	Συνεισφορά της έρευνας στο πλαίσιο της διατριβής.....	15
1.3	Πρωτοτυπία της διατριβής.....	17
1.4	Δομή της διατριβής.....	18
2	ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΚΑΙ ΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	20
2.1	Οι ΑΠΕ και η ένταξή τους στο ηλεκτρικό σύστημα σε μεγάλη κλίμακα	20
2.2	Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας σε διάφορες ενεργειακές μορφές	21
2.2.1	Κατηγοριοποίηση τεχνολογιών αποθήκευσης	22
2.2.2	Τεχνολογική ωρίμανση και δυναμικό της αγοράς τεχνολογιών αποθήκευσης	23
2.3	Επισκόπηση συστημάτων μεταφοράς και διανομής ενεργειακών μορφών.....	28
2.3.1	«Εικονικά δίκτυα».....	28
2.3.2	Φυσικά Δίκτυα.....	29
2.4	Τεχνολογίες παραγωγής και τομείς χρήσης υδρογόνου	32
2.4.1	Υδρογόνο (H ₂).....	32
2.4.2	Αναμόρφωση μεθανίου με ατμό (SMR).....	33
2.4.3	Ηλεκτρόλυση	34
2.5	Τεχνολογίες παραγωγής συνθετικού μεθανίου και υδρογονάνθρακων.....	38
2.5.1	Συνθετικό Μεθάνιο (CH ₄)	38
2.5.2	Συνθετικοί υγροί υδρογονάνθρακες.....	40
2.6	Τεχνολογίες παραγωγής βιοενέργειας	45
2.7	Ανάλυση σύζευξης συστημάτων ενέργειας και τεχνολογιών	47
2.7.1	Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).....	48
2.7.2	Σύγκριση του κόστους διαφόρων τεχνολογιών	49
2.8	Συμπεράσματα κεφαλαίου	51
3	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΑΙ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΩΝ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΕΩΝ ..	53
3.1	Μοντέλα προσομοίωσης του ενεργειακού συστήματος και κατηγοριοποίηση αυτών ..	53
3.1.1	Εισαγωγή.....	53
3.1.2	Κατηγοριοποίηση	55
3.2	Μοντέλα βέλτιστης επέκτασης και λειτουργίας ηλεκτροπαραγωγής	59
3.3	Μοντέλα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	64

3.3.1	Περιγραφή AC δικτύου και ροής ισχύος σε γραμμές εναλλασσόμενου ρεύματος (AC Power Flow)	64
3.3.2	DC προσέγγιση (DC power Flow).....	68
3.3.3	Η προσέγγιση NTC (Net Transferred Capacity).....	70
3.3.4	Σύνοψη μοντελικών προσεγγίσεων και κατηγοριοποίηση των μοντέλων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας	70
3.4	Μοντέλα μεταφοράς ενεργειακών προϊόντων σε αέρια μορφή	71
3.4.1	Χαρακτηριστικά του Δικτύου Φυσικού Αερίου	72
3.4.2	Γραμμική προσέγγιση κατά τμήματα (Piece wise Linear Approximation)	78
3.5	Μοντέλα μεταφοράς ενεργειακών προϊόντων σε υγρή μορφή	81
3.6	Μοντελοποίηση τεχνολογιών αποθήκευσης	83
3.7	Μεθοδολογίες μοντελοποίησης ολοκληρωμένων ενεργειακών συστημάτων	84
3.7.1	Μοντέλα με ταυτόχρονη προσομοίωση δικτύου ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου 87	
3.7.2	Μοντελοποίηση με χωρικές λεπτομέρειες και το πρόβλημα της βέλτιστης χωροθέτησης υπό μεταβαλλόμενες οικονομίες και αντι-οικονομίες κλίμακας	89
4	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ	91
4.1	Εισαγωγή στο σχεδιασμό και τη στόχευση του μοντέλου	92
4.2	Γενική αρχιτεκτονική του μοντέλου, χωρο-χρονική διάσταση, τεχνολογικές και κλαδικές καταταμίσεις.....	94
4.2.1	Εισαγωγή.....	94
4.2.2	Αρχιτεκτονική του μοντέλου - Τεχνολογίες και κλαδικές καταταμίσεις.....	94
4.2.3	Κατάλογος συμβόλων και ορισμοί	98
4.2.4	Βασικές εξισώσεις του διαγράμματος ροών του ενεργειακού συστήματος.....	111
4.3	Το υποσύστημα βέλτιστης επέκτασης και λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος. 119	
4.3.1	Εισαγωγή στο υπο-σύστημα ηλεκτρικού τομέα	119
4.3.2	Περιορισμοί διαθεσιμότητας των επενδύσεων	120
4.3.3	Περιορισμοί λειτουργίας	122
4.4	Μοντελοποίηση των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	127
4.5	Γραμμικό μοντέλο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	128
4.6	Γραμμικό μοντέλο μεταφοράς και αποθήκευσης ενεργειακών μορφών σε αέρια και υγρή μορφή.....	130
4.6.1	Γραμμικό μοντέλο μεταφοράς ενεργειακών μορφών σε αέρια μορφή	130
4.6.2	Γραμμικό μοντέλο μεταφοράς ενεργειακών μορφών σε υγρή ή στερεά μορφή ..	134
4.6.3	Αποθήκευση ενεργειακών μορφών σε αέρια και υγρή μορφή	136
4.7	Μοντελοποίηση της παραγωγής, αποθήκευσης, μεταφοράς, διανομής και ανάμιξης υδρογόνου και συνθετικού μεθανίου	137
4.8	Μοντελοποίηση της παραγωγής βιοενέργειας.....	138
4.9	Μοντελοποίηση του χρονικού και χωρικού συντονισμού και της σύζευξης τομέων....	140
4.10	Μοντελοποίηση βέλτιστης χωροθέτησης με μεταβαλλόμενες οικονομίες κλίμακας....	141
4.10.1	Οικονομίες κλίμακας	141
4.10.2	Μαθηματική προσομοίωση.....	143
4.10.3	Μοντελοποίηση βέλτιστης χωροθέτησης	144
4.11	Μεθοδολογία οικονομοτεχνικής βελτιστοποίησης και διαχρονικής επίλυσης.....	146
4.12	Εφαρμογή του μοντέλου: δεδομένα, χωρική και χρονική κάλυψη και λογισμικό επίλυσης.....	150
5	ΣΕΝΑΡΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	152

5.1	Ορισμός και κατασκευή σεναρίων για το ενεργειακό σύστημα	152
5.1.1	Εισαγωγή – Κλιματική ουδετερότητα και στόχοι για το 2050	152
5.1.2	Διαφορετικές υποθέσεις στρατηγικής (Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα)	153
5.2	Σκοπός του παρόντος κεφαλαίου	159
5.2.1	Χάραξη πολιτικής με τη χρήση σεναρίων	160
5.3	Σενάρια μη δραστηκής μείωσης των εκπομπών (σενάρια 2 °C)	162
5.4	Σενάρια κλιματικής ουδετερότητας (σενάρια 1.5 °C)	164
5.5	Σύγκριση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα	167
5.5.1	Συνολικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα	167
5.5.2	Ενεργειακή Ζήτηση ανά τομέα	173
5.5.3	Ηλεκτροπαραγωγή	178
5.5.4	Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας	184
5.5.5	Δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα	187
5.5.6	Χρήση βιομάζας	190
5.5.7	Χρήση αέριων ενεργειακών μορφών	193
5.5.8	Χρήση Υδρογόνου	196
5.5.9	Κόστος ενεργειακών υπηρεσιών	198
5.5.10	Ενεργειακή ασφάλεια – Ενεργειακή Ανεξαρτησία	204
5.6	Συμπεράσματα κεφαλαίου	205
6	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΣΧΕΤΙΚΑ ΜΕ ΤΗ ΧΩΡΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΚΑΙ ΤΑ ΔΙΚΤΥΑ	208
6.1	Εισαγωγή	208
6.1.1	Χωρική Ανάλυση	209
6.2	Αποτελέσματα ανά περιφέρεια	210
6.2.1	Εισαγωγή	210
6.2.2	Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής	211
6.2.3	Μονάδες αποθήκευσης	216
6.2.4	Ανάλυση σχετικά με τη βέλτιστη χωροθέτηση των εγκαταστάσεων παραγωγής συνθετικών καυσίμων από ηλεκτρισμό (τεχνολογίες Power-to-X)	220
6.2.5	Προσομοίωση του δικτύου φυσικού αερίου	222
6.3	Συμπεράσματα κεφαλαίου	232
7	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	235
7.1	Σύνοψη της έρευνας σχετικά με την ανάπτυξη του μοντέλου και της πρωτοτυπίας του 235	
7.2	Συμπεράσματα από την εφαρμογή του μοντέλου της διατριβής	237
7.2.1	Μελέτη του βέλτιστου συνδυασμού εξηλεκτρισμού τελικών ενεργειακών χρήσεων, χρήσης υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων	238
7.2.2	Διερεύνηση των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού, υδρογόνου και αερίου με τα συστήματα διανομής και αποθήκευσης καθώς και με τη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ένα βέλτιστο σύστημα από τη σκοπιά των επενδύσεων	239
7.2.3	Ανάλυση της βέλτιστης τοποθεσίας εγκατάστασης μονάδων παραγωγής κλιματικά ουδέτερων καυσίμων. Ποιες περιοχές ενδέχεται να γίνουν παραγωγοί και κάτω από ποιες συνθήκες	242
7.2.4	Εξέταση της ταυτόχρονης χρονικής λειτουργίας συστημάτων μεταφοράς ενεργειακών μορφών σε συνδυασμό με τα διάφορα αποθηκευτικά μέσα	243
7.3	Πρόταση για τη συνέχιση και τη βελτίωση της έρευνας	244
	ΥΠΟΜΝΗΜΑ	245

I. Απεικόνιση των αποτελεσμάτων μοντέλου σε χάρτες	245
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	253

Κατάλογος σχημάτων

Σχήμα 2-1: Τεχνολογίες Αποθήκευσης	23
Σχήμα 2-2: Διάγραμμα ροής ενεργειακών προϊόντων	47
Σχήμα 3-1: Δίκτυο Ηλεκτρισμού με 5 κόμβους και 6 διασυνδετικές γραμμές	65
Σχήμα 3-2: Διαδικασία διακριτοποίησης	76
Σχήμα 3-3: Γραμμική προσέγγιση του τετραγώνου της πίεσης	79
Σχήμα 3-4: Γραμμική προσέγγιση του τετραγώνου της ροής του αερίου	81
Σχήμα 3-5: Διάγραμμα ροών του ενεργειακού μοντέλου PRIMES (De Vita, Capros, et al., 2018)	87
Σχήμα 4-1: Η πορεία του τεχνολογικού κόστους που σχετίζεται με τις οικονομίες κλίμακας και την καμπύλη εκμάθησης για τρεις βασικές τεχνολογίες ηλεκτρολύσης	142
Σχήμα 4-2: Η πορεία του τεχνολογικού κόστους που σχετίζεται με τις οικονομίες κλίμακας και την καμπύλη εκμάθησης για τεχνολογίες παραγωγής συνθετικού μεθανίου και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων	143
Σχήμα 5-1: Εξέλιξη τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα-Σενάρια 2°C	164
Σχήμα 5-2: Εξέλιξη τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα-Σενάρια 1.5°C	167
Σχήμα 5-3: Εκπομπές CO ₂ των σεναρίων 2 °C (Mt CO ₂)	168
Σχήμα 5-4: Εκπομπές CO ₂ όλων των σεναρίων το 2050 – Μείωση σε σχέση με το 1990	169
Σχήμα 5-5: Εκπομπές CO ₂ των σεναρίων 1.5 °C (Mt CO ₂)	171
Σχήμα 5-6: Εκπομπές CO ₂ το 2050 των σεναρίων 2 °C (αριστερά) και 1.5 °C (δεξιά) ανά κλάδο (Mt CO ₂)	172
Σχήμα 5-7: Συνολική Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά ενεργειακή μορφή (ktoe)	174
Σχήμα 5-8: Ενεργειακή Ζήτηση Κτιριακού και Αγροτικού Τομέα ανά ενεργειακή μορφή (ktoe)	175
Σχήμα 5-9: Ενεργειακή Ζήτηση Τομέα Μεταφορών ανά ενεργειακή μορφή (ktoe)	177
Σχήμα 5-10: Ενεργειακή Ζήτηση Βιομηχανίας ανά ενεργειακή μορφή (ktoe)	178
Σχήμα 5-11: Ζήτηση Ηλεκτρισμού το 2050 (TWh)	180

Σχήμα 5-12: Μεριδία στην ηλεκτροπαραγωγή ανά είδος καυσίμου (%).....	181
Σχήμα 5-13: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία (GW).....	184
Σχήμα 5-14: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης (GW).....	185
Σχήμα 5-15: Αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια (TWh).....	186
Σχήμα 5-16: Χρήση και Δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα (Mt CO ₂).....	189
Σχήμα 5-17: Επίπεδα βιομάζας ανά σενάριο και ανά κλάδο (ktoe).....	191
Σχήμα 5-18: Επίπεδα βιοενέργειας ανά σενάριο (ktoe).....	192
Σχήμα 5-19: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής βιομάζας (GW).....	193
Σχήμα 5-20: Κατανάλωση αερίων καυσίμων στις τελικές χρήσεις και στην ηλεκτροπαραγωγή ανά σενάριο (ktoe).....	195
Σχήμα 5-21: Ποσοστά ανάμιξης αερίων καυσίμων στο δίκτυο (%).....	196
Σχήμα 5-22: Ζήτηση Υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα (ktoe).....	197
Σχήμα 5-23: Εγκαταστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτρόλυσης (GW).....	198
Σχήμα 5-24: Μέση τιμή ηλεκτρισμού (Euros/MWh).....	200
Σχήμα 5-25: Μέσα ετήσια κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (2031-2050) (Billion Euros).....	201
Σχήμα 5-26: Μέσα ετήσια κόστη παραγωγής βιοενέργειας (Billion Euros).....	202
Σχήμα 5-27: Μέσες ετήσιες δαπάνες για επενδύσεις στους τομείς παραγωγής ενέργειας.....	203
Σχήμα 6-1: Περιφέρειες της Ελλάδας.....	210
Σχήμα 6-2: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2015).....	212
Σχήμα 6-3: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2030).....	213
Σχήμα 6-4: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2050) - Σενάριο Εξηλεκτρισμού 1.5 °C (Ele_1.5°C).....	214
Σχήμα 6-5: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C).....	216
Σχήμα 6-6: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2015, 2030).....	218
Σχήμα 6-7: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2050) - Σενάριο Εξηλεκτρισμού 1.5 °C (Ele_1.5°C).....	219
Σχήμα 6-8: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C).....	220
Σχήμα 6-9: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτρόλυσης και Ζήτηση υδρογόνου (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C).....	221
Σχήμα 6-10: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων και Ζήτηση κλιματικά ουδέτερων υδρογονανθράκων (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C).....	222

Σχήμα 6-11: Η χρήση του αγωγού ως αποθηκευτικό μέσο. Απόθεμα αγωγού – Linerpack (αριστερά), ευελιξία αγωγού – Linerpack flexibility (δεξιά)	224
Σχήμα 6-12: Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων αποθήκευσης υδρογόνου.....	227
Σχήμα 6-13: Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων αποθήκευσης αερίου μεγάλης κλίμακας.....	228
Σχήμα 6-14: Συνολικό Ενεργειακό Κόστος	229
Σχήμα 6-15: Συσχέτιση του linerpack των αγωγών (Mcm) με ζήτηση αερίου (GW) μέσα στη μέρα – Σενάριο συνθετικών καυσίμων 1.5°C (P2X_1.5°C) για το έτος 2050	230
Σχήμα I-1: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2015) σε μορφή χάρτη	245
Σχήμα I-2: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2030) σε μορφή χάρτη	246
Σχήμα I-3: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2050) - Σενάριο Εξηλεκτρισμού 1.5 °C (Ele_1.5°C) σε μορφή χάρτη.....	247
Σχήμα I-4: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) σε μορφή χάρτη ..	248
Σχήμα I-5: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2015, 2030) σε μορφή χάρτη.....	249
Σχήμα I-6: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2050) - Σενάριο Εξηλεκτρισμού 1.5 °C (Ele_1.5°C) σε μορφή χάρτη	249
Σχήμα I-7: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) σε μορφή χάρτη	250
Σχήμα I-8: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτρόλυσης και ζήτησης υδρογόνου (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) σε μορφή χάρτη	250
Σχήμα I-9: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων και ζήτησης κλιματικά ουδέτερων υδρογονανθράκων (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) σε μορφή χάρτη	250

Κατάλογος πινάκων

Πίνακας 2-1: Σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (Ευρώ/MWh) για διάφορες τεχνολογίες (Evangelorouli et al., 2019)	50
Πίνακας 4-1: Σύνολα και δείκτες του μοντέλου	98
Πίνακας 4-2: Σταθερές του μοντέλου.....	102
Πίνακας 4-3: Παράμετροι του μοντέλου.....	103
Πίνακας 4-4: Θετικά ορισμένες μεταβλητές του μοντέλου	108
Πίνακας 4-5: Ακέραιες μεταβλητές του μοντέλου.....	110
Πίνακας 4-6: Ελεύθερες μεταβλητές του μοντέλου.....	110
Πίνακας 5-1: Συνοπτική περιγραφή τριών εναλλακτικών υποθέσεων στρατηγικής για ένα ενεργειακό σύστημα μηδενικών εκπομπών.....	157
Πίνακας 5-2: Εξέλιξη κοινωνικοοικονομικών στοιχείων, διεθνών τιμών πετρελαίου, φυσικού αερίου και άνθρακα για όλα τα σενάρια.....	161
Πίνακας 5-3: Βασικές υποθέσεις σεναρίων μη δραστηκής μείωσης εκπομπών - 2 °C.....	163
Πίνακας 5-4: Βασικές υποθέσεις σεναρίων μη δραστηκής μείωσης εκπομπών - 1.5 °C	165
Πίνακας 5-5: Τιμές του CO ₂ στο ETS (Ευρώ ανά τόνο CO ₂)	180
Πίνακας 6-1: Εύρος πιέσεων για το σενάριο συνθετικών καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) – Δείκτης ευελιξίας δικτύου (Linpack flexibility).....	231
Πίνακας 6-2: Εύρος πιέσεων για το σενάριο εξισορρόπησης 1.5 °C (Comb_1.5°C) – Δείκτης ευελιξίας δικτύου (Linpack flexibility).....	231

Κεφάλαιο 1

1 Εισαγωγή

1.1 Η πρόκληση της μετάβασης προς ενεργειακό σύστημα με κλιματική ουδετερότητα

Η αποφυγή της κλιματικής αλλαγής εξαρτάται κυρίως από το μετασχηματισμό του ενεργειακού συστήματος με στόχο την εξάλειψη της χρήσης ορυκτών καυσίμων. Η πρόσφατη έκθεση της διακυβερνητικής επιτροπής για την αλλαγή του κλίματος, Intergovernmental Panel on Climate Change-IPCC (Ειδική έκθεση για την υπερθέρμανση του πλανήτη κατά 1.5 °C) καταλήγει στο συμπέρασμα ότι οι ανθρωπίνες δραστηριότητες, συγκεκριμένα η καύση ορυκτών καυσίμων σε ποσοστό 80%, έχουν προκαλέσει παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη, περίπου 1 °C πάνω από τα προ-βιομηχανικά επίπεδα το 2017, ενώ η μέση θερμοκρασία αυξάνεται γύρω στους 0.2 °C ανά δεκαετία (IPCC, 2018).

Η οικονομική ανάπτυξη, ιδιαίτερα στις αναπτυσσόμενες οικονομίες, αναμένεται να οδηγήσει στη μελλοντική αύξηση των ενεργειακών αναγκών με αποτέλεσμα την αύξηση των εκπομπών άνθρακα. Το φαινόμενο του θερμοκηπίου δεν μπορεί να αντιμετωπισθεί παρά μόνο αν το συντομότερο δυνατόν το παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα αρχίσει να μειώνει δραστικά τις εκπομπές από την καύση ορυκτών καυσίμων. Η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.) πρωτοστατεί σε αυτή την προσπάθεια μέσω του περιορισμού των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, τόσο για το μεσοπρόθεσμο όσο και για το μακροπρόθεσμο διάστημα, με πιο πρόσφατο στόχο την επίτευξη μείωσης των εκπομπών του θερμοκηπίου Greenhouse Gas Emissions - GHG κατά 55% για το 2030 σε σχέση με το 1990, στο πλαίσιο του EU Green Deal (European Commission, 2020b). Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε επιπλέον, το Νοέμβριο του 2018 ένα φιλόδοξο όραμα για μια οικονομία με μηδενικές εκπομπές άνθρακα μέχρι το 2050 «A Clean Planet for All» (European Commission, 2018), συμβάλλοντας με τον τρόπο αυτό στον περιορισμό της αύξησης της θερμοκρασίας κατά 1.5°C (IPCC, 2018).

Η μη χρήση ορυκτών καυσίμων αποτελεί μία μεγάλη πρόκληση για τα ενεργειακά συστήματα γιατί προϋποθέτει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς ορυκτά καύσιμα, τον εξηλεκτρισμό των χρήσεων ενέργειας, τη χρήση καυσίμων μηδενικού αποτυπώματος διοξειδίου του άνθρακα σε χρήσεις που δεν εξ ηλεκτρίζονται και την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης σε όλους τους τομείς κατανάλωσης ενέργειας (Capros et al., 2014b, 2014a, 2018; Eurelectric, 2012). Το μελλοντικό

σύστημα ενέργειας επιβάλλει την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών, τη σύζευξη των τομέων του συστήματος και την ενίσχυση των αλληλεπιδράσεων μεταξύ τους (sectoral coupling, sectoral integration). Η τομεακή σύζευξη (sectoral coupling) επικεντρώνεται στη σύζευξη της ηλεκτρικής ενέργειας με την κατανάλωση και την παραγωγή καυσίμων, με στόχο την ενίσχυση του εξηλεκτρισμού (Van Nuffel et al., 2018), ενώ η τομεακή ολοκλήρωση (sectoral integration) σχετίζεται με τη συνέργεια διαφορετικών ενεργειακών φορέων, τεχνολογιών και υποδομών, με στόχο τη μείωση του διοξειδίου του άνθρακα σε περισσότερους του ενός τομείς (παραγωγής και τελικής χρήσης) και την αξιοποίηση των μεταξύ τους συνεργασιών (T. Brown et al., 2018; De Vita, Capros, et al., 2018). Ο συνδυασμός της τομεακής σύζευξης και της τομεακής ολοκλήρωσης αναμένεται να συμβάλλει καθοριστικά στην επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων αλλά ταυτόχρονα και στη μείωση του συνολικού κόστους της ενεργειακής μετάβασης.

Βασικό παράδειγμα της τομεακής σύζευξης αποτελεί ο εξηλεκτρισμός των τομέων των μεταφορών, της βιομηχανίας και του κτιριακού τομέα. Η χρήση του ηλεκτρισμού ως εναλλακτικό καύσιμο, παράλληλα με την αύξηση της αποδοτικότητας στην τελική χρήση της ενέργειας, συμβάλλει στη μείωση των εκπομπών, με την προϋπόθεση ότι η ηλεκτροπαραγωγή έχει χαμηλό ή μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα. Η απανθρακοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής είναι απαραίτητο να προηγηθεί των άλλων τομέων του ενεργειακού συστήματος, ώστε ο περαιτέρω εξηλεκτρισμός των τελικών καταναλωτών να επιτρέψει τη δραστικότερη μείωση των εκπομπών. Η ηλεκτρική ενέργεια ωστόσο, δε δύναται να καλύψει όλες τις ανάγκες των τελικών καταναλωτών και να αποτελέσει μία και μοναδική επιλογή για το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα. Ένα σημαντικό κομμάτι του τομέα των μεταφορών είναι δύσκολο να εξ' ηλεκτρισθεί πλήρως όπως επίσης διεργασίες υψηλής ενθαλπίας στη βιομηχανία, όπου είναι αδύνατη η υποκατάσταση της καύσης (De Vita, Capros, et al., 2018).

Η υιοθέτηση και επίτευξη φιλόδοξων περιβαλλοντικών στόχων προϋποθέτει επομένως και την ενίσχυση της τομεακής ολοκλήρωσης (sectoral integration). Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της διεύρυνσης των αλληλεπιδράσεων και των συνεργασιών διαφόρων τομέων ενέργειας (ηλεκτρισμού, θερμότητας, υδρογόνου και αερίου). Η τομεακή ολοκλήρωση περιλαμβάνει τον έμμεσο εξηλεκτρισμό των τελικών χρήσεων, χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια για την παραγωγή θερμότητας και συνθετικών καυσίμων, όπως υδρογόνο (H_2), συνθετικού μεθανίου και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων και εν συνεχεία τη χρήση τους στους τελικούς καταναλωτές (De Vita, Capros, et al., 2018). Στο συγκεκριμένο πλαίσιο, χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο, η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων και θερμότητας, μέσω της χρήσης τεχνολογιών μετατροπής ηλεκτρισμού σε αέριο καύσιμο (Power-to-Gas- PtG), σε υγρό καύσιμο (Power-to-Liquid - PtL) και σε θερμότητα (Power-to-Heat - PtH). Όλες οι παραπάνω τεχνολογίες αναφέρονται συχνά με την κοινή ονομασία: εφαρμογές μετατροπής ηλεκτρισμού σε X καύσιμο (Power-to-X - PtX) (Buffo et al., 2019).

Αναμφίβολα, η χρήση και παραγωγή συνθετικών καυσίμων αναμένεται να οδηγήσει σε σημαντική αύξηση του συνολικού μεγέθους του ηλεκτρικού τομέα, ακόμα και δύο φορές πάνω από τα σημερινά επίπεδα, καθώς απαιτούνται σημαντικές

ποσότητες ηλεκτρισμού για την παραγωγή τους (De Vita, Capros, et al., 2018). Προκειμένου η ηλεκτρική ενέργεια να έχει μηδενικό αποτύπωμα, θα απαιτηθούν πρωτοφανούς έκτασης επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Η παραγωγή από ΑΠΕ υπόκειται σε αυξομειώσεις, καθώς εξαρτάται πλήρως από τις καιρικές συνθήκες (ηλιοφάνεια, ένταση του ανέμου, διαθεσιμότητα νερών), ωστόσο τα συνθετικά καύσιμα αποτελούν επίσης, μία πηγή εποχιακής ευελιξίας (χημική αποθήκευση), μιας και έχουν τη δυνατότητα να αποθηκεύουν ηλεκτρική ενέργεια σε μεγάλη κλίμακα και για μεγάλες χρονικές περιόδους. Τα συνθετικά καύσιμα σε συνδυασμό με τις υπόλοιπες τεχνολογίες αποθήκευσης, που καλύπτουν κυρίως βραχυχρόνιες ανάγκες ευελιξίας, όπως για παράδειγμα οι μπαταρίες, οι μονάδες αντλησιοταμίευσης, οι υπερπυκνωτές, και οι σφόνδυλοι θα συμβάλλουν με τη σειρά τους στην ασφάλεια εφοδιασμού του ηλεκτρικού συστήματος (Buffo et al., 2019).

Εκτός από τα παραπάνω, η τομεακή ολοκλήρωση δημιουργεί ισχυρούς δεσμούς και μεταξύ των ενεργειακών μορφών, των τομέων και των υποδομών μεταφοράς (δίκτυα ηλεκτρισμού, φυσικού αερίου). Ο ηλεκτρισμός μεταφέρεται στο σημείο παραγωγής των συνθετικών καυσίμων και στη συνέχεια τα συνθετικά καύσιμα στους τελικούς καταναλωτές μέσω του αντίστοιχου δικτύου. Ο τομέας του αερίου μπορεί να διαδραματίσει διττό ρόλο στο σύστημα, τόσο με τη μεταφορά της ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, όσο και με την προσφορά πρόσθετης ευελιξίας στο σύστημα μέσω της αποθήκευσης συνθετικών αερίων τους αγωγούς που παράγονται από ηλεκτρισμό. Λόγω της μεγάλης δυναμικότητας των αγωγών αερίου στην Ευρώπη, η έγχυση συνθετικών αερίων στους αγωγούς θα συνεισφέρει στην περαιτέρω απανθρακοποίηση του ενεργειακού τομέα (IRENA, 2018). Η ανάμιξη του υδρογόνου και του συνθετικού μεθανίου μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος, με το φυσικό αέριο στους αγωγούς αποτελεί έναν επιπλέον τρόπο που συμβάλει προς αυτή την κατεύθυνση, αξιοποιώντας παράλληλα την αξία των υπάρχοντων δικτύων φυσικού αερίου (gas grid assets) (Speirs et al., 2017). Μελέτες έχουν δείξει πως η μετάβαση σε ένα ενεργειακό σύστημα απαλλαγμένο από άνθρακα θα έχει σημαντικές επιπτώσεις στις υποδομές του αερίου (Quarton & Samsatli, 2018). Λαμβάνοντας υπόψη τη μεγάλη διάρκεια ζωής των υποδομών φυσικού αερίου, η μείωση της χρήσης τους, λόγω της μείωσης της κατανάλωσης φυσικού αερίου, θα επιφέρει επιπλέον κόστη και θα εντείνει την ανησυχία για μελλοντικές επενδύσεις. Η εδραίωση της μακροπρόθεσμης δυναμικής της απαλλαγής του φυσικού αερίου από τον άνθρακα συνιστά εγγύηση για τις τρέχουσες επενδύσεις στην τεχνολογία και τις υποδομές αερίου. Η αξία των εν λόγω υποδομών δεν θα απομειωθεί, καθώς υπάρχει η δυνατότητα τα υπάρχοντα δίκτυα να αξιοποιηθούν για τη μεταφορά του συνθετικού αερίου και του υδρογόνου.

Λόγω των ραγδαίων εξελίξεων στον τομέα της ενέργειας, η ανάπτυξη υπολογιστικών εργαλείων και μοντέλων ενεργειακής-οικονομικής ανάλυσης κρίνεται απαραίτητη για τη μακροπρόθεσμη ποσοτική αξιολόγηση των εκάστοτε ενεργειακών πολιτικών και της εκτίμησης των επιπτώσεων σε «ενέργεια-οικονομία-περιβάλλον». Γενικότερα, τα ενεργειακά μοντέλα αποτελούν εργαλεία για την υποστήριξη της λήψης αποφάσεων που σχετίζονται με την ανάπτυξη των επενδύσεων στον τομέα της ενέργειας και τον ενεργειακό σχεδιασμό σε εθνικό ή πανευρωπαϊκό επίπεδο. Τα μοντέλα, λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά των διαφόρων

υφισταμένων και υποψηφίων ενεργειακών επιλογών και τους τεχνικούς περιορισμούς, προσδιορίζουν τις ενεργειακές ανάγκες και τις τεχνολογίες που ικανοποιούν με τον οικονομικότερο τρόπο τους περιβαλλοντικούς στόχους, ακολουθώντας τις βασικές αρχές της οικονομικής θεωρίας. Ένα από τα βασικότερα χαρακτηριστικά των ενεργειακών μοντέλων είναι η αναπαράσταση των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των διαφορετικών τομέων του συστήματος και των σχέσεων αλληλεπίδρασης μεταξύ των χωρών ή περιοχών που αναλύουν. Τα τελευταία χρόνια, με την ανάγκη της μελέτης και ανάλυσης των επιπτώσεων της ενεργειακής μετάβασης σε μία οικονομία χωρίς άνθρακα, η εξέλιξη και η ανάπτυξη τους είναι ραγδαία. Τα ενεργειακά μοντέλα εξελίχθηκαν ενσωματώνοντας νέες τεχνολογίες χαμηλού άνθρακα (π.χ. Power-to-X, Direct Air Capture), αναγκαίες για να επιτευχθούν οι στόχοι και να αναλυθούν οι επιπτώσεις της χρήσης των συνθετικών καυσίμων στο ενεργειακό σύστημα. Επιτρέπουν ακόμα, την εμφάνιση νέων συνεργασιών μεταξύ των ενεργειακών υποσυστημάτων, όπως ηλεκτρισμού, θερμότητας, βιοκαυσίμων, υδρογόνου και αερίου, καθώς επίσης των τεχνολογιών και των υποδομών.

1.2 Συνεισφορά της έρευνας στο πλαίσιο της διατριβής

Η παρούσα διατριβή έχει ως στόχο το σχεδιασμό και την ανάπτυξη ενός τεχνο-οικονομικού μοντέλου ενεργειακού συστήματος στο οποίο αναπαριστώνται οι τεχνολογίες παραγωγής και χρήσης καυσίμων και υδρογόνου από ηλεκτρική ενέργεια και οι αλληλεπιδράσεις τους με το λοιπό σύστημα. Στόχος του μοντέλου είναι ο βέλτιστος μακροχρόνιος σχεδιασμός του συστήματος για την επίτευξη της απανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος. Στο προτεινόμενο μαθηματικό μοντέλο περιλαμβάνεται η οικονομικά και τεχνικά βέλτιστη χωροθέτηση των υποδομών παραγωγής συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου σε επίπεδο μίας χώρας και η ανάλυση στις περιφέρειές της. Το μαθηματικό μοντέλο περιλαμβάνει τα συστήματα παραγωγής, μεταφοράς και αποθήκευσης ενέργειας, έχει μακροχρόνιο ορίζοντα και εφαρμόστηκε για τα δεδομένα της Ελλάδας.

Η συνεισφορά του μοντέλου συνίσταται κυρίως στη μοντελοποίηση των αλληλεπιδράσεων, συνεργειών και συσχετίσεων των διαφόρων επί μέρους συστημάτων παραγωγής, μεταφοράς και αποθήκευσης ενέργειας με έμφαση στους ρόλους που θα διαδραματίζουν στο σύστημα αυτό το υδρογόνο και τα καύσιμα που παράγονται από ηλεκτρική ενέργεια και η οποία με τη σειρά της παράγεται κυρίως από ΑΠΕ. Η βελτιστοποίηση σε συνολικό επίπεδο ενεργειακού συστήματος αφορά το κόστος λειτουργίας, το κόστος επένδυσης και το τυχόν κόστος εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου, αναπαριστώντας με λεπτομέρεια τις ροές πολλών μορφών ενέργειας στο σύστημα (ηλεκτρική ενέργεια, θερμότητα, υδρογόνο και καύσιμα), τις χρονικές διακυμάνσεις εντός του έτους ανάλογα με τις μεταβολές της ζήτησης, τη στοχαστικότητα των ΑΠΕ, τη λειτουργία των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης για όλες τις μορφές ενέργειας ταυτόχρονα. Αναφορικά με τη σύζευξη των τομέων, έμφαση δίνεται στην εύρεση του άριστου οικονομικά και τεχνικά συνδυασμού μεταξύ της απευθείας χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας σε τελικές ενεργειακές χρήσεις και της χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή υδρογόνου και συνθετικών

καυσίμων προς τελική χρήση, που επιπλέον συνεισφέρουν έμμεσα στην εξομάλυνση των διακυμάνσεων της ηλεκτροπαραγωγής παρά τη στοχαστικότητα των ΑΠΕ.

Το προτεινόμενο μοντέλο περιλαμβάνει επίσης πολιτικές τιμών, υποδομών και τεχνολογιών που μπορούν να επηρεάσουν τη βέλτιστη ανάπτυξη του συστήματος και επομένως το μοντέλο συνιστά επίσης εργαλείο τεχνοοικονομικής ανάλυσης ενεργειακής πολιτικής. Για το σκοπό αυτό, διερευνώνται στη διατριβή εναλλακτικά σενάρια εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος.

Η αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων γίνεται κυρίως μέσω εγχώριας παραγωγής με βάση τις ΑΠΕ από τις μονάδες παραγωγής υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων. Η εγχώρια αυτή παραγωγή αναμένεται να είναι αποκεντρωμένη λόγω των ΑΠΕ αλλά και του οφέλους από τη γειτνίαση με την κατανάλωση ενέργειας. Έχει επομένως οικονομικό και τεχνικό ενδιαφέρον η χωροθέτηση της παραγωγής σε συνδυασμό με τα δίκτυα διανομής/μεταφοράς και τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Η βέλτιστη χωροθέτηση των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων, υποδομών αποθήκευσης, καθώς επίσης και των σημείων έγχυσης στο δίκτυο ενσωματώνεται ενδογενώς στο προτεινόμενο μοντέλο ταυτόχρονα με την ενδογενή επένδυση και λειτουργία των μονάδων και των εγκαταστάσεων. Λαμβάνεται υπόψη η εγγύτητα των εγκαταστάσεων σε πρώτες ύλες, στα σημεία όπου υπάρχει άφθονη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος, σε απαιτούμενες πηγές άνθρακα, καθώς επίσης σε δίκτυα μεταφοράς καυσίμων (π.χ. δίκτυο αερίου, οδικό δίκτυο) για τη μεταφορά των προϊόντων στους τελικούς καταναλωτές.

Το προτεινόμενο ενεργειακό μοντέλο δίνει επίσης έμφαση στην ταυτόχρονη αναπαράσταση της λειτουργίας των δικτύων μεταφοράς/διανομής ηλεκτρισμού, αερίου, υδρογόνου και καυσίμων, λαμβάνοντας υπόψη τους βασικούς τεχνικούς περιορισμούς κάθε τομέα, το συγχρονισμό της λειτουργίας τους, την ανάμειξη διαφόρων αερίων και υδρογόνου κατά τη διανομή αερίου, τη μεταφορά καυσίμων και υδρογόνου με οχήματα και τις διάφορες εγκαταστάσεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και λοιπών καυσίμου, συμπεριλαμβανομένου του αερίου και του υδρογόνου. Αυτό γιατί οι αλληλεπιδράσεις των τομέων αυτών και των αντίστοιχων δικτύων είναι σημαντικής σημασίας για τη τεχνοοικονομική βελτιστοποίηση της νέας δομής του συστήματος που θα βασίζεται στον ηλεκτρισμό, το υδρογόνο και τα συνθετικά καύσιμα. Η μοντελοποίηση αυτών των αλληλεπιδράσεων είναι υπό εξέλιξη στην πιο σύγχρονη βιβλιογραφία για τη μοντελοποίηση ενεργειακών συστημάτων.

Το ενεργειακό μοντέλο που αναπτύχθηκε στη συγκεκριμένη διατριβή λαμβάνει υπόψη του όλα τα χαρακτηριστικά που περιγράφονται παραπάνω και καλύπτει τις αδυναμίες των άλλων υπολογιστικών εργαλείων. Αναλυτικότερα, περιλαμβάνει μεγάλο πλήθος τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνθετικών καυσίμων και υποδομών αποθήκευσης. Επιπλέον, τόσο το ηλεκτρικό όσο και το δίκτυο αερίου προσομοιώνεται λεπτομερώς, συμπεριλαμβάνοντας τους τεχνικούς περιορισμούς του κάθε δικτύου.

1.3 Πρωτοτυπία της διατριβής

Η σημαντικότερη πρωτοτυπία που εισάγεται στο υπόδειγμα αφορά την ταυτόχρονη ανάλυση της λειτουργίας πολλαπλών τομέων και δικτύων του ενεργειακού συστήματος (ηλεκτρισμού, αερίου, υδρογόνου, βιοκαυσίμων, συνθετικών καυσίμων και προϊόντων διυλιστηρίου), καθώς επίσης και της μεταξύ τους αλληλεπίδρασης μέχρι το τέλος του χρονικού ορίζοντα, βάσει διαφορετικών ενεργειακών πολιτικών που εφαρμόζονται στο σύστημα. Περιλαμβάνονται η εύρεση βέλτιστων επενδύσεων σε μονάδες παραγωγής ενέργειας και υποδομών αποθήκευσης σε συνδυασμό με τη βέλτιστη λειτουργία τους, οι ενεργειακές ροές όλων των ενεργειακών μορφών, η βέλτιστη χωροθέτηση των σημείων έγχυσης των εναλλακτικών καυσίμων, οι εκπομπές και το κόστος του ενεργειακού συστήματος.

Η εύρεση της βέλτιστης εγκατάστασης των τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων στο ενεργειακό σύστημα εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα πρωτογενούς παραγωγής, την εγγύτητα των εγκαταστάσεων σε δίκτυα, τις οικονομίες κλίμακας των τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης και το μέγεθος της αγοράς τελικής κατανάλωσης. Οι οικονομίες κλίμακας αναπαρίστανται μέσω συναρτήσεων κόστους οι οποίες για να ενσωματωθούν στο μοντέλο βελτιστοποίησης απαιτούν τεχνικές μεικτού αέρα προγραμματισμού.

Οι υποδομές του ενεργειακού συστήματος, για τη μεταφορά ενεργειακών μορφών προσομοιώνονται μέσω των φυσικών και των «εικονικών» δικτύων. Τα φυσικά δίκτυα, ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, προσομοιώνονται εξολοκλήρου και λαμβάνονται υπόψη όλοι οι τεχνικοί περιορισμοί για τη μεταφορά των ενεργειακών προϊόντων μεταξύ των περιοχών που μελετώνται. Για τη μοντελοποίηση του δικτύου ηλεκτρισμού χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία της συνεχούς ροής φορτίου, ενώ για την αναπαράσταση της ροής αερίου χρησιμοποιήθηκε η δυναμική προσέγγιση της ροής αερίου μέσα στους αγωγούς, λαμβάνοντας υπόψη τη δυνατότητα των αγωγών αερίου να λειτουργούν ως μέσο μεταφοράς ενέργειας αλλά και ως αποθηκευτικό μέσο. Συγχρόνως με τα φυσικά δίκτυα, αναπαρίστανται και τα «εικονικά» δίκτυα μεταφοράς υδρογόνου, συνθετικών καυσίμων, βιοκαυσίμων και υδρογονανθράκων, τα οποία αποτελούν συστήματα μεταφοράς με χρήση φορτηγών, τρένων ή και πλοίων. Όλοι οι παραπάνω τομείς και δίκτυα αναλύονται ταυτόχρονα και ενιαία.

Στο μοντέλο αναπαραστάθηκε αριθμητικά με λεπτομέρεια η περίπτωση της Ελλάδας, η οποία αναλύθηκε σε επίπεδο περιφερειών (NUTS-1 ανάλυση) όπου λήφθηκαν υπόψη τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά και οι ιδιαιτερότητες της κάθε περιφέρειας. Η εφαρμογή του μοντέλου για την Ελλάδα έγινε για διάφορα εναλλακτικά σενάρια και για μακροχρόνιο ορίζοντα.

Σχετικά με τις τεχνολογίες το μοντέλο περιλαμβάνει τη λειτουργία και τις επενδύσεις των μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού (πληθώρα τεχνολογιών), βιομηχανικών λεβήτων, βιομηχανικών μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού/ατμού, των μονάδων παραγωγής θερμότητας και ατμού, βιοκαυσίμων, διύλισης πετρελαίου, παραγωγής υδρογόνου, παραγωγής συνθετικού μεθανίου και συνθετικών υδρογονανθράκων από υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα δεσμευμένο από τον αέρα

ή από βιομάζα, καθώς επίσης και τεχνολογίες συμπίεσης, υγροποίησης και αεριοποίησης υδρογόνου και συνθετικού μεθανίου. Περιλαμβάνονται, επίσης, ως εγκαταστάσεις αποθήκευσης οι μπαταρίες μικρής και μεγάλης κλίμακας, η αντλησιοταμίευση, οι μονάδες αποθήκευσης συμπιεσμένου αερίου, οι υποδομές αποθήκευσης υδρογόνου, διοξειδίου του άνθρακα και μεθανίου μεγάλης και μικρής κλίμακας και οι σταθμοί ανεφοδιασμού, που χρησιμοποιούνται στον τομέα των μεταφορών.

Η χρονική ανάλυση φτάνει μέχρι το 2050 και επιλύονται ταυτόχρονα για όλες τις γεωγραφικές περιοχές και για όλα τα υπο-συστήματα τους ενεργειακού τομέα. Το μοντέλο επίσης, υπολογίζει τις ανταλλαγές των ενεργειακών προϊόντων για κάθε περιοχή που αναλύεται και υπολογίζει το συνολικό κόστος, καθώς επίσης και τις εκπομπές του ενεργειακού συστήματος.

Ο σχεδιασμός της έρευνας της διδακτορικής διατριβής επιδίωξε κυρίως να απαντήσει τα παρακάτω ερωτήματα:

- Ποιος είναι ο βέλτιστος συνδυασμός εξηλεκτρισμού τελικών ενεργειακών χρήσεων και χρήσης υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος που παράγονται από ηλεκτρική ενέργεια;
- Ποια είναι η αλληλεπίδραση μεταξύ των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού, υδρογόνου και αερίου με τα συστήματα διανομής και αποθήκευσης, καθώς και με τη διείδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ένα βέλτιστο σύστημα από τη σκοπιά των επενδύσεων;
- Ποια είναι η βέλτιστη τοποθεσία εγκατάστασης μονάδων παραγωγής κλιματικά ουδέτερων καυσίμων. Ποιες περιοχές ενδέχεται να γίνουν παραγωγοί και κάτω από ποιες συνθήκες;
- Ποια είναι η βέλτιστη ταυτόχρονη χρονική λειτουργία συστημάτων μεταφοράς/διανομής ηλεκτρισμού, αερίου υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων σε συνδυασμό με τα διάφορα αποθηκευτικά μέσα;

1.4 Δομή της διατριβής

Η διάρθρωση της παρούσας διατριβής περιλαμβάνει τα εξής κεφάλαια:

Το δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζει την οικονομοτεχνική επισκόπηση των τεχνολογιών που ενσωματώθηκαν στο μοντέλο της διατριβής.

Το τρίτο κεφάλαιο παρουσιάζει μία επισκόπηση των διαφόρων μοντέλων ενεργειακής-οικονομικής ανάλυσης και χαρακτηρίζει το προτεινόμενο μοντέλο αναφορικά με τα υφιστάμενα μοντέλα ενεργειακού συστήματος.

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζονται αναλυτικά οι μαθηματικές εξισώσεις και η δομή του προτεινόμενου μοντέλου της διατριβής. Τα επόμενα κεφάλαια εμπεριέχουν αναλυτικά αποτελέσματα από την εφαρμογή του συγκεκριμένου μοντέλου για το ελληνικό ενεργειακό σύστημα.

Στο πέμπτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα σεναρίων για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας μέχρι το 2050.

Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζονται αποτελέσματα του μοντέλου σε επίπεδο περιφερειών και αναλύονται βασικά ερωτήματα σχετικά με το βέλτιστο μίγμα τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και τη βέλτιστη χωροθέτηση των εγκαταστάσεων συνθετικών καυσίμων. Επιπλέον, αναλύεται η σημασία του χρονικού και χωρικού συντονισμού της παραγωγής και της αποθήκευσης ενέργειας σε περιβάλλον μεταβαλλόμενων οικονομιών κλίμακος, καθώς επίσης και η σημασία της μοντελοποίησης των δικτύων στο ενεργειακό σύστημα. Τέλος εξετάζεται ο ρόλος που ενδέχεται να διαδραματίσει το δίκτυο αερίου στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα και ποσοτικοποιείται η δυνατότητα του δικτύου να παρέχει ευελιξία σε αυτό.

Η διατριβή ολοκληρώνεται με το έβδομο κεφάλαιο με την εξαγωγή γενικών συμπερασμάτων για τη μετάβαση προς ένα κλιματικά ουδέτερο ενεργειακό σύστημα και προτείνονται συγκεκριμένες προοπτικές μελλοντικής έρευνας για την επέκταση του μοντέλου.

Κεφάλαιο 2

2 Οικονομοτεχνική ανάλυση τεχνολογιών και δικτύων μεταφοράς ενέργειας

Στόχος του δευτέρου κεφαλαίου είναι η επισκόπηση των τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων, βιοκαυσίμων, των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας και η παρουσίαση των συστημάτων μεταφοράς και διανομής ενεργειακών μορφών στο ενεργειακό σύστημα. Τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών που παρουσιάζονται στο παρόν κεφάλαιο, αποτελούν παραμέτρους εισόδου του υποδείγματος που αναπτύχθηκε στη συγκεκριμένη διατριβή.

2.1 Οι ΑΠΕ και η ένταξή τους στο ηλεκτρικό σύστημα σε μεγάλη κλίμακα

Μετά το πλέον φιλόδοξο και μακροπρόθεσμο σχέδιο που παρουσίασε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή το 2018 (European Commission, 2018), σχετικά με τη μετάβαση σε μία οικονομία με μηδενικές εκπομπές άνθρακα μέχρι το 2050, το 2020 πρότεινε το πρώτο νομοθετικό πλαίσιο για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας (European Commission, 2020a). Η πλήρης απανθρακοποίηση του τομέα παραγωγής ηλεκτρισμού αναμένεται να διαδραματίσει καθοριστικό ρόλο για την επίτευξη των στόχων. Ο μετασχηματισμός του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής απαιτεί την ένταξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) σε μεγάλη κλίμακα. Το διαρκώς μειούμενο μοναδιαίο κόστος των φωτοβολταϊκών και αιολικών πηγών ενέργειας, καθιστά τις επενδύσεις τους ολοένα και πιο ελκυστικές (IEA, 2019b). Παρόλο που η παραγωγή ηλεκτρισμού από ΑΠΕ συντελεί στην επίτευξη των στόχων περιορισμού της κλιματικής αλλαγής, εμπεριέχει ταυτόχρονα πολλές προκλήσεις (IEA, 2019b). Η στοχαστική φύση της παραγωγής τους αποτελεί το κυριότερο πρόβλημα όσον αφορά το ηλεκτρικό σύστημα. Μεγάλες διακυμάνσεις παρουσιάζονται στην παραγωγή τους μέσα στο έτος, ανάλογα την εποχή και τη χρονική στιγμή κατά τη διάρκεια της μέρας. Απαραίτητη κρίνεται η ύπαρξη υψηλών επιπέδων εφεδρείας και ευελιξίας στο σύστημα για την ικανοποίηση τυχόν μικρότερης ή μεγαλύτερης παραγωγής ηλεκτρισμού από την

εκτιμώμενη. Παραδοσιακά, οι ανάγκες ευελιξίας καλύπτονταν από θερμικούς σταθμούς, υδροηλεκτρικά εργοστάσια, διασυνδέσεις και από την απόκριση του χρονισμού της ζήτησης της βαριάς βιομηχανίας (demand response). Σήμερα, το μεγαλύτερο κομμάτι της ευελιξίας καλύπτεται από θερμικούς σταθμούς ενώ μόλις το 10% από τις υπόλοιπες τεχνολογίες (IEA, 2018). Ωστόσο, αυτό αναμένεται να αλλάξει ραγδαία στο μέλλον.

Στη βιβλιογραφία γίνεται εκτενής αναφορά σχετικά με τη δυνατότητα ύπαρξης ηλεκτρικών συστημάτων με μεγάλη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ΑΠΕ, τόσο σε Ευρωπαϊκό (Bussar et al., 2016; Child et al., 2019; Zappa et al., 2019) όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο (IRENA, 2019b). Καθώς η ενεργειακή μετάβαση απαιτεί τη σταδιακή κατάργηση θερμικών σταθμών, οι οποίοι μέχρι σήμερα κάλυπταν το σύνολο των αναγκών ευελιξίας, το ενδιαφέρον αναμένεται να στραφεί στις διασυνδέσεις και στις μονάδες αποθήκευσης. Οι μονάδες αποθήκευσης, έχουν τη δυνατότητα να καλύψουν διαφορετικούς τύπους ευελιξίας, για παράδειγμα, οι μπαταρίες είναι κατάλληλες για τη βραχυπρόθεσμη κάλυψη των αναγκών ενώ το υδρογόνο μπορεί να καλύψει μακροπρόθεσμες ανάγκες (Blanco & Faaij, 2018).

Οι ανάγκες αποθήκευσης συνδέονται ξεκάθαρα με τα επίπεδα διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο (Cebulla et al., 2018). Αναγκαίο είναι να αναλυθεί τόσο το μίγμα των διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης, που απαιτούνται (π.χ. μπαταρίες, Power-to-X, υδρογόνο), όσο και η βέλτιστη χωροθέτηση αυτών των μονάδων ώστε να καλύπτουν τις ανάγκες του δικτύου. Ο συνδυασμός των ΑΠΕ με τις μονάδες αποθήκευσης θα περιορίσει και την περικοπή των ΑΠΕ, βελτιώνοντας με αυτό τον τρόπο την απόδοσή τους τόσο σε οικονομικό, όσο και σε τεχνικό επίπεδο (Lyseng et al., 2017).

2.2 Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας σε διάφορες ενεργειακές μορφές

Με τη ραγδαία αύξηση των ΑΠΕ, αυξάνονται σημαντικά οι απαιτήσεις ευελιξίας του συστήματος, προκειμένου να αντιμετωπιστούν οι προκλήσεις της στοχαστικότητας της παραγωγής των νέων τεχνολογιών. Σε συστήματα με μεγάλο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ αναμένεται να απαιτηθεί μεγαλύτερη συμμετοχή συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας ποικίλων μεγεθών και τεχνολογιών. Στα μέσα του 2017, τα συστήματα άντλησης υδάτινων πόρων (Pumped Hydro Systems-PHS) κυριαρχούσαν σε παγκόσμιο επίπεδο μεταξύ των τεχνολογιών αποθήκευσης, αγγίζοντας το 96% των 176 GW της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρισμού. Οι υπόλοιπες τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρισμού σε παγκόσμιο επίπεδο περιελάμβαναν 3.3 GW θερμικής αποθήκευσης, 1.9 GW μπαταριών και 1.6 GW άλλων συστημάτων αποθήκευσης (IRENA, 2017). Η ταχεία ανάπτυξη των τεχνολογιών αποθήκευσης είναι αναγκαίο να υποστηρίζεται μέσω φιλόδοξων προγραμμάτων έρευνας και ανάπτυξης (R&D), καινοτομίας και ανταγωνιστικότητας σε συνδυασμό με ρυθμιστικές αλλαγές στο σχεδιασμό της αγοράς και της ενεργειακής πολιτικής.

2.2.1 Κατηγοριοποίηση τεχνολογιών αποθήκευσης

Τα συστήματα αποθήκευσης της ενέργειας μπορούν να ταξινομηθούν σε δύο βασικές κατηγορίες:

- 1) Με βάση τη μορφή αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας
- 2) Με βάση τη διάρκεια αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας

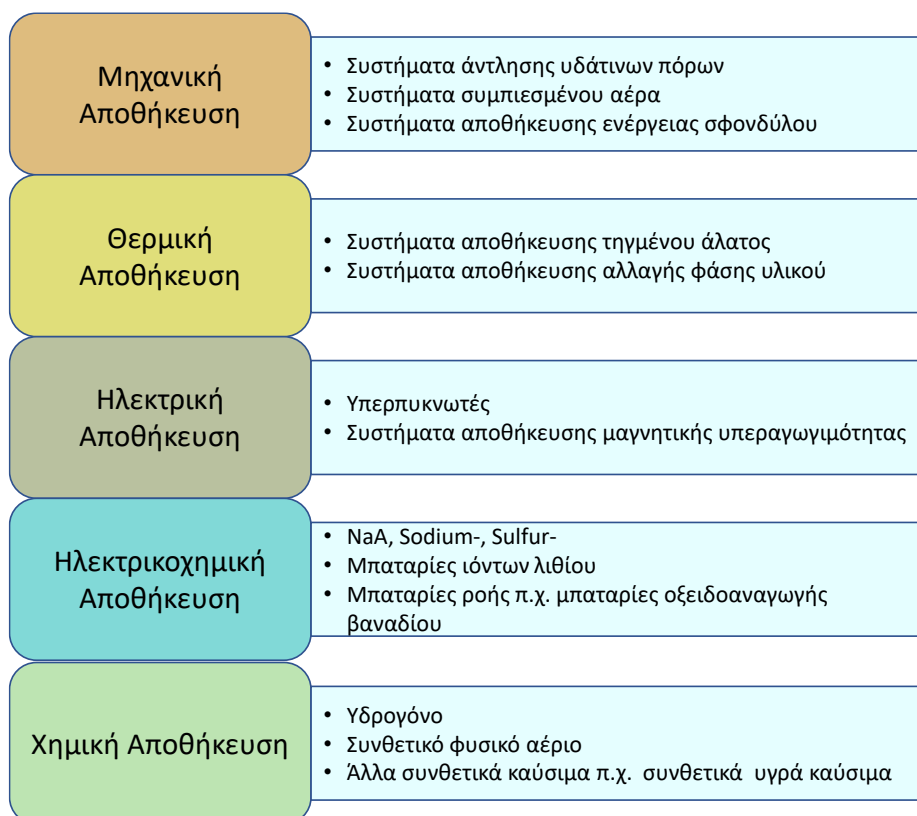
Σχετικά με τη διάρκεια αποθήκευσης ενέργειας οι τεχνολογίες μπορούν να χωριστούν σε δύο βασικές υπό-κατηγορίες α) σε τεχνολογίες αποθήκευσης μικρής διάρκειας (βραχυχρόνια αποθήκευση) και β) σε τεχνολογίες αποθήκευσης μεγάλης διάρκειας (μακροχρόνια ή εποχιακή αποθήκευση). Η διάρκεια αποθήκευσης της ενέργειας καθορίζει και τις διαφορετικές υπηρεσίες που προσφέρουν στο ενεργειακό σύστημα, καθώς και τις ποικίλες ανάγκες που καλύπτουν (π.χ. ρύθμιση τάσης, κάλυψη αναγκών ισχύος και ενέργειας κτλ) (Elshurafa, 2020).

Αναλυτικότερα, η βραχυχρόνια αποθήκευση (μικρής διάρκειας) απαιτείται ώστε να ισορροπεί το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, είτε σε κεντρικό είτε σε αποκεντρωμένο επίπεδο, κάθε χρονική στιγμή, μέσα στη διάρκεια μιας μέρας. Η αποθήκευση μικρής διάρκειας χρησιμοποιείται για να καλυφθούν υπηρεσίες εξισορρόπησης του ηλεκτρικού συστήματος. Καθοριστικός επίσης, είναι ο ρόλος της για τη διασφάλιση της σταθερότητας της τάσης του δικτύου, τόσο στο επίπεδο του συστήματος όσο και στο επίπεδο της διανομής. Οι συγκεκριμένες τεχνολογίες (βραχυχρόνιας αποθήκευσης) καλύπτουν ανάγκες της ζήτησης ενός ενεργειακού συστήματος για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα μέσα στη μέρα. Για παράδειγμα, οι μπαταρίες, οι σφόνδυλοι (flywheels), οι υπέρ-πυκνωτές (super capacitors), τα συστήματα άντλησης υδάτινων πόρων (pumped storage) και τα συστήματα συμπιεσμένου αέρα (Compressed Air Energy Systems-CAES) ανήκουν σε αυτές τις κατηγορίες (EASE & EERA, 2017; Koochi-Fayegh & Rosen, 2020; WEC-World Energy Council, 2016).

Η μακροχρόνια ή εποχιακή αποθήκευση αφορά τα συστήματα με μεγάλη χωρητικότητα ενέργειας, που μπορούν να αποθηκεύσουν ενέργεια από κάποιες μέρες μέχρι και για μερικούς μήνες. Ως αποτέλεσμα, η μακροχρόνια αποθήκευση καλείται να απορροφήσει το εποχικό πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τις ανεμογεννήτριες ή από τα φωτοβολταϊκά συστήματα και να το αποδώσει πίσω στο σύστημα σε μεταγενέστερη χρονική στιγμή, προκειμένου να ικανοποιήσει τη δεδομένη ζήτηση. Οι ανάγκες για εποχιακή αποθήκευση γίνονται ολοένα και πιο επιτακτικές στα σύγχρονα ενεργειακά συστήματα και αναμένεται να αυξηθούν στο μέλλον σε σημαντικό βαθμό, όσο ο εξηλεκτρισμός του συστήματος εντείνεται και όσο αυξάνεται η διεύθυνση των ΑΠΕ (Blanco & Faaij, 2018). Το μειονέκτημα της μακροχρόνιας αποθήκευσης είναι ότι αντιμετωπίζει σημαντικές προκλήσεις κόστους, κυρίως επειδή ο όγκος αποθήκευσης χρησιμοποιείται για περιορισμένο αριθμό ημερών μέσα στο χρόνο. Οι πιο διαδεδομένες τεχνολογίες μακροπρόθεσμης αποθήκευσης είναι οι υδροδεξαμενές (hydro reservoir) και οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων Power-to-X. Για παράδειγμα, η μετατροπή ηλεκτρικής ενέργειας σε συνθετικό μεθάνιο αναμένεται να είναι από τις πιο ανταγωνιστικές λύσεις το 2050, εάν επιτευχθεί η

απαιτούμενη τεχνολογική πρόοδος, σε συνδυασμό με τη χρήση υπαρχόντων υποδομών φυσικού αερίου.

Σχήμα 2-1: Τεχνολογίες Αποθήκευσης



Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η πρωταρχική κατηγοριοποίηση των τεχνολογιών αποθήκευσης γίνεται με βάση τη μορφή της αποθηκευμένης ενέργειας (Σχήμα 2-1). Οι τεχνολογίες μπορούν να χωριστούν σε πέντε βασικές κατηγορίες: τις τεχνολογίες μηχανικής αποθήκευσης, αποθήκευσης θερμότητας, ηλεκτρικής αποθήκευσης, ηλεκτροχημικής αποθήκευσης και χημικής αποθήκευσης.

2.2.2 Τεχνολογική ωρίμανση και δυναμικό της αγοράς τεχνολογιών αποθήκευσης

Η διαρκής έρευνα σε συνδυασμό με την ολοένα και αυξανόμενη χρήση τεχνολογιών αποθήκευσης έχει επιφέρει σημαντική πτώση στο κόστους τους. Για παράδειγμα, η τεχνολογική πρόοδος των μπαταριών στα ηλεκτρικά αυτοκίνητα είναι εντυπωσιακή και το κόστος τους έχει μειωθεί πάνω από 85% σε σχέση με μια δεκαετία πριν (IEA, 2020). Επίσης, η χρήση μπαταριών στον οικιακό τομέα, σε συνδυασμό με φωτοβολταϊκά συστήματα, διασφαλίζει επιπλέον οφέλη για τον τελικό καταναλωτή. Καταλήγοντας επισημαίνεται ότι το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα προβλέπεται να απαιτεί μεγάλο συνδυασμό υπηρεσιών βασισμένων στην αποτελεσματική και οικονομικά βέλτιστη αποθήκευση του ηλεκτρισμού. Το γεγονός αυτό συνεπάγεται την αναγκαία χρήση μεγάλου εύρους τεχνολογιών αποθήκευσης με διαφορετικά

χαρακτηριστικά, πράγμα που θεωρείται αξιοσημείωτο και λαμβάνεται υπόψη και στη συγκεκριμένη εργασία.

2.2.2.1 Συστήματα άντλησης υδάτινων πόρων

Η τεχνολογία άντλησης υδάτινων πόρων (αντλησιοταμίευση) κυριαρχεί στην αποθήκευση ενέργειας για πάνω από έναν αιώνα. Αποτελεί την πιο ώριμη τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας, έχοντας σχετικά υψηλή απόδοση, χαμηλό κόστος ανά αποθηκευμένη ενέργεια, μεγάλη διάρκεια ζωής και μεγάλη χωρητικότητα ισχύος (Blanco & Faaij, 2018). Η αρχή λειτουργίας είναι απλή, καθώς αποθηκεύει και παράγει ηλεκτρική ενέργεια, μεταφέροντας νερό μεταξύ δύο δεξαμενών με υψομετρική διαφορά. Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης (κατά τη διάρκεια της νύχτας), μια αντλία μεταφέρει νερό από μια δεξαμενή που βρίσκεται σε χαμηλό υψόμετρο σε μια λεκάνη αποθήκευσης σε υψηλότερο υψόμετρο (ταμιευτήρα reservoir). Κατά τη διάρκεια της μέρας, όπου η ζήτηση είναι αυξημένη, το νερό απελευθερώνεται με σκοπό να κινήσει έναν υδροστρόβιλο και να παράξει ηλεκτρική ενέργεια. Ωστόσο, η εν λόγω τεχνολογία εμφανίζει κάποια μειονεκτήματα. Τα σημαντικότερα είναι οι γεωγραφικοί και γεωλογικοί περιορισμοί, που σχετίζονται με το σχεδιασμό των ταμιευτήρων και το υψηλό κόστος επένδυσης, σε συνδυασμό με τη μεγάλη χρονική διάρκεια κατασκευής. Επιπλέον, η ετήσια παραγωγή ενέργειας εξαρτάται άμεσα από την ποσότητα των βροχοπτώσεων και των χιονοπτώσεων μέσα στο έτος. Τέλος, λόγω των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής, το δυναμικό των υδροηλεκτρικών σταθμών (ΥΗΣ) αναμένεται να μειωθεί, επηρεάζοντας και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα, η χαμηλότερη διαθεσιμότητα νερού για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ενδέχεται να οδηγήσει σε υψηλότερες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας έως και 30% σε ορισμένες χώρες της Ευρώπης (Van Vliet et al., 2013).

2.2.2.2 Συστήματα αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (CAES)

Η λειτουργία των τεχνολογιών αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (CAES) έχει παρόμοια χαρακτηριστικά με τις τεχνολογίες αντλησιοταμίευσης. Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης του φορτίου, καταναλώνεται ισχύς από συστοιχία συμπιεστών οι οποίοι με τη σειρά τους συμπιέζουν τον αέρα που αποθηκεύεται στη συνέχεια σε μία δεξαμενή. Σε περιόδους αιχμής του φορτίου (υψηλή ζήτηση), ο πεπιεσμένος αέρας απελευθερώνεται από τη δεξαμενή, αφού προθερμανθεί προηγουμένως και εκτονώνεται σε ένα στρόβιλο, παράγοντας περιστροφική ισχύ, η οποία με τη γεννήτρια που είναι προσαρτημένη στον ίδιο άξονα με το στρόβιλο, μετατρέπεται σε ηλεκτρική και εγχέεται στο δίκτυο (Rouindej et al., 2019). Όπως ακριβώς και στην περίπτωση της αντλησιοταμίευσης, απαιτούνται τοποθεσίες με ιδιαίτερα χαρακτηριστικά και γεωλογικές συνθήκες κατάλληλες για υπόγεια αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα. Ωστόσο, υπάρχουν αρκετοί υπόγειοι φυσικοί ταμιευτήρες παγκοσμίως που μπορούν να χρησιμοποιηθούν γι' αυτό το σκοπό, όπως εξαντληθέντα κοιτάσματα αερίου και κοιλότητες άλατος (salt caverns) (Blanco & Faaij, 2018).

Η ισχύς αντίστοιχων μονάδων κυμαίνεται από 50 MW και δεν ξεπερνά τα 300 MW (Hadjipaschalis et al., 2009). Μερικά από τα μειονεκτήματα για τη συγκεκριμένη τεχνολογία είναι το επίπεδο ωριμότητας, το οποίο δε φτάνει το επίπεδο των

τεχνολογιών αντλησιοταμίευσης, η πιθανή κατανάλωση αερίου για τη θέρμανση του αέρα πριν το στάδιο της εκτόνωσης και το γεγονός ότι υπάρχουν αρκετές απώλειες ενέργειας, τόσο κατά την αποθήκευση στον ταμιευτήρα, όσο και κατά την άντληση του συμπιεσμένου αέρα (Blanco & Faaij, 2018).

2.2.2.3 Σφόνδυλοι κινητικής ενέργειας (Flywheels)

Αν και οι σφόνδυλοι δεν αποτελούν καινούργια τεχνολογία, το τελευταίο διάστημα υπάρχει έντονο ενδιαφέρον για τη χρήση τους ως μονάδων αποθήκευσης (WEC-World Energy Council, 2016). Αποτελούνται από μία μάζα (δίσκοι/κύλινδροι), η οποία περιστρέφεται γύρω από έναν άξονα (ρότορας). Η ενέργεια αποθηκεύεται σε μία στρεφόμενη μάζα και μετατρέπεται από ηλεκτρική σε κινητική και αντίστροφα, με τη βοήθεια του ρότορα/γεννήτρια αντίστοιχα. Οι εφαρμογές αυτών των συστημάτων είναι παρόμοιες με αυτές των UPS και είναι κατάλληλες για χρήσεις που απαιτούν υψηλή ισχύ, για σύντομα χρονικά διαστήματα. Για παράδειγμα, χρησιμοποιούνται κυρίως για τη βελτίωση της ποιότητας ισχύος και για την αύξηση του φορτίου σε ώρες αιχμής (Black-start services). Τα κύρια μειονεκτήματά τους είναι το υψηλό κόστος, ο κίνδυνος ατυχήματος αλλά και οι ενεργειακές απώλειες, καθώς σε πολλές περιπτώσεις οι κύκλοι φόρτισης δεν είναι συνεχείς (Arabkoohsar, 2021).

2.2.2.4 Ηλεκτροχημική αποθήκευση- Μπαταρίες

Οι μπαταρίες είναι πηγές αποθήκευσης και στηρίζονται σε χημικές αντιδράσεις που συμβαίνουν μεταξύ των ηλεκτροδίων, δημιουργώντας ροή ηλεκτρονίων μέσω ηλεκτρικού κυκλώματος. Οι συγκεκριμένες ηλεκτροχημικές συσκευές έχουν χρησιμοποιηθεί για την αποθήκευση ενέργειας ήδη από το 19ο αιώνα, κυρίως σε εφαρμογές μικρής κλίμακας, όπως στον τομέα των μεταφορών (ηλεκτρικά οχήματα) αλλά και σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα. Η διαρκής βελτίωση των τεχνολογιών των μπαταριών, σε συνδυασμό με την ολοένα και αυξανόμενη χρήση τους σε συσκευές (π.χ. κινητά τηλέφωνα, φορητοί υπολογιστές), συντέλεσε στη σημαντική αναβάθμιση των ποιοτικών τους χαρακτηριστικών (π.χ. διάρκεια ζωής, απόδοση, ενεργειακή πυκνότητα) και στην πτώση του κόστους τους (85% μείωση σε σχέση με το 2010)¹. Είναι επόμενο λοιπόν, ότι η συνεχώς αυξανόμενη χρήση του ηλεκτρισμού στο ενεργειακό σύστημα (π.χ. ηλεκτρικά αυτοκίνητα, αντλίες θερμότητας κ.α.) σε συνδυασμό με τις ανάγκες αποθήκευσης λόγω διείσδυσης των ΑΠΕ (ηλιακή και αιολική ενέργεια) να οδηγήσουν σε τεράστιες επενδύσεις σε τεχνολογίες μπαταριών, τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και παγκόσμιο επίπεδο. Μέχρι το 2030, η Ευρώπη αναμένεται να αυξήσει κατά 14 φορές την παραγωγή της σε μπαταρίες λιθίου², όπου το μεγαλύτερο μέρος αυτής της παραγωγής θα κατευθυνθεί στο τομέα των μεταφορών και ένα σημαντικό μέρος για συνδυασμένα συστήματα με ΑΠΕ.

Οι μπαταρίες διακρίνονται σε υπό-κατηγορίες με βάση τη χρήση τους. Τις μικρές μπαταρίες, που εγκαθίστανται κυρίως σε συνδυασμό με μονάδες ΑΠΕ και τις

¹ <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/>

² <https://www.benchmarkminerals.com/>

μπαταρίες μεσαίου και μεγάλου μεγέθους, που συνδυάζονται με το δίκτυο διανομής, καθώς και τις μπαταρίες ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Ανάλογα με τις ανάγκες και τα απαιτούμενα χαρακτηριστικά κάθε υπό-κατηγορίας επιλέγονται διαφορετικές χημείες μπαταριών. Για παράδειγμα, οι μπαταρίες μολύβδου - οξέος (lead-acid), αλκαλικές μπαταρίες και οι μπαταρίες λιθίου (lithium-ion). Ωστόσο, οι πρώτες, λόγω της ιδιαίτερης τοξικότητας των υλικών τους, εγείρουν σημαντικές αμφιβολίες ως προς το περιβαλλοντικό τους αντίκτυπο .

Στις μέρες μας, οι μπαταρίες λιθίου αποτελούν τη βασική τεχνολογία που χρησιμοποιείται τόσο σε φορητές συσκευές, όσο και στην αυτοκινητοβιομηχανία. Το βασικό τους πλεονέκτημα είναι η ενεργειακή τους πυκνότητα. Οι μπαταρίες λιθίου αποτελούνται από την κάθοδο, την άνοδο, τον ηλεκτρολύτη και το διαχωριστή (Deng, 2015). Το λίθιο χρησιμοποιείται στην κάθοδο. Υπάρχουν διαφορετικές χημείες μπαταριών λιθίου που έχουν διαφορετικά χαρακτηριστικά ως προς την ενεργειακή πυκνότητα, τη διάρκεια ζωής και την ασφάλεια. Για παράδειγμα, οι χημείες οξειδίου του αργιλίου-κοβάλτιου-νικέλιου-λιθίου (NCA) (200-250 Wh/kg) και οξειδίου του κοβάλτιου-μαγνήσιου-νικέλιου-λιθίου (NMC) (140-200 Wh/kg), λόγω της υψηλής τους ενεργειακής πυκνότητας χρησιμοποιούνται κυρίως στα ηλεκτρικά αυτοκίνητα, καθώς είναι ελαφριές και μικρές σε όγκο (Ding et al., 2019). Οι μπαταρίες φωσφορικού σιδήρου-λιθίου (LFP) έχουν τη χαμηλότερη ενεργειακή πυκνότητα (90-140 Wh/kg), αλλά υψηλή διάρκεια ζωής (2000 κύκλοι φόρτισης) και ασφάλεια. Για αυτό το λόγο, χρησιμοποιούνται κυρίως σε ηλεκτρικά λεωφορεία (Carrilero et al., 2018), καθώς και σε πύργους εγκαταστάσεων 5G³.

Το 2019, εγκαταστάθηκαν περίπου 3 GW μπαταρίες για αποθήκευση ενέργειας (40% για ανάγκες του δικτύου) όπου το 60% ήταν NMC, που χρησιμοποιείται κυρίως στην ηλεκτροκίνηση⁴. Στο σημείο αυτό επισημαίνεται ότι όσο αφορά τις μπαταρίες του δικτύου το ενδιαφέρον επικεντρώνεται στη διάρκεια ζωής και την ασφάλεια. Για αυτό το λόγο, ενδέχεται η τεχνολογία LFP να είναι πιο κατάλληλη. Στην Κίνα για το μεγαλύτερο μέρος μπαταριών δικτύου χρησιμοποιούν LFP τεχνολογία. Συνεπώς, είναι ξεκάθαρη η συνέργεια που δημιουργείται μεταξύ της ηλεκτροκίνησης και των μπαταριών του ενεργειακού συστήματος, μιας και οι κατασκευαστές αυτοκινήτων έχουν τη δυνατότητα να δημιουργήσουν εκείνες τις συνθήκες οικονομίας κλίμακος, για να μειώσουν σημαντικά το κόστος, αλλά και να βελτιώσουν τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά. Για παράδειγμα, παγκόσμια, αναμένεται το 85% της ζήτησης των μπαταριών να προέρχεται από την ηλεκτροκίνηση μέχρι το 2030⁵. Επιπλέον, λόγω του ότι οι μπαταρίες των ηλεκτρικών οχημάτων, όταν μειωθεί η χωρητικότητά τους στο 70-80% της ονομαστικής θα πρέπει να αντικατασταθούν, αυτό δίνει μια επιπρόσθετη δυνατότητα να επαναχρησιμοποιηθούν οι συγκεκριμένες μπαταρίες στο δίκτυο

³<https://www.argusmedia.com/en/news/2088490-chinese-5g-rollout-lifts-lithium-battery-demand>

⁴ <https://www.iea.org/reports/energy-storage>

⁵ https://www.ey.com/en_gl/advanced-manufacturing/how-the-balance-of-power-will-change-the-chemistry-of-an-ev-future

(second use), μιας και τα ποιοτικά τους χαρακτηριστικά υπερκαλύπτουν τις ανάγκες του δικτύου (υψηλή απόδοση και απόκριση) (Lacey et al., 2013).

2.2.2.5 Υπερ-πυκνωτές (Supercapacitors)

Οι υπέρ-πυκνωτές είναι μία τεχνολογία που αποθηκεύει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας ανά μονάδα όγκου, σε σχέση με τους παραδοσιακούς πυκνωτές. Ο χρόνος απόκρισής τους είναι εξαιρετικά μικρός, γι' αυτό και αποτελεί μία τεχνολογία που χρησιμοποιείται για την εξυπηρέτηση των γρήγορων και απότομων μεταβολών του φορτίου. Παρά το γεγονός ότι έχει μεγάλη διάρκεια ζωής (αρκετοί κύκλοι φόρτισης), το κόστος τους ανά μονάδα χωρητικότητας είναι πολύ υψηλότερο από ότι των μπαταριών. Η ενεργειακή τους απόδοση είναι αρκετά υψηλή και κυμαίνεται από 85% μέχρι 95% (Hadjipaschalis et al., 2009).

2.2.2.6 Χημική αποθήκευση - συνθετικά καύσιμα και υδρογόνο

Οι τεχνολογίες Power-to-X χρησιμοποιούν ηλεκτρισμό για την παραγωγή των συνθετικών καυσίμων (υδρογόνο, συνθετικό μεθάνιο και συνθετικοί υδρογονάνθρακες). Οι τεχνολογίες αναλύονται διεξοδικά σε επόμενες ενότητες του δευτέρου κεφαλαίου.

Η διαδικασία αποθήκευσης του ηλεκτρισμού σχετίζεται με τη μετατροπή του σε συνθετικά καύσιμα, όπου με τη σειρά τους αποθηκεύονται και μεταφέρονται, όπως γίνεται και σήμερα η μεταφορά και η αποθήκευση των υγρών καυσίμων (π.χ. βενζίνη, πετρέλαιο). Ωστόσο, τα παραγόμενα καύσιμα παρουσιάζουν κάποιες διαφοροποιήσεις σχετικά με τον τρόπο αποθήκευσης. Το υδρογόνο, για παράδειγμα, προκειμένου να αποθηκευτεί, είναι αναγκαίο να μειωθεί ο όγκος του μέσω είτε υψηλής πίεσης (παραμένει αέριο), είτε με τη μείωση της θερμοκρασίας του (υγροποίηση) (WEC-World Energy Council, 2016). Σήμερα, η αποθήκευση του υδρογόνου, κυρίως στη βιομηχανία, γίνεται με τη χρήση κυλινδρικών δεξαμενών, όπου το υδρογόνο αποθηκεύεται σε υγρή ή αέρια μορφή (IEA, 2015). Στην περίπτωση της υγροποίησής του, αποθηκεύεται σε κρυογονικές δεξαμενές, ώστε να διατηρηθεί σε υγροποιημένη μορφή (IEA, 2015). Το βασικό πλεονέκτημα του υγροποιημένου αερίου είναι η εύκολη μεταφορά του. Εντούτοις, απαιτείται υψηλό κόστος για την υγροποίησή του, καθώς και για την κατασκευή της δεξαμενής αποθήκευσης, σε σχέση με τη δεξαμενή αποθήκευσης συμπιεσμένου υδρογόνου (EASE & EERA, 2017; Ogdén, 1999).

Τόσο το συνθετικό μεθάνιο όσο και το υδρογόνο μπορούν να αποθηκευτούν σε μεγάλες ποσότητες και για μεγάλο χρονικό διάστημα σε υπόγειες υποδομές, οι οποίες ενδέχεται να είναι εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου ή πετρελαίου και υπόγειοι υδροφορείς (aquifers), ή σπήλαια πετρωμάτων ή αλάτων. Για την αποθήκευση υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα τα σπήλαια αλάτων είναι η προτιμότερη επιλογή, καθώς η απόδοσή τους προσεγγίζει το 100% (Ogdén, 1999). Ακολουθούν τα εξαντλημένα πεδία κοιτασμάτων φυσικού αερίου και τα φυσικά υδροφόρα στρώματα (aquifers), ενώ τα σπήλαια πετρωμάτων (rock caverns) και τα εξαντλημένα κοιτάσματα πετρελαίου χαρακτηρίζονται από υψηλότερες αβεβαιότητες (Blanco & Faaij, 2018).

Εναλλακτικά, το υδρογόνο σε αέρια μορφή, όπως και το συνθετικό μεθάνιο, μπορούν να διοχετευτούν στο υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς και διανομής φυσικού αερίου. Οι αγωγοί, εκτός από μέσο μεταφοράς και διανομής αερίων καυσίμων, αποτελούν ταυτόχρονα και χώρους αξιολογής χωρητικότητας αποθήκευσης. Το συνθετικό μεθάνιο δύναται να εγχυθεί σε μεγάλες ποσότητες στους αγωγούς, ωστόσο, περιορισμοί υπάρχουν σχετικά με τα επίπεδα έγχυσης του υδρογόνου. Το υδρογόνο είναι δυνατό να αναμειχθεί έως 15-20% (IEA, 2019b; Melaina et al., 2013) σε επίπεδα όγκου στο υπάρχον δίκτυο αερίου, χωρίς τροποποιήσεις στην υποδομή μεταφοράς αερίου και αλλαγής των συσκευών των τελικών καταναλωτών (Maroufmashat & Fowler, 2017). Κλείνοντας αναφέρεται ότι υπάρχουν και κάποια πιλοτικά προγράμματα στην Αγγλία (H21 Project) όπου εξετάζουν τόσο από τεχνική όσο και από οικονομική σκοπιά τη μετατροπή των υφιστάμενων δικτύων φυσικού αερίου ώστε να μεταφέρουν 100% υδρογόνο (IEA, 2019b).

2.3 Επισκόπηση συστημάτων μεταφοράς και διανομής ενεργειακών μορφών

Στη συγκεκριμένη διατριβή, τα συστήματα μεταφοράς και διανομής ενεργειακών μορφών έχουν κατηγοριοποιηθεί ως εξής: 1) φυσικά δίκτυα μεταφοράς και διανομής και 2) «εικονικά δίκτυα» (virtual networks). Τα φυσικά δίκτυα περιλαμβάνουν το δίκτυο μεταφοράς και διανομής του ηλεκτρισμού και τις υποδομές μεταφοράς αερίου (φυσικού αερίου ή υδρογόνου). Τα δίκτυα αυτά ονομάζονται φυσικά καθώς εμπεριέχουν συγκεκριμένες υποδομές (αγωγοί, καλώδια, υποσταθμοί, συμπιεστές κ.α.), μέσω των οποίων διανέμεται το ενεργειακό προϊόν από τους παραγωγούς στους τελικούς καταναλωτές. Στα «εικονικά δίκτυα» κατατάσσουμε τις μεταφορές των ενεργειακών προϊόντων με τη χρήση μέσων μεταφοράς (τρένα, πλοία, φορτηγά, βυτιοφόρα κ.α.). Στην περίπτωση των «εικονικών δικτύων», δεν υπάρχει φυσική υποδομή όπως για παράδειγμα στο δίκτυο ηλεκτρισμού για τη μεταφορά του, αλλά η μεταφορά γίνεται μέσω οδικού και θαλάσσιου δικτύου. Αξίζει να σημειωθεί ότι ο συγκεκριμένος διαχωρισμός των δικτύων βασίστηκε και στις μοντελικές προσεγγίσεις και χρησιμοποιείται ευρέως στη βιβλιογραφία. Αναλυτικότερα, στη μοντελοποίηση φυσικών δικτύων λαμβάνονται υπόψη οι τεχνικοί περιορισμοί των υποδομών του εκάστοτε δικτύου. Η προσομοίωση των «εικονικών δικτύων» είναι απλούστερη και περιλαμβάνει την επίλυση ενός προβλήματος μεταφοράς προϊόντος με περιορισμό τη συνολική δυνατότητα μεταφοράς. Αναλυτική περιγραφή των διαφορετικών προσεγγίσεων παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4.

2.3.1 «Εικονικά δίκτυα»

Στην περίπτωση μεταφοράς καυσίμων μέσω του δικτύου σιδηροδρόμων, παρουσιάζεται μεγάλη γεωγραφική ευελιξία, καθώς είναι δυνατό να μεταφερθούν τα προϊόντα σε σύντομο χρονικό διάστημα και σε διαφορετικές περιοχές. Οι σιδηροδρομικές εγκαταστάσεις μπορούν σχεδόν πάντοτε να κατασκευαστούν ή να επεκταθούν πολύ πιο γρήγορα από τους αγωγούς ή το οδικό δίκτυο. Ουσιαστικά, οι

σιδηρόδρομοι αποτελούν μια εφικτή λύση για τη γρήγορη ανάπτυξη του δικτύου, ώστε να συμβαδίζει με την αύξηση της παραγωγής ή με τις νέες επενδύσεις παραγωγής καυσίμων (π.χ. υδρογόνο ή βιοκαύσιμα). Τα σιδηροδρομικά δρομολόγια, ωστόσο, μπορούν να επηρεαστούν αρνητικά από τις δυσμενείς καιρικές συνθήκες ενώ συγκεκριμένη μέριμνα πρέπει να ληφθεί για την ασφάλεια των προϊόντων που είναι εύφλεκτα.

Για τη μεταφορά ενεργειακών προϊόντων μέσω οδικού δικτύου χρησιμοποιούνται φορτηγά για τα στερεά καύσιμα και βυτιοφόρα για τα καύσιμα υγρής μορφής. Τα βυτιοφόρα είναι οχήματα που φέρουν δεξαμενή ενσωματωμένη στο πλαίσιο τους και είναι σχεδιασμένα για τη μεταφορά υγρών καυσίμων και υγροποιημένων αερίων (π.χ. υδρογόνου). Χρησιμοποιούνται ευρέως για τον εφοδιασμό περιοχών που δεν είναι συνδεδεμένες με αγωγούς ή δεν έχουν σιδηροδρομικό δίκτυο και ταυτόχρονα βρίσκονται μακριά από τη θάλασσα. Τα φορτηγά και τα βυτιοφόρα έχουν τη μεγαλύτερη ευελιξία χάρη στο οδικό δίκτυο, που επεκτείνεται διαρκώς και μπορούν να καλύψουν και απομακρυσμένες περιοχές. Επίσης, αποτελούν και έναν ενδιάμεσο μεταφορέα για την τροφοδοσία πρατηρίων καυσίμων, βιομηχανιών, οικιών κ.α. Η μεταφορά φορτίων μέσω οδικού άξονα είναι επιβαρυνμένου κόστους, σε σχέση με τη μεταφορά μέσω σιδηροδρόμων και η επικινδυνότητα είναι μεγαλύτερη. Τα ατυχήματα είναι συχνά διότι, δυστυχώς, τα φορτηγά κινούνται μέσω πολυσύχναστων εθνικών οδών. Επιπλέον, δεδομένου ότι τα φορτηγά μπορούν να μεταφέρουν ένα περιορισμένο όγκο προϊόντων, ο αριθμός των φορτηγών που απαιτούνται είναι μεγαλύτερος σε σχέση με τον αριθμό των τρένων για να μεταφερθεί η ίδια ποσότητα προϊόντος. Τέλος, το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, στην περίπτωση που χρησιμοποιούνται συμβατικά οχήματα.

Η μεταφορά καυσίμων μέσω θαλάσσης πραγματοποιείται με μεγάλα δεξαμενόπλοια για μεγάλες αποστάσεις ή με μικρότερα πλοία στην περίπτωση των νησιών. Μέσω θαλάσσης μεταφέρονται κυρίως υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) και αργό πετρέλαιο. Το κόστος μεταφοράς ανά μεταφερόμενο τόνο είναι σημαντικό και στα λειτουργικά έξοδα συμπεριλαμβάνονται τα κόστη καυσίμου, τα λιμενικά τέλη και τα κόστη ασφάλισης. Απαραίτητο είναι επιπλέον να τηρούνται σε όλη τη διαδικασία μεταφοράς οι κανόνες ασφαλείας, ώστε να αποφευχθούν ατυχήματα που ενδέχεται να οδηγήσουν σε σημαντικές διαρροές πετρελαίου στο θαλάσσιο περιβάλλον, επιφέροντας βλαβερές επιπτώσεις σε αυτό.

2.3.2 Φυσικά Δίκτυα

Το δίκτυο μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού και αερίου κατατάσσεται στην κατηγορία των φυσικών δικτύων. Ανεξάρτητα από τα διαφορετικά τεχνικά χαρακτηριστικά που σχετίζονται με τις υποδομές και αναλύονται παρακάτω, πρωταρχικό και κύριο παράγοντα αποτελεί η διασφάλιση της ενεργειακής ασφάλειας και της προσβασιμότητας σε ενεργειακούς πόρους, με όσο το δυνατόν χαμηλότερο κόστος. Στις μέρες μας, λόγω της ολοένα και περισσότερο αυξανόμενης σχέσης της ενέργειας με την οικονομία, γίνεται πιο επιτακτική η ανάγκη για την ενίσχυση των επενδύσεων στα ενεργειακά δίκτυα, καθώς και για την ψηφιοποίησή τους, ώστε να

διασφαλιστεί η αποδοτικότερη λειτουργία τους και να αυξηθεί ο υγιής ανταγωνισμός, ο οποίος ακολούθως θα προσφέρει στους καταναλωτές περισσότερες εναλλακτικές επιλογές ως προς την προμήθεια των ενεργειακών πόρων (IEA, 2017).

2.3.2.1 Δίκτυο ηλεκτρισμού

Η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται μέσω των ηλεκτρικών γραμμών από τους σταθμούς παραγωγής στους τελικούς καταναλωτές (μεγάλα αστικά κέντρα και βιομηχανία). Το ηλεκτρικό δίκτυο μεταφέρει την ηλεκτρική ενέργεια στους υποσταθμούς μέσης και χαμηλής τάσης, στους οποίους μετατρέπεται η τάση της ηλεκτρικής ενέργειας από υψηλή σε μέση και χαμηλή αντίστοιχα, προκειμένου να διανεμηθεί στους καταναλωτές. Ανάλογα με την τάση της ηλεκτρικής ισχύος, διακρίνονται δύο τύποι δικτύων. Το δίκτυο μεταφοράς (υπερ-υψηλή/υψηλή τάση) και το δίκτυο διανομής (μέση/χαμηλή τάση).

Στο δίκτυο μεταφοράς, η μεταφορά γίνεται σε υψηλή (150kV) και υπερ-υψηλή τάση (400kV), για να μειωθούν οι απώλειες ισχύος, όταν οι αποστάσεις είναι μεγάλες. Οι γραμμές μεταφοράς δεν είναι εφικτό να τροφοδοτήσουν άμεσα τους καταναλωτές, που χρησιμοποιούν χαμηλή τάση (220/380V), αλλά φθάνουν μέχρι τους υποσταθμούς μεταφοράς, όπου γίνεται υποβιβασμός της τάσης στη μέση τάση (20 kV). Από αυτά τα σημεία στα οποία βρίσκονται οι υποσταθμοί μεταφοράς, ξεκινούν οι γραμμές διανομής, που καταλήγουν στη συνέχεια στους υποσταθμούς διανομής, όπου γίνεται ο υποβιβασμός της μέσης τάσης σε χαμηλή τάση, που χρησιμοποιούν οι περισσότεροι τελικοί καταναλωτές. Οι πυλώνες ή πύργοι, στους οποίους στηρίζονται οι αγωγοί των εναέριων γραμμών, οι μονωτήρες, μέσω των οποίων αναρτώνται στους πυλώνες οι αγωγοί γραμμών και οι αγωγοί, είναι κατασκευασμένοι κυρίως από χαλκό και αλουμίνιο και αποτελούν τα βασικά στοιχεία των γραμμών μεταφοράς. Αντίστοιχα, το δίκτυο διανομής περιλαμβάνει: το δίκτυο διανομής μέσης τάσης (20kV), που μεταφέρει την ηλεκτρική ενέργεια από τους υποσταθμούς μεταφοράς στους υποσταθμούς διανομής και το δίκτυο διανομής χαμηλής τάσης (220/380V) που μεταφέρει την ηλεκτρική ενέργεια από τους υποσταθμούς διανομής στους τελικούς καταναλωτές.

Οι περισσότερες γραμμές μεταφοράς λειτουργούν με τριφασικό εναλλασσόμενο ρεύμα (Alternating Current - AC), με τυπική συχνότητα 50 Hz στα Ευρωπαϊκά δίκτυα. Το τριφασικό σύστημα μεταφοράς διαθέτει τρία κυκλώματα αγωγών ανά φάση. Αντιθέτως, ένα κύκλωμα χρησιμοποιείται στις γραμμές συνεχούς ρεύματος (Direct Current - DC). Τα τελευταία χρόνια, με την ανάπτυξη και τη συνεχή βελτίωση των ηλεκτρονικών ισχύος, έχει γίνει δυνατή η μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις με συνεχές ρεύμα.

Στην παρούσα εργασία, λαμβάνοντας υπόψη τα διαφορετικά χαρακτηριστικά λειτουργίας των γραμμών έχουν αναπαρασταθεί με διαφορετική προσέγγιση οι AC και DC γραμμές. Το ευρωπαϊκό δίκτυο των AC γραμμών, όντας διασυνδεδεμένο και αλληλεξαρτώμενο, έχει μοντελοποιηθεί, χρησιμοποιώντας την ανάλυση φορτίου DC, ενώ οι γραμμές DC, έχοντας μεγαλύτερη ευελιξία κατά τη λειτουργία τους λόγω ηλεκτρονικών ισχύος, έχουν προσομοιωθεί ως ανεξάρτητες γραμμές στις οποίες εφαρμόζεται περιορισμός ισχύος.

2.3.2.2 Δίκτυο αερίου

Το σύστημα του αερίου αποτελείται από το δίκτυο μεταφοράς αερίου, το δίκτυο διανομής και τους τερματικούς σταθμούς παραγωγής ή αποθήκευσης. Το αέριο εξάγεται, επεξεργάζεται και μεταφέρεται στα τερματικά σημεία επεξεργασίας (terminals) για μεταφορά και κατανάλωση. Η μεταφορά γίνεται σε αγωγούς μεταφοράς υψηλής πίεσης (70-200 bar). Όταν το αέριο μεταφέρεται μέσω αγωγών, η πίεση πέφτει λόγω της τριβής στα τοιχώματα των σωλήνων. Επομένως, για την αύξηση της πίεσης κατά τη διάρκεια της μεταφοράς και για τη διατήρηση του αποθέματος του αγωγού (linerpack) χρησιμοποιούνται οι συμπιεστές.

Το αέριο καταλήγει στους καταναλωτές μέσω του συστήματος διανομής δικτύου μέσης και χαμηλής πίεσης (4-20 bar), ή τοποθετείται σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης για μελλοντική χρήση. Για το φυσικό αέριο υπάρχει η δυνατότητα να αποθηκευτεί σε υπόγειες εγκαταστάσεις, όπως εξαντληθέντα κοιτάσματα πετρελαίου και φυσικού αερίου, υδροφόρους ορίζοντες (aquifers) ή σπήλαια αλάτων (salt caverns), καθώς και σε υπερκείμενες εγκαταστάσεις, όπως οι δεξαμενές υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) ή και σε αγωγούς. Όλα τα επιμέρους τμήματα του δικτύου συνδέονται μέσω κόμβων και βαλβίδων. Η βαλβίδα είναι ένα ελεγχόμενο στοιχείο, που επιτρέπει στους χειριστές να απομονώνουν ορισμένα τμήματα του δικτύου, είτε για ανάλυση είτε για συντήρηση. Οι βαλβίδες παρέχουν, επίσης, έλεγχο του ρυθμού ροής του αερίου, περιορίζοντας την υπερβολική αύξηση της πίεσης στο δίκτυο και της ροής του σε ανεπιθύμητες κατευθύνσεις (Correa-Posada, 2015).

Είναι πιθανό στο μέλλον, λόγω της μετάβασης σε μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία, η σύνθεση του αερίου μίγματος που ρέει στο δίκτυο να διαφέρει σημαντικά από τη σημερινή. Για παράδειγμα, αναμένεται να ενσωματωθούν προσμίξεις αερίων με μικρότερο (ή και μηδενικό) ανθρακικό αποτύπωμα, όπως είναι το υδρογόνο, το συνθετικό μεθάνιο και το βιομεθάνιο, στο δίκτυο. Η μίξη αυτών των αερίων στους αγωγούς έχει ως αποτέλεσμα το συνολικό ανθρακικό αποτύπωμα του αερίου μίγματος να μειώνεται αναλογικά με το ποσοστό αυτών των κλιματικά ουδέτερων καυσίμων στο συνολικό μίγμα. Θεωρητικά, είναι δυνατή η ολική (100%) αντικατάσταση του φυσικού αερίου που ρέει σήμερα στο δίκτυο από ένα μίγμα αερίων με μηδενικό κλιματικό αποτύπωμα.

2.3.2.3 Διαφορές και ομοιότητες μεταξύ δικτύων ηλεκτρισμού – αερίου

Τα συστήματα φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ορισμένες ομοιότητες σχετικά με την τοπολογία τους, καθώς και τα δύο συστήματα διαθέτουν δίκτυα μεταφοράς και διανομής. Επιπλέον, τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, υπόκεινται στους νόμους της φυσικής, οι οποίοι δύναται να περιορίσουν τη μεταφερόμενη ενέργεια (ηλεκτρική ενέργεια ή ροές αερίου) προκαλώντας απώλειες δικτύου, ηλεκτρικές απώλειες ή πτώσεις στην πίεση του αγωγού φυσικού αερίου (Deane et al., 2017). Τα δύο δίκτυα ωστόσο, παρουσιάζουν και δύο σημαντικές διαφορές. Η πρώτη σχετίζεται με το χρόνο απόκρισης. Η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται σχεδόν ακαριαία, ενώ το φυσικό αέριο σε πολύ χαμηλότερες ταχύτητες με αποτέλεσμα την ύπαρξη χρονικής καθυστέρησης μεταξύ του σημείου έγχυσης και του

σημείου παράδοσης, που μπορεί να κυμαίνεται από μερικές ώρες έως και κάποιες ημέρες, ανάλογα με την απόσταση που πρέπει να καλυφθεί. Τη δεύτερη διαφορά αποτελεί το γεγονός ότι σε αντίθεση με το ηλεκτρικό δίκτυο, το δίκτυο φυσικού αερίου αποτελεί ένα δυνατό εργαλείο για την παροχή ευελιξίας στο ενεργειακό σύστημα (linepack flexibility). Δεδομένου ότι το αέριο είναι ένα ρευστό που μπορεί να συμπιεστεί, οι αγωγοί έχουν τη δυνατότητα να ενσωματώνουν ποσότητες μεγαλύτερες από αυτές που πραγματικά χρειάζεται το σύστημα για σκοπούς βραχυπρόθεσμης ή μακροπρόθεσμης αποθήκευσης. Αυτό σημαίνει ότι οι ποσότητες που εισρέουν (inflow) ή που εκρέουν (outflow) προς και από τους αγωγούς δεν είναι απαραίτητο να βρίσκονται πάντα σε ισορροπία, ανά πάσα στιγμή, όπως συμβαίνει στην περίπτωση του ηλεκτρικού δικτύου (Belderbos, 2019).

2.4 Τεχνολογίες παραγωγής και τομείς χρήσης υδρογόνου

2.4.1 Υδρογόνο (H₂)

Το υδρογόνο αναμένεται να καταλάβει εξέχουσα θέση στη μετάβαση του ενεργειακού συστήματος σε μία οικονομία χωρίς άνθρακα, καθώς έχει τη δυνατότητα να διεκπεραιώσει αρκετούς ρόλους στο ενεργειακό σύστημα, δεδομένου ότι έχει τη δυνατότητα να παρουσιάζει μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα (net zero climate footprint), καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής του. Σήμερα, το υδρογόνο χρησιμοποιείται κυρίως σε βιομηχανικές εφαρμογές ως πρώτη ύλη (π.χ. στην παραγωγή λιπασμάτων), στη βιομηχανία πετροχημικών και στα διυλιστήρια (Ramachandran & Menon, 1998). Αρκετά μικρής και μεσαίας κλίμακας έργα υδρογόνου στην Ευρώπη επιδεικνύουν νέες εφαρμογές του υδρογόνου στον ενεργειακό τομέα και συγκεκριμένα στη βιομηχανία (CertifHy, 2015). Η τρέχουσα παγκόσμια παραγωγή υδρογόνου είναι της τάξης των 70 εκατομμύρια τόνων, εκ των οποίων το μερίδιο της EU28 είναι κοντά στο 15% της παγκόσμιας παραγωγής (IEA, 2019a). Ο βιομηχανικός τομέας κυριαρχεί στη χρήση υδρογόνου με ποσοστό πάνω από 90%, εκ των οποίων το 63% καταναλώνεται για την παραγωγή αμμωνίας και μεθανόλης (χημική βιομηχανία), το 30% στα διυλιστήρια και το υπόλοιπο ποσοστό για την επεξεργασία μετάλλων (Blanco, Nijs, Rufc, et al., 2018; CertifHy, 2015).

Ο ρόλος του υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα είναι τριπλός. Συγκεκριμένα, υπάρχει η δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί ως τελικό καύσιμο (στη βιομηχανία, στις μεταφορές, στα συστήματα θέρμανσης και για τη συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού), ως χημική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας ή ως πρώτη ύλη στη σύνθεση μεθανίου και υγρών υδρογονανθράκων (Evangelorouli et al., 2019). Επίσης, το υδρογόνο στην αέρια μορφή του είναι πολύ πιο ελαφρύ από τον αέρα. Συγκεκριμένα, στους 0 °C το υδρογόνο έχει πυκνότητα 0.0899 kg/m³, περίπου δέκα φορές μικρότερη από αυτήν του αέρα. Επιπρόσθετα, η αποθήκευσή του αποτελεί μία βασική πρόκληση, μιας και η συμπίεση μεγάλης ποσότητας σε περιορισμένου μεγέθους δεξαμενή είναι δύσκολη, εξαιτίας των υψηλών πιέσεων που απαιτούνται για να επιτευχθεί η υδροποίηση. Επιπλέον, ένα μειονέκτημα του υδρογόνου είναι η χαμηλή του θερμογόνος δύναμη ανά μονάδα όγκου. Η θερμογόνος δύναμη του υδρογόνου σε όγκο (MJ/m³)

ισούται με το 1/3 της Ανωτέρας Θερμογόνου Δύναμης (High Heating Value-HHV) του φυσικού αερίου (Blanco & Faaij, 2018). Επομένως, μειώνεται η ποσότητα ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί σε σχέση με την αντίστοιχη ποσότητα μεθανίου. Επίσης, το υδρογόνο είναι ένα ενεργειακό προϊόν, το οποίο μπορεί να αναμειχθεί στα υπάρχοντα δίκτυα φυσικού αερίου ως ένα ποσοστό (της τάξεως του 10%-15% κατ' όγκο, με τα ακριβή όρια να ποικίλουν ανά χώρα). Εντούτοις, κάθε περαιτέρω αύξηση του ποσοστού ανάμειξης του στο δίκτυο δημιουργεί την ανάγκη για αναβάθμιση τόσο των υποδομών του δικτύου όσο και την αντικατάσταση των συσκευών των καταναλωτών (IEA, 2019b).

Το υδρογόνο παράγεται από διάφορους τρόπους: α) υδρογονάνθρακες μέσω της αναμόρφωσης/ αεριοποίησης β) μέσω της ηλεκτρόλυσης (συνδυασμός νερού και ηλεκτρισμού). Η βιβλιογραφία (Navigant, 2019) κατατάσσει το υδρογόνο σε τρεις κατηγορίες ανάλογα με τις εκπομπές που παράγονται κατά τη διαδικασία παραγωγής του.

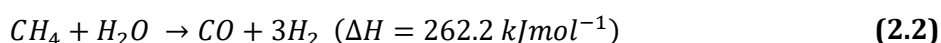
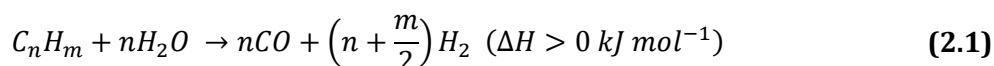
- Το γκρι υδρογόνο (grey hydrogen) που παράγεται μέσω της συμβατικής μεθόδου αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό (Steam Methane Reforming -SMR). Η παραγωγή όμως του υδρογόνου μέσω αυτής της διαδικασίας συνεπάγεται εκπομπές CO₂ και επομένως παρουσιάζει σημαντικό ανθρακικό αποτύπωμα.
- Το μπλε υδρογόνο (blue hydrogen) που παράγεται από το συνδυασμό των τεχνολογιών αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό και της τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (Carbon Capture and Storage-CCS) . Το ανθρακικό αποτύπωμα του υδρογόνου αυτού μειώνεται σημαντικά, καθώς αποφεύγονται έτσι το 90-98% των εκλυόμενων εκπομπών CO₂ στην ατμόσφαιρα.
- Το πράσινο υδρογόνο (green hydrogen) που παράγεται μέσω της διαδικασίας ηλεκτρόλυσης, χρησιμοποιώντας το νερό ως πρώτη ύλη και τον ηλεκτρισμό ως καύσιμο. Η διαδικασία αυτή μπορεί να οδηγήσει σε μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα για το υδρογόνο, με την προϋπόθεση ότι ο ηλεκτρισμός έχει προέλθει από πηγές μηδενικών εκπομπών (π.χ. ΑΠΕ, πυρηνικοί σταθμοί, συμβατικοί σταθμοί με τεχνολογίες CCS).

Στην επόμενη ενότητα παρουσιάζονται οι βασικοί τρόποι παραγωγής του υδρογόνου, οι βασικές λειτουργίες των τεχνολογιών, καθώς και τα τεχνοοικονομικά τους χαρακτηριστικά.

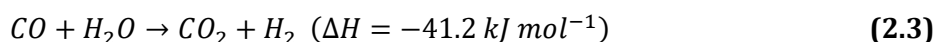
2.4.2 Αναμόρφωση μεθανίου με ατμό (SMR)

Η πιο διαδεδομένη μέθοδος παραγωγής υδρογόνου σήμερα είναι η διεργασία της αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό (Steam Methane Reforming-SMR) (IEA, 2019a). Η τεχνολογία αυτή είναι μια ώριμη τεχνολογία που χρησιμοποιείται κυρίως στη χημική βιομηχανία για την παραγωγή αμμωνίας και άλλων χημικών προϊόντων, καθώς και στα διυλιστήρια πετρελαίου εδώ και πολλές δεκαετίες. Αποτελεί ένα συμβατικό σύστημα παραγωγής υδρογόνου με βασική πρώτη ύλη το φυσικό αέριο. Ελάχιστες είναι και οι περιπτώσεις που χρησιμοποιούνται μικρές ποσότητες βιοαερίου. Η κύρια διεργασία

της συμβατικής διαδικασίας παραγωγής υδρογόνου SMR περιλαμβάνει την αντίδραση του υπέρθερμου ατμού (H_2O) με το μεθάνιο (CH_4), υπό την παρουσία ενός μεταλλικού καταλύτη σε θερμοκρασία περίπου 700-800°C σε χαμηλή πίεση. Η μέθοδος SMR, συνήθως, εκτελείται με τη χρήση νικελίου (Ni), που υποστηρίζεται από αλουμίνα ως καταλύτη, με ταυτόχρονη εξωτερική θέρμανση (Shirasaki & Yasuda, 2013). Κατά τη διαδικασία αυτή παράγεται το υδρογόνο (H_2) και τα οξείδια του άνθρακα (CO). Η αντίδραση είναι ενδόθερμη ($\Delta H = +206,2 \text{ kJ/molCH}_4$) και συνεπώς, απαιτείται θερμότητα, η οποία προέρχεται από εξωτερική θέρμανση ή καύση κάποιου καυσίμου, προκειμένου να πραγματοποιηθεί η διάσπαση των δεσμών C-H του μορίου του CH_4 (Shirasaki & Yasuda, 2013; Voitic et al., 2018) **(2.1)-(2.2)**.



Στη συνέχεια, η αντίδραση μετατόπισης υδρατμού – Water Gas Shift (WGS) αποτελεί το δεύτερο στάδιο της τεχνολογίας SMR. Αυτή η διαδικασία βελτιώνει τη συγκέντρωση του H_2 που προκύπτει από την παραπάνω διεργασία και μειώνει τη συγκέντρωση του CO . Ακολουθώς, προστίθεται ατμός στο αέριο (CO) έτσι ώστε με τη βοήθεια ενός καταλύτη να πραγματοποιηθεί η παρακάτω αντίδραση (Shirasaki & Yasuda, 2013; Voitic et al., 2018) **(2.3)**.



Η αναμόρφωση μεθανίου με ατμό (SMR) είναι μία πλήρως ανεπτυγμένη και εκτενώς χρησιμοποιούμενη διαδικασία για την παραγωγή υδρογόνου. Εντούτοις, υπάρχει ένα βασικό μειονέκτημα που έγκειται στο γεγονός της χρήσης ορυκτών καυσίμων, όπως το φυσικό αέριο (Holladay et al., 2009). Ως εκ τούτου, κατά την παραγωγή του υδρογόνου εκλύονται στην ατμόσφαιρα υψηλές ποσότητες CO_2 , που συνδέονται με το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Λόγω του μειονεκτήματος αυτού, οι μέθοδοι δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα (Carbon Capture and Storage – CCS) έχουν διερευνηθεί ως μία λύση. Ωστόσο, η δυνατότητα αποθήκευσης του CO_2 περιορίζεται ανάλογα της διαθεσιμότητας των υπόγειων υποδομών αποθήκευσης (IEA, 2019a).

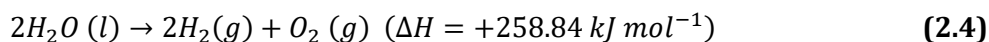
2.4.3 Ηλεκτρόλυση

2.4.3.1 Βασικές αρχές λειτουργίας ηλεκτρόλυσης

Η ηλεκτρόλυση του νερού περιλαμβάνει τη διάσπαση του νερού (H_2O) σε υδρογόνο (H_2) και οξυγόνο (O_2), με την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας. Βασικό πλεονέκτημα αυτής της χημικής διεργασίας είναι το υψηλής καθαρότητας υδρογόνο που παράγεται. Η ηλεκτρόλυση έχει χρησιμοποιηθεί στη βιομηχανία για την παραγωγή υδρογόνου για περισσότερο από έναν αιώνα. Η ηλεκτρόλυση αντιπροσωπεύει σήμερα μόλις το 2% της παγκόσμιας παραγωγής υδρογόνου, ωστόσο, υπάρχει δυνατότητα

εξέλιξης καθώς παρέχει υδρογόνο χαμηλής περιεκτικότητας σε άνθρακα και αποτελεί ένα τρόπο διασύνδεσης με το τομέα του ηλεκτρισμού (IEA, 2019a).

Κατά την ηλεκτροχημική διαδικασία της ηλεκτρόλυσης το συνεχές ρεύμα διασπά τα μόρια του νερού σε οξυγόνο και υδρογόνο σύμφωνα με τη παρακάτω ηλεκτροχημική διεργασία (Lehner et al., 2014):

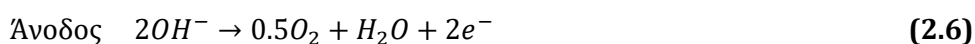
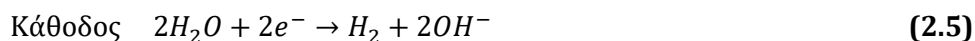


Η παραπάνω διεργασία (2.4) πραγματοποιείται σε δύο φάσεις, καθώς δύο διαφορετικά μέταλλα έρχονται σε επαφή με το ίδιο υγρό (ηλεκτρολύτης). Την πρώτη φάση αποτελεί μια αντίδραση στην κάθοδο, όπου ιόντα υδρογόνου (πρωτόνια) ανάγονται σε υδρογόνο και τη δεύτερη μια αντίδραση στην άνοδο όπου το νερό οξειδώνεται σε οξυγόνο και πρωτόνια.

Στις μέρες μας, υπάρχουν τρεις βασικοί τύποι ηλεκτρόλυσης: α) αλκαλική ηλεκτρόλυση (AEL), β) ηλεκτρόλυση με πολυμερικής μεμβράνης ηλεκτρολύτες (PEM) και γ) ηλεκτρόλυση σε υψηλές θερμοκρασίες με κυψέλη ηλεκτρόλυσης στερεού ηλεκτρολύτη (SOEC).

2.4.3.1.1 Αλκαλική ηλεκτρόλυση (AEL)

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση (Alkaline electrolysis) αποτελεί την πιο ώριμη τεχνολογία ηλεκτρόλυσης. Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υδρογόνου σε βιομηχανικές εφαρμογές μεγάλης κλίμακας. Η κυψέλη του αλκαλικού ηλεκτρολύτη αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια βυθισμένα στον ηλεκτρολύτη και ένα 20-40% υδατικό διάλυμα υδροξειδίου του καλίου (KOH). Τα ηλεκτρόδια είναι, συνήθως, κατασκευασμένα από νικέλιο ή από επινικελωμένο χάλυβα. Με τη ροή συνεχούς ρεύματος στην αλκαλική κυψέλη, λαμβάνει χώρα μια αντίδραση μείωσης στην κάθοδο, παράγοντας ιόντα υδρογόνου και υδροξειδίου, όπως φαίνεται στην (2.5). Τα ιόντα υδροξειδίου μπορούν να μεταφερθούν διαμέσου της μεμβράνης διαχωρισμού, όπου πρόκειται να οξειδωθεί στην άνοδο, για την παραγωγή οξυγόνου και νερού όπως δίδεται στην (2.6). Οι ακόλουθες ηλεκτροχημικές αντιδράσεις πραγματοποιούνται μέσα στην κυψέλη αλκαλικής ηλεκτρόλυσης (Lehner et al., 2014).

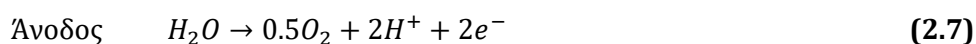


Η θερμοκρασία λειτουργίας κυμαίνεται από 70 έως 90 °C. Οι περισσότερες αλκαλικές συσκευές ηλεκτρόλυσης λειτουργούν σε ατμοσφαιρική πίεση, ενώ τα συστήματα που λειτουργούν υπό πίεση φτάνουν σε πιέσεις μέχρι 15 bar. Η τυπική απόδοση του συστήματος κυμαίνεται μεταξύ 60-80% και η ειδική κατανάλωση του 4.5-5.5 kWh/scm H₂ παραγόμενου υδρογόνου. Απαιτείται επιπλέον έρευνα και ανάπτυξη (R&D) για τη βελτίωση των συγκεκριμένων καταλυτών (π.χ. βελτίωση του σχεδιασμού των ηλεκτροδίων και της μεμβράνης διαχωρισμού), προκειμένου να μειωθεί το κόστος τους, αυξάνοντας παράλληλα την ενεργειακή τους απόδοση. Επισημαίνεται ότι το

επίπεδο τεχνολογικής προόδου (Technology Readiness Level - TRL) της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης είναι πολύ υψηλό TRL-9 (ENEA, 2016).

2.4.3.1.2 Ηλεκτρολύτες πολυμερικής μεμβράνης (PEM)

Οι ηλεκτρολύτες τύπου (Polymer Electrolyte Membrane Electrolysers - PEM) αποτελούν τη δεύτερη πιο σημαντική τεχνολογία ηλεκτρόλυσης και εμφανίστηκαν για πρώτη φορά τη δεκαετία του '60 με σκοπό να ξεπεραστούν μερικά από τα λειτουργικά μειονεκτήματα των αλκαλικών ηλεκτρολυτών (IEA, 2019a). Η τεχνολογία αυτή θεωρείται λιγότερο ανεπτυγμένη σε σχέση με την αλκαλική ηλεκτρόλυση για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας. Εντούτοις, έχει αποκτήσει εμπορική ωριμότητα σε βιομηχανικές εφαρμογές μικρής κλίμακας. Το επίπεδο τεχνολογικής προόδου της PEM ηλεκτρόλυσης βρίσκεται στο επίπεδο επίδειξης σε εμπορική κλίμακα (TRL 7-8) (ENEA, 2016). Η αρχή λειτουργίας της συγκεκριμένης ηλεκτρόλυσης περιγράφεται στις **(2.7)** και **(2.8)**. Ο ηλεκτρολύτης είναι μια οργανική πολυμερική μεμβράνη, στην οποία τα πρωτόνια που παράγονται στην άνοδο μεταφέρονται στην κάθοδο μέσω της μεμβράνης αυτής. Αποφεύγεται με αυτόν τον τρόπο η ανάκτηση και ανακύκλωση του διαλύματος ηλεκτρολύτη υδροξειδίου του καλίου (KOH), που είναι απαραίτητη στους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες. Οι ακόλουθες ηλεκτροχημικές αντιδράσεις πραγματοποιούνται μέσα στους ηλεκτρολύτες τύπου PEM (Lehner et al., 2014).



Η θερμοκρασία λειτουργίας των ηλεκτρολυτών κυμαίνεται μεταξύ 60-80 °C. Το τυπικό εύρος της απόδοσης του ηλεκτρολύτη τύπου PEM είναι 60-70%. Είναι σε θέση να παράγει υψηλής συμπίεσης υδρογόνο για αποκεντρωμένη παραγωγή και αποθήκευση σε σταθμούς ανεφοδιασμού (30-60 bar χωρίς πρόσθετο συμπιεστή και μέχρι 100-200 bar σε ορισμένα συστήματα, σε σύγκριση με μόλις 15 bar για αλκαλικούς ηλεκτρολύτες). Επιπλέον, οι PEM ηλεκτρολύτες προσφέρουν ευέλικτη λειτουργία, η οποία προκύπτει από τους σύντομους χρόνους απόκρισης (έναρξης και σβέσης). Τα συγκεκριμένα πλεονεκτήματα ταιριάζουν πάρα πολύ με τις βασικές απαιτήσεις των τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων (Power-to- X), οι οποίες είναι άμεσα συνδεδεμένες με τη μεταβαλλόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια μέσω ΑΠΕ και με της υψηλής πίεσης μονάδες αποθήκευσης υδρογόνου.

Το κύριο μειονέκτημα της PEM τεχνολογίας είναι οι δυσκολίες που προκύπτουν από την ανάπτυξη συστημάτων μεγάλης κλίμακας, εξαιτίας της μεγάλης πολυπλοκότητας των συστημάτων και των ακριβών καταλυτών των ηλεκτροδίων (πλατίνα, ιρίδιο) και υλικών μεμβράνης (IEA, 2019a). Παρόλα αυτά, το μέγεθος των συστημάτων των PEM μονάδων ηλεκτρόλυσης έχει μεγαλώσει σημαντικά τα τελευταία χρόνια, λόγω της εξέλιξης της τεχνολογίας, φτάνοντας στην τάξη μεγέθους των 100 kW, ενώ κάποιοι κατασκευαστές αναμένεται να αναπτύξουν συσκευές των μερικών MW (Lehner et al., 2014). Βέβαια, το συνολικό τους κόστος είναι, επί του παρόντος, υψηλότερο από εκείνο των αλκαλικών μονάδων ηλεκτρόλυσης, ωστόσο, μελλοντικά

αναμένεται σημαντική μείωση του κόστους τους λόγω των οικονομιών κλίμακας και της τεχνολογικής εξέλιξης (π.χ. νέα υλικά, βελτιστοποίηση διαδικασιών). Συνεπώς, οι μονάδες ηλεκτρόλυσης τύπου PEM προβλέπεται να αποτελέσουν σημαντικό ανταγωνιστή της αλκαλικής τεχνολογίας.

2.4.3.1.3 Ηλεκτρόλυση σε υψηλές θερμοκρασίες με κυψέλη ηλεκτρόλυσης στερεού ηλεκτρολύτη (SOEC)

Οι ηλεκτρολύτες υψηλής θερμοκρασίας (SOEC - Solid Oxide Electrolyzer Cell) αποτελούν τις λιγότερο ώριμες τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης και εμφανίζουν μικρότερη εμπορικότητα (TRL 3-5). Η υψηλής θερμοκρασίας ηλεκτρόλυση του ατμού βασίζεται στην αντίστροφη λειτουργία μιας κυψέλης καυσίμου. Στην τεχνολογία ηλεκτρόλυσης στερεών οξειδίων (SOEC) χρησιμοποιείται ένα λεπτό στρώμα στερεού οξειδίου ως ηλεκτρολύτης. Το νερό σε μορφή υδρατμών τροφοδοτείται στην κάθοδο και ανάγεται σε υδρογόνο και ιόντα οξυγόνου, όπως φαίνεται στην **(2.10)**. Σε υψηλές θερμοκρασίες, το λεπτό στρώμα στερεού οξειδίου καθίσταται αγωγίμο και τα ιόντα οξυγόνου μεταφέρονται στην άνοδο για την οξειδωσή τους σε μόρια οξυγόνου **(2.9)**.



Οι ηλεκτρολύτες τύπου SOEC λειτουργούν σε θερμοκρασίες μεταξύ 700-1000 °C και παρουσιάζουν μεγάλο βαθμό απόδοσης σε σύγκριση με τις παραπάνω τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης. Λειτουργούν κυρίως σε ατμοσφαιρική πίεση, ενώ έχουν αναπτυχθεί συστήματα με πίεση μέχρι 25 bar (Lehner et al., 2014). Καθώς χρησιμοποιούν ατμό για τη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης, απαιτείται η ύπαρξη μιας εξωτερικής πηγής θερμότητας, δεδομένου ότι οι διεργασίες ηλεκτρόλυσης είναι ενδόθερμες. Για αυτό το λόγο, προκύπτει συνέργεια με την αξιοποίηση της παραγόμενης θερμότητας από θερμικές, γεωθερμικές ή πυρηνικές διεργασίες. Σε εξέλιξη βρίσκεται η έρευνα για την ανάπτυξη κατάλληλων υλικών για τους συγκεκριμένους ηλεκτρολύτες που να είναι συμβατά με τα υψηλά επίπεδα θερμοκρασίας που προέρχονται από την πυρηνική ενέργεια (IEA, 2019a).

Είναι γεγονός ότι η διάβρωση των υλικών των ηλεκτρολυτών, λόγω της έκθεσης τους σε πολύ υψηλές θερμοκρασίες, αποτελεί πρόκληση. Η αξιοποίηση της αποβαλλόμενης θερμότητας αυτών των συστημάτων εγγυάται μεγαλύτερη απόδοση, μειώνοντας παράλληλα το λειτουργικό κόστος και συνεπώς την τελική τιμή του υδρογόνου (Penchini et al., 2014). Οι ηλεκτρολύτες τύπου SOEC αποτελούν ιδανική λύση για την παραγωγή υδρογόνου στις διεργασίες σύνθεσης συνθετικών υδρογονανθράκων (π.χ. μεθανοποίηση, σύνθεση Fischer-Tropsch). Οι τελευταίες αποτελούν ενδόθερμες διεργασίες και η αποβαλλόμενη θερμότητα των διεργασιών αυτών χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού κατά τη διεργασία της ηλεκτρόλυσης (P. Schmidt & Weindorf, 2016).

Σε αντίθεση με τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες και τους ηλεκτρολύτες PEM, οι SOEC ηλεκτρολύτες είναι δυνατό να λειτουργήσουν αντίστροφα, ως κυψέλη καυσίμου,

μετατρέποντας το υδρογόνο σε ηλεκτρισμό. Αυτό σημαίνει ότι η συγκεκριμένη τεχνολογία θα μπορούσε να προσφέρει υπηρεσίες εξισορρόπησης στο δίκτυο, σε συνδυασμό με εγκαταστάσεις αποθήκευσης υδρογόνου (Lehner et al., 2014). Ένας ηλεκτρολύτης τύπου SOEC δύναται, επίσης, να χρησιμοποιηθεί και για την συν-ηλεκτρόλυση (co-electrolysis) ατμού (H_2O) και διοξειδίου του άνθρακα (CO_2), παράγοντας μίγμα αερίων μονοξειδίου του άνθρακα (CO) και υδρογόνου (H_2), που ονομάζεται συνθετικό αέριο (syngas). Το προϊόν αυτό αποτελεί τη βάση για τη μεταγενέστερη μετατροπή του σε αρκετά προϊόντα, όπως συνθετικά καύσιμα, λιπάσματα, διαλύτες και συνθετικά υλικά (IEA, 2019a; Lehner et al., 2014).

2.5 Τεχνολογίες παραγωγής συνθετικού μεθανίου και υδρογονανθράκων

2.5.1 Συνθετικό Μεθάνιο (CH_4)

Το συνθετικό μεθάνιο είναι ένας τύπος αερίου που δεν είναι καινούργιος και που μπορεί να παραχθεί με διάφορους τρόπους. Για παράδειγμα, από ορυκτά καύσιμα (λιγνίτη, άνθρακα, σχιστολιθικό αέριο, coal-to-gas plants), από βιομάζα ή από ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια. (Korpycinski et al., 2010). Οι εφαρμογές χημικής αποθήκευσης (Power-to-Gas), που αναλύθηκαν στην υπό-ενότητα 2.2, επιτρέπουν την αλληλεπίδραση του ηλεκτρικού δικτύου με το δίκτυο αερίου, μιας και χρησιμοποιούν την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ για την παραγωγή συνθετικού μεθανίου. Αυτή η διεργασία αποτελεί αντικείμενο μελέτης της συγκεκριμένης διατριβής μιας και μπορεί να έχει το χαμηλότερο ανθρακικό αποτύπωμα σε σχέση με τις υπόλοιπες μεθόδους παραγωγής συνθετικού αερίου.

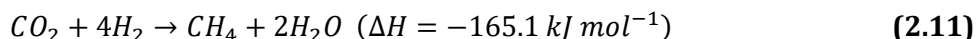
Αναλυτικότερα, το συνθετικό μεθάνιο αποτελεί υποκατάστατο του φυσικού αερίου και είναι κατάλληλο για μεταφορά στο υφιστάμενο δίκτυο διανομής αερίου ή για την αποθήκευσή του στις υπάρχουσες υποδομές αποθήκευσης, μιας και παρουσιάζει εφάμιλλες ιδιότητες με το φυσικό αέριο. Τυπικά, το φυσικό αέριο περιέχει περισσότερο από 80% CH_4 (Götz et al., 2015). Στις μέρες μας, το φυσικό αέριο αποτελεί μεγάλη συνιστώσα του ενεργειακού εφοδιασμού καθώς χρησιμοποιείται ευρέως σε οικιακές, εμπορικές και βιομηχανικές εφαρμογές. Καθώς το συνθετικό μεθάνιο έχει χαρακτηριστικά καύσης παρόμοια με το φυσικό αέριο, δεν απαιτείται η αντικατάσταση των συσκευών των καταναλωτών σε περίπτωση πλήρους αντικατάστασης του φυσικού αερίου με συνθετικό στο σύστημα.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο λειτουργούν, αυτή τη στιγμή, αρκετές μικρές μονάδες παραγωγής συνθετικού μεθανίου, οι οποίες αναμένεται να αυξηθούν στο μέλλον. Προς το παρόν, το εκτιμώμενο κόστος παραγωγής του και οι απώλειες κατά την παραγωγή του δεν αποτελούν ενθαρρυντικά στοιχεία, σε σύγκριση με τα ορυκτά καύσιμα. Σήμερα, το συνθετικό μεθάνιο είναι τουλάχιστον δύο με τρεις φορές πιο ακριβό από το φυσικό αέριο (Evangelorouliou et al., 2019). Επίσης, προκειμένου να εξασφαλιστεί η χαμηλή περιεκτικότητα σε άνθρακα, οι πρώτες ύλες που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή του (υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα) θα πρέπει έχουν μηδενικό ανθρακικό

αποτύπωμα (Rosa, 2017). Επιπλέον, ένας ακόμη παράγοντας που επηρεάζει αρνητικά τη χρήση του συνθετικού μεθανίου είναι η μεγάλη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για την παραγωγή του, η οποία είναι υψηλότερη από αυτή για την παραγωγή υδρογόνου. Στην περίπτωση που αντικατασταθεί η παγκόσμια ζήτηση φυσικού αερίου από αυτή του συνθετικού μεθανίου, θα απαιτηθούν τεράστιες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας, αγγίζοντας έτσι μη βιώσιμα επίπεδα. Για το λόγο αυτό, πρέπει ταυτόχρονα με τη στρατηγική προώθησης των συνθετικών καυσίμων να βελτιωθεί σημαντικά η ενεργειακή απόδοση, τόσο των διεργασιών παραγωγής των εν λόγω προϊόντων, όσο και οι ενεργειακές ανάγκες του συνόλου του ενεργειακού συστήματος παράλληλα με τον εξηλεκτρισμό τελικών χρήσεων, διασφαλίζοντας με αυτό τον τρόπο όσο το δυνατόν λιγότερη κατανάλωση συνθετικών καυσίμων (Evangelopoulou et al., 2019).

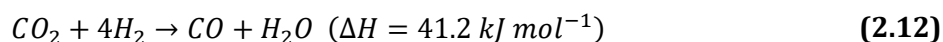
2.5.1.1 Μεθανοποίηση

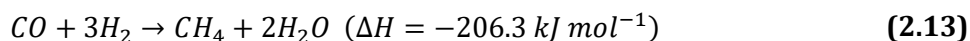
Η μεθανοποίηση αναφέρεται στη σύνθεση μεθανίου (CH_4) από υδρογόνο (H_2) και μονοξείδιο ή διοξείδιο του άνθρακα (CO/CO_2). Η μεθανοποίηση του μονοξειδίου του άνθρακα (CO) μέσω μίας καταλυτικής διαδικασίας έχει χρησιμοποιηθεί εδώ και πολλές δεκαετίες για την παραγωγή αμμωνίας, τη μετατροπή άνθρακα σε αέρια ή υγρά καύσιμα (coal-to-gas/liquids) και για την επεξεργασία φυσικού αερίου σε χημικές ή πετροχημικές βιομηχανίες (ENECA, 2016). Παρόλο που η μεθανοποίηση είναι μία τεχνολογικά ώριμη διαδικασία, στις παραπάνω εφαρμογές αρκετές διαφορές και προκλήσεις προκύπτουν από την εφαρμογή της ως ένα στάδιο στην αλυσίδα μετατροπής του ηλεκτρισμού σε αέριο (Power-to-Gas). Για τη συγκεκριμένη εφαρμογή, το υδρογόνο (H_2) και το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2) μετατρέπονται σε μεθάνιο CH_4 και νερό H_2O **(2.11)**.



Η διεργασία αυτή ονομάζεται διεργασία Sabatier ή αντίδραση Sabatier και ανακαλύφθηκε το 1902 (Lehner et al., 2014). Το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2) αντιδρά με το υδρογόνο (H_2), σε υψηλή θερμοκρασία με την παρουσία του νικελίου (Ni) στο ρόλο του καταλύτη, και παράγεται μεθάνιο και ατμός. Έχει ανακαλυφθεί ότι και άλλοι καταλύτες, όπως το ρουθίνιο (Ru) ή η αλουμίνα (Al_2O_3), μπορεί να είναι πιο αποτελεσματικοί για την αντίδραση σε σχέση με το νικέλιο.

Η παραπάνω αντίδραση **(2.11)** πραγματοποιείται σε δύο στάδια. Το πρώτο περιλαμβάνει την αντίστροφη αντίδραση μετατόπισης υδρατμού-Reverse Water Gas Shift (WGS), που μετατρέπει το υδρογόνο και το διοξείδιο του άνθρακα σε μονοξείδιο του άνθρακα και νερό **(2.12)** και είναι ενδόθερμη αντίδραση. Το δεύτερο στάδιο (αντίδραση υδρογόνωσης) αποτελεί την αντίδραση του μονοξειδίου του άνθρακα με υδρογόνο και οδηγεί στη μετατροπή σε μεθάνιο και νερό και είναι εξώθερμη αντίδραση **(2.13)**.





Η αντίδραση μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω δύο διαφορετικών τεχνικών, την καταλυτική μεθανοποίηση (χρήση χημικού καταλύτη) ή τη βιολογική (χρήση μικροοργανισμών). Κάθε μία από αυτές τις μεθόδους μεθανοποίησης έχει τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά της. Οι καταλυτικοί αντιδραστήρες είναι κατάλληλοι για μεγαλύτερα βιομηχανικά εργοστάσια μεθανοποίησης, ενώ η βιολογική μεθανοποίηση είναι μια αναδυόμενη εναλλακτική λύση, με ενδιαφέρουσες προοπτικές για τη μείωση του κόστους. Παρόλα αυτά, αντιμετωπίζει προκλήσεις για να εφαρμοστεί σε μεγάλη κλίμακα (ENEA, 2016; Fendt et al., 2016; Götz et al., 2015). Για το λόγο αυτό, και δεδομένου ότι το επίκεντρο αυτής της εργασίας είναι η αποθήκευση ενέργειας μεγάλης κλίμακας, μέσω συστημάτων παραγωγής συνθετικού μεθανίου από ηλεκτρισμό, η καταλυτική μεθανοποίηση αναλύεται διεξοδικά.

Πιο συγκεκριμένα, η καταλυτική μεθανοποίηση είναι μια θερμοχημική διεργασία που λειτουργεί με καταλύτη σε υψηλή θερμοκρασία (από 200 έως 700 °C) και πιέσεις μεταξύ 1 και 100 bar. Η αντίδραση είναι εξαιρετικά εξώθερμη και η θερμοκρασία πρέπει να ελέγχεται, προκειμένου να αποφευχθεί η καταστροφή του καταλύτη (ENEA, 2016). Η ενεργειακή απόδοση της χημικής αντίδρασης είναι κοντά στο 80% και η συνολική ενεργειακή απόδοση της τεχνολογίας μπορεί να βελτιωθεί μέσω της ανάκτησης της θερμότητας του αντιδραστήρα και της εσωτερικής επαναχρησιμοποίησής της για τη θέρμανση του καταλύτη (ENEA, 2016; Frank et al., 2018). Το επίπεδο τεχνολογικής ωριμότητας είναι σχετικά χαμηλό και βρίσκεται σε στάδιο ανάπτυξης και επίδειξης (TRL 5-7). Η πρώτη γενιά αντιδραστήρων μεθανοποίησης, τεχνολογικά βρίσκονται στο στάδιο της επίδειξης (π.χ. στα προγράμματα των Audi, Werlteplant), ενώ η δεύτερης γενιάς αντιδραστήρες βρίσκονται ακόμα στο στάδιο της ανάπτυξης (π.χ. στα προγράμματα των KICInno Energy CO2 SNG και Demo SNG) (ENEA, 2016). Η πλειονότητα των έργων για υδρογόνο που υπάρχουν αυτή την στιγμή παγκοσμίως στοχεύουν στην παραγωγή συνθετικού μεθανίου. Τα περισσότερα μάλιστα βρίσκονται στη Γερμανία αλλά και σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες (Chehade et al., 2019).

2.5.2 Συνθετικοί υγροί υδρογονάνθρακες

Σκοπός της παρούσας διατριβής είναι να μελετηθούν σε βάθος οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες που παράγονται από ηλεκτρική ενέργεια και αποτελούν ταυτόχρονα μέσο χημικής αποθήκευσης της ενέργειας αυτής. Επομένως, καύσιμα και διαδικασίες παραγωγής συνθετικών υδρογονανθράκων που έχουν ως βάση τα ορυκτά καύσιμα, βιομάζα ή άλλες πηγές ενέργειας, (Sterner, 2009) δε θα αναλυθούν περαιτέρω.

Αντίστοιχα με το συνθετικό μεθάνιο υπάρχουν και οι συνθετικοί υγροί υδρογονάνθρακες (συνθετική κηροζίνη, συνθετικό ντίζελ και συνθετική βενζίνη), οι οποίοι αποτελούν συστατικό στοιχείο για την απανθρακοποίηση των μέσων μεταφοράς, όπου ο εξηλεκτρισμός είναι ανέφικτος (π.χ. αεροπλάνα, πλοία, φορτηγά). Αναλύοντας μια οικονομία απαλλαγμένη τελείως από εκπομπές του διοξειδίου του

άνθρακα, συμπεραίνουμε ότι υπάρχει επιτακτική ανάγκη για την αντικατάσταση όλων των ρυπογόνων καυσίμων. Τα βιοκαύσιμα, παρόλο που αποτελούν μια μη ρυπογόνο επιλογή, αποτελούν ταυτόχρονα και μία λύση με συγκεκριμένες δυνατότητες, λόγω των περιορισμών στις πρώτες ύλες που απαιτούνται για την παραγωγή τους. Ωστόσο, η διεύθυνσή τους στο ενεργειακό σύστημα αναμένεται να αλληλοσυμπληρώνεται με τις ποσότητες συνθετικών καυσίμων που απαιτούνται, για παράδειγμα για την απανθρακοποίηση του τομέα των μεταφορών.

Ένα βασικό πλεονέκτημα των συνθετικών υδρογονανθράκων είναι ότι υπάρχει η δυνατότητα να διανεμηθούν και να χρησιμοποιηθούν μέσα στις υπάρχουσες υποδομές, ξεπερνώντας αρκετά εμπόδια που μπορεί να εμφανίζει η χρήση του υδρογόνου (π.χ. προσαρμογή των συστημάτων αποθήκευσης, μεταφοράς και καύσης). Με αυτό τον τρόπο, περιορίζονται οι εκτεταμένες δαπάνες σε υποδομές και το κόστος για τη μεταφορά των ενεργειακών μορφών. Επίσης, τα συνθετικά υγρά καύσιμα συνδυάζουν υψηλή θερμογόνο δύναμη (ενέργεια ανά όγκο), διατηρώντας τις ιδιότητες των συμβατικών καυσίμων.

Η διαδικασία παραγωγής υγρών συνθετικών υδρογονανθράκων από ηλεκτρική ενέργεια είναι ευρέως γνωστή ως Power-to-Liquids. Τα βασικά στάδια της παραγωγής συνθετικών καυσίμων είναι η παραγωγή υδρογόνου μέσω της ηλεκτρόλυσης του νερού, χρησιμοποιώντας ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια, για χαμηλό ανθρακικό αποτύπωμα και η συλλογή διοξειδίου του άνθρακα μέσω διαφόρων τεχνικών (υποενότητα 2.5.3). Στη συνέχεια, οι συνθετικοί υγροί υδρογονάνθρακες συντίθενται από υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα και περαιτέρω μετασχηματίζονται σε καύσιμα.

Υπάρχουν δύο βασικοί τρόποι παραγωγής συνθετικών υδρογονανθράκων μέσω ηλεκτρισμού (Fischer-Tropsch (FT) τεχνολογίας και η σύνθεση μεθανόλης (methanol route - MeOH). Η απόδοση και των δύο τεχνολογιών είναι περίπου η ίδια. Επιπλέον, μεμονωμένα οι τεχνολογίες αυτές έχουν αναπτυχθεί σε μεγάλη κλίμακα στις διεργασίες παραγωγής βιοκαυσίμων (Sterner, 2009). Τέλος, σημαντική πρόοδος στα συστήματα Power-to-Liquids έχει συντελεστεί τα τελευταία χρόνια, κυρίως μέσω της τεχνολογίας Fischer-Tropsch.

Και οι δύο μέθοδοι Power-to-Liquids έχουν μέτριο επίπεδο τεχνολογικής ωριμότητας (TRL 5-6), ενώ αποτελούν εξώθερμες διεργασίες με δυνατότητες επαναχρησιμοποίησης της θερμότητας που αποβάλλεται στα στάδια της ηλεκτρόλυσης (κυρίως από υψηλής θερμοκρασίας ηλεκτρόλυση-SOEC) ή στις τεχνολογίες δέσμευσης CO₂. Αντίστοιχα με το συνθετικό μεθάνιο, έτσι και στα συνθετικά καύσιμα θα πρέπει να εξασφαλίζεται ουδετερότητα σχετικά με το ανθρακικό τους αποτύπωμα, προκειμένου τα καύσιμα αυτά να συνδράμουν ενεργειακά στην ανάπτυξη μιας κλιματικά ουδέτερης οικονομίας.

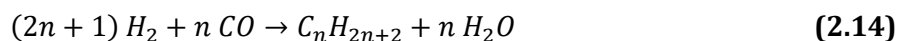
2.5.2.1 Τεχνολογία Fischer-Tropsch

Η τεχνολογία Fischer-Tropsch, εκτός από τη χρήση της για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων, έχει χρησιμοποιηθεί κυρίως σε διαδικασίες μετατροπής βιομάζας (biomass-to-liquid), αερίων (gas-to-liquid) και άνθρακα (coal-to-liquid) σε υγρά καύσιμα. Για τη σύνθεση των συνθετικών καυσίμων (συνθετικό ντίζελ, συνθετική

βενζίνη και συνθετική κηροζίνη) απαιτείται μονοξείδιο του άνθρακα (CO) και υδρογόνο (η πρόσμιξη αυτή είναι γνωστή ως syngas), ως εισροή στην τεχνολογία Fischer-Tropsch (IEA, 2019a). Στις περιπτώσεις της μετατροπής βιομάζας ή άνθρακα σε συνθετικούς υδρογονάνθρακες, πραγματοποιείται η αεριοποίηση της βιομάζας και του άνθρακα αντίστοιχα. Αντίθετα, για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων από ηλεκτρισμό, το μονοξείδιο του άνθρακα (CO) παράγεται από την αντίστροφη αντίδραση μετατόπισης υδρατμού, Reverse Water Gas Shift (WGS), που μετατρέπει το υδρογόνο και το διοξείδιο του άνθρακα σε μονοξείδιο του άνθρακα και νερό **(2.12)**.

Καθότι η αντίδραση που λαμβάνει χώρα στην τεχνολογία Fischer-Tropsch είναι εξώθερμη, η καταλληλότερη τεχνολογία παραγωγής υδρογόνου στην εφαρμογή Power-to-Liquids είναι η υψηλής θερμοκρασίας ηλεκτρόλυση τύπου (SOEC), όπου μπορεί να αξιοποιηθεί η αποβληθείσα θερμότητα. Οπωσδήποτε, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην υψηλής θερμοκρασίας ηλεκτρόλυση είναι σημαντικά χαμηλότερη, σε σύγκριση με την ηλεκτρόλυση νερού χαμηλής θερμοκρασίας. Αλλά όπως έχει αναφερθεί και πιο πάνω, η ηλεκτρόλυση τύπου SOEC μπορεί να επιτρέψει την συν-ηλεκτρόλυση (co-electrolysis) ατμού (H₂O) και διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), παράγοντας μίγμα αερίων μονοξειδίου του άνθρακα (CO) και υδρογόνου (H₂), που αποτελούν απαραίτητα στοιχεία για τη διεργασία Fischer-Tropsch. Σε αυτή την περίπτωση, δεν απαιτείται η εφαρμογή της αντίστροφης αντίδρασης μετατόπισης υδρατμού.

Στο κύριο μέρος της σύνθεσης των καυσίμων στην τεχνολογία Fischer-Tropsch, το υδρογόνο μετατρέπεται σε υδρογονάνθρακα **(2.14)** (P. R. Schmidt et al., 2016).



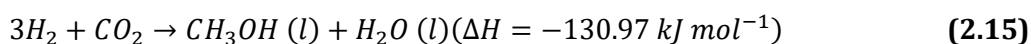
Η παραπάνω διεργασία παράγει ακατέργαστους υγρούς υδρογονάνθρακες και κυρίως βαριά προϊόντα (π.χ. βαριά παραφίνη). Προκειμένου να πραγματοποιηθεί η αναβάθμιση των ακατέργαστων υγρών προϊόντων, σε ένα επόμενο στάδιο της διαδικασίας, υπεισέρχονται διάφορες διαδικασίες επεξεργασίας, (κυρίως υδρογονοπυρόλυση, ισομερισμός και απόσταξη), που απαιτούνται για τη μετατροπή τους σε ελαφρύτερους υδρογονάνθρακες, όπως το συνθετικό ντίζελ και η συνθετική κηροζίνη.

2.5.2.2 Τεχνολογία παραγωγής μεθανόλης

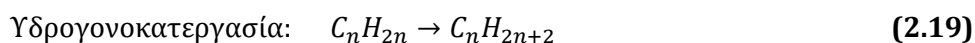
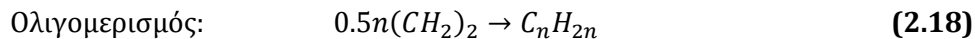
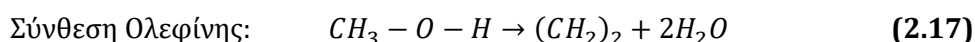
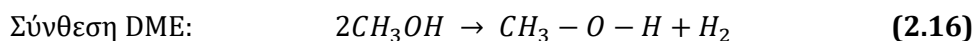
Μια ακόμη μέθοδος παραγωγής υγρών συνθετικών υδρογονανθράκων είναι εκείνη μέσω της παραγωγής μεθανόλης ως ενδιάμεσο προϊόν. Η μεθανόλη είναι οργανική χημική ένωση άνθρακα, οξυγόνου και υδρογόνου (CH₄O, CH₃OH ή MeOH). Σε πολλές βιομηχανικές διαδικασίες η τεχνολογία παραγωγής της μεθανόλης χρησιμοποιείται εδώ και αρκετές δεκαετίες, όπως στην αναμόρφωση του φυσικού αερίου και στη συνέχεια τη σύνθεση της μεθανόλης, συμπεριλαμβανομένης της μετατροπής της σε βενζίνη. Τα τελευταία χρόνια η τεχνολογία αυτή αποτελεί ένα στάδιο της παραγωγής συνθετικών καυσίμων Power-to-Liquids (P. Schmidt & Weindorf, 2016).

Αντίστοιχα με την τεχνολογία Fischer-Tropsch χρησιμοποιείται ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας για την παραγωγή υδρογόνου, καθότι είναι και αυτή μια εξώθερμη αντίδραση, μειώνοντας έτσι τη ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια και ταυτόχρονα αυξάνοντας την απόδοση της συνολικής διεργασίας για τη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε συνθετικό καύσιμο. Για τη σύνθεση της μεθανόλης μπορούν να χρησιμοποιηθούν το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2) και το μονοξείδιο του άνθρακα (CO). Επομένως, σύμφωνα με την ανάλυση που δόθηκε παραπάνω, υπάρχει η δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί η αντίστροφη αντίδραση μετατόπισης υδρατμού Reverse Water Gas Shift (WGS), σε συνδυασμό με μονάδα ηλεκτρόλυσης ή συν-ηλεκτρόλυσης (co-electrolysis) ατμού (H_2O) και διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) (P. Schmidt & Weindorf, 2016).

Η μετατροπή του υδρογόνου και του διοξειδίου του άνθρακα σε μεθανόλη περιγράφεται παρακάτω **(2.15)**:



Η μετατροπή και αναβάθμιση του καυσίμου της μεθανόλης σε συνθετικούς υδρογονάνθρακες περιλαμβάνει διάφορα στάδια επεξεργασίας **(2.16-2.19)**:



Συγκεκριμένα, η μεθανόλη μετατρέπεται σε συνθετική βενζίνη, συνθετική κηροζίνη και συνθετικό ντίζελ, μέσω της σύνθεσης ολεφίνης (με σύνθεση DME ως ενδιάμεσο στάδιο), ολιγομερισμό και υδρογονοκατεργασία (P. R. Schmidt et al., 2016).

2.5.2.3 Τεχνολογίες δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα (CO_2)

Οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικού μεθανίου και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων, όπως έχει αναφερθεί και παραπάνω, χρησιμοποιούν υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα (CO_2). Κατά τη διαδικασία της καύσης των συνθετικών καυσίμων, εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) απελευθερώνονται εκ νέου στην ατμόσφαιρα. Επομένως, είναι ζωτικής σημασίας τα παραγόμενα συνθετικά καύσιμα να έχουν μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα, στοχεύοντας σε ένα ενεργειακό σύστημα απαλλαγμένο από άνθρακα.

Μια επιλογή είναι η δέσμευση του CO_2 που παράγεται από την καύση ορυκτών καυσίμων κατά την ηλεκτροπαραγωγή ή σε διάφορες βιομηχανικές διεργασίες (Napp et al., 2014). Επισημαίνεται ότι υπάρχουν διάφορες τεχνικές δέσμευσης που χρησιμοποιούνται στα συμβατικά εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής (π.χ. λιγνιτικές μονάδες). Το CO_2 μπορεί να απομονωθεί μετά τη διαδικασία καύσης (post-combustion), στη διαδικασία αεριοποίησης (pre-combustion) ή κατά την καύση με οξυγόνο (oxygen

process) (Stern, 2009). Το διοξείδιο του άνθρακα που παράγεται από την καύση των ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας ή σε μια διαδικασία βιομηχανικής παραγωγής δεσμεύεται και στη συνέχεια μπορεί να υγροποιηθεί και να μεταφερθεί με φορτηγά, αγωγούς ή δεξαμενόπλοια με τελικό σκοπό να χρησιμοποιηθεί (Carbon Capture and Use-CCU) σε συνδυασμό με το υδρογόνο για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων. Η καύση ωστόσο, αυτών των καυσίμων, οδηγεί στην απελευθέρωση μορίων διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα. Η ύπαρξη ενός τέτοιου συστήματος, παρά το γεγονός της παραγωγής συνθετικών καυσίμων από ηλεκτρισμό, εξακολουθεί να συνεπάγεται εκπομπές CO₂ στην ατμόσφαιρα (Bennett et al., 2014).

Αναμφισβήτητο ενδιαφέρον παρουσιάζει η χρήση του διοξειδίου του άνθρακα που δεσμεύεται κατά τη διαδικασία αναβάθμισης του βιοαερίου στις μονάδες παραγωγής του. Το βιοαέριο αποτελεί μια συνηθισμένη πηγή CO₂. Τα κύρια στοιχεία του βιοαερίου είναι το μεθάνιο CH₄ (50-70%) και το διοξείδιο του άνθρακα CO₂ (30-50%) (Köppel et al., 2009). Για τη δέσμευση του CO₂ στις μονάδες βιοαερίου, απαιτούνται μικρής κλίμακας επενδύσεις και το κόστος δέσμευσής του κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα (20-30 Euros/ton CO₂) (IEA, 2019a).

Είναι γεγονός ότι προκύπτουν αρκετά πλεονεκτήματα από το συνδυασμό της λειτουργίας μονάδων βιοαερίου με μονάδες παραγωγής συνθετικών καυσίμων. Οι δύο τεχνολογίες δύναται να επωφεληθούν από τις ίδιες υποδομές και για τη διανομή του τελικού προϊόντος. Παράλληλα, με την ενσωμάτωση της μονάδας παραγωγής βιοαερίου στην αλυσίδα παραγωγής συνθετικών καυσίμων υπάρχει η δυνατότητα χρήσης της θερμότητας από τη διαδικασία της μεθανοποίησης και το οξυγόνο από την ηλεκτρόλυση, αυξάνοντας έτσι την απόδοση της μονάδας παραγωγής του βιοαερίου (Götz et al., 2012; Stern, 2009), ενώ ταυτόχρονα το παραγόμενο καύσιμο μπορεί να θεωρηθεί ότι έχει μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα. Στη Γερμανία (Jürgensen et al., 2014; Schneider & Kötter, 2015; Trost et al., 2012), και σε άλλες χώρες της Ευρώπης έχει αναλυθεί ότι υπάρχει ικανοποιητικό δυναμικό παραγωγής CO₂ από μονάδες βιοαερίου. Παραμένει, ωστόσο, αβέβαιο κατά πόσο στο μέλλον το βιογενές CO₂ θα είναι διαθέσιμο σε μεγάλες ποσότητες που απαιτούνται, λόγω της μελλοντικά αυξημένης χρήσης συνθετικών καυσίμων.

Το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) δύναται επίσης, να δεσμευθεί από την ατμόσφαιρα (Direct Air Capture - DAC). Οι τεχνολογίες δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα είναι καινοτόμες τεχνολογίες και βρίσκονται ακόμη σε πρώιμο στάδιο ανάπτυξης (Fasihi et al., 2019). Οι συγκεκριμένες μονάδες καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα προκειμένου να γίνει η δέσμευση του διοξειδίου. Υπάρχουν δύο κύριοι τύποι τεχνολογιών, οι μονάδες υψηλής και χαμηλής θερμοκρασίας. Οι μονάδες υψηλής θερμοκρασίας λειτουργούν στους 900 °C χρησιμοποιώντας ένα υδατικό διάλυμα για την απορρόφηση του CO₂ (absorption process), ενώ οι μονάδες χαμηλής θερμοκρασίας λειτουργούν περίπου στους 100 °C με έναν στερεό ροφητή (solid sorbent) και ακολουθούν τη διαδικασία προσρόφησης (adsorption process) (Fasihi et al., 2019; Holmes & Keith, 2012; Ishimoto et al., 2017; P. R. Schmidt et al., 2016; Simon et al., 2011)

Για την απορρόφηση ενός τόνου CO₂ απαιτούνται 250-400 kWh θερμότητας και 1500-1750 kWh ηλεκτρισμού. Ένα μεγάλο μέρος της απαιτούμενης θερμότητας

υπάρχει δυνατότητα να καλυφθεί από την παραγωγή συνθετικών καυσίμων, με την ενσωμάτωση της DAC τεχνολογίας στην αλυσίδα παραγωγής τους (integration of DAC with the production of synfuels) (Fasihi & Breyer, 2017). Τα κόστη των τεχνολογιών δέσμευσης CO₂ από την ατμόσφαιρα παραμένουν ακόμη αβέβαια. Ενεργειακοί αναλυτές εκτιμούν πως η αναμενόμενη τεχνολογική πρόοδος των συγκεκριμένων τεχνολογιών ενδέχεται να οδηγήσει το μέσο κόστος δέσμευσης κάτω από 200, ή ακόμη και 100 Euros/ton CO₂ (De Vita, Kielichowska, et al., 2018; Ishimoto et al., 2017), ενώ το κόστος αυτό είναι σήμερα πολύ υψηλότερο σήμερα (600-1000 Euros/ton CO₂) (Holmes & Keith, 2012; Simon et al., 2011).

Ανάλογα με τη μέθοδο δέσμευσης του άνθρακα καθορίζεται και η δυνατότητα ένα συνθετικό καύσιμο να έχει μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα (net zero carbon footprint). Αυτό επιτυγχάνεται είτε με τη δέσμευση του CO₂ από την ατμόσφαιρα (Direct Air Capture – DAC) είτε με το CO₂ που προκύπτει ως παραπροϊόν της αναβάθμισης βιοαερίου σε βιομεθάνιο ή από το CO₂ που παράγεται κατά την καύση βιομάζας. Στην τελευταία περίπτωση, η βιομάζα ή το βιοαέριο που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εκλύει CO₂ το οποίο είναι δυνατόν να δεσμευτεί και να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων, που θα έχουν μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα (Hetland et al., 2016). Στην περίπτωση που το διοξείδιο του άνθρακα που δεσμεύεται από τις συγκεκριμένες πηγές, αποθηκευτεί σε υπόγειους σχηματισμούς ή χρησιμοποιηθεί σε υλικά για την παραγωγή υδρογονανθράκων (π.χ. πετροχημεία) οδηγεί σε αρνητικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (Hetland et al., 2016). Για το μηδενισμό του ισοζυγίου εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου (GHG) είναι απαραίτητη η επίτευξη αρνητικών εκπομπών διοξειδίου άνθρακα, ώστε να αντισταθμίζονται οι εκπομπές που δεν είναι δυνατόν να εξαλειφθούν. Αυτές είναι οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου, εκτός του διοξειδίου του άνθρακα, που σχετίζονται με γεωργικές και κτηνοτροφικές δραστηριότητες, καθώς και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από βιομηχανικές διεργασίες εκτός καύσης ορυκτών καυσίμων (π.χ. non-energy uses).

2.6 Τεχνολογίες παραγωγής βιοενέργειας

Η βιομάζα κατέχει ένα σημαντικό ρόλο σε ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών ή ακόμα και μηδενικών εκπομπών. Δύναται να χρησιμοποιηθεί απευθείας για καύση (για τη θέρμανση των κτιρίων) και σε βιομηχανικές διεργασίες ενώ ύστερα από επεξεργασία μπορεί να μετατραπεί σε βιοκαύσιμα ή σε βιοαέριο. Μετά την αναβάθμιση του βιοαερίου σε βιομεθάνιο μπορεί να μεταφερθεί μέσω του δικτύου φυσικού αερίου και να υποκαταστήσει το φυσικό αέριο (Rotunno et al., 2017).

Τα βιοκαύσιμα (βιοντίζελ, αιθανόλη, βιοκηροζίνη) καταναλώνονται κυρίως στον τομέα των μεταφορών. Ο τομέας των μεταφορών εξαρτάται σε ποσοστό 90% στην Ευρώπη από τα πετρελαϊκά προϊόντα και αποτελεί έναν τομέα που είναι δύσκολο να απανθρακοποιηθεί (Haasz et al., 2018). Η απεξάρτηση του τομέα από ορυκτά καύσιμα προϋποθέτει σημαντική τεχνολογική εξέλιξη στις μπαταρίες, στις τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου και βιοκαυσίμων. Τα βιοκαύσιμα θα χρησιμοποιηθούν κυρίως

στον τομέα των αερομεταφορών, στα πλοία και τα βαριά φορτηγά, όπου δεν είναι εφικτός ο πλήρης εξηλεκτισμός τους.

Η ανάπτυξη παραγωγής βιοκαυσίμων τόσο συμβατικών (βιοκαύσιμα 1ης γενιάς) όσο και τελευταίας τεχνολογίας (βιοκαύσιμα 2ης γενιάς) έχει μεγάλες δυνατότητες στην ευρωπαϊκή οικονομία (Hamelin et al., 2019). Τα συμβατικά βιοκαύσιμα προέρχονται από καρπούς όπως ηλιάνθοι, ζαχαρότευτλα και παράγονται μέσω των διαδικασιών της ζύμωσης και της μετεστεροποίησης (transesterification) (Callegari et al., 2020). Οι τεχνολογίες αυτές έχουν φτάσει σε υψηλά επίπεδα ωρίμανσης (Naik et al., 2010) γι' αυτό και τα βιοκαύσιμα 1ης γενιάς είναι ανταγωνιστικά σε σχέση με τα 2ης γενιάς βιοκαύσιμα. Ωστόσο, το βασικό τους μειονέκτημα είναι ότι ανταγωνίζονται τις καλλιέργειες για την παραγωγή τροφής.

Τα βιοκαύσιμα 2ης γενιάς επιχειρούν να λύσουν αυτό το πρόβλημα, καθώς για την παραγωγή τους χρησιμοποιούνται λιγνοκυτταρικές πρώτες ύλες (π.χ. ξυλεία) ή απόβλητα (π.χ. τηγανέλαια) και αναμένεται να έχουν σημαντική συνεισφορά στην επόμενη δεκαετία στον τομέα των μεταφορών. Τα βιοκαύσιμα 2ης γενιάς προβλέπεται να επιτύχουν συνθήκες πλήρους ωρίμανσης μετά το 2030 (Chiaramonti & Goumas, 2019; Oh et al., 2018). Η ξυλεία προσφέρεται για την παραγωγή βιοκαυσίμων, που θα αντικαταστήσουν πλήρως τα ορυκτά καύσιμα, χωρίς να επιφέρουν μη βιώσιμες επιπτώσεις στη συνολική γεωργία. Για την παραγωγή τους, χρησιμοποιούνται κυρίως οι διεργασίες Fischer-Tropsch, η καταλυτική πυρόλυση και η αεριοποίηση (gasification) (IRENA, 2016a). Οι τεχνολογίες αυτές αναμένεται να παράγουν βιοκαύσιμα νέας γενιάς σε ανταγωνιστικές τιμές στο μέλλον.

Το βιομεθάνιο, ακολούθως, είναι ένα ενεργειακό προϊόν εφάμιλλων ιδιοτήτων με το φυσικό αέριο. Παράγεται είτε από πρωτογενή βιομάζα (ξυλεία, αγροτικά προϊόντα και παραπροϊόντα κλπ.) είτε από επεξεργασία απορριμμάτων ή λυμάτων (σε στερεή ή υγρή μορφή). Οι κύριες τεχνολογίες παραγωγής του είναι η αεριοποίηση στερεής βιομάζας (biomass gasification), καθώς επίσης και η παραγωγή βιοαερίου μέσω εναερόβιας χώνευσης (anaerobic digestion) (Li et al., 2017), χρησιμοποιώντας σαν πρώτη ύλη απορρίμματα. Μετέπειτα ακολουθεί η αναβάθμιση του βιοαερίου, το οποίο περιέχει μεθάνιο (CH₄) σε χαμηλή περιεκτικότητα (~60%), σε βιομεθάνιο, προκειμένου να μπορέσει να εγχυθεί στο δίκτυο αερίου (Molino et al., 2013). Όπως αναφέρεται στην προηγούμενη ενότητα, αυτό το βιογενές CO₂ που δεσμεύεται κατά την αναβάθμιση του, μπορεί να αποτελέσει πρώτη ύλη για την παραγωγή συνθετικών υδρογονανθράκων με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα.

Για την ανάπτυξη των βιοκαυσίμων πρέπει να δοθεί έμφαση στη γεωργία και συγκεκριμένα στην ενίσχυση των ενεργειακών καλλιεργειών μέσω κινήτρων και δημιουργώντας ένα σταθερό επενδυτικό περιβάλλον. Η νέα ζήτηση για ξυλώδη βιομάζα και άλλες ενεργειακές καλλιέργειες (ελαιοκράμβη, ηλιάνθος, γλυκό σόργο, ζαχαρότευτλα κτλ.) και λιγνοκυτταρικές ενεργειακές καλλιέργειες (μίσχανθος, ιτιά, λεύκη κ.α.) μπορεί να αλλάξει τη γεωργική δραστηριότητα στην Ευρώπη. Αναμένεται να υπάρξουν νέες ευκαιρίες για την επανακαλλιέργεια της εγκαταλελειμμένης γης. Ωστόσο, μια ενεργειακή μετάβαση που θα βασίζεται αποκλειστικά στη βιομάζα περιορίζεται από τη διαθεσιμότητα της γης. Ανάλογα με την πρώτη ύλη από την οποία

εφικτό να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή υδρογόνου, καθώς και ο τομέας φυσικού αερίου μέσω της τεχνολογίας Steam Methane Reforming, αντίστοιχα. Με τη σειρά του το υδρογόνο ενδέχεται να αποτελέσει ενδιάμεσο προϊόν στις αλυσίδες για την παραγωγή μεθανίου και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων.

Στη συνέχεια, τόσο το υδρογόνο όσο και το συνθετικό μεθάνιο μπορούν να εγχυθούν στο δίκτυο φυσικού αερίου, ενώ παράλληλα να έχουν παραχθεί μέσω ηλεκτρισμού. Συνεπώς, οι διαφορετικές αυτές αλυσίδες παραγωγής αποτελούν ένα συνδεδεμένο κρίκο για τη συνέργεια αυτών των δύο τομέων. Αντίστοιχες συνέργειες εμφανίζονται μεταξύ της παραγωγής βιοενέργειας και του τομέα φυσικού αερίου. Για παράδειγμα, το βιομεθάνιο που έχει παραχθεί είτε με αναερόβια χώνευση (ακολουθεί μια επιπλέον διαδικασία αναβάθμισης) είτε μέσω αεριοποίησης είναι δυνατό να εγχυθεί και αυτό στο δίκτυο φυσικού αερίου και να οδηγήσει στη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος του τελικού μίγματος. Επίσης, κατά τη διαδικασία αναβάθμισης του βιοαερίου δεσμεύεται διοξείδιο του άνθρακα, το οποίο με τη σειρά του μπορεί να χρησιμοποιηθεί είτε σε βιομηχανικές διεργασίες είτε στην παραγωγή υγρών και αέριων συνθετικών καυσίμων.

Για παράδειγμα, το διοξείδιο του άνθρακα αποτελεί ενδιάμεσο προϊόν στη βιομηχανία για την παραγωγή υλικών (π.χ. πετροχημεία), αλλά και για την παραγωγή συνθετικού μεθανίου και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων, ανεξαρτήτως της διαδικασίας παραγωγής τους (Methanol route, Fischer-Tropsch). Συνεπώς, το διοξείδιο του άνθρακα θα αποτελέσει στο μέλλον ένα σημαντικό μη-ενεργειακό προϊόν το οποίο θα εμφανίζει διάφορες χρήσεις και θα καλύπτει τις ανάγκες διαφορετικών ενεργειακών τομέων. Επιπρόσθετα, το διοξείδιο του άνθρακα εκλύεται κατά την ηλεκτροπαραγωγή και των βιομηχανικών διαδικασιών και είναι δυνατό να δεσμευτεί και να επαναχρησιμοποιηθεί. Όλα αυτά τα διαφορετικά υποσυστήματα που παράγουν διοξείδιο του άνθρακα αναμένεται να συνδεθούν στο μέλλον με αυτά που το χρησιμοποιούν ως ενδιάμεσο προϊόν. Συνεπώς, διαμορφώνεται μια επιπλέον αγορά, αγορά διοξειδίου του άνθρακα, που προσομοιώνεται λεπτομερώς στην εν λόγω διατριβή.

2.7.1 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE)

Η πολυπλοκότητα του διαγράμματος ροής ενεργειακών και μη ενεργειακών μορφών (**Σχήμα 2-2**) απαιτεί την ανάλυση και οικονομική αξιολόγηση των διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων και αποθήκευσης ενέργειας. Για αυτό το λόγο χρησιμοποιούνται διάφοροι δείκτες αξιολόγησης του κόστους.

Ένας από τους πιο γνωστούς δείκτες αξιολόγησης είναι ο δείκτης σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost of Electricity –LCOE). Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας, εκφράζεται σε Ευρώ ανά ενέργεια και δείχνει την τιμή του ηλεκτρισμού που απαιτείται ώστε μια μονάδα παραγωγής να ισοσκελίσει τα έξοδά της, συμπεριλαμβάνοντας μια επιπλέον απόδοση του αρχικού κεφαλαίου που επενδύθηκε ίση με το επιτόκιο προεξόφλησης (IRENA, 2016b).

$$LCOE = \frac{\text{Sum of costs over lifetime}}{\text{Sum of energy produced}} \quad (2.20)$$

Ο δείκτης αυτός έχει χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας και την αξιολόγηση των διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής της. Με αντίστοιχο τρόπο, δύναται να χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση του κόστους των παραγόμενων συνθετικών καυσίμων και τη σύγκρισή τους με τα αντίστοιχα συμβατικά ορυκτά καύσιμα. Στην προκειμένη περίπτωση, ο δείκτης ονομάζεται LCOX και αντιπροσωπεύει την τιμή πώλησης του X προϊόντος και εκφράζεται σε Ευρώ ανά ενέργεια του παραγόμενου X προϊόντος (ENEA, 2016). Πιο συγκεκριμένα, εκφράζει σε τιμές παρούσας αξίας το κόστος που απαιτείται για την παραγωγή ενεργειακού προϊόντος σε όλη τη διάρκεια ζωής μιας μονάδας, σταθμισμένο ως προς τη συνολική παραγωγή ενέργειας, συνυπολογίζοντας όλες τις επιμέρους συνιστώσες κόστους (κόστος επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, δανειοδότησης, ασφάλισης κ.λπ.).

Η αναλυτική εκτίμηση του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$LCOE = \frac{\sum_t (OCC_t + OM_t + FC_t + CO_{2,t}) (1+r)^{-1}}{\sum_t MWh_t (1+r)^{-1}} \quad (2.21)$$

Όπου ο όρος OCC_t (overnight capital cost in year t - ετήσιο ισοδύναμο κόστος επένδυσης - κεφαλαίου) ορίζει την ισοδύναμη ετήσια ράντα πληρωμών (χρηματοροή) του κόστους επένδυσης. Ο όρος M_t αντιπροσωπεύει τις λειτουργικές δαπάνες και δαπάνες συντήρησης στο έτος t , χωρίς να περιλαμβάνονται τα κόστη καυσίμου και τα κόστη του φόρου εκπομπών (CO_2 tax). Οι όροι FC_t και $CO_{2,t}$ αναπαριστούν τα κόστη καυσίμου και το κόστος εκπομπών, ενώ ο όρος MWh_t τον ετήσιο όγκο παραγωγής. Ο όγκος παραγωγής εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα της μονάδας παραγωγής και το βαθμό χρησιμοποίησής της. Ο παράγοντας $(1+r)^{-1}$ αποτελεί τον όρο αναγωγής των παραπάνω μεγεθών σε παρούσα αξία, λαμβάνοντας υπόψη το επιτόκιο αναγωγής r του επενδυτή (Μέσο κόστος κεφαλαίου-Weighted Average Cost of Capital (WACC)).

2.7.2 Σύγκριση του κόστους διαφόρων τεχνολογιών

Ο Πίνακας 2-1 παρουσιάζει συνοπτικά το εκτιμώμενο σταθμισμένο κόστος συνθετικών καυσίμων (υδρογόνου, μεθανίου και συνθετικών υδρογονανθράκων), λαμβάνοντας υπόψη τις μελλοντικές επιπτώσεις της τεχνολογικής προόδου και των οικονομικών κλίμακος. Αναλυτικότερα, για τον υπολογισμό του εκτιμώμενου κόστους καυσίμου σε Ευρώ ανά MWh παραγόμενου προϊόντος χρησιμοποιήθηκαν τα κόστη των τεχνολογιών και έγιναν διάφορες θεωρήσεις για το κόστος του ηλεκτρισμού (70 Ευρώ/MWh), του επιτοκίου αναγωγής (8.5%) και για τις τιμές δικαιωμάτων εκπομπών (από 30 Ευρώ/τον CO_2 το 2030 και 100 Ευρώ/τον CO_2 για το 2050). Επιπλέον, θεωρήθηκε κοινός βαθμός χρησιμοποίησης για όλες τις τεχνολογίες.

Η τεχνολογική πρόοδος, γενικότερα, οδηγεί σε βελτίωση των οικονομικών και τεχνικών χαρακτηριστικών των τεχνολογιών μέσω των καμπυλών εκμάθησης. Αυτό αντικατοπτρίζεται και στο σταθμισμένο κόστος ενέργειας που διαχρονικά παρουσιάζει πτώση κυρίως στις τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης και μεθανοποίησης (Πίνακας 2-1). Παρόλο που η ηλεκτρόλυση του νερού είναι η ακριβότερη διεργασία παραγωγής υδρογόνου σήμερα, κυρίως λόγω της αυξημένης ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται, το συνολικό κόστος αναμένεται να μειωθεί σημαντικά, λαμβάνοντας υπόψη την υψηλή απόδοση των νέων συστημάτων και την ένταξη των ΑΠΕ, οι οποίες είναι δυνατό να συνδυαστούν με τη συγκεκριμένη διεργασία. Όμως, το κεφαλαιουχικό κόστος αναμένεται να μειωθεί στο μισό κατά τη διάρκεια της επόμενης δεκαετίας, κυρίως για την ηλεκτρόλυση τύπου PEM. Τα οικονομικά μεγέθη θα βελτιωθούν περαιτέρω, με την αναμενόμενη μελλοντική μαζική παραγωγή (οικονομίες κλίμακας) των μικρών συσκευών ηλεκτρόλυσης, οι οποίες θα δύναται να μετατρέπονται από μικρές σε μεγάλες μονάδες, χρησιμοποιώντας φτηνή ενέργεια από ΑΠΕ.

Πίνακας 2-1: Σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (Ευρώ/MWh) για διάφορες τεχνολογίες (Evangeloroulou et al., 2019)

<i>Τεχνολογίες Παραγωγής Υδρογόνου</i>	<i>2015</i>	<i>2030</i>	<i>2050</i>
Αλκαλική Ηλεκτρόλυση (AEL) – μεγάλης κλίμακας	92	89	90
PEM Ηλεκτρόλυση (PEM) – μεγάλης κλίμακας	99	85	90
SOEC Ηλεκτρόλυση (SOEC) – μεγάλης κλίμακας	120	114	100
Αναμόρφωση Μεθανίου με ατμό (SMR) – μεγάλης κλίμακας	48	91	229
Αναμόρφωση Μεθανίου με ατμό (SMR) με CCS – μεγάλης κλίμακας	107	133	267
Αλκαλική Ηλεκτρόλυση (AEL) – μικρής κλίμακας	102	91	94
PEM Ηλεκτρόλυση (PEM) – μικρής κλίμακας	120	97	95
SOEC Ηλεκτρόλυση (SOEC) – μικρής κλίμακας	143	128	105

Το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, μεταβλητό κόστος, είναι το κύριο στοιχείο στη διάρθρωση του κόστους των συνθετικών καυσίμων ενώ σαν δευτερεύον ακολουθεί το κόστος κεφαλαίου. Το τελευταίο έχει σημαντικές προοπτικές μείωσης, στην περίπτωση που οι τεχνολογίες αναπτυχθούν σε μεγάλη κλίμακα, ωστόσο η ηλεκτρική ενέργεια παραμένει ο πρωταρχικός παράγοντας κόστους. Η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος σε στιγμές μέσα στη μέρα που οι ανανεώσιμες πηγές βρίσκονται σε αφθονία και το οριακό κόστος του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλό, είναι ένας τρόπος μείωσης του κόστους παραγωγής τους. Το ίδιο ισχύει για τη τεχνολογία SMR, μιας και είναι ώριμη τεχνολογία και δεν αναμένεται σημαντική πτώση του κεφαλαιουχικού κόστους λόγω τεχνολογικής προόδου. Αντίθετα, το κόστος παραγωγής υδρογόνου στη

συγκεκριμένη περίπτωση εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη μελλοντική τιμή του φυσικού αερίου.

Στον **Πίνακα 2-1**, παρουσιάζεται μεγαλύτερη μείωση του κόστους παραγωγής ειδικά για τεχνολογίες που έχουν αναπτυχθεί σε μεγάλη κλίμακα (large scale). Όπως είναι αναμενόμενο, οι οικονομίες κλίμακας σχετίζονται με το μέγεθος της εγκατεστημένης μονάδας και έχουν μικρή συμβολή στη μείωση του κόστους για μικρές μονάδες παραγωγής που λειτουργούν σε υποδομές ανεφοδιασμού. Επίσης, η παραγωγή υδρογόνου από τη συμβατική τεχνολογία αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό (grey hydrogen) συνεπάγεται εκπομπές CO₂ και επομένως έχει σημαντικό ανθρακικό αποτύπωμα. Αν συνδυαστεί με τεχνολογίες δέσμευσης άνθρακα (CCS), το ανθρακικό αποτύπωμα μειώνεται σημαντικά (blue hydrogen). Η δυνατότητα αυτή, όμως, οδηγεί σε υψηλότερα κεφαλαιουχικά κόστη και κόστη λειτουργίας, ενώ υπάρχουν περιορισμένες δυνατότητες αποθήκευσης CO₂. Σε αντίθετη περίπτωση, το μοναδιαίο κόστος του υδρογόνου που παράγεται μέσω αυτής της διαδικασίας εξαρτάται από τις τιμές δικαιωμάτων εκπομπών. Οι τιμές των EU ETS (Emission Trading System) αυξάνονται σημαντικά στην περίοδο 2030-2050 και είναι αποτέλεσμα του μηχανισμού σταθεροποίησης της αγοράς (market stability reserve - MSR), ο οποίος εφαρμόζεται με αυτοματοποιημένο τρόπο μέχρι το 2050.

Στις μέρες μας, το μοναδιαίο κόστος υδρογόνου που παράγεται από συμβατικές τεχνολογίες είναι μικρότερο από αυτό των μονάδων ηλεκρόλυσης. Ωστόσο, μελλοντικά η παραγωγή «πράσινου υδρογόνου» θα είναι οικονομικά πιο συμφέρουσα. Τέλος, οι παραγωγοί συνθετικών καυσίμων μπορούν να καλύψουν ανάγκες ευελιξίας με πιθανά έσοδα για αυτή τους την υπηρεσία, μειώνοντας περαιτέρω το κόστος παραγωγής.

2.8 Συμπεράσματα κεφαλαίου

Σε ένα μελλοντικό ενεργειακό σύστημα, απαλλαγμένο σε μεγάλο βαθμό από άνθρακα, τα κλιματικά ουδέτερα καύσιμα, που έχουν ως βάση τον ηλεκτρισμό, αποτελούν ένα σημαντικό συμπλήρωμα στην άμεση χρήση ενέργειας προερχόμενη από ανανεώσιμες πηγές. Το κύριο συνθετικό καύσιμο είναι το υδρογόνο. Αυτό μπορεί να χρησιμοποιηθεί απευθείας ως καύσιμο στους τελικούς καταναλωτές, ως μέσο αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, ή ως πρώτη ύλη για την παραγωγή άλλων συνθετικών καυσίμων όπως το μεθάνιο. Επίσης, είναι δυνατό να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή βαρύτερων συνθετικών υδρογονανθράκων (συνθετικό ντίζελ, συνθετική βενζίνη, συνθετική κηροζίνη), αλλά και ως πρώτη ύλη σε ένα φάσμα βιομηχανικών κλάδων, όπως διυλιστήρια και εργοστάσια παραγωγής πετροχημικών, αμμωνίας και αλουμινίου.

Η παραγωγική διαδικασία και οι τεχνολογίες των συνθετικών καυσίμων εξετάζονται ενδελεχώς σε αυτό το κεφάλαιο. Τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά που παρουσιάζονται χρησιμοποιούνται ως παράμετροι εισόδου για το μοντέλο που αναπτύχθηκε.

Τα συνθετικά καύσιμα προσφέρουν μια σειρά πλεονεκτημάτων σε σχέση με την άμεση χρήση ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές. Χάρη της

ενεργειακής τους πυκνότητας, μπορούν πολύ εύκολα να αποθηκευτούν και να μεταφερθούν. Ταυτόχρονα, η συμβατότητα των συνθετικών καυσίμων με τις υπάρχουσες υποδομές αποτελεί ένα σαφές επιχείρημα του ισχυρισμού της εδραίωσής τους, καθώς αυτή δε συνεπάγεται μεγάλες αλλαγές στις υπάρχουσες υποδομές και στα συστήματα του βιομηχανικού, κτιριακού τομέα και των μεταφορών.

Βασικό πλεονέκτημα των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων είναι η δυνατότητα να παράγουν διαφορετικά προϊόντα για διαφορετικούς τομείς, προσφέροντας ταυτόχρονα υπηρεσίες αποθήκευσης (είτε έμμεσης είτε άμεσης). Τα συνθετικά καύσιμα θα αποτελέσουν σημαντικό παράγοντα στη μείωση των επιπέδων άνθρακα στη βιομηχανία, στον οικιακό τομέα, καθώς επίσης και στον τομέα των μεταφορών. Τα κεφαλαιουχικά κόστη των τεχνολογιών αναμένεται να μειωθούν σημαντικά στο μέλλον, σύμφωνα με τις καμπύλες εκμάθησής τους, δεδομένου ότι οι τεχνολογίες αυτές πρόκειται να αναπτυχθούν σε μεγάλη κλίμακα. Προκειμένου όμως, οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων να είναι οικονομικά αποδοτικές απαιτείται μεγάλος βαθμός χρησιμοποίησης και ευρεία χρήση φθηνής ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές.

Δυστυχώς, όμως, οι μονάδες παραγωγής συνθετικών καυσίμων παρουσιάζουν ένα βασικό μειονέκτημα που είναι η χαμηλή τους ενεργειακή αποδοτικότητα. Τα κλιματικά ουδέτερα καύσιμα αυξάνουν τον όγκο της ηλεκτροπαραγωγής και οδηγούν σε ανάπτυξη ΑΠΕ σε δύσβατες περιοχές με αυξημένο σχετικά κόστος. Ταυτόχρονα όμως, προσδίδουν μεγάλη ευελιξία στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, μέσω της χημικής αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, έμμεσα και άμεσα. Τέλος, οι υψηλοί όγκοι ανανεώσιμης ενέργειας που απαιτούνται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων, στην περίπτωση που δεν μπορούν να παραχθούν εντός μιας χώρας ή εντός Ευρώπης, θα πρέπει να εισαχθούν.

Αναμφισβήτητα, απαραίτητη είναι η πολιτική ομοφωνία και συναίνεση με σκοπό να υπάρξει δέσμευση για σταδιακή κατάργηση των ορυκτών καυσίμων. Ταυτόχρονα, είναι αναγκαία η πολιτική βούληση ώστε να εισαχθούν ρυθμίσεις για τη βιωσιμότητα και τη δημιουργία κινήτρων για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων. Επιπρόσθετα, η ύπαρξη στόχων και δεσμευτικών κανονισμών αειφορίας μπορούν να συμβάλλουν στο γεγονός ότι τα συνθετικά καύσιμα θα συμβάλλουν στην αποφυγή της κλιματικής αλλαγής, ενώ παράλληλα θα αποτελούν συστατικά μέρη του μακροχρόνιου προγραμματισμού της ενεργειακής πολιτικής.

Κεφάλαιο 3

3 Βιβλιογραφική επισκόπηση μοντέλων προσομοίωσης ενεργειακού συστήματος και παρουσίαση διαφορετικών μεθοδολογικών προσεγγίσεων

Σκοπός του τρίτου κεφαλαίου είναι η επισκόπηση των βασικών τεχνικών μοντελοποίησης του ενεργειακού συστήματος. Το κεφάλαιο αυτό περιλαμβάνει ιστορική αναδρομή στα μοντέλα του ενεργειακού συστήματος, τα οποία ταξινομούνται σε κατηγορίες και αναδεικνύονται οι εγγενείς αδυναμίες τους. Αναλυτικότερα, παρουσιάζονται μοντέλα βέλτιστης επέκτασης και λειτουργίας ηλεκτροπαραγωγής, μοντέλα μεταφοράς ενεργειακών μορφών (ηλεκτρικής ενέργειας, αερίων και υγρών), μοντέλα που ενσωματώνουν τεχνολογίες αποθήκευσης (μπαταρίες και τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων) και προσομοιώνουν το σύνολο του ενεργειακού συστήματος. Τέλος, γίνεται ειδική αναφορά στα προβλήματα βέλτιστης χωροθέτησης σε συνθήκες μεταβαλλόμενων οικονομιών και αντι-οικονομιών κλίμακας και παρουσιάζεται η πρωτοτυπία της προτεινόμενης μοντελοποίησης.

3.1 Μοντέλα προσομοίωσης του ενεργειακού συστήματος και κατηγοριοποίηση αυτών

3.1.1 Εισαγωγή

Η διαδικασία μετάβασης σε βιώσιμα ενεργειακά συστήματα με χαμηλή περιεκτικότητα σε άνθρακα απαιτεί την ανάπτυξη μιας εναλλακτικής μελλοντικής τροχιάς, σχετικά με την αντιμετώπιση του φαινομένου του θερμοκηπίου και της κλιματικής αλλαγής, καθώς και μια διεξοδική επιστημονική ανάλυση για την εύρεση τρόπων δραστικής μείωσης των εκπομπών. Η υλοποίηση των κλιματικών πολιτικών, που αναπτύσσονται τα τελευταία χρόνια, αναμένεται να έχει επιπτώσεις τόσο στη

διάρθρωση του παγκόσμιου ενεργειακού συστήματος όσο και στην εξέλιξη της συνολικής οικονομικής δραστηριότητας (π.χ. στη δομή της οικονομικής παραγωγής και της απασχόλησης ανά κλάδο).

Απαραίτητη κρίνεται, η ανάλυση που επικεντρώνεται στη μελέτη της διασύνδεσης του ενεργειακού συστήματος με την οικονομία και η αξιολόγηση των μελλοντικών επιπτώσεων και εξελίξεων που επιφέρουν οι κλιματικές πολιτικές. Ο κύριος στόχος της ανάλυσης αυτής είναι να συμβάλλει στη λήψη αποφάσεων και στην αξιολόγηση της εκάστοτε ενεργειακής πολιτικής, μέσω της ανάλυσης κόστους-οφέλους, της τιμολόγησης των δράσεων και του επενδυτικού σχεδιασμού. Βασικά εργαλεία αξιολόγησης αποτελούν τα μαθηματικά μοντέλα, που χρησιμοποιούνται ευρέως, ως ένας τρόπος προσέγγισης πολύπλοκων προβλημάτων που συναντώνται στα ενεργειακά συστήματα. Τα ενεργειακά συστήματα και επομένως τα μοντέλα που τα προσομοιώνουν, δεν είναι απομονωμένα, αλλά αλληλεπιδρούν με άλλα συστήματα, όπως η οικονομία (π.χ. αλληλεπίδραση των ενεργειακών αναγκών και της οικονομικής δραστηριότητας) και το περιβάλλον (εκλυόμενες εκπομπές από τον ενεργειακό τομέα). Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η μελέτη των μελλοντικών επιπτώσεων στηρίζεται στα ενεργειακά μοντέλα τα οποία αποτελούνται από ένα μαθηματικό σύστημα εξισώσεων, που συνδέει σχέσεις αιτίας και αποτελέσματος μεταξύ των τριών τομέων που είναι η ενέργεια, η οικονομία και το περιβάλλον.

Αναλυτικότερα, τα μοντέλα ενεργειακών συστημάτων αναπτύχθηκαν κυρίως στο δεύτερο ήμισυ του εικοστού αιώνα, μετά την πρώτη πετρελαϊκή κρίση στη δεκαετία του 1970, με σκοπό το βέλτιστο προγραμματισμό διαχείρισης των ενεργειακών πόρων. Η απελευθέρωση των αγορών ενέργειας κατά τη δεκαετία του 1980 και του 1990, δημιούργησε νέες ανάγκες και παράλληλα μια νέα γενιά μοντέλων ενεργειακών συστημάτων που χρησιμοποιούνται από διάφορους οργανισμούς: International Energy Agency (World Energy Model- WEM) (OECD / IEA, 2020), Ευρωπαϊκή Επιτροπή (POLES, PRIMES) (E3Mlab of ICCS/NTUA, 2018; POLES, 2018), ΗΠΑ Department Of Energy / EIA (NEMS) (Energy Information Administration, 2019), ΟΟΣΑ (Markal) (Loulou et al., 2016), IIASA (MESSAGE) (Krey et al., 2016).

Κατά την περίοδο αυτή, υπήρξε στροφή της έρευνας με κατεύθυνση στην εστίαση της περιβαλλοντικής καταστροφής, στην προστασία του κλίματος και στην αξιολόγηση στρατηγικών για τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου. Η έμφαση στη μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου ως σημαντικό ερευνητικό θέμα προωθήθηκε και από την υιοθέτηση του πρωτόκολλου του Κιότο το 1997 (Oberthür & Ott, 2000). Στη συνέχεια, τα μοντέλα που εμφανίστηκαν, επικεντρώθηκαν στα αέρια του θερμοκηπίου. Ωστόσο, η κοινή εστίαση των μοντέλων εξακολουθούσε να είναι η οικονομία, η συμπεριφορά της αγοράς, τα τεχνολογικά ζητήματα και η ρύπανση του περιβάλλοντος (Nakicenovic & Riahi, 2003). Στη δεκαετία του 2000 και του 2010, ο σκοπός αυτός άλλαξε υπέρ της αξιολόγησης της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη ζήτηση για ευελιξία εντός του ενεργειακού συστήματος (Nakicenovic & Riahi, 2003). Βασικό χαρακτηριστικό των τεχνολογιών ανανεώσιμης ενέργειας είναι η διακύμανση της παραγωγής τους, η οποία εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες

(ηλιοφάνεια και άνεμος). Αυτή η εξάρτηση οδήγησε στην ανάγκη για υψηλή χρονική και χωρική ανάλυση από τα ενεργειακά μοντέλα ώστε να αξιολογούνται με μεγαλύτερη ακρίβεια τα συστήματα αυτά (Angelis-Dimakis et al., 2011; Haller et al., 2012; Heide et al., 2010). Τα τελευταία χρόνια, η εμφάνιση εναλλακτικών τεχνολογιών απουσία άνθρακα, όπως συστήματα παραγωγής συνθετικών καυσίμων (τεχνολογίες Power-to-X) είχε ως αποτέλεσμα την περαιτέρω εξέλιξη των μοντέλων ενεργειακού συστήματος με την ενσωμάτωση τόσο των νέων τεχνολογιών όσο και συστημάτων αποθήκευσης (πχ μπαταρίες, CAES, εγκαταστάσεις αποθήκευσης υδρογόνου, αερίου και CO₂).

Οι μελέτες αξιολόγησης των επιπτώσεων με τη χρήση ενεργειακών μοντέλων, αφορούν τη διερεύνηση πιθανών μελλοντικών καταστάσεων του ενεργειακού συστήματος και είναι ευρέως γνωστές με τον όρο προεκτάσεις (projections). Σκοπός των συγκεκριμένων μοντέλων δεν είναι η πρόβλεψη (forecasting) της πορείας του ενεργειακού συστήματος, αλλά η μακροπρόθεσμη απεικόνιση της εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος, δεδομένων των πολιτικών που εφαρμόζονται και των εξωγενών παραμέτρων. Η χρήση των ενεργειακών μοντέλων στηρίζεται στην εξέταση εξωγενών παραμέτρων και πραγματοποιείται με τη σχεδίαση μακροχρόνιων σεναρίων. Η σχεδίαση των διαφορετικών σεναρίων βασίζεται σε διάφορες παραδοχές σχετικά με συγκεκριμένες παραμέτρους εισόδου στα μοντέλα, που ενδέχεται να επηρεάσουν τα μελλοντικά επίπεδα κατανάλωσης ενέργειας και εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Για παράδειγμα, στις παραμέτρους εισόδου περιλαμβάνονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών, η εξέλιξη των τιμών καυσίμων, η διαθεσιμότητα των πόρων, τα κόστη τεχνολογιών καθώς και μια σειρά άλλων στοιχείων. Ο συνήθης τρόπος ανάλυσης των παραπάνω επιπτώσεων ξεκινά με τη δημιουργία ενός βασικού σεναρίου ή αλλιώς σεναρίου αναφοράς που περιλαμβάνει μία σειρά παραδοχών και πολιτικών που εφαρμόζονται στο ενεργειακό σύστημα. Διαφορετικές υποθέσεις πολιτικών και θεωρήσεις των παραμέτρων εισόδου εφαρμόζονται σε εναλλακτικά σενάρια. Η ποσοτικοποίηση των σεναρίων μέσω της χρήσης του εκάστοτε μοντέλου οδηγεί στην ανάλυση και αξιολόγηση των επιπτώσεων, μέσω της σύγκρισης των διαφορετικών σεναρίων και συγκεκριμένα των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, τα κόστη του συστήματος, το μίγμα καυσίμων, τις τεχνολογίες κ.α.

3.1.2 Κατηγοριοποίηση

Τα μοντέλα ενεργειακών συστημάτων ποικίλλουν σημαντικά όσον αφορά τη δομή, το σχεδιασμό, τον αλγόριθμο επίλυσης, τη λεπτομέρεια αναπαράστασης του συστήματος, τη χρονική και γεωγραφική κάλυψη, το βαθμό ενσωμάτωσης της οικονομικής δραστηριότητας, τις ενεργειακές τεχνολογίες, τον τρόπο υποκατάστασης μεταξύ των ενεργειακών μορφών, την πολυπλοκότητα και τις ελλείψεις τους (Lorion et al., 2018). Για αυτόν ακριβώς το λόγο, υπάρχει μεγάλη ποικιλία μοντέλων ενεργειακών συστημάτων και η ταξινόμησή τους είναι σημαντική, ώστε να παρέχει μια γρήγορη αλλά και συγκεκριμένη επισκόπηση των βασικών χαρακτηριστικών τους.

Ο κύριος διαχωρισμός μεταξύ των ενεργειακών μοντέλων πραγματοποιείται βάσει της αναλυτικής τους προσέγγισης/μοντελοποίησης. Σύμφωνα με τη

βιβλιογραφία, έχουν αναπτυχθεί δύο διαφορετικές μεθοδολογίες αναλυτικής προσέγγισης. Τα μοντέλα διαχωρίζονται σε μοντέλα με λεπτομερή αναπαράσταση των τεχνολογιών και των τεχνοοικονομικών στοιχείων (τεχνολογική προσέγγιση, προσέγγιση bottom-up), και σε μακροοικονομικά μοντέλα (οικονομική προσέγγιση, προσέγγιση top-down).

Τα **bottom-up** μοντέλα παρουσιάζουν αναλυτική περιγραφή των τεχνολογιών του ενεργειακού συστήματος, καθώς επίσης και τη μελλοντική τους προέκταση. Οι εναλλακτικές τεχνολογικές επιλογές στηρίζονται σε τεχνοοικονομικά στοιχεία (σταθερά, μεταβλητά κόστη, βαθμός απόδοσης, ειδική κατανάλωση). Ο συγκεκριμένος τύπος μοντέλων υπολογίζει αναλυτικά τη ζήτηση ανά κλάδο και την τελική χρήση (στην περίπτωση που αναλύουν τομείς της ζήτησης), καθώς επίσης υπολογίζει τις επενδύσεις νέων ενεργειακών τεχνολογιών και αντικατάσταση των παλαιότερων. Τα συγκεκριμένα μοντέλα βασίζονται κυρίως στις αρχές της μικρο-οικονομίας, προσομοιώνουν ή βελτιστοποιούν το πλεόνασμα του παραγωγού και του καταναλωτή και αποτελούν μοντέλα μερικής ισορροπίας.

Τα bottom-up μοντέλα που περιλαμβάνουν την τεχνολογική προσέγγιση του ενεργειακού συστήματος, κατατάσσονται βάσει της μεθοδολογικής τους προσέγγισης κυρίως σε δύο βασικές υπο-κατηγορίες: 1) στα μοντέλα βελτιστοποίησης (optimization models) και 2) στα μοντέλα προσομοίωσης (simulation models) (Fleiter et al., 2011; Herbst et al., 2012). Συγκεκριμένα αναφέρεται ότι τα μοντέλα βελτιστοποίησης επιλέγουν τη βέλτιστη διαδρομή από πλευράς ελαχιστοποίησης του κόστους, σχετικά με την επίτευξη συγκεκριμένου περιβαλλοντολογικού στόχου και υπολογίζουν τη χρήση ενέργειας, καθώς και τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου για κάθε συγκεκριμένη τεχνολογία. Αυτά τα μοντέλα χαρακτηρίζονται, επίσης, και ως μοντέλα μερικής ισορροπίας, καθώς εξισορροπούν τη ζήτηση και την προσφορά των διάφορων τομέων του ενεργειακού συστήματος, χωρίς να λαμβάνουν υπόψη τις επιπτώσεις στο σύνολο της οικονομίας. Τέλος, τα μοντέλα προσομοίωσης αποτελούν μια διαφορετική υποκατηγορία μοντέλων. Η μοντελοποίησή τους αποκλίνει από το πλαίσιο της αμιγούς βελτιστοποίησης. Περιλαμβάνουν οικονομετρικές εκτιμήσεις για τη μελλοντική εξέλιξη της ζήτησης και της προσφοράς ενέργειας και για την προσομοίωση των αποφάσεων των παραγόντων του συστήματος. Επιπλέον, τα πολύπλοκα μοντέλα προσομοίωσης ενσωματώνουν στοιχεία συμπεριφοράς διαφόρων παραγόντων του συστήματος (agents).

Εντούτοις, το κύριο μειονέκτημα της bottom-up προσέγγισης είναι η έλλειψη των αλληλεπιδράσεων του ενεργειακού συστήματος με την υπόλοιπη οικονομία και η παράλειψη των επιπτώσεων λόγω των αλλαγών στις τιμές της ενέργειας. Η προσέγγιση αυτή, επίσης, παρουσιάζει δυσκολίες στην περίπτωση μοντελοποίησης συμπεριφορών του καταναλωτή. Τα πιο χαρακτηριστικά μοντέλα bottom-up προσέγγισης είναι το TIMES/MARKAL (Loulou et al., 2016) και το GCAM (GCAM, 2017).

Τα **top-down** μοντέλα ή αλλιώς μακροοικονομικά μοντέλα, προσεγγίζουν το ενεργειακό σύστημα από μια εντελώς διαφορετική σκοπιά. Παρουσιάζουν την

οικονομική προσέγγιση του συστήματος και περιγράφουν ολόκληρη την οικονομία «από πάνω προς τα κάτω», υπογραμμίζοντας τις δυνατότητες υποκατάστασης διαφορετικών παραγόντων παραγωγής προκειμένου να βελτιστοποιηθεί η κοινωνική ευημερία (social welfare). Επιπλέον, λαμβάνοντας υπόψη την εφαρμογή πολιτικών για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, διερευνούν τις αλληλεπιδράσεις μεταξύ του τομέα της ενέργειας και των διαφόρων κλάδων της οικονομίας ώστε να επέλθει ισορροπία σε όλες τις αγορές.

Στην κατηγορία top-down ανήκουν τα μοντέλα γενικής ισορροπίας (Computable General Equilibrium – CGE). Τα συγκεκριμένα μοντέλα δεν αναπαριστούν τεχνικές πτυχές σε μεγάλη λεπτομέρεια, αλλά μακροοικονομικές μεταβλητές, που περιγράφουν τις οικονομικές διαδικασίες του συστήματος, όπου η ενέργεια αποτελεί έναν επιπλέον παράγοντα παραγωγής. Για την αναπαράσταση των κλάδων της οικονομίας χρησιμοποιούν συναρτήσεις παραγωγής και χρησιμότητας. Η παραγωγή ή κατανάλωση του κάθε κλάδου εξαρτάται από εξωτερικές παραμέτρους, όπως το κεφάλαιο και την εργασία, ενώ χρησιμοποιούνται συνήθως εξισώσεις με σταθερή ελαστικότητα υποκατάστασης μεταξύ των συντελεστών παραγωγής και κατανάλωσης για την αναπαράσταση των σχέσεων συμπεριφοράς. Ένα βασικό επιπλέον χαρακτηριστικό τους είναι ότι τα μοντέλα αυτά βασίζονται στην οικονομετρική εκτίμηση των ιστορικών δεδομένων για την πρόβλεψη της ζήτησης της ενέργειας.

Παρόλα αυτά, υπάρχουν βασικά μειονεκτήματα της top-down προσέγγισης που είναι κατά πρώτον η αδυναμία αναπαράστασης τεχνολογιών με λεπτομέρεια και κατά δεύτερον η άμεση εξάρτησή της από τα ιστορικά δεδομένα. Το τελευταίο καθιστά δύσκολες τις προσομοιώσεις που απαιτούν ριζικό μετασχηματισμό του ενεργειακού συστήματος και αποκλίνουν σημαντικά από τις ιστορικές τάσεις. Τα τελευταία χρόνια έχει υπάρξει μία προσπάθεια βελτίωσης των μοντέλων αυτών με την ενσωμάτωση στοιχείων bottom-up ανάλυσης, και την επαρκέστερη αναπαράσταση του κλάδου των μεταφορών και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στην κατηγορία των μοντέλων με top-down προσέγγιση ανήκουν τα παγκόσμια μοντέλα ενεργειακής ανάλυσης POLES (POLES, 2018), μοντέλα που χρησιμοποιεί ο διεθνής οργανισμός ενέργειας (IEA) (OECD / IEA, 2020), το μοντέλο GTAP και ο PROMITHEOUS (Fragkos et al., 2015). Τα συγκεκριμένα μοντέλα είναι μαθηματικά υποδείγματα παγκόσμιας κλίμακας που αναπαράγουν τον τρόπο λειτουργίας των αγορών ενέργειας και αποτελούν βασικό εργαλείο για τη δημιουργία λεπτομερών προβολών κατά τομέα (παραγωγής και ζήτησης) και ανά περιοχή για διαφορετικά σενάρια ενεργειακής πολιτικής.

Συνεπώς, οι δύο παραπάνω προσεγγίσεις (bottom-up και top-down) διαφέρουν σημαντικά σχετικά με την προσομοίωση του ενεργειακού συστήματος και ως εκ τούτου, μπορούν να παράσχουν διαφορετική καθοδήγηση στους φορείς χάραξης ενεργειακής πολιτικής. Όμως, στην πραγματικότητα αυτές οι δύο προσεγγίσεις μοντελοποίησης αλληλοσυμπληρώνονται. Ο συνδυασμός μοντέλων ενδεδειγμένης αναπαράστασης τεχνολογιών και μικροοικονομικής συμπεριφοράς των καταναλωτών με μακροοικονομικές μεταβλητές, είναι απαραίτητος στην περίπτωση που επιθυμούμε να σχεδιάσουμε ενεργειακά συστήματα συμβατά με τη βιώσιμη οικονομική ανάπτυξη.

Μια κατηγορία μοντέλων που συνδυάζει τα πλεονεκτήματα των δυο παραπάνω προσεγγίσεων έχει αναπτυχθεί τα τελευταία χρόνια και ονομάζονται **υβριδικά μοντέλα**. Στην κατηγορία των υβριδικών μοντέλων μπορούν να καταχωρηθούν τα μοντέλα όπου το μακροοικονομικό μοντέλο και το μοντέλο τεχνολογικής αναπαράστασης αλληλοσυνδέονται. Αναλυτικότερα, η σύνδεση των μοντέλων επιτυγχάνεται μέσω επαναλήψεων με ανατροφοδότηση πληροφοριών μεταξύ των υπο-μοντέλων (Helgesen, 2013). Η σύνδεση μεταξύ του μακροοικονομικού μοντέλου MACRO με το μοντέλο MARKAL είναι ένα πρώιμο παράδειγμα συνδεδεμένων μοντέλων ενεργειακής οικονομίας (Manne & Wene, 1992). Το MACRO συγκεντρώνει ολόκληρη την οικονομία σε έναν αντιπροσωπευτικό παραγωγό και έναν καταναλωτή. Βασικοί συντελεστές εισόδου είναι το κεφάλαιο, το εργατικό δυναμικό και τα κόστη της ενέργειας. Το MACRO επιλύεται με μη γραμμική βελτιστοποίηση και τροφοδοτεί το bottom-up μοντέλο με τη ζήτηση ενέργειας για το αντιπροσωπευτικό σύστημα. Αντίστοιχη σύνδεση του MACRO έχει γίνει και με το μοντέλο MESSAGE το 2000 (Messner & Schrattenholzer, 2000). Άλλα αντίστοιχα παραδείγματα είναι η σύνδεση του μοντέλου TIMES με το GEM-E3 CGE μοντέλο για την Πορτογαλία (HybCO2 project) και του TIMES-Denmark με το αντίστοιχο CGE μοντέλο για τη Δανία (IntERACT project) (Helgesen, 2013).

Υπάρχουν εντούτοις και άλλου τύπου υβριδικά μοντέλα, τα οποία συνδυάζουν διαφορετικά υπο-μοντέλα (modules) σε ένα υβριδικό. Κάθε ένα από τα υπο-μοντέλα περιγράφει τη συμπεριφορά ενός τομέα του ενεργειακού συστήματος (π.χ. αναπαράσταση της ζήτησης των τελικών καταναλωτών, αναπαράσταση της παραγωγής ηλεκτρισμού, εξόρυξης υδρογονανθράκων κ.α.). Τα εξειδικευμένα μαθηματικά υπο-μοντέλα συνδέονται μεταξύ τους μέσω ενός αλγορίθμου, που αποφασίζει τις τιμές ισορροπίας για τα ενεργειακά προϊόντα και τους όγκους ισορροπίας, ύστερα από την εξισορρόπηση προσφοράς και ζήτησης κατά κλάδο και ανά καύσιμο, προκειμένου να παραχθούν προβολές για διαφορετικά σενάρια. Μερικά χαρακτηριστικά παραδείγματα τέτοιου είδους υβριδικών μοντέλων είναι το PRIMES (E3Mlab of ICCS/NTUA, 2018) για τη μοντελοποίηση του ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος, το NEMS για τις Η.Π.Α. (Energy Information Administration, 2019) και για τον Καναδά το CIMS (Canadian Integrated Modelling System) (Bataille & Jaccard, 2004). Τα συγκεκριμένα μοντέλα λαμβάνουν εξωγενώς τις προβλέψεις του ΑΕΠ για κάθε κλάδο της οικονομίας, μέσω της σύνδεσής τους με κάποιο CGE μοντέλο, καθώς δεν περιέχουν λεπτομερή αναπαράσταση της οικονομίας.

Μία επιπλέον κατηγορία αποτελούν τα μοντέλα ολοκληρωμένης ανάλυσης (Integrated Assessment models), όπου αντί τα ανεξάρτητα υπο-μοντέλα να ανταλλάσσουν πληροφορίες διαδοχικά, επηρεάζουν άμεσα το ένα το άλλο, καθώς εκτελούνται ταυτόχρονα συνδυάζοντας τα bottom-up και top-down χαρακτηριστικά σε ένα μοντέλο, καθώς και ένα απλοποιημένο κλιματικό μοντέλο. Τέτοιου είδους μοντέλα είναι το IMAGE (Bouwman et al., 2006), REMIND (Leimbach et al., 2010) και WITCH (Bosetti et al., 2006).

Ο τρόπος επίλυσης του μοντέλου αποτελεί έναν επιπρόσθετο παράγοντα διάκρισης των μοντέλων ενεργειακής οικονομίας. Συγκεκριμένα, υπάρχουν τα μοντέλα βελτιστοποίησης που ικανοποιούν μία συγκεκριμένη αντικειμενική συνάρτηση και τα μοντέλα που επιλύουν την ισορροπία της αγοράς (market equilibrium). Τα μοντέλα βελτιστοποίησης έχουν μία και μοναδική αντικειμενική συνάρτηση, που είναι συνήθως η ελαχιστοποίηση του κόστους του ενεργειακού συστήματος ή η μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος. Τα μοντέλα βελτιστοποίησης είναι μοντέλα μερικής ισορροπίας και εξετάζουν ένα συγκεκριμένο τομέα του ενεργειακού συστήματος (π.χ. ικανοποίηση της ζήτησης ηλεκτρισμού και ατμού), έχοντας λεπτομερή αναπαράσταση των τεχνολογιών και διεργασιών, με σκοπό τη βελτιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης. Στα πρώιμα μοντέλα βελτιστοποίησης η ζήτηση ήταν εξωγενής και δεν αντιδρούσε στις μεταβολές των τιμών προσφοράς των προϊόντων. Τα τελευταία χρόνια, ωστόσο, έχουν αναπτυχθεί μηχανισμοί ανάδρασης μεταξύ ζήτησης και προσφοράς.

Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι τα μοντέλα που επιλύουν την ισορροπία της αγοράς αποτελούνται από υπο-μοντέλα της ζήτησης και προσφοράς, τα οποία επιλύονται με ένα συντονισμένο τρόπο, με σκοπό την εξισορρόπηση της αγοράς. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν τα μοντέλα μερικής ισορροπίας που επιλύουν την ισορροπία αγορών (των ενεργειακών προϊόντων) όπως τα μοντέλα PRIMES και NEMS που αποτελούνται από τα υπο-μοντέλα ζήτησης και προσφοράς ενεργειακών προϊόντων και υπολογίζουν τη τιμή ισορροπίας για κάθε σύστημα ξεχωριστά. Ωστόσο, μια άλλη κατηγορία μοντέλων ισορροπίας είναι τα μοντέλα γενικής ισορροπίας, που εξετάζουν ολόκληρη την οικονομία και επιλύουν την ισορροπία σε όλους τους κλάδους της οικονομίας. Σε αυτή την κατηγορία ανήκει το μοντέλο GEM-E3 (Capros et al., 2017).

3.2 Μοντέλα βέλτιστης επέκτασης και λειτουργίας ηλεκτροπαραγωγής

Ο ηλεκτρισμός αποτελεί σημαντικό πυλώνα του ενεργειακού συστήματος και της οικονομίας, επομένως είναι αναγκαία η ακριβής μοντελοποίηση του. Κατά κύριο λόγο, μετά τις ενεργειακές κρίσεις και τη χάραξη νέων πολιτικών σε επίπεδο κρατών που αφορούν τη προστασία του περιβάλλοντος έχει δοθεί έμφαση, από επιστήμονες, περιβαλλοντικούς οργανισμούς και κράτη, στη μοντελοποίηση του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, ως σημαντικό μέσο για την απανθρακοποίηση του ενεργειακού συστήματος. Στο παρελθόν, τα μοντέλα που εξέταζαν τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, περιλάμβαναν αποκλειστικά συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (λιγνιτικές μονάδες, μονάδες άνθρακα) και πυρηνικές μονάδες. Ακολούθως, με την είσοδο του αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή, τα μοντέλα επεκτάθηκαν ενσωματώνοντας επιπλέον και μονάδες φυσικού αερίου. Στη συνέχεια, η μοντελοποίηση επεκτάθηκε με την είσοδο των CHPs για την ταυτόχρονη παραγωγή ατμού και ηλεκτρισμού, ενώ, από τη δεκαετία του 2000, άρχισαν να ενσωματώνονται και οι τεχνολογίες ΑΠΕ. Στις μέρες μας, οι μονάδες αποθήκευσης και πιο πρόσφατα οι σύγχρονες τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων (Power-to-X) που

αναμένεται να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα, αρχίζουν να ενσωματώνονται και αυτές στα μοντέλα βέλτιστης επέκτασης και λειτουργίας της ηλεκτροπαραγωγής.

Τα μοντέλα που εξετάζουν τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής κατατάσσονται σε συγκεκριμένες κατηγορίες με βάση τον σκοπό της ανάλυσης τους:

- **Εργαλεία ανάλυσης του ηλεκτρικού συστήματος (power system analysis tools):** Τα μοντέλα αυτά έχουν αναπτυχθεί για τη μελέτη του ηλεκτρικού συστήματος, με μεγάλη λεπτομέρεια σε χωρικό και χρονικό επίπεδο. Συνήθως, το βασικό ερώτημα που καλούνται να απαντήσουν σχετίζεται με τις ροές φορτίου, διερευνούν επίσης βραχυκυκλώματα γραμμών, την ευστάθεια του συστήματος κ.α. [CASPOC (CASPOC, 2017), CYME (EATON, 2017), GridLAB-D (GridLAB-D, 2017), HYPERSYM (HYPERSIM, 2017), RAPSIm (Pochacker & Elmenreich, 2015) κ.α.]

- **Μοντέλα Βέλτιστης Επέκτασης (βέλτιστης λειτουργίας και ανάπτυξης συστήματος):** Τα συγκεκριμένα μοντέλα εξετάζουν σενάρια μακροχρόνιας ανάπτυξης του ηλεκτρικού και ενεργειακού συστήματος και αναλύουν τις επιπτώσεις διαφόρων υπο-εξέταση μέτρων πολιτικής. Αξιολογούν επενδύσεις στο ηλεκτρικό σύστημα, λαμβάνοντας υπόψη τις εφαρμοζόμενες πολιτικές καθώς και τις μελλοντικές πολιτικές σε σχέση με την ενέργεια και το κλίμα. Εξαιτίας του μεγάλου κύκλου ζωής των επενδύσεων στον ηλεκτρικό τομέα, τέτοιου είδους μοντέλα είναι μακροχρόνια με χρονικό ορίζοντα ανάλυσης το έτος 2050 ή το 2070. Τα μοντέλα βέλτιστης επέκτασης του ηλεκτρικού τομέα επιλύουν προβλήματα με τα οποία αποφασίζεται το βέλτιστο μέγεθος, το έτος εγκατάστασης και ο τύπος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής κατά τη διάρκεια του ορίζοντα επίλυσης. Επίσης, επιλύουν τη λειτουργία του τομέα ηλεκτροπαραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη τα κόστη και τα έσοδα καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της μονάδας. Επιπλέον, τα μοντέλα αυτού του είδους μπορούν να αποτυπώσουν και να σχεδιάσουν βέλτιστα ένα πρόγραμμα επενδύσεων και αποξηλώσεων των μονάδων, με δεδομένους περιορισμούς εκπομπών, τεχνικούς περιορισμούς, καθώς και περιορισμούς εφεδρειών και αξιοπιστίας του συστήματος.

Μπορούν να διακριθούν σε μυωπικά (myopic) μοντέλα ή σε μοντέλα τέλειας πρόβλεψης (perfect foresight). Στα μυωπικά μοντέλα, οι επενδύσεις λαμβάνονται ακολουθιακά, βασισμένες σε πληροφορίες διαθέσιμες, είτε κατά τη χρονιά επιλογής της επένδυσης είτε μέχρι ενός μέρους του χρόνου ζωής της επένδυσης. Στα μοντέλα τέλειας πρόβλεψης, αποφασίζεται η βέλτιστη λύση για το σύστημα για όλο το χρονικό ορίζοντα ανάλυσης ταυτόχρονα, έχοντας πλήρη γνώση όλων των παραμέτρων της αγοράς και την εξέλιξη τους καθ' όλο τον χρονικό ορίζοντα (Ringkjøb et al., 2018). Κατηγοριοποιούνται ανάλογα με τη μέθοδο επίλυσης, το χρονικό διάστημα επίλυσης, τη γεωγραφική κάλυψη ενώ εκτός από τη μοντελοποίηση του ηλεκτρικού τομέα είναι πιθανό να περιλαμβάνουν και την ανάλυση και των υπολοίπων τομέων του ενεργειακού συστήματος (βιομηχανία, κτιριακός τομέας, μεταφορές). [PRIMES (E3Mlab of ICCS/NTUA, 2018), NEMS (Energy Information Administration, 2019),

TIMES/MARKAL (Loulou et al., 2016), MESSAGE (Krey et al., 2016), OSeMOSYS (Howells et al., 2011), PySPA (Tom Brown et al., 2018) Calliope (Pfenninger, 2017)].

Τα μοντέλα βέλτιστης επέκτασης του ηλεκτρικού τομέα έχουν τη δυνατότητα να αξιολογούν τις διάφορες πολιτικές για την επίτευξη μακροχρόνιων περιβαλλοντικών στόχων, καθώς επίσης να προκρίνουν τη βέλτιστη στρατηγική για την επίτευξή τους. Τα βασικά αποτελέσματα των μοντέλων αυτών είναι η λειτουργία των μονάδων ανά ώρα, ο βέλτιστος προγραμματισμός των επενδύσεων/αποξηλώσεων των μονάδων, η βέλτιστη χρήση των γραμμών ηλεκτρισμού, οι παραγόμενες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από τον ηλεκτρικό τομέα, η κατανάλωση καυσίμων ανά μονάδα, καθώς και οι τιμές ηλεκτρισμού. Παρότι θεωρούνται τα πλέον κατάλληλα για την αποτίμηση μακροχρόνιων πολιτικών πρέπει να αναφέρουμε και ορισμένους περιορισμούς που σχετίζονται με αυτά εξαιτίας της φύσης τους. Συγκεκριμένα, αντί να αναπαριστούν όλες τις ημέρες και ώρες του έτους, συνήθως, επιλύουν συγκεκριμένες τυπικές μέρες και ώρες με συνέπεια να μην αναπαρίστανται πλήρως οι ακραίες καταστάσεις του συστήματος. Επίσης, μερικά μοντέλα αντί να αναπαριστούν όλες τις μονάδες του συστήματος αναλυτικά και διακριτά, χρησιμοποιούν την τεχνική της ομαδοποίησης μονάδων, με τα όποια προβλήματα αυτό συνεπάγεται. Επιπλέον, εξαιτίας του μεγάλου μεγέθους αυτών των μοντέλων, συνήθως, χρησιμοποιείται μία απλοποιημένη αναπαράσταση του δικτύου του ηλεκτρικού τομέα, όπως είναι ανάλυση φορτίου DC.

Μια επιπλέον κατηγοριοποίηση των μοντέλων ηλεκτροπαραγωγής γίνεται με βάση τη χωρική και χρονική τους ανάλυση. Η χωρική και χρονική ανάλυση είναι σημαντική, με δεδομένο ότι καθορίζει τις δυνατότητες του εκάστοτε μοντέλου. Αξίζει να σημειωθεί ότι αυτού του τύπου η ανάλυση είναι απαραίτητη στα μοντέλα που φιλοδοξούν να αποτιμήσουν τις επιπτώσεις υψηλού ποσοστού ΑΠΕ στο ηλεκτρικό ή ενεργειακό σύστημα, αφού με αυτό τον τρόπο δίνεται η δυνατότητα να αποτιμηθεί η μεταβλητότητα του ηλιακού και αιολικού δυναμικού τόσο σε χρονικό όσο και σε χωρικό επίπεδο και να εκτιμηθούν οι ανάγκες ευελιξίας του συστήματος. Τα χρονικά διαστήματα επίλυσης μπορούν να ποικίλουν, από ωριαία ανάλυση, μέχρι ανάλυση ανά εποχή του έτους και ετήσια ή μακροχρόνια. Παρομοίως, η γεωγραφική κάλυψη των ηλεκτρικών ή ενεργειακών μοντέλων ποικίλει. Υπάρχουν μοντέλα που προσομοιώνουν ένα τοπικό, εθνικό ή υπερ-εθνικό ηλεκτρικό σύστημα, ενώ υπάρχουν άλλα που αναλύουν το ηλεκτρικό σύστημα ενός συνόλου χωρών, συνήθως ενσωματωμένα σε ένα μοντέλο ενεργειακού συστήματος [POLES, MESSAGE, PRIMES, NEMS, MARKAL]. Η επιλογή μεταξύ των διαφόρων είτε χρονικών είτε χωρικών αναλύσεων καθορίζεται με βάση τα ερωτήματα που καλείται να απαντήσει ο αρμόδιος που λαμβάνει αποφάσεις, ώστε να συμπεριληφθούν όλοι οι τεχνικοί και οικονομικοί περιορισμοί.

Επιμέρους, τα μοντέλα βέλτιστης επέκτασης κατηγοριοποιούνται και ανάλογα με τον τρόπο μοντελοποίησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Παρόλο που, η παραγωγή από συμβατικούς σταθμούς είναι σταθερή, η παραγωγή από ΑΠΕ είναι γενικώς μεταβαλλόμενη (εκτός της γεωθερμίας), καθώς εξαρτάται από τις μετεωρολογικές συνθήκες. Αυτές οι μεταβαλλόμενες συνθήκες και συνεπακόλουθα η διακύμανση της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ, μπορούν να προσομοιωθούν είτε με τη

χρήση μετεωρολογικών δεδομένων (ταχύτητα αέρα, ηλιακή ακτινοβολία), είτε μέσω στοχαστικών μεθόδων (π.χ. στοχαστική μοντελοποίηση εισροής νερών) ή να προσομοιωθούν με έναν «απλό» συντελεστή χρησιμοποίησης που έχει προκύψει από ιστορικά δεδομένα.

• **Μοντέλα υποστήριξης αποφάσεων λειτουργίας (Unit commitment):** Τα μοντέλα αυτά έχουν αναπτυχθεί για την προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος, εστιάζοντας στην ένταξη των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο ηλεκτρικό σύστημα. Τα μοντέλα αυτά εξετάζουν κυρίως το βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, ωστόσο αναλύονται σε μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα (επίπεδο ώρας) σε σχέση με τα εργαλεία ανάλυσης του ηλεκτρικού συστήματος (power system analysis tools) που μπορεί να αναλύονται ακόμα σε επίπεδο λεπτών και δευτερολέπτων [EUCAD (Després, 2016), Dispa-SET (Hidalgo Gonzalez et al., 2014), LUSYM (Van Den Bergh et al., 2015), ProdRisk (ProdRisk, 2017), Dispa-SET (Hidalgo Gonzalez et al., 2014), PROMED_GRID (Capurso et al., 2012), Plexos - CCo1 (Plexos - CCo1, 2017), STARNET (Ramos, 2010), SHOP (SHOP, 2017) κ.α.].

Τα μοντέλα υποστήριξης αποφάσεων λειτουργίας (Unit commitment) εμπεριέχουν μία αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποίησης κόστους του επιλυόμενου ηλεκτρικού συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς λειτουργίας του συστήματος, τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων και ένα σύνολο περιορισμών δικτύου. Γενικά, η αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης συνυπολογίζει το κόστος παραγωγής, συμπεριλαμβανομένων των εξόδων παραγωγής, του κόστους εκκίνησης και σβέσης των μονάδων και του κόστους λειτουργίας τεχνικού ελαχίστου. Από την επίλυσή τους προκύπτουν πληροφορίες σχετικά με τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος. Ενδεικτικά, δίνεται δυνατότητα να ληφθούν πληροφορίες για τη βέλτιστη ένταξη/σβέση των μονάδων στο σύστημα, τη βέλτιστη χρήση υποδομών αποθήκευσης, καθώς και τις ροές του ηλεκτρισμού μεταξύ των περιοχών που αναλύονται. Βασικό τους χαρακτηριστικό είναι ότι αναπαρίστανται με λεπτομέρεια τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων (χρόνος έναυσης/σβέσης, τεχνικό ελάχιστο επίπεδο παραγωγής μονάδων, μέγιστος ρυθμός αυξομείωσης φορτίου, ελάχιστος χρόνος ένταξης της μονάδας παραγωγής, ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας κ.α.), καθώς και περιορισμοί δικτύου ώστε να ανιχνεύονται τα σημεία συμφόρησης του δικτύου κατά τη μεταφορά του ηλεκτρισμού από την παραγωγή στην κατανάλωση. Είναι εφικτό, επίσης, να ποσοτικοποιηθούν οι ανάγκες επικουρικών υπηρεσιών και να αξιολογηθούν πολιτικές πρόωρης αποξήλωσης συγκεκριμένων μονάδων για περιβαλλοντικούς λόγους. Ωστόσο, δεν αποτιμούν και δεν αξιολογούν επενδύσεις σε μονάδες ή σε υποδομές. Το μοντέλο επιλύεται για βραχυπρόθεσμη περίοδο (από 1 μέρα μέχρι 1 χρόνο), σε αντίθεση με τα μοντέλα βέλτιστης ανάπτυξης του συστήματος που επιλύονται για το μέσο-/μακρο- πρόθεσμο ορίζοντα.

Επιπρόσθετα, και αυτά τα μοντέλα μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε συγκεκριμένες υπο-κατηγορίες με βάση τη χωρική και χρονική τους ανάλυση. Σε επίπεδο χωρικής ανάλυσης κατηγοριοποιούνται σε μοντέλα που προσομοιώνουν τη λειτουργία ενός τοπικού ηλεκτρικού δικτύου [ProdRisk (ProdRisk, 2017)] αλλά και σε

μοντέλα που προσομοιώνουν τη λειτουργία υπερ-εθνικών ηλεκτρικών δικτύων [PRIMES, Dispa-SET, EUCAD]. Ο ορίζοντας επίλυσης των μοντέλων διαφέρει. Υπάρχουν μοντέλα που επιλύουν μόνο την επόμενη ημέρα [LUSYM] και μοντέλα που επιλύουν τον επόμενο χρόνο [EUCAD, Dispa-SET]. Τέλος, μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε στοχαστικά [ProdRisk] και ντετερμινιστικά μοντέλα [EUCAD]. Όταν όλοι οι παράμετροι είναι γνωστοί με βεβαιότητα, τότε επιλύουμε ένα ντετερμινιστικό μοντέλο, ενώ στην περίπτωση όπου οι τιμές των παραμέτρων δεν είναι γνωστές με βεβαιότητα (π.χ. η στοχαστική διαθεσιμότητα των ΑΠΕ) τότε χρησιμοποιούνται στοχαστικές μέθοδοι επίλυσης.

Τα μοντέλα αναπαράστασης του ηλεκτρικού συστήματος γενικότερα μπορούν να επιλύονται μέσω γραμμικού προγραμματισμού (LP) ή γραμμικού μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MIP) ή μη-γραμμικού προγραμματισμού (NLP) ή με τη χρήση μη-γραμμικού ακέραιου προγραμματισμού (MINLP).

Η αναπαράσταση του προβλήματος του ηλεκτρικού τομέα αφορά τη βελτιστοποίηση μιας αντικειμενικής συνάρτησης κάτω από ένα σύνολο προορισμών (π.χ. εξισορρόπηση προσφοράς και ζήτησης, τεχνικοί περιορισμοί, περιορισμοί λειτουργίας συστήματος κ.α.). Στο γραμμικό προγραμματισμό, οι περιορισμοί και η αντικειμενική του προβλήματος είναι γραμμικές συναρτήσεις και ως εκ τούτου μπορούν να χρησιμοποιηθούν ανάλογες μέθοδοι επίλυσης [LIMES-EU (Haller et al., 2012) JRC-EU-TIMES (Blanco, Nijs, Ruf, et al., 2018a), MESSAGE (Krey et al., 2016), OSeMOSYS (Howells et al., 2011)]. Στο μεικτό ακέραιο γραμμικό, προγραμματισμό (MIP), ορισμένες μεταβλητές είναι ακέραιες. Αυτή η μέθοδος είναι χρήσιμη, όταν για παράδειγμα θέλουμε να βελτιστοποιήσουμε τον αριθμό μονάδων παραγωγής ενέργειας που θα επενδυθούν ή τον αριθμό των ανεμογεννητριών που πρέπει να εγκατασταθούν, ή ακόμα και τον αριθμό των κατανεμημένων μονάδων που θα ενταχθούν στο σύστημα [EUCAD (Després, 2016), Dispa-SET (Hidalgo Gonzalez et al., 2014), LUSYM (Van Den Bergh et al., 2015), PySPA (Tom Brown et al., 2018)]. Στα μοντέλα μη γραμμικού προγραμματισμού, ορισμένες συναρτήσεις που χρησιμοποιούνται είτε στην αντικειμενική συνάρτηση είτε στους περιορισμούς είναι μη γραμμικές και ως εκ τούτου αντιμετωπίζονται με ανάλογες μεθόδους και αλγορίθμους επίλυσης [REMIND (Leimbach et al., 2010)]. Τέλος, υπάρχουν μοντέλα τα οποία είναι μη γραμμικού ακέραιου προγραμματισμού. Περιλαμβάνουν ακέραιες μεταβλητές καθώς και μη γραμμικές συναρτήσεις, είτε στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος είτε στους περιορισμούς τους. Τα συγκεκριμένα μοντέλα, αναπαριστούν με μεγαλύτερη λεπτομέρεια το ηλεκτρικό σύστημα, ωστόσο εξαιτίας της φύσης τους, η επίλυση τους είναι πολύ δύσκολη. Επιπλέον, έχουν τη δυνατότητα να αναπαραστήσουν τον αριθμό επενδύσεων που χρειάζονται για τη βέλτιστη ανάπτυξη του συστήματος, τον ακέραιο αριθμό των κατανεμημένων μονάδων προς ένταξη στο σύστημα, καθώς επίσης, λόγω της μη γραμμικής φύσης τους, μπορούν να αναπαραστήσουν μη-γραμμικότητες που αφορούν τη ροή ηλεκτρισμού στα δίκτυα (AC power flow analysis) ή τη διαθεσιμότητα πόρων.

3.3 Μοντέλα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται σε διαφορετικό σημείο από τα σημεία κατανάλωσης, επομένως, η μελέτη και αναπαράσταση του ηλεκτρικού δικτύου είναι σημαντική. Η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται μέσω του δικτύου, υπακούοντας στους νόμους της φυσικής, και περιορίζεται από τη χωρητικότητα των αγωγών. Εξαιτίας των σημείων συμφόρησης, που πολύ πιθανά δημιουργούνται στους αγωγούς του δικτύου, ενδέχεται να περιορίζεται η βέλτιστη λειτουργία των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και να προκαλούνται περικοπές στην παραγωγή των ΑΠΕ. Ως εκ τούτου, είναι απαραίτητο να συμπεριληφθούν στα μοντέλα ανάλυσης του ηλεκτρικού συστήματος οι περιορισμοί δικτύου που συνδέουν τα ηλεκτρικά συστήματα των διαφόρων χωρών, αλλά και περιφερειών (στο εσωτερικό δίκτυο της κάθε χώρας). Σημειώνεται ότι οι βασικές προσεγγίσεις μοντελοποίησης του ηλεκτρικού δικτύου είναι τρεις, με διαφορετική ακρίβεια και υπολογιστική πολυπλοκότητα. Πρώτη και ακριβέστερη είναι η ανάλυση ροής ισχύος εναλλασσόμενου ρεύματος που εμπεριέχει μη γραμμικές αλγεβρικές εξισώσεις (Van Den Bergh et al., 2014). Δεύτερη είναι η ανάλυση ροής ισχύος συνεχούς ρεύματος (DC power flow analysis) (Tom Brown et al., 2016)(Stott et al., 2009) και τέλος η προσέγγιση NTC (Schaber, 2013).

3.3.1 Περιγραφή AC δικτύου και ροής ισχύος σε γραμμές εναλλασσόμενου ρεύματος (AC Power Flow)

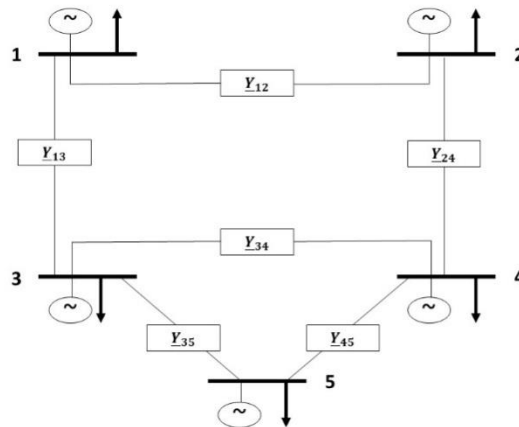
Ένα απλοποιημένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) αποτελείται από ζυγούς ή κόμβους (nodes- N , 1-5) στους οποίους συνδέονται γεννήτριες παραγωγής ενέργειας ή συνδυασμός πυκνωτών/αυτεπαγωγών ή ακόμα και φορτία (Σχήμα 3-1). Οι κόμβοι, ακολούθως, συνδέονται μεταξύ τους με γραμμές μεταφοράς (lines- L), που αναπαρίστανται με ωμική αντίσταση και επαγωγική αντίδραση.

Κάθε κόμβος-ζυγός χαρακτηρίζεται από τα παρακάτω στοιχεία:

- \vec{I}_N : το διάνυσμα του ρεύματος σε κάθε κόμβο N σε μιγαδική μορφή [A]. Θετική τιμή αντιστοιχεί σε έγχυση ηλεκτρισμού.
- \vec{V}_N : το διάνυσμα της τάσης κάθε κόμβου N σε μιγαδική μορφή [V]. Ένας άλλος τρόπος γραφής είναι $\vec{V}_N = |V_N|e^{j\theta_N} = |V_N|\angle\theta_N$ όπου θ_N η γωνία της τάσης στον κόμβο N [rad], σε σχέση με τον κόμβο αναφοράς, στον οποίο γίνεται η υπόθεση μηδενικής γωνίας.
- P_N : η ενεργός ισχύς του δικτύου στον κόμβο N σε [W].
- Q_N : η άεργος ισχύς του δικτύου στον κόμβο N σε [VAr].

- \vec{S}_N : το διάνυσμα της συνολικής ισχύος στον κόμβο N σε [VA]. Το μέτρο του \vec{S}_N είναι η φαινόμενη ισχύς. Η συνολική εγχυόμενη ισχύς συνδέεται με τα προηγούμενα και ισούται με $S_N = \vec{V}_N \vec{I}_N^* = P_N + jQ_N$

Σχήμα 3-1: Δίκτυο Ηλεκτρισμού με 5 κόμβους και 6 διασυνδετικές γραμμές



Κάθε γραμμή μεταφοράς σε απλοποιημένη μορφή μπορεί να περιγραφεί ως ένας κλάδος $R - L$ σε σειρά στον οποίο έχουμε ροή ρεύματος και πτώση τάσης μεταξύ των άκρων του:

- \vec{I}_L : το διάνυσμα του ρεύματος σε κάθε γραμμή μεταφοράς L σε μιγαδική μορφή [A].
- \vec{V}_L : το διάνυσμα της πτώσης τάσης κατά μήκος κάθε γραμμή μεταφοράς L σε μιγαδική μορφή [V].
- R_L : η ωμική αντίσταση της γραμμής μεταφοράς L σε [Ω].
- X_L : η επαγωγική αντίδραση της γραμμής μεταφοράς L σε [Ω].
- \vec{Z}_L : το διάνυσμα της σύνθετης αντίδρασης ή αλλιώς εμπέδησης της γραμμής μεταφοράς L σε [Ω]. Ισούται με το άθροισμα της ωμικής αντίστασης και της επαγωγικής αντίδρασης της γραμμής $\vec{Z}_L = R_L + jX_L$

Αντίστοιχα, οι αντίστροφοι των ανωτέρω παραμέτρων είναι

- G_L : η εγκάρσια ωμική αγωγιμότητα της γραμμής μεταφοράς L σε [Ω^{-1}].
- B_L : η χωρητική εγκάρσια αντίδραση της γραμμής μεταφοράς L σε [Ω^{-1}].
- \vec{Y}_L : το διάνυσμα της σύνθετης αγωγιμότητας της γραμμής μεταφοράς L σε [Ω^{-1}]. Όπου, $\vec{Y}_L = G_L + jB_L$

Η σύνθετη αγωγιμότητα συνδέεται με τη σύνθετη αντίδραση ως εξής :

$$\vec{Y}_L = G_L + jB_L = \frac{1}{\vec{Z}_L} = \frac{R_L}{R_L^2 + X_L^2} - j \frac{X_L}{R_L^2 + X_L^2} \quad (3.1)$$

Το αναπαριστώμενο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας περιγράφεται από τον πίνακα πρόσπτωσης (incidence matrix) \mathbf{A} και από τον πίνακα αγωγιμοτήτων \mathbf{Y} . Ο πίνακας πρόσπτωσης είναι διάστασης $L \times N$ και περιγράφει την τοπολογία του δικτύου, δηλαδή ποιές γραμμές είναι συνδεδεμένες με ποιούς ζυγούς-κόμβους. Στον πίνακα πρόσπτωσης με 1 ορίζεται η γραμμή L η οποία ξεκινάει από τον κόμβο N και με -1 όταν η γραμμή L καταλήγει στον κόμβο N και με 0 όταν δεν υπάρχει καμία σύνδεση μεταξύ γραμμής και κόμβου. Ο πίνακας πρόσπτωσης συνδέει τα στοιχεία του κόμβου \vec{I}_N, \vec{V}_N με τα στοιχεία των γραμμών \vec{I}_L, \vec{V}_L .

Ο πίνακας αγωγιμοτήτων \mathbf{Y} είναι διάστασης $N \times N$ και συσχετίζει το δυναμικό (τάση) των κόμβων του δικτύου \vec{V}_N με το εγχεόμενο ρεύμα σε κάθε κόμβο-ζυγό \vec{I}_N σύμφωνα με το νόμο των ρευμάτων του Kirchhoff. Σε μορφή πινάκων ο νόμος ρευμάτων του Kirchhoff γράφεται ως εξής:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \vdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

Τα μη διαγώνια στοιχεία είναι η αρνητική αγωγιμότητα των γραμμών μεταξύ των κόμβων του δικτύου που συνδέουν και ο πίνακας είναι συμμετρικός $Y_{nn'} = -Y_{n'n}$, ενώ τα διαγώνια στοιχεία είναι το άθροισμα των αγωγιμοτήτων όλων των γραμμών που συνδέονται στον συγκεκριμένο κόμβο $Y_{nn} = \sum_{n'} Y_{nn'}$

Ο πίνακας αγωγιμοτήτων σχετίζεται με τον πίνακα πρόσπτωσης ως εξής:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{Y}_d \cdot \mathbf{A} \quad (3.2)$$

Όπου \mathbf{Y}_d είναι διαγώνιος πίνακας διάστασης $L \times L$, με μηδενικά μη διαγώνια στοιχεία και διαγώνια στοιχεία ίσα με την σύνθετη αγωγιμότητα της κάθε γραμμής και \mathbf{A}^T είναι ο ανάστροφος του πίνακα πρόσπτωσης.

Συχνά, στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, τα μεγέθη περιγράφονται όχι σε φυσικές μονάδες αλλά ανά μονάδα (pu : per unit) εκφρασμένα σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του κόμβου αναφοράς (swing bus), βασική τιμή. Αρχικά, επιλέγεται ένας κόμβος αναφοράς στον οποίο η γωνία της τάσης θ_N θεωρείται μηδενική. Τα στοιχεία του κόμβου αναφοράς θα χρησιμοποιηθούν ως βάση για τη μετατροπή των μεγεθών του δικτύου είτε σε μονάδες per unit είτε σε φυσικές μονάδες.

Η έγχυση συνολικής ισχύος σε κάθε ζυγό-κόμβο N του δικτύου υπολογίζεται ως εξής:

$$\vec{S}_N = \vec{V}_N \vec{I}_N^* = P_N + jQ_N \quad (3.3)$$

Ή αλλιώς πιο αναλυτικά από τη σχέση (3.4):

$$\begin{aligned} \vec{S}_N = |V_N|(\cos \theta_N + j \sin \theta_N) \\ \cdot \sum_{N'=1}^N (G_{NN'} - jB_{NN'}) |V_{N'}|(\cos \theta_{N'} - j \sin \theta_{N'}) \end{aligned} \quad (3.4)$$

Όπου $G_{NN'}$ είναι η εγκάρσια ωμική αγωγιμότητα και $B_{NN'}$ η χωρητική εγκάρσια αντίδραση της γραμμής μεταφοράς που ενώνει τον κόμβο N με κάθε κόμβο του δικτύου, εάν υπάρχει κάποια σύνδεση. Συνδυάζοντας τις δύο τελευταίες σχέσεις (3.3) και (3.4), καταλήγουμε στον υπολογισμό της ενεργού (3.5) και άεργου ισχύος (3.6) του δικτύου που εγχέεται ή καταναλώνεται στον κόμβο-ζυγό N .

$$P_N = |V_N| \cdot \sum_{N'=1}^N (G_{NN'} \cos(\theta_N - \theta_{N'}) + B_{NN'} \sin(\theta_N - \theta_{N'})) |V_{N'}| \quad (3.5)$$

$$Q_N = |V_N| \cdot \sum_{N'=1}^N (G_{NN'} \sin(\theta_N - \theta_{N'}) + B_{NN'} \cos(\theta_N - \theta_{N'})) |V_{N'}| \quad (3.6)$$

Αυτές είναι οι μη γραμμικές αλγεβρικές εξισώσεις που περιγράφουν τη ροή ισχύος στον κόμβο N κατά την εναλλασσόμενη (AC) ροή ισχύος (AC power flow) και προσομοιώνουν τη λειτουργία του δικτύου.

Το ανωτέρω μη γραμμικό σύστημα εξισώσεων που προκύπτει από την παράθεση όλων των κόμβων επιλύεται με επαναληπτική μέθοδο όπως είναι η Gauss-Seidel ή η Newton-Raphson). Σε αυτή την επαναληπτική διαδικασία θεωρείται μια αρχική τιμή για την τάση ίση με 1 α.μ. και γωνία τάσης στους κόμβους ίσης με μηδέν (0) και υπολογίζονται η ενεργός και άεργος ισχύς βάσει των παραπάνω τύπων. Με βάση τη διαφορά στην ενεργό και άεργο ισχύ μεταξύ δύο διαδοχικών επαναλήψεων, γίνεται ένας νέος υπολογισμός του μέτρου και της γωνίας της τάσης σε κάθε κόμβο. Αυτή η επαναληπτική διαδικασία συνεχίζει μέχρις ότου η διαφορά ενεργού και άεργου ισχύος στους κόμβους μεταξύ δύο διαδοχικών επαναλήψεων αντιστοίχως είναι μικρότερη από ένα ορισμένο όριο που αποτελεί και το κριτήριο της βέλτιστης αξιολόγησης (Van Den Bergh et al., 2014).

3.3.2 DC προσέγγιση (DC power Flow)

Για λόγους μείωσης της πολυπλοκότητας και του χρόνου υπολογισμού των ροών και της ισχύος ενός δικτύου στους κόμβους και στις γραμμές, στο μοντέλο αυτής της διατριβής θα αναλυθεί και θα χρησιμοποιηθεί το ισοδύναμο μοντέλο ροής ισχύος συνεχούς ρεύματος (DC). Η DC ροή ισχύος στο AC δίκτυο είναι μια απλούστερη αναπαράσταση των εξισώσεων AC ροής ισχύος. Η απλούστευση αυτή οδηγεί σε γραμμικό μοντέλο που περιγράφει μόνο τη ροή ενεργούς ισχύος. Οι παραδοχές και απλοποιήσεις που θεωρούνται, προκειμένου να οδηγηθούμε στην απλοποιημένη μορφή, είναι οι εξής:

- Δεδομένου ότι οι αντιστάσεις της γραμμής είναι τάξης μικρότερου μεγέθους σε σύγκριση με τις αντιδράσεις γραμμής δηλαδή $R_L \ll X_L$ (για όλες τις γραμμές) και επομένως οι παράμετροι της γραμμής απλοποιούνται ως: $R_L \ll X_L \Rightarrow R_L = 0$, $G_L = \frac{R_L}{R_L^2 + X_L^2} = 0$ και $B_L = -\frac{X_L}{R_L^2 + X_L^2} = -\frac{1}{X_L}$ και $\vec{Y}_L = \frac{1}{\vec{Z}_L} = -j\frac{1}{X_L} = jB_L$.
- Τα μέτρα των τάσεων σε όλους τους κόμβους είναι ένα ανά μονάδα $|V_N| \approx 1 pu$.
- Οι διαφορές γωνίας τάσης μεταξύ γειτονικών κόμβων είναι θεωρούνται ότι είναι πολύ μικρές $(\theta_N - \theta_{N'})$, επομένως $\cos(\theta_N - \theta_{N'}) \cong 1$ και $\sin(\theta_N - \theta_{N'}) \cong (\theta_N - \theta_{N'})$.
- Δεν λαμβάνεται υπόψη η επίδραση της άεργου ισχύος, αφού τα μέτρα των τάσεων σε όλους τους κόμβους είναι ένα ανά μονάδα και οι διαφορές των γωνιών τάσεων μεταξύ γειτονικών κόμβων θεωρούνται πολύ μικρές.

Αντικαθιστώντας στον τύπο της ενεργού ισχύος τις παραπάνω παραδοχές, έχουμε την απλοποιημένη σχέση της ενεργού ισχύος ενός κόμβου (3.7):

$$P_N = |V_N| \cdot \sum_{N'=1}^N B_{NN'} \sin(\theta_N - \theta_{N'}) |V_{N'}| = \sum_{N'=1}^N B_{NN'} (\theta_N - \theta_{N'}) \quad (3.7)$$

Αντίστοιχα, σε μορφή πινάκων δίνεται η ενεργός ισχύς όλων των κόμβων του συστήματος:

$$\mathbf{P}_N = \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta} = \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta} \quad (3.8)$$

Όπου \mathbf{B}_d είναι ένας διαγώνιος πίνακας διάστασης $L \times L$, με μηδενικά μη διαγώνια στοιχεία και διαγώνια στοιχεία ίσα με το αντίστροφο της αντίδρασης της κάθε γραμμής. Ενώ, ο πίνακας \mathbf{B} είναι διάστασης $N \times N$. Τα μη διαγώνια στοιχεία του είναι η αρνητική αντίδραση των γραμμών μεταξύ των κόμβων του δικτύου $B_{nn'} = -b_{nn'}$, ενώ τα διαγώνια στοιχεία είναι το άθροισμα των αντιδράσεων όλων των γραμμών που συνδέονται στον συγκεκριμένο κόμβο $B_{nn} = \sum_{n'} b_{nn'}$. $\boldsymbol{\theta}$ είναι ο πίνακας των γωνιών της τάσης των κόμβων και είναι διάστασης $N \times N$.

Η ροή της ενεργού ισχύος σε μία γραμμή-διασύνδεση δίνεται από τη σχέση **(3.9)**:

$$P_L = \frac{|V_N||V_{N'}|}{X_L} \sin(\theta_N - \theta_{N'}) = B_{NN'}(\theta_N - \theta_{N'}) \quad (3.9)$$

Οι ροές ισχύος όλων των γραμμών παρουσιάζονται σε μορφή πινάκων στην **(3.10)**

$$\mathbf{P}_L = \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta} \quad (3.10)$$

Αντικαθιστώντας στην **(3.10)** τον πίνακα των γωνιών της τάσης από τον τύπο της ενεργού ισχύος των κόμβων **(3.8)**, καταλήγουμε στις εξισώσεις DC ροής ισχύος:

$$\mathbf{P}_L = ((\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1}) \cdot \mathbf{P}_N \quad (3.11)$$

Όπου

$$\mathbf{PTDF}_{L \times N} = (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1} = (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{B})^{-1} \quad (3.12)$$

PTDF είναι ο πίνακας με τους συντελεστές διανομής για την μεταφορά ισχύος, ο οποίος δείχνει τη φόρτιση κάθε γραμμής λόγω έγχυσης στους ζυγούς- κόμβους, διάστασης $L \times N$. Περιγράφει ουσιαστικά τη γραμμική σχέση μεταξύ της έγχυσης ισχύος στο δίκτυο στους κόμβους και των ροών ενεργού ισχύος στις γραμμές μεταφοράς.

Ο πίνακας $(\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})$ στην **(3.12)** είναι μη αντιστρέψιμος. Προκειμένου να ξεπεραστεί το εμπόδιο αυτό και ο πίνακας να αποκτήσει πλήρη βαθμό, τουλάχιστον ένας από τους κόμβους κάθε υπο-δικτύου που ορίζεται από το σύνολο των AC γραμμών, θα πρέπει να οριστεί ως ζυγός-κόμβος αναφοράς και να αφαιρεθεί από τις εξισώσεις του DC power flow. Δηλαδή, θεωρούμε τη γωνία σε αυτό τον κόμβο ότι είναι συμβατικά μηδέν, υπονοώντας ότι ο συγκεκριμένος ζυγός έχει τη δυνατότητα να προσαρμόζει την παραγωγή του, ώστε να διατηρεί το διάνυσμα της τάσης σταθερό. Στον πίνακα $(\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})$ η στήλη που αντιστοιχεί στο ζυγό αναφοράς θα πρέπει να αφαιρεθεί, ενώ στον πίνακα $(\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})$ θα πρέπει να αφαιρεθούν και η στήλη και η γραμμή που αφορούν το ζυγό αναφοράς. Η γωνία της τάσης του ζυγού- κόμβου αναφοράς είναι ίση με μηδέν. Όμως, θα πρέπει να προστεθεί μία επιπλέον σχέση στη μοντελοποίηση, η οποία να αναφέρει ότι το άθροισμα όλων των εγχεόμενων ισχύων στο δίκτυο ισούται με μηδέν.

$$\sum_N P_N = 0 \quad (3.13)$$

Γενικά, ένας κόμβος αναφοράς πρέπει να ορίζεται για κάθε υπο-δίκτυο και απαιτείται για τον υπολογισμό του πίνακα PTDF (ώστε να είναι αντιστρέψιμος ο

πίνακας ($A^T \cdot B_d \cdot A$). Εάν η γραμμή DC είναι μέρος ενός πυκνού δικτύου γραμμών AC (δηλαδή δεν συνδέει δύο ξεχωριστά δίκτυα AC), αρκεί ένας κόμβος αναφοράς για ολόκληρο το δίκτυο για τον υπολογισμό του πίνακα PTDF. Στην περίπτωση, όμως, κατά την οποία η γραμμή DC ενώνει δύο ξεχωριστά δίκτυα AC γραμμών (δηλαδή μεταξύ των δύο δεν υπάρχει καμία AC γραμμή), τότε απαιτείται ένας κόμβος αναφοράς για κάθε ένα υπο-δίκτυο AC γραμμών για τον υπολογισμό του πίνακα PTDF (Van Den Bergh et al., 2014), (Tom Brown et al., 2016), (Stott et al., 2009).

3.3.3 Η προσέγγιση NTC (Net Transferred Capacity)

Η προσέγγιση Καθαρής Δυναμικότητας Μεταφοράς (NTC) θεωρεί ότι όλες οι ζώνες προσφορών είναι ισοδύναμοι ζυγοί και λαμβάνεται υπόψη μόνο η σύνδεσή τους με τις γειτονικές ζώνες προσφορών. Σε αυτήν προσομοιώνονται περιορισμοί που περιγράφουν τις απώλειες στις γραμμές μεταφοράς, καθώς και τη χωρητικότητα των γραμμών. Αναλυτικότερα, στη συγκεκριμένη απλοποιημένη προσέγγιση, το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρισμού προσομοιώνεται ως ένα πρόβλημα μεταφοράς όπου λαμβάνεται υπόψη ο νόμος ρευμάτων του Kirchhoff, ενώ αγνοείται ο νόμος των τάσεων. Έχει το πλεονέκτημα ότι είναι μια απλοποιημένη και γρήγορα επιλύσιμη αναπαράσταση του ηλεκτρικού δικτύου, χωρίς όμως να λαμβάνει υπόψη τις τεχνικές ιδιαιτερότητες του ηλεκτρικού δικτύου (Schaber, 2013)(Ringkjøb et al., 2018).

3.3.4 Σύνοψη μοντελικών προσεγγίσεων και κατηγοριοποίηση των μοντέλων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, υπάρχουν τρεις προσεγγίσεις για τη μοντελοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου. Αρχικά, αναφέρεται η ανάλυση ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος, η οποία είναι ένα μη-γραμμικό σύστημα εξισώσεων. Αυτή η τεχνική χρησιμοποιείται συνήθως στα μοντέλα βραχυπρόθεσμου ορίζοντα, κυρίως όταν χρειάζεται να γίνει μία δυναμική ανάλυση του συστήματος. Ακολούθως αναφέρεται η ανάλυση δικτύου συνεχούς ρεύματος (DC) που είναι μία απλούστευση αναφορικά με τις εξισώσεις της ανάλυσης ροής εναλλασσόμενου ρεύματος (AC). Το τελικό μοντέλο είναι γραμμικό και περιγράφει τη ροή ενεργούς ισχύος στις γραμμές μεταφοράς. Λόγω της γραμμικότητας, χρησιμοποιείται κυρίως σε μοντέλα μεσοπρόθεσμου και μακροπρόθεσμου ορίζοντα. Επίσης, χρησιμοποιείται και σε μοντέλα βραχυπρόθεσμου ορίζοντα όπως μοντέλα ένταξης μονάδων (unit commitment), όταν ο σκοπός δεν είναι η μελέτη δυναμικών φαινομένων στις γραμμές του δικτύου. Τέλος, αναφέρεται η προσέγγιση Καθαρής Δυναμικότητας Μεταφοράς (NTC), στην οποία το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρισμού προσομοιώνεται ως ένα πρόβλημα μεταφοράς. Η τελευταία είναι η πιο απλοποιημένη εκδοχή, που παρόλο που παραβλέπει σημαντικά χαρακτηριστικά, επιλύει με μεγάλη ταχύτητα της ροές στις γραμμές ηλεκτρισμού.

Γενικότερα, η μοντελοποίηση ενός δικτύου με κόμβους N , χρησιμοποιώντας την ανάλυση ροής ισχύος εναλλασσόμενου ρεύματος (AC), οδηγεί σε $2N$ μη γραμμικές

εξισώσεις που πρέπει να επιλυθούν για κάθε χρονική στιγμή. Είναι σαφές ότι αυτό είναι υπολογιστικά απαιτητικό. Συνεπώς, σε πολλές περιπτώσεις προτιμάται η απλοποιημένη γραμμική ανάλυση ροής ισχύος συνεχούς ρεύματος (DC). Επιπλέον, μελέτες έχουν δείξει ότι το σφάλμα χρήσης της ανάλυσης ροής ισχύος DC είναι μικρό, εκτός βέβαια των περιπτώσεων πολύ υψηλών φορτίσεων των γραμμών. Ωστόσο, οι (Tom Brown et al., 2016) περιόρισαν τη φόρτιση των γραμμών του ηλεκτρικού συστήματος λόγω του n-1 κριτηρίου αξιοπιστίας, με αποτέλεσμα να περιοριστεί η ροή άεργου ισχύος ανά γραμμή. Ακολουθώντας, η προσέγγιση της Καθαρής Δυναμικότητας Μεταφοράς (NTC) εξετάζει τις δυνατότητες των γραμμών μεταφοράς. Λόγω της απλότητας, η μοντελοποίηση αυτή είναι ιδιαίτερα δημοφιλής και χρησιμοποιείται σε πολλά ενεργειακά μοντέλα.

Παραδείγματα μοντέλων που χρησιμοποιούν τη ροή ισχύος εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) είναι το OpenDSS (Sunderman et al., 2014) και γενικότερα μοντέλα που χρησιμοποιούνται από τους διαχειριστές γραμμών μεταφοράς για την ανάλυση δυναμικών καταστάσεων. Μοντέλα που χρησιμοποιούν την ανάλυση ροής ισχύος συνεχούς ρεύματος (DC) είναι το LUSYM (Van Den Bergh et al., 2015) και το PRIMES (E3Mlab of ICCS/NTUA, 2018). Μοντέλα που χρησιμοποιούν την προσέγγιση Καθαρής Δυναμικότητας Μεταφοράς (NTC) είναι τα Calliope (Pfenninger, 2017), EMPIRE, GENESYS και TIMES/MARKAL (Loulou et al., 2016).

3.4 Μοντέλα μεταφοράς ενεργειακών προϊόντων σε αέρια μορφή

Για τη μοντελοποίηση της μεταφοράς αερίων και κυρίως φυσικού αερίου μέσα στους αγωγούς υπάρχουν δύο βασικές προσεγγίσεις, οι οποίες βασίζονται στην υπόθεση της εισερχόμενης και εξερχόμενης ροής αερίου από τον αγωγό κάθε χρονική στιγμή. Σε αντίθεση με την ηλεκτρική ενέργεια, που μεταδίδεται ακαριαία, το αέριο μεταφέρεται σε πολύ χαμηλότερες ταχύτητες μέσα στους αγωγούς, δημιουργώντας χρονική καθυστέρηση μεταξύ του σημείου έγχυσης και του σημείου παράδοσης.

Υπάρχει, επομένως, η προσέγγιση της σταθερής κατάστασης “steady-state” όπου η εισερχόμενη ροή αερίου ισούται με τη ροή που εξέρχεται από τους αγωγούς κάθε χρονική στιγμή (Correa-Posada & Sánchez-Martin, 2014; De Wolf & Smeers, 2000; Martinez-Mares & Fuerte-Esquivel, 2012; Shao et al., 2017). Στην περίπτωση αυτή, η ικανότητα του αγωγού να λειτουργεί και ως αποθηκευτικό μέσο παραλείπεται και τα μοντέλα αυτά δεν συνυπολογίζουν τη δυνατότητα αυτή.

Μια πιο ακριβής προσέγγιση λαμβάνει υπόψη τη σχετικά αργή απόκριση του αερίου μέσα στους αγωγούς. Στην περίπτωση αυτή, η εισερχόμενη και εξερχόμενη ροή αερίου στους αγωγούς δεν είναι η ίδια κάθε χρονική στιγμή. Η συγκεκριμένη προσέγγιση είναι γνωστή στη βιβλιογραφία ως μη σταθερή “non-steady-state”, ή δυναμική “dynamic-state” (Correa-Posada & Sanchez-Martin, 2015; Sirvent et al., 2017; Wang et al., 2016). Η δυναμική προσέγγιση, συνυπολογίζει τη δυνατότητα αποθήκευσης του αερίου μέσα στους αγωγούς και στη μοντελοποίηση λαμβάνεται

υπόψη το απόθεμα των αγωγών (line pack) (Belderbos, 2019; Clegg & Mancarella, 2015; Correa-Posada, 2015).

Γενικότερα, η λειτουργία του συστήματος φυσικού αερίου και η μοντελοποίηση της ροής αερίου μέσα στους αγωγούς αποτελεί ένα εξαιρετικά σύνθετο πρόβλημα στο οποίο χρησιμοποιούνται μη-γραμμικές εξισώσεις ροής φυσικού αερίου, που προσομοιάζουν την πτώση πίεσης του αερίου κατά μήκος του αγωγού, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιότητες του αερίου, και τα χαρακτηριστικά των αγωγών. Υπάρχουν μοντέλα τα οποία διατηρούν τις μη-γραμμικότητες και επομένως επιλύουν μη-γραμμικά προβλήματα, με τη χρήση του μη-γραμμικού προγραμματισμού (NLP) (Biskas et al., 2016; Keyaerts, 2012; Liu et al., 2011; Rubio-Barros et al., 2008; Tabkhi et al., 2008). Ωστόσο, στην πλειοψηφία τους, τα μοντέλα που εξετάζουν τη ροή του αερίου χρησιμοποιούν απλοποιήσεις των μη γραμμικών εξισώσεων που διέπουν τη φυσική ροή του αερίου. Με τον τρόπο αυτό, οι μη γραμμικότητες του προβλήματος προσεγγίζονται με γραμμικές συναρτήσεις, μετατρέποντας το πρόβλημα σε πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MIP). Η συγκεκριμένη απλοποίηση έχει εφαρμοστεί κατά κόρων καθώς διασφαλίζεται η εύρεση του ολικού βέλτιστου μέσα σε σύντομους χρόνους. Στην επόμενη παράγραφο, αναλύονται οι μη γραμμικές εξισώσεις που προσομοιώνουν τη ροή του αερίου μέσα στους αγωγούς και η μέθοδος γραμμικής προσέγγισης τους που χρησιμοποιείται ευρέως στη βιβλιογραφία (Belderbos, 2019; Clegg & Mancarella, 2015; Correa-Posada, 2015), καθώς και στη συγκεκριμένη διατριβή.

Εκτός από τα παραπάνω, υπάρχουν μοντέλα τα οποία προσομοιώνουν το δίκτυο φυσικού αερίου χρησιμοποιώντας ένα απλοποιημένο μοντέλο μεταφοράς. Στη συγκεκριμένη προσέγγιση δε λαμβάνονται υπόψη τα χαρακτηριστικά των αγωγών. Οι ροές στους αγωγούς υπολογίζονται λύνοντας ένα πρόβλημα μεταφοράς ελαχιστοποιώντας το κόστος, έχοντας ως μοναδικό περιορισμό τη συνολική χωρητικότητα του αγωγού.

3.4.1 Χαρακτηριστικά του Δικτύου Φυσικού Αερίου

Η μεταφορά αερίου σε έναν αγωγό περιγράφεται από ένα σύστημα μη-γραμμικών μερικών διαφορικών εξισώσεων, καθώς και από την καταστατική εξίσωση των αερίων, η οποία εν γένει δεν είναι διαφορική. Οι εξισώσεις των νόμων της συνέχειας, της ορμής και της διατήρησης της ενέργειας παριστάνουν με λεπτομέρεια τη δυναμική ενός αερίου στο χώρο και το χρόνο. Για απλούστευση, θεωρείται ότι η ροή του αερίου είναι μίας διάστασης και ότι ο αγωγός μεταφοράς έχει σταθερή διατομή-διάμετρο (Belderbos, 2019). Στην περίπτωση αυτή, οι εξισώσεις παίρνουν την παρακάτω μορφή:

3.4.1.1 Εξίσωση συνέχειας

Η εξίσωση συνέχειας (3.14) εκφράζει την αρχή διατήρησης μάζας ενός ρευστού και γράφεται ως εξής (Correa-Posada & Sanchez-Martin, 2015; Helgaker & Ytrehus, 2012; Moritz, 2006):

$$\frac{\partial M}{\partial x} + A \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (3.14)$$

όπου M είναι η διερχόμενη μάζα αερίου στη μονάδα του χρόνου, ρ είναι η πυκνότητα του αερίου και A η διατομή του αγωγού. Ο ρυθμός μεταβολής της πυκνότητας του αερίου αντιστοιχεί στη ροή μάζας από ή προς τον αγωγό. Εάν αναπαραστήσουμε τη ροή της μάζας με τη ροή του αερίου q μέσω της σχέσης $M = \rho_0 q$ (Menon, 2005), και χρησιμοποιώντας τη σχέση της ταχύτητας ροής του αερίου μέσα στον αγωγό $u = \frac{\rho_0 q}{A\rho}$ (Menon, 2005), όπου ρ_0 η πυκνότητα αερίου υπό κανονικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας, η εξίσωση διατήρησης μάζας μετατρέπεται και λαμβάνει την παρακάτω μορφή **(3.15)**:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial (u\rho)}{\partial x} = 0 \quad (3.15)$$

3.4.1.2 Εξίσωση ορμής

Η βασική εξίσωση διατήρησης της ορμής σε κυλινδρικούς αγωγούς έχει την παρακάτω μορφή (Correa-Posada & Sanchez-Martin, 2015; Moritz, 2006):

$$\frac{\partial p}{\partial x} + g\rho \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\lambda u|u|}{2D} \rho + \frac{1}{A} \frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial (\rho u^2)}{\partial x} = 0 \quad (3.16)$$

Οι μεταβλητές p και u υποδηλώνουν την πίεση και την ταχύτητα ροής του αερίου, αντίστοιχα. Η σταθερά g είναι η σταθερά επιτάχυνσης της βαρύτητας, h είναι το ύψος του αγωγού, $\frac{\partial h}{\partial x}$ η κλίση του, λ είναι η σταθερά τριβής και D η διάμετρος του αγωγού.

Οι όροι της εξίσωσης **(3.16)**, από αριστερά προς τα δεξιά, αντιστοιχούν στη μεταβολή της πίεσης, στη δύναμη της βαρύτητας που εξαρτάται από την κλίση του αγωγού και στη δύναμη της τριβής στα τοιχώματα του αγωγού. Δεδομένου ότι η ροή του αερίου μπορεί να είναι αναστρέψιμη, το τετράγωνο της ταχύτητας εκφράζεται σκόπιμα ως $u|u|$ αντί του u^2 . Ο τέταρτος όρος της εξίσωσης ορμής αντιστοιχεί στην αδράνεια, που δηλώνει την αλλαγή του ρυθμού ροής στο χρόνο και ο τελευταίος όρος στην επίπτωση της πίεσης στον αγωγό. Ο πιο σημαντικός παράγοντας που επηρεάζει την απώλεια πίεσης στον αγωγό είναι η δύναμη τριβής με το τοίχωμα του σωλήνα (Correa-Posada, 2015).

Αντικαθιστώντας στην εξίσωση διατήρησης της ορμής **(3.16)**, τη ροή της μάζας και την ταχύτητα της ροής του αερίου μέσα στον αγωγό καταλήγουμε στη σχέση **(3.17)**:

$$\frac{\partial p}{\partial x} + g\rho \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\lambda}{2D} \frac{\rho_0^2}{A^2} \frac{q|q|}{\rho} + \frac{\rho_0}{A} \frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\rho_0^2}{A^2} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{q^2}{\rho} \right) = 0 \quad (3.17)$$

3.4.1.3 Εξίσωση ενέργειας

Η εξίσωση ενέργειας αντιπροσωπεύει τη μεταφορά θερμότητας (ανά ροή μάζας και χρόνου) από το έδαφος στο αέριο. Αυτή η διαφορική εξίσωση αντιστοιχεί στο νόμο της διατήρησης της ενέργειας, κατά τη διάρκεια της μεταφοράς του αερίου, μέσα στους αγωγούς. Η βασική μορφή της ενεργειακής εξίσωσης είναι (Moritz, 2006):

$$W(\rho A dx) = \frac{\partial}{\partial t} \left[(\rho A dx) \left(c_u T + \frac{u^2}{2} + g dh \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[(\rho u A dx) \left(c_u T + \frac{p}{\rho} + \frac{u^2}{2} + g dh \right) \right] \quad (3.18)$$

Όπου το W αντιπροσωπεύει τον ρυθμό μεταφοράς θερμότητας ανά μονάδα χρόνου και μάζας αερίου από το έδαφος στο αέριο, το c_u την ειδική θερμότητα σε σταθερό όγκο αερίου και το T τη θερμοκρασία. Εκτός από την εσωτερική ενέργεια του αερίου, η εξίσωση ενέργειας υπολογίζει την ανταλλαγή θερμότητας με το έδαφος, η οποία αποτελεί μια πολύ αργή διαδικασία.

3.4.1.4 Απλοποιήσεις των εξισώσεων

Οι εξισώσεις των νόμων της συνέχειας-μάζας, της ορμής και της διατήρησης της ενέργειας παριστάνουν με λεπτομέρεια τη δυναμική ενός αερίου στο χώρο και το χρόνο. Οι πραγματικές συνθήκες λειτουργίας των αγωγών μεταφοράς αερίου επιτρέπουν την υιοθέτηση ορισμένων υποθέσεων απλούστευσης, προκειμένου να οδηγηθούμε σε ένα προσιτό πρόβλημα βελτιστοποίησης. Όλες οι απλουστεύσεις που πραγματοποιούνται είναι αρκετά ακριβείς για τις απαιτήσεις αναπαράστασης του συστήματος φυσικού αερίου, ενώ έχουν χρησιμοποιηθεί σε πολλές μελέτες (Clegg & Mancarella, 2015; Correa-Posada, 2015).

Αρχικά, πραγματοποιείται η υπόθεση ότι η θερμοκρασία του αερίου που διέρχεται μέσα από τον αγωγό είναι η ίδια με τη θερμοκρασία του περιβάλλοντος. Η υπόθεση της ισόθερμης ροής αερίου μέσα στον αγωγό έχει χρησιμοποιηθεί στη βιβλιογραφία (Geisser et al., 2011; Geißler et al., 2011), λαμβάνοντας τη θεώρηση ότι οι αγωγοί βρίσκονται κάτω από το έδαφος ή με την παραδοχή αργών μεταβατικών διακυμάνσεων θερμοκρασίας, οι οποίες προκαλούνται από τις μεταβολές των εγχύσεων του αερίου. Συνέπεια αυτής της υπόθεσης είναι η παράλειψη της εξίσωσης ενέργειας (3.18). Μια επιπλέον συμβατική θεώρηση σχετίζεται με την κλίση των αγωγών. Λαμβάνοντας υπόψη τη θεώρηση πως οι αγωγοί αερίου είναι οριζόντιοι, ή έχουν μικρή σταθερή κλίση, ο δεύτερος όρος της εξίσωσης της ορμής (3.17), $g\rho \frac{\partial h}{\partial x}$, που αντιπροσωπεύει τη δύναμη της βαρύτητας και επηρεάζεται από την κλίση του αγωγού, είναι δυνατό να παραλειφθεί (Geisser et al., 2011; Geißler et al., 2011; Keyaerts, 2012).

Αναλύοντας την τάξη μεγέθους του τέταρτου $\frac{1}{A} \frac{\partial M}{\partial t}$ και πέμπτου $\frac{\partial(\rho u^2)}{\partial x}$ όρου της εξίσωσης διατήρησης της ορμής του αερίου μέσα στον αγωγό **(3.17)**, (όροι που αντιστοιχούν στην αδράνεια και στην επίπτωση της πίεσης στον αγωγό), έχει αποδειχθεί ότι επηρεάζουν λιγότερο από 1% την επίλυση της εξίσωσης υπό κανονικές συνθήκες (Bichis & Dragomir, 2008). Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι τα αέρια είναι πολύ ελαφριά και έχουν μικρή αδράνεια. Επομένως, η εξάλειψη των όρων αυτών από την εξίσωση της ορμής **(3.17)** είναι επιτρεπτή. Εφαρμόζοντας τις παραπάνω υποθέσεις στην εξίσωση της ορμής **(3.17)**, αυτή απλοποιείται ως εξής:

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\lambda}{2D} \frac{\rho_0^2}{A^2} \frac{q|q|}{\rho} = 0 \quad (3.19)$$

Συνεπώς, η απλοποιημένη μορφή της εξίσωσης της ορμής **(3.19)** παρουσιάζει το γεγονός ότι οι μεταβολές των ποσοτήτων εισροής ή εκροής αερίου από τους αγωγούς αντικατοπτρίζεται κυρίως από τις μεταβολές της πίεσης και είναι ανάλογη των απωλειών τριβής (Chaudry et al., 2008; Correa-Posada, 2015; Keyaerts, 2012; Pepper et al., 2012).

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω, η δυναμική του αερίου μέσα στον αγωγό αναπαρίσταται από τις εξισώσεις της συνέχειας **(3.15)** και απλοποιημένη μορφή της εξίσωσης της ορμής **(3.19)**:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(u\rho)}{\partial x} = 0 \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\lambda}{2D} \frac{\rho_0^2}{A^2} \frac{q|q|}{\rho} = 0 \quad (3.19)$$

Όπου $A = D^2 \frac{\pi}{4}$ είναι η επιφάνεια διατομής του αγωγού και λ ο συντελεστής τριβής αντιπροσωπεύει την αντίσταση του αγωγού στην κίνηση του αερίου, προκαλώντας πτώση της πίεσης μέσα στον αγωγό, για δεδομένο ρυθμό ροής αερίου. Η τάξη μεγέθους της συγκεκριμένης ποσότητας είναι περίπου $1,9 \cdot 10^{-5}$ m (Coelho & Pinho, 2007; Osiadacz & Chaczykowski, 2001). Μία τυπική τιμή, για το συντελεστή τριβής αγωγών διαμέτρου ενός μέτρου $D = 1$ και τυπικής τραχύτητας είναι $\lambda = 0.00806$ (Coelho & Pinho, 2007).

Οι εξισώσεις **(3.15)** και **(3.19)** εκφράζονται σε όρους πυκνότητας ρ και ταχύτητας u . Είναι, ωστόσο, πιο πρακτικό να εκφραστούν ως συνάρτηση μεταβλητών που μετριοούνται σε πραγματικά δίκτυα, όπως οι ροές q και οι πιέσεις p . Με αυτή την πρακτική θα μπορούσαν επιπλέον να εφαρμοστούν οι εξισώσεις περιορισμού μέγιστων και ελάχιστων ορίων πίεσης και ροής αερίου. Αυτός ο μετασχηματισμός πραγματοποιείται με την απαλοιφή της πυκνότητας από την καταστατική εξίσωση αερίων $\rho = \frac{p}{RTZ}$ και με την έκφραση της ροής σε κανονικές συνθήκες ως συνάρτηση της

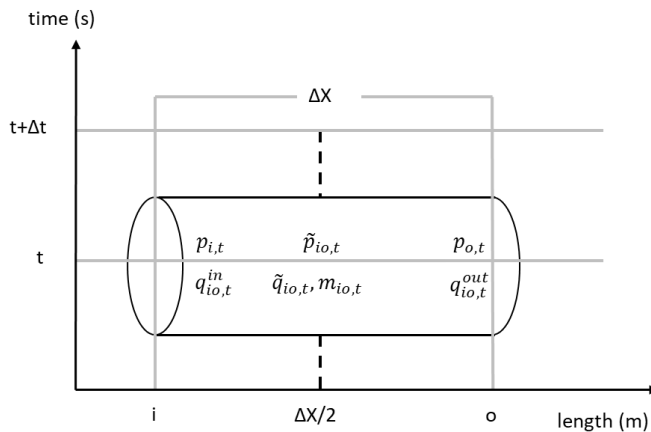
πυκνότητας και της ταχύτητας ροής $q = D^2 \frac{\pi \rho u}{4 \rho_0}$ (Menon, 2005). Με τον τρόπο αυτό, αντικαθιστώντας τα παραπάνω, στις σχέσεις (3.15) και (3.19) καταλήγουμε στην τελική μορφή των εξισώσεων συνέχειας και ορμής του αερίου:

$$\frac{\partial q}{\partial x} + \frac{\pi D^2}{4 \rho_0 RTZ} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad (3.20)$$

$$q|q| + \left(\frac{\pi}{4}\right)^2 \frac{2 D^5}{\lambda \rho_0^2 RTZ} p \frac{\partial p}{\partial x} = 0 \quad (3.21)$$

Η έκφραση $q|q|$ στην (3.21) γράφεται σκόπιμα αντί του q^2 και υποδηλώνει την ύπαρξη αμφίδρομων ροών. Αυτός ο συμβολισμός υποδεικνύει ότι η δύναμη τριβής είναι πάντα αντίθετη της κίνησης του αερίου (Correa-Posada, 2015). Όπου R είναι η σταθερά των αερίων, η οποία έχει βρεθεί πειρατικά να είναι ίδια για όλα τα αέρια (8.314 joule/kmol) και T η θερμοκρασία. Z ο συντελεστής συμπίεσης, αποτελεί συνάρτηση της πίεσης και της θερμοκρασίας $Z(p, T)$. Στη βιβλιογραφία υπάρχουν διάφοροι μέθοδοι για τον υπολογισμό του συντελεστή συμπίεσης (Menon, 2005; Ríos-Mercado & Borrás-Sánchez, 2015), καθώς δεν υπάρχει ακριβής θεωρητικός προσδιορισμός του. Οι (Read et al., 2012) και (Pepper et al., 2012), από τη δική τους σκοπιά, κάνουν μια μεγάλη απλούστευση (υπόθεση ιδανικού αερίου $Z = 1$). Μία πιο ρεαλιστική υπόθεση πραγματοποιείται από τον (Midthun, 2007) που θεώρησε τιμή για το συντελεστή συμπίεσης $Z = 0.7$ ενώ ο (Keyaerts, 2012) χρησιμοποιεί $Z = 0.8$ για πιέσεις μέσα στους αγωγούς μεταξύ 50 και 100 bar. Στη συγκεκριμένη διατριβή, γίνεται θεώρηση του ότι ο σταθερός συντελεστής συμπίεσης ισούται με 0.8, καθώς εξετάζονται αγωγοί πιέσεων 50-100 bar.

Σχήμα 3-2: Διαδικασία διακριτοποίησης



Οι εξισώσεις της συνέχειας (3.20) και της ορμής (3.21) του αερίου αποτελούν μερικές διαφορικές εξισώσεις που περιγράφονται από συνεχείς μεταβλητές όπως ο χρόνος (t) και ο χώρος (x). Για την επίλυση προβλημάτων μερικών διαφορικών εξισώσεων έχουν αναπτυχθεί αναλυτικές και αριθμητικές μέθοδοι. Παρόλο που, οι

αναλυτικές μέθοδοι παρέχουν ακριβείς λύσεις μειονεκτούν διότι απαιτούν περίπλοκους υπολογισμούς. Αρκετές είναι και οι περιπτώσεις που είναι αδύνατο να καταλήξουμε σε αναλυτική λύση. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την εφαρμογή αριθμητικών μεθόδων, όπως η μέθοδος πεπερασμένων διαφορών, σύμφωνα με την οποία πραγματοποιείται η μετατροπή της συνεχούς απεικόνισης σε διακριτή, μέσω της αντικατάστασης των παραγώγων των συνεχών μεταβλητών από τα πηλίκια διαφορών των διακριτών μεταβλητών. Η μέθοδος των πεπερασμένων διαφορών είναι μια διαδικασία διακριτοποίησης και χρησιμοποιείται για να διακριτοποιήσουμε τις μερικές διαφορικές εξισώσεις της συνέχειας **(3.20)** και της ορμής **(3.21)** του αερίου στο χρόνο και στο χώρο. Με τη διαδικασία αυτή προσεγγίζουμε τις μερικές διαφορικές εξισώσεις σε διακριτές αλγεβρικές εξισώσεις που μπορούν να συμπεριληφθούν στη διαμόρφωση του προβλήματος βελτιστοποίησης. Αρκετές είναι οι μελέτες που εφαρμόζουν τη μέθοδο των πεπερασμένων διαφορών και που υποστηρίζουν την απλότητα, τη σταθερότητα, την ακρίβεια και την ευκολία εφαρμογής της μεθόδου αυτής (Clegg & Mancarella, 2015; Correa-Posada, 2015). Κατά συνέπεια, η αντίστοιχη τεχνική επιλέχθηκε και στη συγκεκριμένη εργασία για τη διαδικασία διακριτικοποίησης. Αναλυτικότερα, στο **(Σχήμα 3-2)** παρουσιάζεται η διαδικασία της διακριτοποίησης.

Η ροή του αερίου, η πίεση και η μάζα για κάθε διάστημα, ορίζονται ως οι μέσες τιμές της πίεσης $\tilde{p}_{io,t}$ και της ροής $\tilde{q}_{io,t}$ στο μέσο των χωρικών διαστημάτων. Επιπλέον, κάθε ένα χωρικό διάστημα έχει διαφορετική πίεση και ροή στην είσοδο (σημείο in) και την έξοδο του (σημείο out). Σημειώνεται ότι δεν εξετάζεται η κατάσταση μέσα σε ένα χρονικό ή χωρικό διάστημα. Εξετάζεται μόνο το τι συμβαίνει στα τερματικά σημεία των διαστημάτων χρόνου και χώρου. Η πίεση στην είσοδο i και στην έξοδο o του αγωγού το χρόνο t ορίζονται ως $p_{i,t}$ και $p_{o,t}$ αντίστοιχα, και η ροή αερίου στην έξοδο και είσοδο του αγωγού io το χρόνο t ως $q_{io,t}^{out}$ και $q_{io,t}^{in}$ αντίστοιχα. Η μέση πίεση και μέση ροή του αγωγού io ορίζονται ως $\tilde{p}_{io,t} = \frac{p_{i,t} + p_{o,t}}{2}$ και $\tilde{q}_{io,t} = \frac{q_{io,t}^{in} + q_{io,t}^{out}}{2}$ αντίστοιχα.

Εφαρμόζοντας τους τύπους πεπερασμένων διαφορών στις μερικές διαφορικές εξισώσεις που αναπαριστούν τη δυναμική του αερίου μέσα στον αγωγό, η εξίσωση της συνέχειας **(3.20)** αντικαθιστώντας ταυτόχρονα και με τον τύπο της μάζας του αερίου

μέσα στον αγωγούς $m_{io,t} = \frac{\pi T_0 D_{io}^2 \Delta x}{4 P_0 T Z} p_{io,t}$ ⁶ γράφεται ως εξής:

$$m_{io,t} = m_{io,t-1} + q_{io,t}^{in} - q_{io,t}^{out} \quad (3.22)$$

Αντίστοιχα η εξίσωση της ορμής **(3.21)** γράφεται:

⁶ Η μάζα αερίου σε έναν αγωγό υπό κανονικές συνθήκες είναι ανάλογη της πυκνότητας του αερίου και του όγκου του αγωγού $m_{io,t} = \frac{\rho}{\rho_0} \frac{\pi}{4} D_{io}^2 \Delta x$. Με τη χρήση της καταστατικής εξίσωσης αερίων και την αντικατάσταση της πυκνότητας, η μάζα του αερίου μέσα στον αγωγό είναι ανάλογη της μέσης πίεσης στον αγωγό $m_{io,t} = \frac{\pi T_0 D_{io}^2 \Delta x}{4 P_0 T Z} p_{io,t}$.

$$\tilde{q}_{io,t}|\tilde{q}_{io,t}| = -\left(\frac{\pi}{4}\right)^2 \frac{D_{io}^5}{\lambda_{io}\rho_0^2 RTZ \Delta x} (p_{i,t}^2 - p_{o,t}^2) \quad (3.23)$$

Συνεπώς, οι μερικές διαφορικές εξισώσεις (3.20) και (3.21) μετατράπηκαν σε διακριτές αλγεβρικές εξισώσεις (3.22) και (3.23) οι οποίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν στο πρόβλημα της βελτιστοποίησης.

3.4.2 Γραμμική προσέγγιση κατά τμήματα (Piece wise Linear Approximation)

Οι παραπάνω εξισώσεις της συνέχειας (3.22) και της ορμής (3.23), χρησιμοποιούνται για τη μοντελοποίηση του δικτύου φυσικού αερίου σε προβλήματα βελτιστοποίησης. Ωστόσο, παρόλο που προσομοιώνουν πλήρως τη δυναμική του αερίου, εισάγουν στο πρόβλημα βελτιστοποίησης μη κυρτά (non-convex) και μη γραμμικά στοιχεία. Για παράδειγμα, οι όροι της εξίσωσης (3.23) $\tilde{q}_{io,t}|\tilde{q}_{io,t}|$ και $p_{i,t}^2, p_{o,t}^2$ είναι μη γραμμικοί όροι. Ο πρώτος όρος της εξίσωσης καθώς η μέση ροή του αερίου μέσα στον αγωγό μπορεί να είναι είτε θετική είτε αρνητική μπορεί αντίστοιχα να παίρνει είτε θετικές είτε αρνητικές τιμές.

Γενικότερα, η μαθηματική μοντελοποίηση των μη-γραμμικών εξισώσεων παρουσιάζει αρκετές προκλήσεις. Έχουν εξεταστεί μέχρι στιγμής μη-γραμμικές τεχνικές όπως ο μη-γραμμικός προγραμματισμός (NLP) και ο μεικτός ακέραιος προγραμματισμός (MINLP), κατά τις οποίες δεν πραγματοποιείται η εξάλειψη των μη-γραμμικών όρων της εξίσωσης ορμής (3.23) (Correa-Posada, 2015). Παρόλο που αυτές οι μεθοδολογίες επίλυσης επιτρέπουν τη διατύπωση του προβλήματος στην αρχική του μορφή, δεν είναι σε θέση να εγγυηθούν καθολική (ολική) βέλτιστη λύση (global optimal solutions) λόγω της ύπαρξης μη κυρτότητας (Geißler et al., 2011; Moritz, 2006).

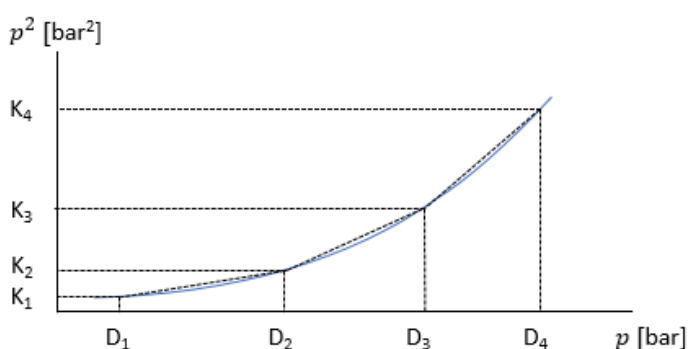
Η γραμμικοποίηση των μη-γραμμικοτήτων αποτελεί μία τεχνική προκειμένου να ξεπεραστούν τα προβλήματα που προέρχονται από την εφαρμογή μη-γραμμικών τεχνικών. Παρά το γεγονός όμως, κατά το οποίο η γραμμικοποίηση είναι μια προσέγγιση του αρχικού προβλήματος, αυτή αποτελεί μία εύρωστη μεθοδολογία, καθώς το σφάλμα της προσέγγισης μπορεί να μετρηθεί και να ελεγχθεί. Με την επίλυση ενός γραμμικού προβλήματος, διασφαλίζεται το ότι δεν μπορεί να βρεθεί μια καλύτερη βέλτιστη λύση (ολικό βέλτιστο), κάτι που δεν ισχύει στην περίπτωση ύπαρξης τοπικών λύσεων που λαμβάνονται από τα μη-γραμμικά προβλήματα, λόγω της ύπαρξης μη-κυρτοτήτων.

Υπάρχουν δύο διαφορετικές μέθοδοι γραμμικής προσέγγισης των μη-γραμμικοτήτων της εξίσωσης ορμής του αερίου (3.23). Η μία πραγματοποιείται με τη βοήθεια του γραμμικού προγραμματισμού και η άλλη με τη χρήση γραμμικού μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (Correa-Posada, 2015). Διάφορες εφαρμογές γραμμικού προγραμματισμού έχουν εφαρμοστεί για το πρόβλημα της βέλτιστης λειτουργίας του δικτύου φυσικού αερίου καθώς υπάρχουν πολλοί αποτελεσματικοί αλγόριθμοι

επίλυσης γραμμικών προβλημάτων. Η πιο διαδεδομένη γραμμική προσέγγιση της εξίσωσης ορμής του αερίου **(3.23)** είναι η επέκταση Taylor πρώτης τάξης, γύρω από το σημείο ενδιαφέροντος (το πρόβλημα αυτό αποτελεί η πίεση στην είσοδο και στην έξοδο του αγωγού). Η εξίσωση της ροής προσεγγίζεται από πολλές γραμμικές ανισότητες οι οποίες καθορίζουν τον κυρτό χώρο εφικτών λύσεων.

Ωστόσο, στο συγκεκριμένο πρόβλημα η εξίσωση της ροής είναι μη κυρτή και συνήθως η αντικειμενική του προβλήματος δεν οδηγεί τη βέλτιστη λύση σε ακρότατο σημείο του χώρου των εφικτών λύσεων. Παράδειγμα αποτελεί η περίπτωση στην οποία θέλουμε να αυξήσουμε το linerack στις γραμμές, κατά τη διάρκεια ορισμένων ωρών, για να μπορέσει να τροφοδοτηθεί αργότερα η ζήτηση αερίου. Σε αυτή την περίπτωση, οι πιέσεις στην είσοδο και έξοδο του αγωγού θα πρέπει να είναι υψηλές και επομένως η ροή χαμηλή. Όμως, η εξίσωση ροής δεν έχει κάποιο κατώτατο όριο και επομένως προκειμένου να μεγιστοποιήσουμε το απόθεμα στους αγωγούς (linerack) ενδέχεται να μην οδηγηθούμε σε κάποιο ακρότατο σημείο του χώρου των εφικτών λύσεων. Συνεπώς, αυτή η γραμμική προσέγγιση είναι ακατάλληλη για τη μοντελοποίηση μη αντίστροφων ροών (Midthun, 2007; Pepper et al., 2012). Προκειμένου να αντιμετωπιστούν τέτοιου είδους προβλήματα έχουν αναπτυχθεί αλγόριθμοι διαδοχικής γραμμικοποίησης (Successive Linear Programming αλγόριθμοι) οι οποίοι χρησιμοποιούν την προσέγγιση κατά Taylor, όπως αναφέρθηκε πιο πάνω, ενσωματώνοντας επιπλέον και ένα κατώτερο όριο για τη ροή αερίου. Το αρνητικό της γραμμικής αυτής προσέγγισης είναι ότι απαιτείται επαναληπτική μέθοδος για την επίλυση του προβλήματος με αποτέλεσμα να χρησιμοποιείται μεγάλη υπολογιστική ισχύς (Pepper et al., 2012).

Σχήμα 3-3: Γραμμική προσέγγιση του τετραγώνου της πίεσης



Προκειμένου να αποφευχθούν επαναληπτικές διαδικασίες που θα μπορούσαν να παρουσιάσουν δυσκολίες σύγκλισης και να περιπλέξουν το πρόβλημα, η γενική εξίσωση ροής **(3.23)** είναι εφικτό να γραμμικοποιηθεί με τη χρήση τεχνικών γραμμικού μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MILP) (Correa-Posada, 2015). Αυτές οι τεχνικές αποτελούν πολύ καλές εναλλακτικές για τη βελτιστοποίηση του δικτύου φυσικού αερίου εξαιτίας της ευρωστίας τους (robustness), της πρακτικότητας και της ικανότητάς τους να αντιμετωπίζουν τις μη κυρτότητες. Έχουν την ικανότητα να βρίσκουν το ολικό βέλτιστο, ή τουλάχιστον να παρέχουν λύσεις εντός

προκαθορισμένων ορίων. Υπάρχουν αρκετές διαφορετικές μεθοδολογίες γραμμικοποίησης (π.χ. Convex combination model, multiple - choicemodel) (Correa-Posada, 2015; Vielma & Nemhauser, 2011). Στη συγκεκριμένη εργασία θα χρησιμοποιηθεί η μέθοδος άθροισης διαδοχικών τμημάτων (incremental method), η οποία αποτελεί την καλύτερη μέθοδο γραμμικοποίησης για το πρόβλημα μεταφοράς του αερίου μέσα στους αγωγούς (Correa-Posada, 2015; Sirvent et al., 2017) λόγω κυρίως της μεγάλης ταχύτητας επίλυσης και της ακρίβειάς της (Correa-Posada, 2015).

Αναλυτικότερα, κατά τη μεθοδολογία άθροισης διαδοχικών τμημάτων (incremental method), οι μη γραμμικοί όροι προσεγγίζονται από το άθροισμα των επαυξημένων ποσοτήτων. Προκειμένου να προσεγγισθούν οι μη γραμμικότητες της εξίσωσης ορμής **(3.23)** χρησιμοποιούνται γραμμικές κατά τμήματα καμπύλες, καθώς και δυαδικές μεταβλητές, για διασφαλιστεί ότι η άθροιση των τμημάτων των γραμμικών καμπυλών επιτελείται διαδοχικά. Η γραμμική προσέγγιση κατά τμήματα του τετραγώνου της πίεσης φαίνεται στο **(Σχήμα 3-3)**. Θεωρείται μία καμπύλη διακριτών πιέσεων D_x^p και μία καμπύλη των αντίστοιχων τετραγωνικών πιέσεων K_x^p . Η πίεση και η τετραγωνική πίεση στο ενδιάμεσο των διακριτών πιέσεων, υπολογίζονται ως η γραμμική παρεμβολή των D_x^p και D_{x+1}^p και K_x^p και K_{x+1}^p αντίστοιχα.

Η πίεση σε κάθε κόμβο και το τετράγωνο της υπολογίζονται ως το άθροισμα των τμημάτων της καμπύλης διακριτών πιέσεων D_x^p και τετραγωνικών πιέσεων K_x^p :

$$p_{i,t} = D_1^p + \sum_x (D_{x+1}^p - D_x^p) \delta_{i,t,x}^p \quad \forall i, t \quad (3.24)$$

$$p_{i,t}^2 = K_1^p + \sum_x (K_{x+1}^p - K_x^p) \delta_{i,t,x}^p \quad \forall i, t \quad (3.25)$$

$$\delta_{i,t,x+1}^p \leq \gamma_{i,t,x}^p \quad \forall i, t, x \quad (3.26)$$

$$\delta_{i,t,x}^p \geq \gamma_{i,t,x}^p \quad \forall i, t, x \quad (3.27)$$

Η μεταβλητή $\delta_{i,t,x}^p$ αποτελεί βοηθητική συνεχή μεταβλητή που παίρνει τιμές στο διάστημα $[0,1]$ και η $\gamma_{i,t,y}^q$ είναι βοηθητική δυαδική μεταβλητή που επιβεβαιώνει πως η γραμμικοποίηση κατά τμήματα επιτελείται με τη σωστή σειρά, διαδοχικά.

Η τετραγωνική ροή του αερίου υπολογίζεται και αυτή με τον ίδιο τρόπο, χρησιμοποιώντας και πάλι καμπύλες διακριτών ροών D_y^q , των αντίστοιχων τετραγωνικών ροών K_y^q και αντίστοιχα βοηθητική συνεχή $\delta_{i,t,y}^q$ και δυαδική μεταβλητή $\gamma_{i,t,y}^q$. Η βασική διαφορά σε σχέση με τη γραμμικοποίηση των πιέσεων είναι ότι οι καμπύλες διακριτών ροών όπως και των τετραγωνικών ροών παίρνουν και αρνητικές τιμές **(Σχήμα 3-4)**.

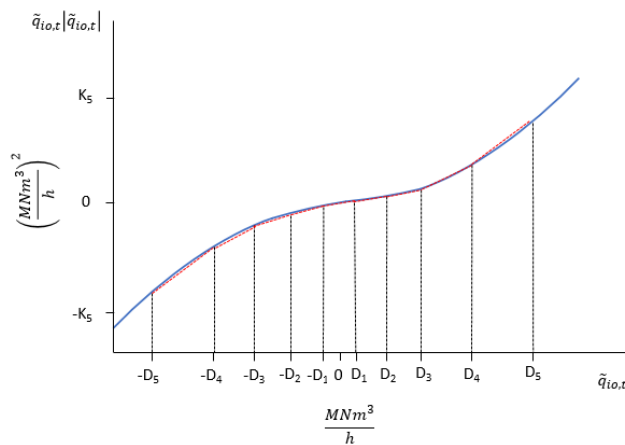
$$\tilde{q}_{io,t} = D_1^q + \sum_y (D_{y+1}^q - D_y^q) \delta_{io,t,y}^q \quad \forall io,t \quad (3.28)$$

$$\tilde{q}_{io,t} |\tilde{q}_{io,t}| = K_1^q + \sum_y (K_{y+1}^q - K_y^q) \delta_{io,t,y}^q \quad \forall io,t \quad (3.29)$$

$$\delta_{io,t,y+1}^q \leq \gamma_{io,t,y}^q \quad \forall io,t,y \quad (3.30)$$

$$\delta_{io,t,y}^q \geq \gamma_{io,t,y}^q \quad \forall io,t,y \quad (3.31)$$

Σχήμα 3-4: Γραμμική προσέγγιση του τετραγώνου της ροής του αερίου



Για τη μοντελοποίηση του συστήματος φυσικού αερίου χρησιμοποιήθηκε η δυναμική προσέγγιση και λήφθηκε υπόψη η δυνατότητα αποθήκευσης του αερίου μέσα στους αγωγούς. Για την απλοποίηση των μη-γραμμικών όρων της εξίσωσης της ορμής χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος γραμμικοποίησης που περιγράφηκε στο συγκεκριμένο κεφάλαιο.

3.5 Μοντέλα μεταφοράς ενεργειακών προϊόντων σε υγρή μορφή

Τα υγρά καύσιμα ιστορικά αποτέλεσαν τη βασική μορφή ενέργειας για την οικονομική ευημερία και την εκβιομηχάνιση της οικονομίας⁷. Η μοντελοποίηση της μεταφοράς ενεργειακών μορφών σε υγρή μορφή τόσο συμβατικών (π.χ. πετρέλαιο, βενζίνη, ντίζελ, υγροποιημένο αέριο) όσο και βιοκαυσίμων αποτέλεσε και αποτελεί ένα σημαντικό πεδίο μελέτης. Οι βασικές αρχές των τεχνικών μοντελοποίησης της μεταφοράς ενεργειακών προϊόντων σε υγρή μορφή είναι πανομοιότυπες. Αρχικά, μοντελοποιείται ξεχωριστά η παραγωγή ή η εξόρυξη του προϊόντος και μετέπειτα επιλύεται ένα μοντέλο μεταφοράς που συνδέει τους παραγωγούς με τους καταναλωτές. Ένα τέτοιο μοντέλο είναι το GaBi που αναλύει την μεταφορά των υγρών ενεργειακών μορφών σε παγκόσμιο επίπεδο (Sphera Solutions, 2020). Το World Energy Model

⁷ <https://www.history.com/topics/industrial-revolution/oil-industry>

(WEM), επίσης, ακολουθεί μια παρόμοια λογική χρησιμοποιώντας ένα παγκόσμιο πίνακα εμπορικής συναλλαγής για την κάλυψη της ζήτησης με τον πιο οικονομικό τρόπο, λαμβάνοντας υπόψη τα κόστη μεταφοράς. Τα εν λόγω κόστη διαφέρουν αναλόγως της οδού μεταφοράς, χερσαίας ή θαλάσσιας (OECD / IEA, 2020). Αντίστοιχη μεθοδολογία ακολουθείται και από το παγκόσμιο μοντέλο Poles-JRC στο οποίο εξετάζεται η παραγωγή και η μεταφορά, τόσο των ορυκτών υγρών καυσίμων όσο και των βιοκαυσίμων (POLES, 2018).

Το μοντέλο PRIMES-Refinery λαμβάνει τη ζήτηση για προϊόντα πετρελαίου όπως δίνεται από τα υπόλοιπα υπο-μοντέλα του PRIMES (ηλεκτροπαραγωγής και ζήτησης) και βελτιστοποιεί τη λειτουργία των διυλιστηρίων στην ΕΕ εξετάζοντας τη χρήση διεργασιών, τη κατανάλωση αργού πετρελαίου, πρώτων υλών και ορυκτών καυσίμων, όπως απαιτείται για την παραγωγή της δεδομένης ζήτησης. Το μοντέλο εκτιμά ενδογενώς τις επενδύσεις των διυλιστηρίων που απαιτούνται για την ικανοποίηση της ζήτησης. Εκτός από την παραγωγή αποφασίζει ενδογενώς και τις εισαγωγές/εξαγωγές (εμπορία) των τελικών προϊόντων διύλισης αλλά και αργού πετρελαίου που χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη. Η εμπορία εκτελείται μέσω ενός μοντέλου μεταφοράς εσωτερικά στις χώρες της ΕΕ ή και διεθνώς προσομοιώνοντας το εμπόριο μεταξύ της ΕΕ, της περιοχής της Μέσης Ανατολής και της περιοχής της Βόρειας Αμερικής (COWI CONSORTIUM, 2015).

Αντίστοιχα με το μοντέλο PRIMES-Refinery, το μοντέλο PRIMES-Biomass ικανοποιεί τις ανάγκες ζήτησης βιοκαυσίμων (βιομάζα, βιοαέριο, υγρά βιοκαύσιμα πρώτης και δεύτερης γενιάς) στο ενεργειακό σύστημα της Ευρώπης, όπως αυτές υπολογίζονται από το μοντέλο PRIMES. Το μοντέλο βιομάζας εξετάζει ενδογενώς τις επενδύσεις σε τεχνολογίες παραγωγής βιοκαυσίμων στην ΕΕ, λαμβάνοντας υπόψη τεχνικούς, οικονομικούς περιορισμούς και περιορισμούς διαθεσιμότητας πρώτης ύλης. Υπολογίζει επίσης ενδογενώς την εμπορία και μεταφορά τελικών προϊόντων, βιοκαυσίμων, στις χώρες της ΕΕ, αλλά και την παγκόσμια εμπορία πρώτων υλών ελαχιστοποιώντας τα κόστη μεταφοράς (E3MLab, 2010). Το GLOBIOM είναι επίσης, ένα μοντέλο μερικής ισορροπίας, που καλύπτει τον τομέα της αγροτικής παραγωγής, τις δασικές εκτάσεις και τη βιοενέργεια. Η ζήτηση βιοενέργειας είναι εξωγενής παράμετρος του μοντέλου. Το μοντέλο υπολογίζει ενδογενώς τις ροές προϊόντων σε παγκόσμιο επίπεδο ελαχιστοποιώντας το συνολικό κόστος μεταφοράς (IIASA, 2015).

Καθώς μεταβαίνουμε σε μια οικονομία κλιματικής ουδετερότητας είναι αναγκαίο να συμπεριληφθεί στην μοντελοποίηση το εμπόριο υγρών καυσίμων με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα (π.χ. υδροποιημένο υδρογόνο). Για τη συγκεκριμένη μοντελοποίηση χρησιμοποιούνται οι τεχνικές που παρουσιάστηκαν σε αυτή την υπο-ενότητα. Στην παρούσα εργασία καλύπτεται μια ευρεία επιλογή καυσίμων με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα, επιλύοντας ένα πρόβλημα μεταφοράς τόσο για τα ορυκτά καύσιμα όσο και για τα βιοκαύσιμα, αλλά και το υδροποιημένο υδρογόνο μεταξύ των περιοχών που εξετάζονται.

3.6 Μοντελοποίηση τεχνολογιών αποθήκευσης

Η αυξανόμενη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο κάνει όλο και πιο επιτακτική την ανάγκη χρήσης μονάδων αποθήκευσης για να εξομαλυνθούν οι διακυμάνσεις στην παραγωγή ενέργειας. Οι μονάδες αποθήκευσης συμβάλλουν στην εξισορρόπηση της παραγωγής με τη ζήτηση, αποθηκεύοντας την περίσσεια της παραγωγής (Jamali et al., 2015). Τα πρώτα ενεργειακά μοντέλα περιελάμβαναν τεχνολογίες άντλησης υδάτων και μπαταρίες ενώ με την εξέλιξη της τεχνολογίας ενσωματώθηκαν σε αυτά και τα CAES, υπηρεσίες (vehicle-to-grid) και τεχνολογίες χημικής αποθήκευσης όπως το Power-to-X.

Στο μοντέλο POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems) η λειτουργία και οι επενδύσεις των μονάδων αποθήκευσης στηρίζονται σε διάφορα οικονομικά κριτήρια σε συνδυασμό με την επέκταση του ηλεκτρικού δικτύου. Το μοντέλο POLES εμπεριέχει τεχνολογίες άντλησης υδάτων και μπαταρίες συστήματος αλλά και vehicle-to-grid υπηρεσίες (POLES, 2018). Το ενεργειακό-οικονομικό μοντέλο NEMS (National Energy Modeling System) έχει συμπεριλάβει την αποθήκευση μέσω του υπο-μοντέλου REStore (Renewable Storage Submodule) το οποίο λύνει ένα γραμμικό πρόβλημα ελαχιστοποίησης του κόστους λειτουργίας. Ωστόσο, το συγκεκριμένο υπο-μοντέλο επικεντρώνεται μόνο στη λειτουργία των μονάδων ενώ οι επενδύσεις υπολογίζονται στο υπο-μοντέλο “Electricity Market Module – EMM” του NEMS (Energy Information Administration, 2019). Τα energyPro και Enertile μοντέλα υπολογίζουν και αυτά τις επενδύσεις σε μονάδες αποθήκευσης (άντλησης υδάτων, μπαταρίες και CAES), καθώς και τη βέλτιστη λειτουργία τους σε ωριαία βάση (Ringkjøb et al., 2018).

Μοντέλα που καλύπτουν το ενεργειακό σύστημα της Ευρώπης των 28 και αποφασίζουν ενδογενώς τις επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και μεγάλης γκάμας τεχνολογιών αποθήκευσης είναι τα μοντέλα TIMES και PRIMES. Επεκτάσεις των μοντέλων αυτών με την ενσωμάτωση της μοντελοποίησης των τεχνολογιών Power-to-X δίνουν τη δυνατότητα αξιολόγησης του δυναμικού και των επιπτώσεων λειτουργίας όλων των τεχνολογιών αποθήκευσης στο πλαίσιο της ανάλυσης ενός ολοκληρωμένου ενεργειακού συστήματος. Πιο συγκεκριμένα, το μοντέλο TIMES/MARKAL χρησιμοποιείται σε δύο ξεχωριστές μελέτες με στόχο την ανάλυση του δυναμικού των τεχνολογιών Power-to-methane (Blanco, Nijs, Ruf, et al., 2018b) και του δυναμικού του υδρογόνου και των τεχνολογιών Power-to-Liquids (Blanco, Nijs, Rufc, et al., 2018) για διαφορετικά σενάρια χαμηλών εκπομπών για το ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα. Στα σενάρια αυτά γίνονται διαφορετικές υποθέσεις σχετικά με τη διαθεσιμότητα τεχνολογιών CCS, το δυναμικό της βιομάζας και των ΑΠΕ, καθώς και των τεχνοοικονομικών χαρακτηριστικών των τεχνολογιών Power-to-X. Επιπλέον, αναλύονται τα εμπόδια και οι μηχανισμοί προώθησης των τεχνολογιών Power-to-X μέσω ενός μοντέλου που περιλαμβάνει διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (μπαταρίες, αντλιοσταμείωση) και αναλύει ταυτόχρονα όλους τους τομείς της ζήτησης. Οι Dodds and McDowall (Dodds & McDowall, 2013) χρησιμοποίησαν το UK MARKAL μοντέλο για να αξιολογήσουν το δυναμικό της έγχυσης υδρογόνου στο UK, ενώ η IEA χρησιμοποίησε το TIMES για να αξιολογήσει τις

τεχνολογίες Power-to-Gas στη μελέτη “Hydrogen and Fuel Cells Technology Roadmap” (IEA, 2015). Το μοντέλο TIMES-MARKAL επιλύει ένα γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης για ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα.

Η τελευταία έκδοση του υπο-μοντέλου του PRIMES για τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής και την παραγωγή ατμού, θέρμανσης και συνθετικών καυσίμων επιλύει ένα πρόβλημα ελαχιστοποιώντας το κόστος, εξετάζοντας την περίοδο από το 2015 έως το 2070. Το βελτιωμένο μοντέλο περιλαμβάνει όλους τους τομείς ζήτησης και προσφοράς ενέργειας και καλύπτει εναλλακτικές διαδικασίες και τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου, συνθετικού μεθανίου και υγρών υδρογονανθράκων, δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο λαμβάνει υπόψη συμπεριφορές καταναλωτών, και χρησιμοποιεί μη-γραμμικές καμπύλες για να προσομοιώσει τη δυσκολία επενδύσεων σε διάφορες τεχνολογίες, καθώς και τη διαθεσιμότητα των πόρων. Τα σενάρια της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τη μακροχρόνια στρατηγική εκπονήθηκαν με το μοντέλο PRIMES (E3Mlab of ICCS/NTUA, 2018) ενώ χρησιμοποιήθηκε και σε μελέτες που εξετάζουν το ρόλο του υδρογόνου και των συνθετικών καυσίμων στην Ευρώπη των 28 (De Vita, Capros, et al., 2018; Evangeloroulou et al., 2019).

Επιπλέον, μοντέλα ανάλυσης ενεργειακού συστήματος που χρησιμοποιήθηκαν για να αξιολογήσουν αποκλειστικά το δυναμικό της τεχνολογίας Power-to-gas και τη συμβολή του συνθετικού αερίου στην αποθήκευση είναι το μοντέλο OPERA (de Joode et al., 2014), το μοντέλο SIFRE (Energinet, 2015), και το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε από τον Vandewalle (Vandewalle et al., 2014, 2015).

Με δεδομένο το ότι όλες οι συνιστάμενες του ενεργειακού συστήματος μεταβάλλονται ταχύτατα, αλλάζει ταυτόχρονα και η σημασία της αποθήκευσης. Νέες τεχνολογίες εισέρχονται στην αγορά και είναι αναγκαία η παρακολούθηση του διαρκώς μειούμενου κόστους επένδυσης. Επομένως, η διαδικασία μοντελοποίησης των μονάδων αποθήκευσης γίνεται ολοένα και πιο πολύπλοκη. Μελέτες έχουν επιβεβαιώσει την αναγκαιότητα για χωρική και χρονική μοντελοποίηση της ενεργειακής αποθήκευσης, μιας και με αυτό τον τρόπο δίνεται η δυνατότητα στα μοντέλα μακροπρόθεσμου σχεδιασμού να συμπεριλάβουν και εκείνο το οποίο συμβαίνει στη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος για χρονικά διαστήματα μικρής διάρκειας, σε διαφορετικές υπο-περιοχές (Bistline et al., 2020). Μέσω της χωρο-χρονικής μοντελοποίησης που παρουσιάζεται και υλοποιείται στην εν λόγω εργασία, είναι εφικτός ο ακριβής υπολογισμός της πραγματικής αξίας και του ρόλου της αποθήκευσης, ο οποίος θα αναλυθεί σε επόμενα κεφάλαια.

3.7 Μεθοδολογίες μοντελοποίησης ολοκληρωμένων ενεργειακών συστημάτων

Τα τελευταία χρόνια, το μερίδιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές αυξάνεται διαρκώς, ενώ παράλληλα οι τρέχουσες τάσεις υποδεικνύουν περαιτέρω αύξηση στις επόμενες δεκαετίες (IEA, 2019b). Πολλές είναι οι

προσπάθειες που έχουν γίνει παγκοσμίως στα επίπεδα έρευνας και πολιτικής για την υποστήριξη της ενσωμάτωσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Εντούτοις, επισημαίνεται ότι η επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων και η εξασφάλιση ασφαλούς και προσιτής ενέργειας για τις παρούσες και τις μελλοντικές γενιές απαιτούν σαφείς στρατηγικές που αφορούν όλους τους ενεργειακούς τομείς και όχι μόνο την ηλεκτρική ενέργεια (Mancarella, 2012). Στρατηγικές όσον αφορά την ψύξη, τη θέρμανση, καθώς και τις μεταφορές, τομείς που συμβάλουν σημαντικά στην κατανάλωση ενέργειας και στις εκπομπές, καθώς είναι αναμφισβήτητα πιο δύσκολο να απαλλαγούν από τα ορυκτά καύσιμα, σε σχέση με το τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε πολλά ενεργειακά μοντέλα οι ενεργειακοί τομείς μελετώνται αποσυνδεδεμένοι σε σχέση με το υπόλοιπο ενεργειακό σύστημα. Ωστόσο, στην πραγματικότητα οι αλληλεπιδράσεις μεταξύ των τομέων είναι έντονες και συνεχώς αυξάνονται με την εξέλιξη της τεχνολογίας. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελούν ο ηλεκτρικός τομέας με το δίκτυο θέρμανσης και το δίκτυο φυσικού αερίου, που αλληλοεπιδρούν μέσω διάφορων τεχνολογιών (π.χ. τεχνολογίες συμπαραγωγής θερμότητας ηλεκτρισμού CHP, αντλίες θερμότητας κτλ.). Επιπλέον, αλληλεπιδράσεις υφίστανται μεταξύ της ηλεκτρικής ενέργειας και της αλυσίδας παραγωγής συνθετικών καυσίμων (υδρογόνο, συνθετικό μεθάνιο και συνθετικοί υδρογονάνθρακες). Τέλος, ο ηλεκτρισμός αρχίζει να παίζει σημαντικό ρόλο στον τομέα των μεταφορών και της θέρμανσης. Για αυτόν ακριβώς το λόγο είναι σημαντική η ανάπτυξη μοντέλων ολοκληρωμένων ενεργειακών συστημάτων.

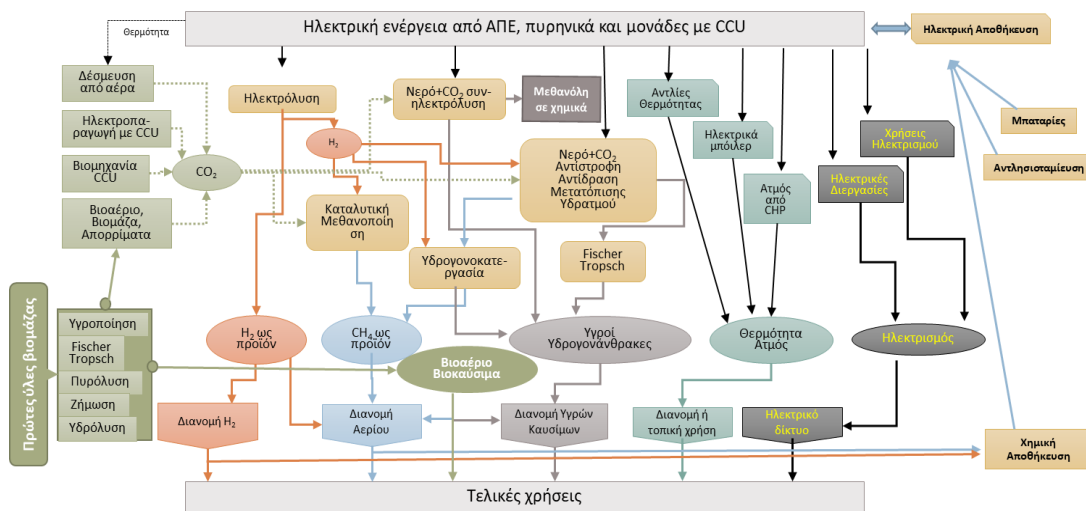
Μέχρι στιγμής, δεν έχει αποδοθεί σαφής ορισμός για τα μοντέλα ολοκληρωμένων ενεργειακών συστημάτων ή αλλιώς Multi Energy System models (MES) (Kriechbaum et al., 2018; Mancarella, 2014). Η πιο περιεκτική περιγραφή βασίζεται σε τέσσερις άξονες, που χαρακτηρίζουν ένα ολοκληρωμένο ενεργειακό σύστημα (Mancarella, 2014). Αυτοί είναι: 1) ο χωρικός άξονας 2) ο άξονας πολλαπλών τομέων 3) ο άξονας πολλαπλών ενεργειακών φορέων (δηλαδή καυσίμων) 4) ο άξονας των δικτύων.

Αναλυτικότερα, ο χωρικός άξονας περιλαμβάνει τη χωρική ανάλυση που μπορεί να γίνει σε επίπεδο πόλης, περιφερειών, χώρας ή ομάδας χωρών (π.χ. Ευρώπη των 28). Ο άξονας πολλαπλών τομέων περιλαμβάνει τη μοντελοποίηση διαφορετικών τομέων του ενεργειακού συστήματος και τη μοντελοποίηση των μεταξύ τους συνεργειών (ηλεκτρικός τομέας – μεταφορές, ηλεκτρικός τομέας – παραγωγή συνθετικών καυσίμων, ηλεκτρικός τομέας – συστήματα αποθήκευσης κ.α.). Ο άξονας πολλαπλών ενεργειακών φορέων-καυσίμων σχετίζεται με τα καύσιμα που αναλύονται στο μοντέλο (π.χ. ηλεκτρισμός, φυσικό αέριο, πετρέλαιο, άνθρακας, βιοκαύσιμα, υδρογόνο) και τέλος ο άξονας των δικτύων ενέργειας (ηλεκτρισμού, ατμού, αερίου, υδρογόνου) ή και μη ενεργειακών προϊόντων όπως το CO₂, επικεντρώνεται στη σύνδεση καταναλωτών και παραγωγών και επιτρέπει τη μελέτη των μεταξύ τους αλληλεπιδράσεων.

Στη βιβλιογραφία αναφέρονται πολλά διαφορετικά μοντέλα ολοκληρωμένων ενεργειακών συστημάτων που το κάθε ένα έχει διαφορετικό τεχνικό επίπεδο λεπτομέρειας (μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού, συνθετικών καυσίμων και αποθήκευσης), καυσίμων και τομέων που αναλύει, καθώς και δικτύων (ηλεκτρισμού και αερίου). Για παράδειγμα, το μοντέλο BALMOREL αναλύει τον ενεργειακό τομέα δίνοντας έμφαση στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας και στους τομείς ζήτησης, εκτός του τομέα των μεταφορών (Karlsson & Meibom, 2008). Το μοντέλο εξετάζει την παραγωγή ηλεκτρισμού, ατμού, θερμότητας και υδρογόνου στο σύστημα ενώ χρησιμοποιεί ένα απλό μοντέλο μεταφοράς για την προσομοίωση του δικτύου του ηλεκτρισμού. Στο μοντέλο Calliope, η ζήτηση είναι ανελαστική και εξετάζεται μόνο ο τομέας της προσφοράς ηλεκτρισμού, ατμού και συνθετικών καυσίμων (Pfenninger, 2017). Στο συγκεκριμένο μοντέλο είναι ενσωματωμένες όλες οι τεχνολογίες αποθήκευσης, ενώ όπως και στο BALMOREL χρησιμοποιείται ένα απλό μοντέλο μεταφοράς για τον ηλεκτρισμό. Το EnergyPlan προσομοιώνει τη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος σε ωριαία βάση, καθώς επίσης τους τομείς ηλεκτρισμού, τον κτιριακό τομέα, τη βιομηχανία και τον τομέα των μεταφορών. Επίσης, περιλαμβάνει τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων και βιοκαυσίμων, τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρισμού (μπαταρίες, τεχνολογίες άντλησης υδάτων, CAES), υδρογόνου, αερίου και θερμότητας. Η μοντελοποίηση των δικτύων, ωστόσο, παραλείπεται καθώς γίνονται εξωγενείς υποθέσεις εισαγωγών και εξαγωγών ηλεκτρισμού και αερίου για το σύστημα που μελετάται (Lund & Thellufsen, 2018). Το μοντέλο TIMES-MARKAL επιλύει ένα μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού για ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα. Εξετάζει τις αλληλεπιδράσεις όλων των τομέων (παραγωγής και ζήτησης) ενώ στις πρόσφατες εκδόσεις του έχουν ενσωματωθεί τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων (Blanco, Nijs, Ruf, et al., 2018a; Blanco, Nijs, Rufc, et al., 2018; Dodds & McDowall, 2013). Το μοντέλο αυτό αναλύει το ενεργειακό σύστημα σε επίπεδο χώρας ή και για την Ευρώπη των 28. Είναι ενσωματωμένες όλες οι τεχνολογίες αποθήκευσης και για τη μεταφορά ηλεκτρισμού χρησιμοποιείται ένα απλό μοντέλο μεταφοράς.

Ένα συνοπτικό διάγραμμα ροής του ενεργειακού μοντέλου PRIMES παρουσιάζεται στο **Σχήμα 3-5** (E3Mlab of ICCS/NTUA, 2018). Το μοντέλο συνδυάζει την παραγωγή διαφόρων μορφών ενέργειας και περιλαμβάνει ένα μεγάλο αριθμό αλληλεπιδράσεων των ενεργειακών τομέων και τεχνολογιών. Το μοντέλο περιλαμβάνει υπο-μοντέλα προσφοράς και ζήτησης όλων των τομέων του ενεργειακού συστήματος, οι οποίοι αλληλοεπιδρούν μεταξύ τους. Επίσης, ενσωματώνει τη μοντελοποίηση όλων των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρισμού, ατμού, βιοκαυσίμων, υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων υπολογίζοντας ενδογενώς τις τελικές τους τιμές. Εξετάζει το ενεργειακό σύστημα σε επίπεδο χώρας αλλά και την Ευρώπη των 28. Η μοντελοποίηση μεταφοράς ηλεκτρισμού γίνεται με τη χρήση ενός ισοδύναμου συνεχούς ρεύματος δικτύου και για τη μεταφορά φυσικού αερίου επιλύεται ένα πρόβλημα μεταφοράς.

Σχήμα 3-5: Διάγραμμα ροών του ενεργειακού μοντέλου PRIMES (De Vita, Capros, et al., 2018)



Ωστόσο, τα προαναφερόμενα μοντέλα δεν προσομοιώνουν τη μεταφορά του αερίου μέσα στους αγωγούς. Πιο συγκεκριμένα, θεωρούν το δίκτυο αερίου ως ένα αποθηκευτικό μέσο άπειρης διαθέσιμης χωρητικότητας και στην περίπτωση έγχυσης συνθετικού μεθανίου, υδρογόνου και βιοαερίου μέσα στους αγωγούς, δε λαμβάνεται υπόψη κάποιος τεχνικός περιορισμός ούτε υπολογίζεται κάθε στιγμή η αποθηκευτική δυνατότητα του δικτύου του αερίου και η ευελιξία που μπορεί να παρέχει στο σύστημα.

3.7.1 Μοντέλα με ταυτόχρονη προσομοίωση δικτύου ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου

Στη βιβλιογραφία εμφανίζονται ποικίλες προσεγγίσεις για τη μοντελοποίηση ενεργειακών συστημάτων, ιδιαίτερα όταν διαμορφώνονται οι αλληλεπιδράσεις μεταξύ δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας. Το ενδιαφέρον στην ταυτόχρονη μοντελοποίηση του ηλεκτρικού συστήματος και του συστήματος φυσικού αερίου αυξάνεται τα τελευταία χρόνια παρά τις προκλήσεις που εμφανίζονται λόγω της ολοκληρωμένης μοντελοποίησης (Lienert & Lochner, 2012; Lukens, 2000). Η αλληλεπίδραση μεταξύ των συστημάτων ηλεκτροδότησης και αερίου είναι σημαντικό να διερευνηθεί για να κατανοήσουμε τον τρόπο με τον οποίο οι τεχνικοί περιορισμοί ενός υπο-συστήματος επηρεάζουν τα άλλα συστήματα.

Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι η αυξανόμενη αλληλεξάρτηση μεταξύ των δικτύων ηλεκτρισμού και αερίου, έχει σαν αποτέλεσμα να εγείρονται σημαντικές προκλήσεις για την αξιόπιστη και αποτελεσματική λειτουργία των δύο υπο-συστημάτων (Hibbard & Schatzki, 2012). Υπάρχουν μοντέλα που ενσωματώνουν τη μοντελοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου και του δικτύου μεταφοράς αερίου. Για παράδειγμα τα (Chaudry et al., 2008; Correa-Posada, 2015; Liu et al., 2011; Sirvent et al., 2017), χωρίς όμως να ενσωματώνουν τις επενδύσεις και τη λειτουργία των τεχνολογιών Power-to-X στο σύστημα. Ωστόσο, τα μοντέλα που ενσωματώνουν όλες

τις παραπάνω τεχνολογίες και τη λειτουργία των δικτύων (ηλεκτρισμού και αερίου) είναι υπολογιστικά περίπλοκα, όπως έχει αναφερθεί σε προηγούμενη ενότητα. Οι Clegg και Mancarella (Clegg & Mancarella, 2015) συνδύασαν ένα μοντέλο προσομοίωσης του δικτύου αερίου με ένα μοντέλο βέλτιστης ροής ηλεκτρικής ενέργειας. Πραγματοποίησαν τη βελτιστοποίηση δύο σταδίων (two state optimization), όπου στην αρχή επιλύεται το μοντέλο βέλτιστης ροής ενέργειας για το δίκτυο ηλεκτρισμού και στη συνέχεια επιλύεται ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, που αποφασίζει τη χωρικά βέλτιστη εγκατάσταση των απαιτούμενων Power-to-Gas μονάδων, προκειμένου να πραγματοποιηθεί η βέλτιστη χρησιμοποίηση παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Τέλος, ακολουθεί η προσομοίωση του δικτύου αερίου που εξισορροπεί την προσφορά (συμπεριλαμβανομένων και των μονάδων παραγωγής συνθετικού αερίου) με τη ζήτηση (συμπεριλαμβανομένων και των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας).

Ακολούθως, ο Belderbos (Belderbos, 2019) ανέπτυξε ένα μοντέλο όπου προσομοιώνει τη λειτουργία λαμβάνοντας εξωγενώς τις υποθέσεις των επενδύσεων των συστημάτων ηλεκτρισμού και αερίου, συμπεριλαμβανομένων των περιορισμών των δικτύων. Το μοντέλο επιλύει ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MIP) και εξετάζει κατά πόσο η χωρητικότητα του δικτύου φυσικού αερίου του Βελγίου επαρκεί για την ενσωμάτωση μεγάλων ποσοτήτων συνθετικού μεθανίου που παράγονται από μονάδες Power-to-Gas. Η μαθηματική μοντελοποίηση του δικτύου φυσικού αερίου που χρησιμοποιήθηκε στη συγκεκριμένη μελέτη είναι παρόμοια με τη προσομοίωση που ακολουθήθηκε στη συγκεκριμένη διατριβή.

Λαμβάνοντας υπόψη τη σημασία των αλληλεπιδράσεων διαφορετικών ενεργειακών τομέων του συστήματος και την ανάγκη εύρεσης της βέλτιστης χωροθέτησης των επενδύσεων των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων, στην παρούσα εργασία αναπτύχθηκε ένα ολοκληρωμένο μοντέλο που περιλαμβάνει τη μοντελοποίηση και την προσομοίωση της ταυτόχρονης λειτουργίας διαφορετικών ενεργειακών τομέων (ηλεκτρισμού, θερμότητας, υδρογόνου, αερίου, βιοκαυσίμων) καθώς και των υποδομών μεταφοράς των ενεργειακών μορφών (φυσικό δίκτυο ηλεκτρισμού, αερίου, υδρογόνου και «εικονικό» δίκτυο μεταφοράς συμπιεσμένου ή υγροποιημένου αερίου και υδρογόνου, βιοκαυσίμων και υδρογονανθράκων). Η πρωτοτυπία της συγκεκριμένης διατριβής σε σχέση με τη βιβλιογραφία βασίζεται στο γεγονός ότι συνδυάζει όλα τα προαναφερθέντα συστήματα και τεχνολογίες σε ένα ολοκληρωμένο μοντέλο υπολογίζοντας ταυτόχρονα τη λειτουργία αλλά και τις επενδύσεις που απαιτούνται σε κάθε σύστημα. Η ακριβής ανάλυση του υποδείγματος παρουσιάζεται στο τέταρτο κεφάλαιο της διατριβής.

3.7.2 Μοντελοποίηση με χωρικές λεπτομέρειες και το πρόβλημα της βέλτιστης χωροθέτησης υπό μεταβαλλόμενες οικονομίες και αντι-οικονομίες κλίμακας

Με τον όρο οικονομίες κλίμακας αναφερόμαστε στη μείωση του μακροχρόνιου μέσου κόστους με την αύξηση του παραγόμενου προϊόντος. Οι οικονομίες κλίμακας μπορούν να οφείλονται σε τεχνικούς λόγους ή σε λόγους που σχετίζονται με τη διαδικασία παραγωγής της επιχείρησης. Αρνητικές οικονομίες κλίμακας ή αντί-οικονομίες κλίμακας εμφανίζονται όταν το μακροχρόνιο μέσο κόστος αυξάνεται. Στην καμπύλη του μακροχρόνιου μέσου κόστους υπάρχει ένα σημείο στο οποίο επιτυγχάνονται όλες οι οικονομίες κλίμακας, δηλαδή η συγκεκριμένη καμπύλη επιτυγχάνει το ελάχιστο σημείο της. Αυτό το σημείο ονομάζεται ελάχιστη αποτελεσματική κλίμακα.

Όσον αφορά τον ηλεκτρικό τομέα, στη βιβλιογραφία, οι οικονομίες κλίμακας παρουσιάζονται να είναι πολυ-επίπεδες. Οι (Gugler et al., 2017) διερευνούν τις επιπτώσεις της εφαρμογής των οικονομιών κλίμακας που προκύπτουν μεταξύ ενοποιημένης παραγωγής μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας καθώς επίσης και στην περίπτωση που αυτοί οι τομείς αναλύονται ξεχωριστά. Στη βιβλιογραφία επίσης, παρατηρούνται οι οικονομίες κλίμακας που σχετίζονται με το μέγεθος των επιχειρήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν μελέτες που υπολογίζουν το ελάχιστο αποδοτικό μέγεθος μιας επιχείρησης είτε στο αμερικανικό είτε στο ευρωπαϊκό δίκτυο (Hispanick & Kymn, 1999). Τέλος, υπάρχουν οι οικονομίες κλίμακας που αφορούν τις ίδιες τις τεχνολογίες παραγωγής. Αξιοσημείωτο είναι ότι με την αύξηση του μεγέθους ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μειώνεται το μοναδιαίο κόστος εγκατάστασης (Machado et al., 2016).

Ειδικότερα, ένας από τους λόγους ύπαρξης οικονομιών κλίμακας σχετίζεται με τις διαιρετότητες της διαδικασίας παραγωγής. Για παράδειγμα, για τη λειτουργία των επιχειρήσεων κάποια ελάχιστη ποσότητα εισροών είναι απαραίτητη, ανεξάρτητα από το αν παράγεται το προϊόν ή όχι. Υπάρχουν οικονομίες κλίμακας που σχετίζονται με περιβαλλοντικούς κανονισμούς και αδειοδοτικές διαδικασίες, που αυξάνουν σημαντικά το κόστος μελέτης και εγκατάστασης των σταθμών και οι οποίες είναι ανεξάρτητες του μεγέθους του σταθμού. Άλλες οικονομίες κλίμακας συνδέονται με τις μονάδες παραγωγής και σχετίζονται με τον υποσταθμό της μονάδας, τη μορφοποίηση και το μέγεθος του χώρου εγκατάστασης, οι οποίες δεν εξαρτώνται από το μέγεθος του σταθμού παραγωγής.

Οι οικονομίες κλίμακας συμβάλλουν στην εύρεση του βέλτιστου μεγέθους αλλά και των βέλτιστων σημείων εγκατάστασης των επενδύσεων τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα. Οπωσδήποτε, με την αυξανόμενη διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ, αναμένεται μεγαλύτερη συμφόρηση στα δίκτυα μεταφοράς που συνδέουν περιοχές με σχετικά υψηλή παραγωγή από ΑΠΕ και περιοχές στις οποίες βρίσκονται τα κέντρα ζήτησης. Η αυξημένη χωρική λεπτομέρεια στην προσομοίωση του συστήματος ηλεκτρισμού, λαμβάνοντας υπόψη τις οικονομίες κλίμακας θα

βοηθήσει ώστε να επιλεγούν τα σημεία επένδυσης των σταθμών που θα βελτιώσουν το σύστημα. Επίσης, θα καταδειχθούν τα σημεία και οι συνδέσεις, οι οποίες απαιτούν αναβάθμιση στο δίκτυο μεταφοράς (IRENA, 2019a).

Σχετικά με την εύρεση της βέλτιστης χωροθέτησης των τεχνολογιών Power-to-X στο ενεργειακό σύστημα, οι μελέτες που υπάρχουν μέχρι σήμερα είναι περιορισμένες. Οι περισσότερες μελέτες χρησιμοποιούν GIS (Geographic information system) σε συνδυασμό με πολυκριτηριακή ανάλυση προκειμένου να αναλύσουν τη βέλτιστη χωροθέτηση εγκαταστάσεων Power-to-X στο ενεργειακό σύστημα που μελετάται. Οι (Nielsen & Skon, 2019) για παράδειγμα, διερευνούν το βέλτιστο σημείο εγκατάστασης αυτών των μονάδων, λαμβάνοντας υπόψη ορισμένα κριτήρια όπως την εγγύτητα προς το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρισμού ή το κόστος κατασκευής δικτύου μέχρι τη διασύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής, ή η εγγύτητά τους με το δίκτυο φυσικού αερίου. Ωστόσο, στη μελέτη των (Nielsen & Skon, 2019) δεν λαμβάνεται υπόψη η ύπαρξη των οικονομικών κλίμακας για τις νέες τεχνολογίες που αναμένεται να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα.

Στην παρούσα διατριβή διερευνάται η χωρική ανάλυση σε επίπεδο περιφερειών και ενσωματώνεται η αναπαράσταση οικονομικών και αντί-οικονομικών κλίμακας σε συγκεκριμένες τεχνολογίες (Power-to-X). Παράλληλα, με τη λεπτομερή αναπαράσταση του δικτύου, βρίσκεται η βέλτιστη λύση, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα χαρακτηριστικά του δικτύου και των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής όσο και την ελάχιστη αποδοτική κλίμακα της εγκατεστημένης ισχύος.

Κεφάλαιο 4

4 Περιγραφή του μαθηματικού μοντέλου

Ο σχεδιασμός ενός μοντέλου λειτουργίας και βέλτιστης ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος περιλαμβάνει διάφορα στάδια μοντελοποίησης ανάλογα με τον τομέα που εξετάζεται. Για παράδειγμα, για το ηλεκτρικό σύστημα αναπτύσσεται αρχικά ένα μοντέλο μεταφοράς (transport model) το οποίο σχεδιάζεται ως γράφος και περιλαμβάνει κόμβους προσφοράς (σταθμοί παραγωγής), κόμβους ζήτησης (κατανάλωση ενέργειας) και κόμβους του δικτύου μεταφοράς ή αλλιώς κόμβους διαμετακόμισης. Η ποσότητα έγχυσης από κάθε κόμβο προσφοράς υπόκειται σε περιορισμούς δυναμικότητας (τεχνικοί περιορισμοί). Οι άγνωστες μεταβλητές του προβλήματος είναι η προσφορά κάθε κόμβου προσφοράς και οι ροές σε κάθε διαδρομή του δικτύου. Στις μεταβλητές προστίθενται οι επενδύσεις στον τομέα της παραγωγής και στο δίκτυο, στην περίπτωση που είναι ενδογενείς, καθώς και στον τομέα της ζήτησης στην περίπτωση που αυτή αλληλοεπιδρά με το υπόλοιπο σύστημα.

Η διαρκώς αυξανόμενη πολυπλοκότητα του ενεργειακού συστήματος (νέες τεχνολογίες, διάφορα καύσιμα, πολλοί τελικοί καταναλωτές) οπωσδήποτε αυξάνει την πολυπλοκότητα των ενεργειακών μοντέλων. Στην πολυπλοκότητα αυτή συντελούν οι περιορισμοί λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, οι περιορισμοί σχετικά με την κυκλική λειτουργία των μονάδων, την έναυση/σβέση τους, το επίπεδο ισχύος συγχρονισμού τους, καθώς και οι τεχνικοί περιορισμοί των δικτύων, η μεταβλητότητα των ΑΠΕ κλπ. Το σύνολο αυτών των περιορισμών που σχετίζονται με την αξιοπιστία του συστήματος αναδεικνύουν και το ρόλο της αποθήκευσης, προσθέτοντας μια επιπλέον πολυπλοκότητα στο πρόβλημα. Η ικανοποίηση των περιορισμών του προβλήματος δεν οδηγεί σε μονοσήμαντο προσδιορισμό των αγνώστων μεταβλητών του μοντέλου, αλλά σε ένα χώρο εφικτών λύσεων. Εντός του χώρου αυτού, ο προσδιορισμός μίας από τις λύσεις ως τελικής απαιτεί μία μέθοδο αξιολόγησης των εφικτών λύσεων. Η αξιολόγηση των εφικτών λύσεων αντανακλά την προτίμηση

κάποιου αποφασίζοντα που λαμβάνει αποφάσεις προς όφελος του ή προς όφελος του κοινωνικού συνόλου. Στην περίπτωση αυτή, χρειάζεται η διατύπωση συνάρτησης αντικειμένου-στόχου η οποία αξιολογεί τις εφικτές λύσεις ανάγοντάς τες σε μία μονότονη διάταξη με στόχο να επιλεγεί η βέλτιστη λύση για το συγκεκριμένο πρόβλημα.

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει αναλυτικά το μοντέλο που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της συγκεκριμένης διατριβής. Αρχικά περιγράφεται ο στόχος του σχεδιασμού του συγκεκριμένου μοντέλου και στη συνέχεια η ανάλυση της αρχιτεκτονικής και του σχεδιασμού του. Παρουσιάζονται αναλυτικά οι τεχνικοί και οικονομικοί περιορισμοί που σχεδιάστηκαν για τη συγκεκριμένη μοντελοποίηση καθώς και ο αναλυτικός κατάλογος των συμβόλων, των σταθερών, των παραμέτρων και των μεταβλητών του μοντέλου. Τέλος, διατυπώνεται και αναλύεται η συνάρτησης αντικειμένου στόχου – αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου καθώς και η περιγραφή της εφαρμογής του μοντέλου που πραγματοποιήθηκε για την εν λόγω διατριβή.

4.1 Εισαγωγή στο σχεδιασμό και τη στόχευση του μοντέλου

Η αναγκαιότητα για περιορισμό της κλιματικής αλλαγής επιτάσσει την ελαχιστοποίηση της χρήσης ορυκτών καυσίμων στο ενεργειακό σύστημα. Παρόλα αυτά, το σύστημα προσφοράς και διανομής θα συνεχίζει να καλύπτει τις ανάγκες της κατανάλωσης μέσω διαφόρων ενεργειακών μορφών (π.χ. ηλεκτρισμός, θερμότητα, αέρια και υγρά καύσιμα). Επισημαίνεται βεβαίως ότι αυτές οι ενεργειακές μορφές θα προέρχονται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, κυρίως στοχαστικού χαρακτήρα, αλλά και με συμμετοχή της βιομάζας και των αποβλήτων, που όμως έχουν περιορισμένη διαθεσιμότητα. Προς την κατεύθυνση αυτή, αναμένεται να συμβάλλει σημαντικά και η **σύζευξη** των ενεργειακών τομέων, η οποία αποτελεί πρόκληση για τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού που χρησιμοποιούνται ευρέως τις τελευταίες δεκαετίες για την ανάλυση του ενεργειακού συστήματος.

Στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής, εκπονήθηκε ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη ενός τέτοιου οικονομοτεχνικού μαθηματικού μοντέλου ενεργειακού συστήματος. Το μοντέλο προσομοιώνει, αναλύει και ποσοτικοποιεί σενάρια πολιτικής και μετασχηματισμού του ενεργειακού συστήματος, απαλλαγμένο από εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (GHG), κάτω από ένα σύνολο περιορισμών. Οι περιορισμοί αυτοί, σχετίζονται με την παραγωγή, την αποθήκευση, τη μεταφορά και τη διανομή ενέργειας όλων των ενεργειακών μορφών στο ενεργειακό σύστημα. Ο τελικός στόχος του μοντέλου είναι η ικανοποίηση της ζήτησης στο ελάχιστο δυνατό κόστος.

Αναλυτικότερα, το μοντέλο προσομοιώνει πληθώρα ενεργειακών μορφών και τεχνολογιών. Ενδεικτικά αναφέρονται ο ηλεκτρισμός, τα αέρια, υγρά και στερεά καύσιμα κ.α. Επιπλέον, το μοντέλο είναι σε θέση να συνδυάζει με το βέλτιστο οικονομικό και τεχνικό τρόπο το μίγμα των ενεργειακών μορφών, τη σύζευξη των διαφόρων τομέων και αποθηκευτικών μέσων με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής για την επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων. Η σύζευξη των τομέων εξασφαλίζεται με συνέπεια μέσω της κατάλληλης ανάλυσης και το συντονισμό των χρονικών στιγμών και των χωρικών δυνατοτήτων της στοχαστικής παραγωγής των ΑΠΕ, των

αποθηκευτικών μέσων, των δικτύων μεταφοράς και διανομής και την καταναλισκόμενη ενέργεια.

Επιπλέον, οι μονάδες αποθήκευσης και τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής προσομοιώνονται με διαφορετικά οικονομο-τεχνικά χαρακτηριστικά, ανάλογα με τη φύση τους, και διαχωρίζονται σε υποδομές ηλεκτρικής ενέργειας, αέριων ενεργειακών μορφών ή ακόμα και σε ενεργειακές μορφές σε υγρή μορφή. Η ηλεκτρική ενέργεια, προερχόμενη από ΑΠΕ, χρησιμοποιείται είτε κατευθείαν στην τελική κατανάλωση είτε για την παραγωγή υδρογόνου και συνθετικών υδρογονανθράκων. Τα εν λόγω συνθετικά καύσιμα συνεισφέρουν τόσο στην αποθήκευση του ηλεκτρισμού όσο και ως ενεργειακοί φορείς στην τελική κατανάλωση. Με βάση την αποκεντρωμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είτε από ΑΠΕ είτε από συμβατικούς σταθμούς, καθώς και τις μονάδες παραγωγής υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων, το μοντέλο δίνει ιδιαίτερη έμφαση στο χρονικό και χωρικό **συντονισμό** όλων των επιμέρους στοιχείων του ενεργειακού συστήματος (παραγωγή, δίκτυα μεταφοράς και διανομής, αποθήκευση, τελική κατανάλωση).

Εξαιτίας του γεγονότος ότι για το μετασχηματισμό του ενεργειακού συστήματος απαιτούνται επενδύσεις σε καθαρές τεχνολογίες, έχει ιδιαίτερη σημασία η δυνατότητα του μοντέλου να υποδείξει τη βέλτιστη θέση των εγκαταστάσεων αυτών (π.χ. μονάδων Power-to-X), λαμβάνοντας υπόψη τη χωρική κατανομή των πρωτογενών πόρων, τη γεωγραφική θέση των τελικών καταναλωτών και τη χωροθέτηση των δικτύων. Επιπρόσθετα, στο μοντέλο έχει ενσωματωθεί η αναπαράσταση οικονομικών κλίμακας για τις συγκεκριμένες τεχνολογίες που συμβάλλει στην εύρεση της βέλτιστης χωροθέτησης τους στο ενεργειακό σύστημα. Η λεπτομερής αναπαράσταση των οικονομικών κλίμακας και των δικτύων ταυτόχρονα, συμβάλει στην εύρεση της χρυσής τομής μεταξύ της διεσπαρμένης εγκατάστασης των μονάδων παραγωγής και της ελάχιστης αποδοτικής κλίμακας της εγκατεστημένης μονάδας. Για παράδειγμα, αν σε κάποια περιοχή ενδέχεται να είναι οικονομικά ασύμφορο να εγκατασταθεί μια μονάδα μικρού μεγέθους, ενώ είναι οικονομικά αποδοτικότερο σε μια άλλη περιοχή η οποία έχει μεγαλύτερη κατανάλωση, αποφασίζεται να γίνει η επένδυση στη δεύτερη και να καλύπτεται η ζήτηση της πρώτης μέσω του δικτύου μεταφοράς.

Ο χρονικός ορίζοντας της οικονομοτεχνικής βελτιστοποίησης που επιτελεί το μοντέλο είναι μακροχρόνιος (μέχρι το 2050). Η βελτιστοποίηση είναι οικονομοτεχνικού χαρακτήρα και καλύπτει περισσότερες από μία περιοχές, περιφέρειες και χώρες οι οποίες επικοινωνούν μεταξύ τους, με την ανταλλαγή ενεργειακών προϊόντων μέσω των δικτύων.

4.2 Γενική αρχιτεκτονική του μοντέλου, χωρο-χρονική διάσταση, τεχνολογικές και κλαδικές καταταμήσεις

4.2.1 Εισαγωγή

Το μοντέλο της παρούσας διατριβής είναι ένα ενεργειακό μοντέλο που περιγράφει αναλυτικά τη λειτουργία και ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος διαφόρων περιοχών, που επικοινωνούν μεταξύ τους μέσω δικτύων, σε χωρικό και χρονικό επίπεδο, ενσωματώνοντας παράλληλα τη μεθοδολογία των οικονομιών κλίμακος, που απαιτούνται για τη χωροθέτηση των επενδύσεων σε επίπεδο γεωγραφικών κόμβων. Αποτελείται από ένα σύνολο εξισώσεων και περιορισμών, οι οποίες καλύπτουν το σύνολο των τομέων του ενεργειακού συστήματος και κυρίως την παραγωγή, τη μετατροπή, τη μεταφορά και την ικανοποίηση της καταναλισκόμενης ενέργειας, όλων των ενεργειακών μορφών των τελικών καταναλωτών. Επιπλέον, το μοντέλο εστιάζει στην αξιολόγηση τρόπων και μεθόδων προσφοράς και μεταφοράς ενέργειας προς τους καταναλωτές.

Το μοντέλο περιγράφει ενδογενώς το σύνολο των σχέσεων που αφορούν τις βασικές μεταβλητές και ποσότητες που παρουσιάζουν ενδιαφέρον στο πλαίσιο της ανάλυσης ενός ενεργειακού συστήματος. Συγκεκριμένα, αυτές είναι το μίγμα καυσίμων, η παραγωγή ηλεκτρισμού, η χρήση ενεργειακών τεχνολογιών, η παραγωγή και διακίνηση συνθετικών καυσίμων, η χρήση αποθηκευτικών υποδομών, οι εκπομπές αερίων και τα κόστη. Επιπρόσθετα, το μοντέλο ενσωματώνει την μεθοδολογία των οικονομιών κλίμακος για τις τεχνολογίες των συνθετικών καυσίμων.

Το πρόβλημα επιλύεται με τη μέθοδο της τέλειας πρόβλεψης ανά πενταετία (ένα αντιπροσωπευτικό έτος για κάθε πενταετία) μέχρι το 2050 με τη χρήση γραμμικού ακέραιου προγραμματισμού (Mixed Integer Programming - MIP). Όσον αφορά τη χωρική ανάλυση, έχει τη δυνατότητα να επιλύσει το ενεργειακό σύστημα είτε σε επίπεδο χώρας είτε σε επίπεδο περιφερειών (μεγαλύτερη ανάλυση). Όσον αφορά τη χρονική ανάλυση, το μοντέλο προσομοιώνει συγκεκριμένες τυπικές ημέρες του έτους και τη κάθε ημέρα την προσομοιώνει με τη χρήση τυπικών ωρών.

4.2.2 Αρχιτεκτονική του μοντέλου - Τεχνολογίες και κλαδικές καταταμήσεις

Το μοντέλο εξετάζει την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος διαφόρων περιοχών που αλληλοεπιδρούν με την ανταλλαγή ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών μέσω των δικτύων (φυσικών και «εικονικών»). Για τη συγκεκριμένη υλοποίηση, θεωρούμε n γεωγραφικούς κόμβους που αντιπροσωπεύουν χώρες ή περιοχές σε κάθε χώρα (περιφέρειες, νομούς κτλ.), ανάλογα με τη λεπτομέρεια των δεδομένων και τις ανάγκες της ανάλυσης. Αναλυτικότερα:

Κάθε **γεωγραφικός κόμβος** n του μοντέλου περιλαμβάνει ένα πολύπλοκο διάγραμμα ροών που προσομοιώνει το ενεργειακό σύστημα της κάθε περιοχής. Το

διάγραμμα ροών αποτελείται από α) κόμβους u που περιγράφουν μία διεργασία και β) τόξα που αντιπροσωπεύουν ενεργειακές και μη- ενεργειακές ροές μορφών f .

Οι **κόμβοι διεργασιών** του ενεργειακού συστήματος διακρίνονται σε κόμβους: α) μετατροπής ή αλλιώς μετασχηματισμού, β) σε κόμβους αρχής (κόμβοι πρωτογενούς ενέργειας, κόμβοι εξόρυξης και κόμβοι εισαγωγών) γ) σε κόμβους πέρατος (κόμβοι τελικής κατανάλωσης και εξαγωγές ενέργειας) δ) σε κόμβους διαμετακόμισης ενέργειας (κόμβοι απωλειών ενέργειας). Στους κόμβους μετατροπής του ενεργειακού συστήματος περιλαμβάνονται οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι βιομηχανικοί λέβητες, τα CHP, οι λέβητες τηλεθέρμανσης, οι μονάδες Power-to-X, οι μονάδες μετατροπής βιοκαυσίμων, μονάδες διυλιστηρίων, μονάδες αποθήκευσης, κόμβοι ανάμιξης ενεργειακών μορφών, κόμβοι σταθμών ανεφοδιασμού για τον τομέα των μεταφορών, κόμβοι μεταφοράς καυσίμων και κόμβοι αναπαράστασης δικτύου εντός του γεωγραφικού κόμβου (πχ. δίκτυο διανομής ηλεκτρισμού χαμηλής και μέσης τάσης). Στους κόμβους αρχής, κατατάσσονται οι κόμβοι εισαγωγών και κόμβοι πρωτογενών ενεργειακών μορφών (π.χ. κόμβοι εξόρυξης ή συλλογής του λιγνίτη, του άνθρακα, του πετρελαίου, του φυσικού αερίου αλλά και των πρώτων υλών για την παραγωγή βιοκαυσίμων (ξυλεία, απόβλητα, αγροτικά υπολείμματα κτλ.)). Τέλος, στους κόμβους πέρατος αναπαρίστανται οι εξαγωγές και οι κόμβοι τελικής κατανάλωσης όλων των τομέων της τελικής ζήτησης.

Η φορά των **τόξων** f , που ενώνουν τους κόμβους του διαγράμματος ροής του ενεργειακού συστήματος είναι προκαθορισμένη και κατά βάση καταλήγει από τους κόμβους αρχής πρωτογενούς ενέργειας στους κόμβους τελικής κατανάλωσης. Τα τόξα αντιπροσωπεύουν ενεργειακές μορφές, όπως ηλεκτρισμός, ατμός, αέρια καύσιμα, βιοκαύσιμα, υγρά και στερεά καύσιμα και μη-ενεργειακές μορφές, όπως διοξείδιο του άνθρακα CO_2 για τη σύνθεση συνθετικών καυσίμων αλλά και πρώτες ύλες για την παραγωγή βιοκαυσίμων. Στο διάγραμμα ροών υπάρχουν κόμβοι πολλαπλών εισόδων, όπου οι μορφές (ενεργειακές και μη) που εισέρχονται στον κόμβο μπορεί να είναι συμπληρωματικές ή υποκαταστάσιμες. Το μοντέλο προσομοιώνει κάθε περίπτωση ξεχωριστά. Επίσης, υπάρχουν και κόμβοι πολλαπλών εξόδων, όπου η έξοδος των κόμβων αυτών αποτελεί μίγμα προϊόντων (με ή χωρίς περιορισμούς).

Οι κόμβοι των διεργασιών u έχουν ταξινομηθεί σε υπό-συστήματα/κλάδους z του ενεργειακού συστήματος. Οι κλάδοι/υπο-συστήματα αλληλεπιδρούν μεταξύ τους, όπως ακριβώς και οι κόμβοι που βρίσκονται μέσα στον κάθε κλάδο. Οι κυριότεροι κλάδοι/υπο-συστήματα του μοντέλου είναι:

- Ο κλάδος/υπο-σύστημα της ηλεκτροπαραγωγής που περιλαμβάνει κυρίως κόμβους, οι οποίοι προσομοιώνουν τις τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρισμού (συμβατικές μονάδες και ΑΠΕ) που ανταγωνίζονται για να καλύψουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (ζήτηση των τελικών καταναλωτών, των ιδιοκαταναλώσεων και των απωλειών δικτύου). Στον κλάδο αυτό, ενσωματώνονται οι κόμβοι που αντιπροσωπεύουν τις μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρισμού, καθώς και τις τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων (Power-to-X). Τέλος, αναπαρίστανται και διάφοροι κόμβοι ανάμιξης καυσίμων όπως για παράδειγμα κόμβοι που αναμιγνύουν τα συμβατικά καύσιμα με

συνθετικά τα οποία έχουν παραχθεί στον κλάδο αυτό και διοχετεύονται μετέπειτα σε άλλους κλάδους. Επίσης, υπάρχουν και κόμβοι ανάμιξης CO₂, όπου αθροίζουν το CO₂ που έχει δεσμευθεί από τις διάφορες τεχνολογίες, και εν συνεχεία μεταφέρεται για αποθήκευση στο υπέδαφος ή για να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων.

- Ο κλάδος της παραγωγής θερμότητας για τηλεθέρμανση περιλαμβάνει δέκα κόμβους. Αυτοί οι κόμβοι, στη συνέχεια, προσομοιώνουν τεχνολογίες παραγωγής θερμότητας μέσω της χρήσης διαφορετικών ενεργειακών μορφών (στερεά και υγρά καύσιμα, αέριο, υδρογόνο, βιομάζα, ηλιακή ενέργεια, γεωθερμία και ηλεκτρισμό). Στον κλάδο αυτό, περιλαμβάνονται επίσης και τεχνολογίες για την παραγωγή υδρογόνου (SMR, μονάδες ηλεκτρόλυσης, μονάδες πυρόλυσης), με σκοπό την ιδιοκατανάλωση του τελικού προϊόντος εσωτερικά του κλάδου. Κόμβοι ανάμιξης του παραγόμενου ατμού και της θερμότητας εμπεριέχονται στον κλάδο με τελικό σκοπό τη διοχέτευση τους στους υπόλοιπους κλάδους του ενεργειακού συστήματος.
- Ο κλάδος/υπο-σύστημα της τελικής ενεργειακής ζήτησης, ο οποίος περιλαμβάνει κόμβους πέρατος. Αναλυτικότερα, ο κλάδος αυτός περιλαμβάνει τους κόμβους τελικής κατανάλωσης των νοικοκυριών, της γεωργίας, των υπηρεσιών και των μεταφορών (επιβατών και προϊόντων).
- Οι κλάδοι/υπο-συστήματα της βιομηχανίας. Συνολικά στο μοντέλο προσομοιώνονται 9 κλάδοι της βιομηχανίας: οι κλάδοι της σιδηρομεταλλουργίας (IS), των μη σιδηρούχων μετάλλων (NF), της πετροχημείας (PC), των λιπασμάτων (FE), της χημείας (CH), του χαρτιού και χαρτοπολτού (PP), της τσιμεντοβιομηχανίας (CM), των υλικών κατασκευών (BM), και των υπόλοιπων βιομηχανιών (OI) (π.χ. βιομηχανίες τροφίμων και ποτών, βιομηχανίες εξοπλισμών, υφαντουργία κ.α.). Οι κλάδοι της βιομηχανίας, κάθε ένας ξεχωριστά, περιλαμβάνουν κόμβους που προσομοιώνουν την τελική ζήτηση των διεργασιών του κάθε κλάδου αλλά και κόμβους παραγωγής ατμού, υδρογόνου, δέσμευσης CO₂ και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (μπαταρίες). Οι κόμβοι παραγωγής ατμού για την κάλυψη ζήτησης του κλάδου, εμπεριέχουν βιομηχανικές μονάδες συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (CHP), λέβητες παραγωγής ατμού (boilers), καθώς και αντλίες θερμότητας (heat pumps). Ακολούθως, οι κόμβοι παραγωγής υδρογόνου περιλαμβάνουν τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου (SMR, μονάδες ηλεκτρόλυσης, μονάδες πυρόλυσης) με σκοπό την ιδιοκατανάλωσή του μέσα στον κλάδο. Επιπλέον, υπάρχουν κόμβοι ανάμιξης, κυρίως για την ανάμιξη ενεργειακών μορφών, που εισάγονται στον εκάστοτε κλάδο από διαφορετικούς κόμβους. Για παράδειγμα, ο κόμβος ανάμιξης ατμού περιλαμβάνει στην είσοδο τον ατμό που παράχθηκε από τον κλάδο της παραγωγής θερμότητας για τηλεθέρμανση, της ηλεκτροπαραγωγής και τον ατμό που παράχθηκε εσωτερικά στον κλάδο. Το σύνολο του ατμού στην έξοδο του κόμβου θα πρέπει να καλύπτει τη ζήτηση ατμού του κλάδου.

- Ο κλάδος/υπό-σύστημα διύλισης – Διυλιστήριο. Περιλαμβάνει κόμβους που προσομοιώνουν τις διεργασίες διύλισης πετρελαίου και συγκεκριμένα διεργασίες που μετατρέπουν το αργό πετρέλαιο σε διάφορα κλάσματα διύλισης (ελαφριά κλάσματα , μεσαία κλάσματα και βαριά κλάσματα διύλισης). Επιπλέον, περιλαμβάνει κόμβους που προσομοιώνουν την παραγωγή ατμού, υδρογόνου, δέσμευσης CO₂ και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (μπαταρίες), καθώς και κόμβους ανάμιξης όπως ακριβώς στην περίπτωση των βιομηχανικών κλάδων.
- Ο κλάδος/υπό-σύστημα δικτύου ανεφοδιασμού οχημάτων, που περιλαμβάνει κόμβους, οι οποίοι προσομοιώνουν σταθμούς ανεφοδιασμού υγρών καυσίμων (μικρών και μεσαίων για τις οδικές/θαλάσσιες/αέριες μεταφορές), σταθμούς ανεφοδιασμού αερίου και υδρογόνου, που εμπεριέχουν τεχνολογίες συμπιεσμένου ή υγροποιημένου αερίου, φορτιστές ηλεκτρικών οχημάτων (αργής και γρήγορης φόρτισης). Επίσης, ο κλάδος περιλαμβάνει κόμβους ανάμιξης καυσίμων (συμβατικών, συνθετικών και βιοκαυσίμων) στους σταθμούς ανεφοδιασμού, καθώς και κόμβους παραγωγής υδρογόνου (SMR, μονάδες ηλεκτρόλυσης, μονάδες πυρόλυσης) σε τοπικό επίπεδο και μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (μπαταρίες).
- Ο κλάδος του δικτύου ηλεκτρισμού εντός του γεωγραφικού κόμβου. Οι κόμβοι του συγκεκριμένου κλάδου προσομοιώνουν τα δίκτυα ηλεκτρισμού κάθε τύπου τάσης (κόμβοι διαμετακόμισης), όπου ως είσοδος λογίζεται ο εισαγόμενος ηλεκτρισμός στο δίκτυο και έξοδοι θεωρούνται οι εξαγωγές ηλεκτρισμού. Οι συγκεκριμένοι κόμβοι ενσωματώνουν και τις απώλειες δικτύου ως αποτέλεσμα της μεταφοράς του ηλεκτρισμού (υψηλή, μέση, χαμηλή τάση) εντός του γεωγραφικού κόμβου. Επιπλέον, περιλαμβάνονται μπαταρίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στη χαμηλή, μεσαία και υψηλή τάση του δικτύου.
- Ο κλάδος/υπό-σύστημα αερίου περιλαμβάνει κόμβους ανάμιξης του αερίου στους αγωγούς μεταφοράς, καθώς επίσης και κόμβους που προσομοιώνουν τις υποδομές αποθήκευσης αερίου (μικρής και μεγάλης κλίμακας), τεχνολογίες υγροποίησης αερίου και τερματικό σταθμό υγροποιημένου φυσικού αερίου – ΥΦΑ (LNG Terminal).
- Ο κλάδος/υπό-σύστημα υδρογόνου περιλαμβάνει κόμβους ανάμιξης του υδρογόνου στους αγωγούς μεταφοράς, καθώς επίσης και κόμβους που προσομοιώνουν υποδομές αποθήκευσης και υγροποίησης υδρογόνου.
- Ο κλάδος/υπο-σύστημα παραγωγής βιοκαυσίμων περιέχει κόμβους διεργασιών συλλογής πρώτων υλών για την παραγωγή βιοκαυσίμων (π.χ. στερεά, υγρά απόβλητα, απόβλητα γεωργικών διεργασιών, ξυλώδη βιομάζα, λιγνοκυτταρική βιομάζα, καθώς και καρπούς όπως το σιτάρι, το ζαχαροκάλαμο, την ελαιοκράμβη, τον ηλίανθο, το γλυκό σόργο, τα ζαχαρότευτλα κτλ.). Επίσης, περιλαμβάνονται τεχνολογίες παραγωγής βιοκαυσίμων (πρώτης και δεύτερης γενιάς), βιοαερίου και τεχνολογίες αναβάθμισης του βιοαερίου σε βιομεθάνιο.

- Ο κλάδος/υπο-σύστημα δέσμευσης, μεταφοράς και αποθήκευσης CO₂, ο οποίος περιλαμβάνει κόμβους ανάμιξης και συλλογής του δεσμευμένου CO₂ από όλους τους κλάδους, καθώς και κόμβους που προσομοιώνουν τεχνολογίες δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα από την ατμόσφαιρα (DAC). Επίσης, εμπεριέχονται κόμβοι που προσομοιώνουν τις υπόγειες υποδομές αποθήκευσης.
- Ο κλάδος/υπό-σύστημα πρώτων υλών που περιλαμβάνει κόμβους που προσομοιώνουν τις διαδικασίες εξόρυξης φυσικού αερίου, αργού πετρελαίου και στερεών καυσίμων (λιγνίτη και άνθρακα).

Ο κάθε γεωγραφικός κόμβος n περιέχει και ένα διαφορετικό διάγραμμα ροής, όπως αυτό που αναλύθηκε παραπάνω και επιπλέον επικοινωνεί και αλληλεπιδρά με τους υπόλοιπους γεωγραφικούς κόμβους μέσω των **δικτύων**. Στο μοντέλο προσομοιώνονται δύο είδη δικτύων: τα «εικονικά δίκτυα» και τα φυσικά δίκτυα. Η μοντελοποίηση των εικονικών δικτύων προσομοιώνεται ως ένα δίκτυο μεταφοράς με συγκεκριμένη δυνατότητα μεταφερόμενης ενέργειας (άνω όριο μεταφερόμενης ποσότητας), υπολογίζοντας διαφορετικά μοναδιαία κόστη μεταφοράς, ανάλογα με τη διαδικασία που ακολουθείται (π.χ. με φορτηγά, με τρένα κ.α.). Τα φυσικά δίκτυα αναπαρίστανται με πιο πολύπλοκο τρόπο, καθώς ενσωματώνουν τόσο τεχνικούς όσο και φυσικούς περιορισμούς των ενεργειακών μορφών που μεταφέρουν. Στο συγκεκριμένο μοντέλο, η μεταφορά υγρών και στερεών καυσίμων πραγματοποιείται μέσω των «εικονικών δικτύων», ενώ η μεταφορά του ηλεκτρισμού και των αερίων μέσω των φυσικών δικτύων. Για παράδειγμα, στην περίπτωση του ηλεκτρισμού χρησιμοποιείται το ηλεκτρικό δίκτυο (γραμμές μεταφοράς και διανομής) και για την περίπτωση των αερίων το δίκτυο φυσικού αερίου (αγωγοί).

4.2.3 Κατάλογος συμβόλων και ορισμοί

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει τους δείκτες, τις σταθερές, τις βασικές μεταβλητές και τις παραμέτρους που χρησιμοποιούνται για τη μαθηματική περιγραφή του μοντέλου.

Πίνακας 4-1: Σύνολα και δείκτες του μοντέλου

Σύνολα και δείκτες	
c	Χώρες
y, yy	Έτη προσομοίωσης
n, nn	Γεωγραφικοί κόμβοι του συστήματος (περιφέρειες)
u	Κόμβοι διεργασιών του ενεργειακού συστήματος (κόμβοι μετασχηματισμού, εξόρυξης, κατανάλωσης). Αναλυτικότερα, κόμβοι μετασχηματισμού (σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, βιομηχανικοί λέβητες, CHP, λέβητες τηλεθέρμανσης,

	μονάδες Power-to-X, μονάδες μετατροπής βιοκαυσίμων, μονάδα διυλιστηρίου), μονάδες αποθήκευσης, κόμβοι τομέων τελικής ζήτησης, κόμβοι ανάμιξης ενεργειακών μορφών, κόμβοι σταθμών ανεφοδιασμού, κόμβοι μεταφοράς καυσίμων, κόμβοι αναπαράστασης δικτύου, ορυχεία.
f, ff	Ενεργειακές και μη- ενεργειακές μορφές (ηλεκτρισμός, αέρια καύσιμα, συνθετικά καύσιμα, υδρογόνο, υγροί υδρογονάνθρακες, στερεοί υδρογονάνθρακες, βιοκαύσιμα, βιοαέριο, βιομεθάνιο, CO ₂ , πρώτες ύλες παραγωγής βιομάζας)
s	Χρονικά τμήματα που αντιπροσωπεύουν τυπικές ώρες του έτους
d	Τυπικές ημέρες
l	Σύνολο επιπέδων-τμημάτων των γραμμικών κατά τμήματα καμπυλών κόστους-δυναμικού
z	Υποσυστήματα του ενεργειακού συστήματος (τομείς τελικής ζήτησης, σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σύστημα παραγωγής θερμότητας για τηλεθέρμανση, σύστημα βιοενέργειας, σύστημα παραγωγής κατανάλωσης υδρογόνου, σύστημα-δίκτυο ανεφοδιασμού οχημάτων, σύστημα απορρόφησης, διακίνησης και αποθήκευσης CO ₂ , σύστημα εξόρυξης ενεργειακών μορφών).
k, kk	Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας
g	Αγωγοί αερίου υψηλής πίεσης
x	Επίπεδα τμήματα της γραμμικής κατά τμήματα καμπύλης πίεσης
w	Επίπεδα τμήματα της γραμμικής κατά τμήματα καμπύλης ροής
sz	Τυπικά προεπιλεγμένα μεγέθη μονάδων για την προσομοίωση των οικονομιών κλίμακας
ur_u	Μονάδες ανανεώσιμης παραγωγής ενέργειας (ΑΠΕ)
unf_u	Μη ευέλικτες μονάδες του ηλεκτρικού συστήματος
chp_u	Μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας (ΣΗΘ - CHP)
$upsn_u$	Μονάδες με δυνατότητα παροχής μη στρεφόμενης εφεδρείας
ups_u	Μονάδες με δυνατότητα παροχής στρεφόμενης εφεδρείας

upm_u	Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας ή λέβητες
ust_u	Μονάδες αποθήκευσης διαφόρων ενεργειακών μορφών (όπως ηλεκτρικής ενέργειας, υδρογόνου, αερίων, διοξειδίου του άνθρακα (CO ₂))
$usts_u$	Μονάδες αποθήκευσης με εποχικό κύκλο αποθήκευσης (π.χ. εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου, υδρογόνου, διοξειδίου του άνθρακα (CO ₂), μονάδα αποθήκευσης πεπιεσμένου αέρα)
$ustd_u$	Μονάδες αποθήκευσης με ημερήσιο κύκλο αποθήκευσης (π.χ. μπαταρίες, μονάδες άντλησης υδάτων)
uec_u	Μονάδες u για τις οποίες εφαρμόζονται οι οικονομίες κλίμακας
fn_f	Ενεργειακές και μη-ενεργειακές μορφές για τις οποίες ικανοποιείται το ισοζύγιο σε επίπεδο γεωγραφικού κόμβου n
fz_f	Ενεργειακές και μη- ενεργειακές μορφές για τις οποίες ικανοποιείται το ισοζύγιο σε επίπεδο υπο-συστήματος z
fe_f	Ηλεκτρική ενέργεια
fs_f	Θερμότητα (χαμηλής και υψηλής ενθαλπίας)
fem_f	Εκπομπές αερίων
fp_f	Πρωτογενείς ενεργειακές μορφές (π.χ. πρώτη ύλη βιομάζας, αργό πετρέλαιο, αέρια και στερεά καύσιμα)
fy_f	Ενεργειακές μορφές που εισάγονται/εξάγονται μεταξύ των γεωγραφικών κόμβων που προσομοιώνονται στο μοντέλο (υγρά καύσιμα, υγροποιημένο υδρογόνο, στερεά καύσιμα, βιοκαύσιμα)
fyw_f	Ενεργειακές μορφές που εισάγονται/εξάγονται μεταξύ των γεωγραφικών κόμβων που προσομοιώνονται στο μοντέλο, και του υπόλοιπου κόσμου, δηλαδή περιοχών που δεν προσομοιώνονται στο μοντέλο.
$fclg_f$	Συνθετικά αέρια καύσιμα αναμεμιγμένα στους αγωγούς αερίου (συνθετικό μεθάνιο, υδρογόνο, βιομεθάνιο)
ka_k	Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας εναλλασσόμενου ρεύματος (AC)

kd_k	Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας συνεχούς ρεύματος (DC)
$uz_{u,z}$	Αντιστοίχιση μονάδων u με του υπο-σύστημα z στο οποίο ανήκουν
$u_{f,u,f}^{out}$	Αντιστοίχιση μονάδων u με ενεργειακές ή μη-ενεργειακές μορφές f εξόδου
$u_{f,u,f}^{in}$	Αντιστοίχιση μονάδων u με ενεργειακές ή μη-ενεργειακές μορφές f εισόδου
$u_{f,u,f}^{emf}$	Αντιστοίχιση μονάδων u με εκπεμπόμενα αέρια $f \in fem_f$ στην έξοδο
$u_{f,u,f}^{stin}$	Αντιστοίχιση μονάδων αποθήκευσης u με ενεργειακές μορφές f εισόδου
$u_{f,u,f}^{stout}$	Αντιστοίχιση μονάδων αποθήκευσης u με ενεργειακές μορφές f εξόδου
$um_{u,f}^{out}$	Αντιστοίχιση μονάδων u με περισσότερες από μια μορφές εξόδου, με την κύρια μορφή εξόδου f
$us_{n,u}$	Αντιστοίχιση μονάδων u με υποκαταστάσιμες μορφές εισόδου, με τους γεωγραφικούς κόμβους n
$uc_{n,u}$	Αντιστοίχιση μονάδων u με συμπληρωματικές μορφές εισόδου, με τους γεωγραφικούς κόμβους n
$ush_{n,u}$	Αντιστοίχιση μονάδων u στις οποίες εφαρμόζονται περιορισμοί άνω και κάτω ορίων μεριδίων στις μορφές εισόδου, με τους γεωγραφικούς κόμβους n
$ull_{n,u}$	Αντιστοίχιση μονάδων u με καμπύλη διαθεσιμότητας ως προς τις νέες επενδύσεις, με τους γεωγραφικούς κόμβους n
$sd_{s,d}$	Αντιστοίχιση τυπικών ωρών s και τυπικών ημερών d
$nc_{n,c}$	Αντιστοίχιση των γεωγραφικών κόμβων n με χώρες c
$xk_{k,n,nn}$	Αντιστοίχιση γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας k με τους γεωγραφικούς κόμβους n και nn που συνδέουν
$dst_{n,nn,f,y}$	Σύνδεση μεταξύ των περιφερειών n και nn με σκοπό τη μεταφορά ενεργειακής μορφής f τη χρονιά y

$A_{k,n,y}, A_{n,k,y}^T$	Πίνακας πρόσπτωσης του ηλεκτρικού δικτύου και ο ανάστροφος του
$Lp_{g,n}^{out}$	Αντιστοίχιση των αγωγών αερίου g με τον γεωγραφικό κόμβο εξόδου του αγωγού n
$Lp_{g,n}^{in}$	Αντιστοίχιση των αγωγών αερίου g με τον γεωγραφικό κόμβο εισόδου του αγωγού n

Πίνακας 4-2: Σταθερές του μοντέλου

Σταθερές			
Σύμβολο	Τιμή	Επεξήγηση	Μονάδες
T_0	288.15	Θερμοκρασία υπό κανονικές συνθήκες	[K]
T	285.15	Θερμοκρασία αερίου	[K]
p_0	1.013	Πίεση υπό κανονικές συνθήκες	[bar]
ρ_0	0.7156	Πυκνότητα αερίου υπό κανονικές συνθήκες	[kg/m ³]
Z	0.8	Συντελεστής συμπίεσης αερίου υπό κανονικές συνθήκες	-
λ	0.00806	Συντελεστής τριβής που αντιπροσωπεύει την αντίσταση του αγωγού στην κίνηση του αερίου	-
$bar\ to\ Pa$	100000	Μετασχηματισμός μονάδων από bar σε Pascal	-
$m^3\ to\ Mm^3$	0.000001	Μετασχηματισμός μονάδων από m ³ σε Mm ³	-
$Mm^3\ to\ GWh$	10	Μετασχηματισμός μονάδων από Mm ³ σε GWh	-

y_b	2015	Έτος βάσης	-
-------	------	------------	---

Πίνακας 4-3: Παράμετροι του μοντέλου

Παράμετροι		
Σύμβολο	Επεξήγηση	Μονάδες
$dm_{n,u,f,s,y}$	Ζήτηση ανά γεωγραφικό κόμβο n , κόμβων τελικής ζήτησης u , ενεργειακών μορφών f σε κάθε τυπική ώρα s του έτους y	[GW]
nh_s	Ετήσιες ώρες κάθε τυπικής ώρας s	[h]
$eff_{n,u,f,y,y}$	Συντελεστής μετατροπής της μονάδας u για κάθε ενεργειακή ή μη-ενεργειακή μορφή f εισόδου που χτίστηκε το έτος yy και λειτουργεί το έτος y στο γεωγραφικό κόμβο n	[%]
$emf_{n,u,f,em_f,y}$	Συντελεστής εκπομπής αερίου fem_f του καυσίμου f που χρησιμοποιείται στην μονάδα u	[ktnCO ₂ / GWh _{fuel}]
$avl_{n,u,yy,s,y}$	Συντελεστής διαθεσιμότητας μονάδας u με έτος ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n , που λειτουργεί την τυπική ώρα s του έτους y	[%]
$cvl_{n,u,yy,s,y}$	Συντελεστής διαθεσιμότητας μέγιστης συνεισφοράς της μονάδας u με έτος ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n , που λειτουργεί την τυπική ώρα s του έτους y για την κάλυψη μακροχρόνιας εφεδρείας του συστήματος	[%]
$cnl_{c,y}$	Συντελεστής διαθεσιμότητας μέγιστης συνεισφοράς των καθαρών εισαγωγών στην χώρα για την κάλυψη μακροχρόνιας εφεδρείας του συστήματος	[%]
$sl_{n,u,yy}$	Συντελεστής απομείωσης παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή μίας μονάδας ατμού στις μονάδες συμπαραγωγής	[%]

$helr_{n,u,yy}$	Μέγιστος τεχνικά λόγος παραγωγής ατμού προς την παραγωγή ηλεκτρισμού της μονάδας συμπαραγωγής u	$[GWh_{\text{steam}}/ GWh_{\text{elc}}]$
$shf_{n,u,f,y}^{\text{max}}$	Συντελεστής μέγιστης συνεισφοράς της ενεργειακής μορφής f στο σύνολο των μορφών εισόδου της μονάδας u	$[\%]$
$shf_{n,u,f,y}^{\text{min}}$	Συντελεστής ελάχιστης συνεισφοράς της ενεργειακής μορφής f στο σύνολο των μορφών εισόδου της μονάδας u	$[\%]$
$rsv_{n,f,y}$	Απόθεμα πρωτογενούς ενεργειακής μορφής f (πρώτη ύλη βιομάζας, αργό πετρέλαιο, αέριο και στερεά ορυκτά καύσιμα) στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y	$[GWh]$
$sc_{n,f,l,y}^{\text{fp}}$	Καμπύλη προσφοράς πρωτογενούς ενεργειακής μορφής f (πρώτη ύλη βιομάζας, αργό πετρέλαιο, αέριο, στερεά ορυκτά καύσιμα) στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y . Κάθε επίπεδο αναπαριστά ποσοστό προσφοράς ως προς το μέγιστο δυναμικό.	$[\%]$
$stc_{n,u,y}$	Αριθμός μέγιστων κύκλων φόρτισης του αποθηκευτικού μέσου	-
$mchr_{n,u,yy,y}$	Μέγιστες επιτρεπόμενες ώρες λειτουργίας μονάδας u με έτος ένταξης yy	$[h]$
$tmin_{n,u,yy}$	Τεχνικό ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας της μονάδας u με έτος ένταξης yy , ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος της μονάδας	$[\%]$
$rr_{n,u,yy}$	Μέγιστος δυνατός ρυθμός αυξομείωσης φορτίου της μονάδας u με έτος ένταξης yy	$[\%]$
$uL_{n,u,yy}$	Ετήσιος συντελεστής διαθεσιμότητας υδροηλεκτρικών σταθμών u με έτος ένταξης yy	$[h]$
$srr_{c,s,y}^{\text{NS}}$	Ελάχιστο όριο απαιτήσεων μη στρεφόμενης εφεδρείας ανά χώρα c και τυπική ώρα s	$[GW]$
$srr_{c,s,y}^{\text{UP}}$	Ελάχιστο όριο απαιτήσεων στρεφόμενης προς τα άνω εφεδρείας ανά χώρα c και τυπική ώρα s	$[GW]$

$srr_{c,s,y}^{DN}$	Ελάχιστο όριο απαιτήσεων στρεφόμενης προς τα κάτω εφεδρείας ανά χώρα c και τυπική ώρα s	[GW]
$rm_{c,y}$	Ελάχιστο όριο μακροπρόθεσμης εφεδρείας, ως ποσοστό της ζήτησης ανά χώρα c και έτος y	[%]
$ypnr_{c,f,l,y}^{gw}$	Τμηματικά γραμμική καμπύλη διαθεσιμότητας εισαγωγών ενεργειακής μορφής f από τον υπόλοιπο κόσμο - περιοχές που δεν προσομοιώνονται στο μοντέλο, στην χώρα c το έτος y	[GWh]
$Bd_{k,kk,y}$	Η χωρητική εγκάρσια αντίδραση της γραμμής μεταφοράς	
$Tx_{k,y}$	Ισχύς γραμμής διασύνδεσης ηλεκτρισμού k	[GW]
$Tn_{n,nn,y}$	Όριο καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς (NTC) μεταξύ των κόμβων n και nn το έτος y	[GW]
L_g	Μήκος αγωγών αερίου	[km]
D_g	Διάμετρος αγωγών αερίου	[m]
pg_n^{min}	Ελάχιστο όριο πίεσης στους κόμβους του δικτύου αερίου	[bar]
pg_n^{max}	Μέγιστο όριο πίεσης στους κόμβους του δικτύου αερίου	[bar]
f_g^{lp}	Παράμετρος, ο υπολογισμός της οποίας είναι σε συνάρτηση των χαρακτηριστικών του αγωγού και της ροής αερίου και χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του αποθέματος αερίου εντός των αγωγών (line pack).	[Mm ³ /bar]
f_g^m	Παράμετρος, ο υπολογισμός της οποίας είναι σε συνάρτηση των χαρακτηριστικών του αγωγού και της ροής αερίου και χρησιμοποιείται στην εξίσωση ροής του αερίου μέσα στους αγωγούς	[Mm ⁶ /bar ²]
$dp_{n,x,y}$	Καμπύλη της πίεσης σε κάθε γεωγραφικό κόμβο n	[bar]
$qp_{n,x,y}$	Καμπύλη του τετραγώνου της πίεσης σε κάθε γεωγραφικό κόμβο n	[bar ²]

$df_{g,w,y}$	Καμπύλη της ροής σε κάθε αγωγό αερίου g	[Mm ³ /h]
$qf_{g,w,y}$	Καμπύλη του τετραγώνου της ροής σε κάθε αγωγό αερίου g	[Mm ⁶ /h ²]
$exgc_{n,u,yy,y}$	Υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύς μονάδας u στον κόμβο n που εντάχθηκε το έτος yy (ιστορικά δεδομένα) και λειτουργεί το έτος y	[GW]
$ts_{n,u,yy,y}$	Δείκτης τεχνικής διάρκειας ζωής της μονάδας u με έτος ένταξης yy	{0,1}
$es_{n,u,yy,y}$	Δείκτης οικονομικής διάρκειας ζωής μονάδας u με έτος ένταξης yy	{0,1}
$ip_{n,u,l,y}^{max}$	Δυναμικό επένδυσης κάθε τμήματος l της γραμμικής κατά τμήματα καμπύλης διαθεσιμότητας επενδύσεων μονάδας u στο γεωγραφικό κόμβο n	[GW]
$psZ_{u,sz}$	Τυπικά προεπιλεγμένα μεγέθη sz μονάδων u για την προσομοίωση των οικονομιών κλίμακας	[GW]
$disc$	Επιτόκιο αναγωγής	[%]
$cc_{n,u,y}$	Ετήσια πληρωμή κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης u έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n	[€/kW]
$ccsz_{n,u,y,sz}$	Συνάρτηση μοναδιαίου κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης μονάδων Power-to-X με βάση το μέγεθός sz της μονάδας u .	[€/kW]
$nam_{n,u,yy,y}$	Ποσοστό μη- αποσβεσμένου κεφαλαιουχικού κόστους για τις υπάρχουσες μονάδες στο έτος βάσης	[%]
$cc_{n,u,y}^{lev}$	Προσαύξηση κόστους ανά επίπεδο l της γραμμικής κατά τμήματα καμπύλης διαθεσιμότητας επενδύσεων μονάδας u που λειτουργεί το έτος y	[%]
$fxc_{n,u,y}$	Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης μονάδας u έτους ένταξης y	[€/kW]
$vc_{n,u,y}$	Μεταβλητό κόστος μονάδας u έτους ένταξης y	[€/kWh]

$f c_{n,f,y}$	Τιμή αγοράς καυσίμου f το έτος y	[€/kWh]
$f c_{n,f,y}^{lev}$	Προσαύξηση κόστους ανά επίπεδο lev της γραμμικής κατά τμήματα καμπύλης διαθεσιμότητας καυσίμου f το έτος y	[%]
$t c_{n,f,y}$	Φόρος κατανάλωσης καυσίμου f το έτος y	[€/kWh]
$r c_{n,y}$	Κόστος περικοπής παραγόμενου ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y	[€/kWh]
$y c_{c,f,l,y}$	Καμπύλη κόστους εισαγόμενης ενεργειακής μορφής f από τον υπόλοιπο κόσμο - περιοχές που δεν προσομοιώνονται στο μοντέλο, στην χώρα c το έτος y	[€/kWh]
$tr c_{n,n,f,y}$	Κόστη μεταφοράς ενεργειακών και μη-μορφών f (π.χ. υγρά καύσιμα, υδροποιημένο H_2 , στερεά, βιοκαύσιμα κ.α.) μεταξύ περιφερειών n και nn το έτος y	[€/kWh]
$et p_{n,y}$	Τιμή αγοράς των δικαιωμάτων εκπομπών άνθρακα το έτος y	[€/ktnCO ₂]
$r val_{n,y}$	Πολιτική προώθησης για την παραγωγή ηλεκτρισμού από μονάδες ΑΠΕ στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y	[€/kWh]
$r val d_{n,y}$	Πολιτική προώθησης για την παραγωγή θερμότητας από μονάδες ΑΠΕ στην τελική ζήτηση στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y	[€/kWh]
$p gas_{f,y}$	Ποσοστό ανάμιξης συνθετικού αερίου στο δίκτυο του φυσικού αερίου το έτος y	[%]

Πίνακας 4-4: Θετικά ορισμένες μεταβλητές του μοντέλου

Θετικά ορισμένες Μεταβλητές		
Σύμβολο	Επεξήγηση	Μονάδες
$FP_{n,u,yy,f,s,y}$	Ροή (είσοδος/έξοδος) της ενεργειακής ή μη-μορφής f , διεργασίας u , έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που λειτουργεί την τυπική ώρα s του έτους y	[GW] ή [ktons CO ₂ /h]
$FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storI}$	Ροή της ενεργειακής μορφής f που εγχέεται στην μονάδα αποθήκευσης u , έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που λειτουργεί την τυπική ώρα s του έτους y	[GW]
$FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO}$	Ροή της ενεργειακής μορφής f που εξάγεται από την μονάδα αποθήκευσης u , έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που λειτουργεί την τυπική ώρα s του έτους y	[GW]
$FP_{n,f,l,y}^{prlev}$	Παραγωγή πρωτογενών μορφών ενέργειας f ανά επίπεδο l της τμηματικά γραμμικής καμπύλης κόστους διαθεσιμότητας πρωτογενών ενεργειακών μορφών στο γεωγραφικό κόμβο n του έτους y	[GWh]
$CP_{n,u,yy,y}$	Εγκατεστημένη ισχύς μονάδας u , έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που λειτουργεί το έτος y	[GW]
$I_{n,u,y}$	Επένδυση μονάδας u στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y	[GW]
$I_{n,u,l,y}^{lev}$	Επένδυση ανά επίπεδο l της τμηματικά γραμμικής καμπύλης κόστους διαθεσιμότητας επενδύσεων της μονάδας u στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y	[GW]
$RSV_{n,u,yy,s,y}^{UN}$	Συνεισφορά της μονάδας u , έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που λειτουργεί την τυπική ώρα s , του έτους y για την κάλυψη απαιτήσεων μη-στρεφόμενης εφεδρείας	[GW]
$RSV_{n,u,yy,s,y}^U$	Συνεισφορά της μονάδας u , έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που λειτουργεί την τυπική ώρα s , του έτους y για την κάλυψη απαιτήσεων στρεφόμενης προς τα άνω εφεδρείας	[GW]

$RSV_{n,u,yy,s,y}^D$	Συνεισφορά της μονάδας u , έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που λειτουργεί την τυπική ώρα s , του έτους y για την κάλυψη απαιτήσεων στρεφόμενης προς τα κάτω εφεδρείας	[GW]
$RESC_{n,u,yy,s,y}$	Ποσότητα ηλεκτρισμού από ΑΠΕ που περικόπτεται λόγω της μη δυνατότητας απορρόφησης από το δίκτυο	[GW]
$CAPop_{n,u,yy,d,y}$	Ισχύς θερμικής μονάδας u στην ηλεκτροπαραγωγή, έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που βρίσκεται σε λειτουργία την τυπική μέρα d του έτους y	[GW]
$DCAP_{n,u,yy,d,y}$	Ισχύς θερμικής μονάδας u στην ηλεκτροπαραγωγή, έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n που βρίσκεται σε σβέση την τυπική μέρα d του έτους y	[GW]
$SOC_{n,u,yy,s,y}$	Επίπεδο φόρτισης μονάδας αποθήκευσης u με ημερήσιο κύκλο, έτους ένταξης yy στο γεωγραφικό κόμβο n , που λειτουργεί την τυπική ώρα s του έτους y	[GWh]
$\bar{P}R_{g,s,y}$	Μέση πίεση αερίου στον αγωγό g την τυπική ώρα s του έτους y	[bar]
$MG_{g,s,y}$	Μέσο απόθεμα αερίου εντός του αγωγού g την τυπική ώρα s του έτους y	[Mm ³]
$PR_{n,s,y}$	Πίεση στον κόμβο n την τυπική ώρα s του έτους y	[bar]
$PR_{n,s,y}^2$	Τετράγωνο της πίεσης στον κόμβο n την τυπική ώρα s του έτους y	[bar ²]
$LP_{n,s,x,y}$	Βοηθητική μεταβλητή για την προσομοίωση της τμηματικά γραμμικής καμπύλης πίεσης στα άκρα των αγωγών αερίου	[0,1]
$LF_{g,s,w,y}$	Βοηθητική μεταβλητή για την προσομοίωση της τμηματικά γραμμικής καμπύλης ροής αερίου μέσα στους αγωγούς	[0,1]
$YLP_{c,f,l,y}$	Εισαγωγές της χώρας c από τον υπόλοιπο κόσμο, δηλαδή γεωγραφικές περιοχές που δεν προσομοιώνονται στο μοντέλο, ανά επίπεδο l της	[GWh]

	τμηματικά γραμμικής καμπύλη κόστους διαθεσιμότητας ενεργειακών μορφών f το έτος y	
$YLW_{n,f,s,y}$	Εισαγωγές του γεωγραφικού κόμβου n από τον υπόλοιπο κόσμος ενεργειακών μορφών f την τυπική ώρα s του έτους y	[GW]
$TD_{n,nn,f,s,y}$	Ενεργειακή μορφή f που μεταφέρεται μεταξύ του κόμβου n και του κόμβου nn την τυπική ώρα s του έτους y	[GW]
$Rev_{n,y}^{RES}$	Πολιτικές προώθησης μονάδων ΑΠΕ το έτος y εκφρασμένες σε χρηματικές μονάδες	[M€]

Πίνακας 4-5: Ακέραιες μεταβλητές του μοντέλου

Ακέραιες Μεταβλητές		
Σύμβολο	Επεξήγηση	Μονάδες
$ISZ_{n,u,y,sz}$	Ακέραιος αριθμός επενδύσεων μονάδας u στις οποίες εφαρμόζονται οι οικονομίες κλίμακας, στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y	
$BP_{n,s,x,y}$	Βοηθητική δυαδική μεταβλητή για τη υλοποίηση της τμηματικά γραμμικής συνάρτησης πίεσης στον κόμβο αερίου n που αφορά το επίπεδο x την τυπική ώρα s του έτους y	{0,1}
$BF_{g,s,w,y}$	Βοηθητική δυαδική μεταβλητή για τη υλοποίηση της τμηματικά γραμμικής συνάρτησης ροής στον αγωγό αερίου g που αφορά το επίπεδο w την τυπική ώρα s του έτους y	{0,1}

Πίνακας 4-6: Ελεύθερες μεταβλητές του μοντέλου

Ελεύθερες Μεταβλητές		
Σύμβολο	Επεξήγηση	Μονάδες
$QG_{g,n,s,y}^{out}$	Ροή εξόδου αερίου από τον αγωγό g προς τον κόμβο n την τυπική ώρα s του έτους y	[Mm ³ /hour]

$QG_{g,n,s,y}^{in}$	Ροή εισόδου αερίου προς τον αγωγό g από τον κόμβο n την τυπική ώρα s του έτους y	[Mm ³ /hour]
$\overline{QG}_{g,s,y}$	Μέση ροή αερίου στον αγωγό g την τυπική ώρα s του έτους y	[Mm ³ /hour]
$\overline{QG}_{g,s,y} \overline{QG}_{g,s,y} $	Η μέση τετραγωνική ροή αερίου στον αγωγό g την τυπική ώρα s του έτους y	[Mm ⁶ /hour ²]
$YL_{n,f,s,y}$	Καθαρές εισαγωγές ενεργειακών μορφών f σε γεωγραφικό κόμβο n , την τυπική ώρα s του έτους y	[GW]
$YL_{n,f,s,y}^{AC}$	Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού f σε γεωγραφικό κόμβο n , την τυπική ώρα s του έτους y από το δίκτυο AC	[GW]
$YL_{n,f,s,y}^{DC}$	Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού f σε γεωγραφικό κόμβο n , την τυπική ώρα s του έτους y από το δίκτυο DC	[GW]
$TH_{n,s,y}$	Γωνία φάσης του διανύσματος της τάσης στο γεωγραφικό κόμβο n , την τυπική ώρα s του έτους y	[rad]
$FL_{k,s,y}$	Ροή ηλεκτρικής ενέργειας στη γραμμή διασύνδεσης k την τυπική ώρα s και του έτους y	[GW]
obj	Κόστος επέκτασης και λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος – Τιμή αντικειμενικής συνάρτησης	[M€]

4.2.4 Βασικές εξισώσεις του διαγράμματος ροών του ενεργειακού συστήματος

Για τη μοντελοποίηση των παραπάνω κόμβων του διαγράμματος ροής σχεδιάστηκαν και αναπτύχθηκαν περιορισμοί που προσομοιώνουν τα διαφορετικά χαρακτηριστικά των κόμβων του κάθε υπο-συστήματος. Για παράδειγμα, υπάρχουν περιορισμοί που εφαρμόζονται σε κόμβους πολλαπλών κλάδων (κοινοί περιορισμοί) και αναλύονται σε αυτή την ενότητα. Ωστόσο, υπάρχουν περιορισμοί που αφορούν συγκεκριμένους κόμβους-διεργασίες και τεχνολογίες (μονάδες αποθήκευσης, ηλεκτροπαραγωγή, CHPs κ.α.) που θα αναλυθούν στις επόμενες ενότητες (ειδικοί περιορισμοί).

Οι κύριες μεταβλητές απόφασης του μοντέλου αφορούν τη ροή εισόδου και εξόδου στους κόμβους, τις επενδύσεις των διαφόρων τεχνολογιών και την εγκατεστημένη ισχύ της κάθε μονάδας. Οι βασικές μεταβλητές του μοντέλου είναι οι εξής:

- Η ροή εισόδου και εξόδου $FP_{n,u,yy,f,s,y}$, της ενεργειακής ή μη-ενεργειακής μορφής f τη χρονική περίοδο s του έτους y , στον κόμβο u με έτος κατασκευής το έτος yy
- Η ροή $FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storI}$ της ενεργειακής μορφής f που εγχέεται τη χρονική περίοδο s του έτους y στον κόμβο u που αντιπροσωπεύει ένα αποθηκευτικό μέσο με έτος κατασκευής το έτος yy .
- Η ροή $FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO}$ της ενεργειακής μορφής f που εξέρχεται τη χρονική περίοδο s του έτους y από τον κόμβο u που αντιπροσωπεύει ένα αποθηκευτικό μέσο με έτος κατασκευής το έτος yy .
- Η εγκατεστημένη ισχύς $CP_{n,u,yy,y}$ της τεχνολογίας του κόμβου u το έτος y με έτος κατασκευής το έτος yy
- Η επένδυση $I_{n,u,y}$ τεχνολογιών του κόμβου u το έτος y
- Η ροή $FP_{n,f,l,y}^{prlev}$ πρωτογενών μορφών ενέργειας

Η μεταβλητή ροής εισόδου/εξόδου $FP_{n,u,yy,f,s,y}$ είναι κοινή για όλους τους κόμβους, όλων των κάδων του μοντέλου (κόμβοι μετατροπής, απωλειών, ανάμιξης). Οι μεταβλητές $FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storI}$ και $FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO}$ αφορούν τους κόμβους που προσομοιώνουν μονάδες αποθήκευσης και οι μεταβλητές $CP_{n,u,yy,y}$, $I_{n,u,y}$ τους κόμβους που εμπεριέχουν τεχνολογίες μετατροπής και η ισχύς τους υπολογίζεται ενδογενώς από το μοντέλο. Όλες οι παραπάνω μεταβλητές απόφασης έχουν πεδίο ορισμού το σύνολο των θετικών πραγματικών αριθμών $x \in \mathbb{R}^+$.

4.2.4.1 Ισοζύγιο ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών στους κόμβους του συστήματος

Η ζήτηση των τελικών καταναλωτών σε κάθε γεωγραφικό κόμβο n , τη χρονική περίοδο s , του έτους y , για τις ενεργειακές μορφές f και για κάθε τομέα της τελικής ζήτησης δίνεται από την παράμετρο $dm_{n,u,f,s,y}$. Έχουν υπολογιστεί πριν την επίλυση του μοντέλου, για κάθε γεωγραφικό κόμβο, οι ενεργειακές ανάγκες των τελικών καταναλωτών (π.χ. της βιομηχανίας, των μεταφορών, του οικιακού και τριτογενούς τομέα), για όλες τις ενεργειακές μορφές (ηλεκτρισμός, ατμός/θερμότητα, αέριο, υδρογόνο, βιοκαύσιμα, υγροί και στερεοί υδρογονάνθρακες). Για κάθε τομέα, λαμβάνεται υπόψη διαφορετική καμπύλη φορτίου.

Η ικανοποίηση της τελικής ζήτησης επιτυγχάνεται με τη ροή ενέργειας $FP_{n,u,yy,f,s,y}$, η οποία είναι η είσοδος στους κόμβους των τελικών καταναλωτών και υπολογίζεται μέσω του περιορισμού ικανοποίησης της τελικής ζήτησης **(4.1)**. Μαθηματικά, στο διάγραμμα ενεργειακών ροών, αυτός ο περιορισμός προσομοιώνει

τους κόμβους τελικής ζήτησης οι οποίοι έχουν έξοδο την τελική ενέργεια $dm_{n,u,f,s,y}$ και ως είσοδο τη ροή $FP_{n,u,yy,f,s,y}$.

$$\sum_{yy \leq y} FP_{n,u,yy,f,s,y} \geq dm_{n,u,f,s,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, s, y, u, f \\ \in uf_{u,f}^{in} \end{array} \quad (4.1)$$

Στο ενεργειακό σύστημα, που παρουσιάστηκε και αναλύεται στη διατριβή, θα πρέπει να εξασφαλίζεται η ισορροπία της παραγωγής και ζήτησης για κάθε ενεργειακή ή μη-ενεργειακή μορφή f , κάθε χρονική στιγμή, σε τρία επίπεδα: α) σε επίπεδο κλάδου/υπό-συστήματος z β) σε επίπεδο γεωγραφικού κόμβου n και γ) σε επίπεδο κόμβου-διεργασίας.

Ο περιορισμός **(4.2)** προσομοιώνει το ισοζύγιο ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών σε κάθε κλάδο/υπό-σύστημα z του κάθε γεωγραφικού κόμβου. Όπως έχει προαναφερθεί, σε μερικά υπό-συστήματα/κλάδους υπάρχουν ενεργειακές και μη-ενεργειακές μορφές fz_f οι οποίες ιδιοπαράγονται και καταναλώνονται αποκλειστικά στον εκάστοτε συγκεκριμένο κλάδο του συστήματος ικανοποιώντας ένα κομμάτι ή ολόκληρη τη ζήτηση του εκάστοτε υπο-συστήματος/κλάδου. Παραδείγματα τέτοιων μορφών αποτελούν ο ατμός, ο ηλεκτρισμός και το υδρογόνο που παράγονται και καταναλώνονται στους βιομηχανικούς κλάδους. Ο περιορισμός **(4.2)** εξασφαλίζει την ισορροπία των ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών fz_f , που παράγονται και καταναλώνονται εντός του ίδιου υποσυστήματος/κλάδου z .

$$\begin{aligned} & \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{out}, uz_{u,z}} FP_{n,u,yy,f,s,y} \\ & + \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{stout}, uz_{u,z}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{stor0} \\ & = \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{in}, uz_{u,z}} FP_{n,u,yy,f,s,y} \\ & + \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{stin}, uz_{u,z}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{stor1} \end{array} \quad \begin{array}{l} \forall n, z, f \\ \in fz_f, s, y \end{array} \quad (4.2)$$

Ο περιορισμός **(4.2)** περιγράφει ότι η ποσότητα εκφρασμένη σε μονάδες ενέργειας που παράγεται ή εγχέεται από το υπό-σύστημα/κλάδο z ισούται με την ποσότητα που καταναλώνεται ή αποθηκεύεται σε αυτό. Σημειώνεται ότι ο όρος $\sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{out}, uz_{u,z}} FP_{n,u,yy,f,s,y}$ αναπαριστά την ιδιοπαραγωγή της μορφής f στο υπό-σύστημα/κλάδο και ο όρος $\sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{stout}, uz_{u,z}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{stor0}$ την ποσότητα της μορφής f που εγχέεται στον κλάδο από τις αποθηκευτικές μονάδες του υποσυστήματος. Αντίστοιχα, οι όροι $\sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{in}, uz_{u,z}} FP_{n,u,yy,f,s,y}$ και $\sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{stin}, uz_{u,z}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{stor1}$ αναπαριστούν την κατανάλωση της μορφής f και την απορρόφηση ποσοτήτων ενέργειας της μορφής αυτής στις αποθηκευτικές μονάδες του υποσυστήματος/κλάδου.

Σε επίπεδο γεωγραφικού κόμβου το ισοζύγιο των ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών προσομοιώνεται από τον περιορισμό **(4.3)**. Όπως έχει αναφερθεί, κάθε γεωγραφικός κόμβος προσομοιώνει ένα πολύπλοκο διάγραμμα ενεργειακών ροών με κόμβους και επικοινωνεί με τους υπόλοιπους γεωγραφικούς κόμβους μέσω των δικτύων μεταφοράς.

Ο περιορισμός **(4.3)** εξασφαλίζει ότι για κάθε γεωγραφικό κόμβο n , που αποτελείται από πολλούς κόμβους διεργασιών, ισχύει το ισοζύγιο κάθε ενεργειακής και μη-ενεργειακής μορφής που ανήκει στο υποσύνολο fn_f ανά τυπική ώρα s και έτος λειτουργίας y . Ένα παράδειγμα μη-ενεργειακών μορφών αποτελεί το διοξείδιο του άνθρακα CO_2 . Μέσω του περιορισμού **(4.3)** ικανοποιείται το ισοζύγιο του διοξειδίου του άνθρακα που εκλύεται στην ατμόσφαιρα, δεσμεύεται και στη συνέχεια αποθηκεύεται σε κάποια υποδομή αποθήκευσης ή χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη στην είσοδο των τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων.

$$\begin{aligned}
& \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{out}} FP_{n,u,yy,f,s,y} + \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{emf}} FP_{n,u,yy,f,s,y} \\
& + YL_{n,f,s,y} + \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{stout}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO} \quad \forall n, f \\
& = \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{in}} FP_{n,u,yy,f,s,y} \quad \in fn_f, s, y \\
& + \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{stin}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storI} \quad (4.3)
\end{aligned}$$

Ο περιορισμός **(4.3)** αναφέρει ότι οι ποσότητες ενεργειακών μορφών $f \in fn_f$, εκφρασμένες σε μονάδες ενέργειας, που εξάγονται, παράγονται και εκχέονται από το γεωγραφικό κόμβο n , θα πρέπει να ισοούνται με τις ποσότητες που εισάγονται, καταναλώνονται και αποθηκεύονται στον κόμβο αυτό. Σημειώνεται, ότι οι καθαρές εισαγωγές (εισαγωγές-εξαγωγές) ενεργειακών μορφών σε κάθε γεωγραφικό κόμβο n , τη χρονική περίοδο s , του έτους y , αναπαριστούνται με τη μεταβλητή $YL_{n,f,s,y}$ (ελεύθερη μεταβλητή). Το πρόσημο της μεταβλητής ορίζει και την κατεύθυνσή των ροών (εισαγωγές ή εξαγωγές). Επίσης, ο όρος $\sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{out}} FP_{n,u,yy,f,s,y} + \sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{emf}} FP_{n,u,yy,f,s,y}$ αναπαριστά την παραγωγή ενεργειακής ή μη-ενεργειακής μορφής f στο γεωγραφικό κόμβο n . Επιπλέον, ο όρος $\sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{stout}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO}$ αναπαριστά την έγχυση της μορφής f από τις υποδομές αποθήκευσης του συγκεκριμένου γεωγραφικού κόμβου n . Αντίστοιχα, ο όρος $\sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{in}} FP_{n,u,yy,f,s,y}$ αναπαριστά την κατανάλωση της μορφής f στο γεωγραφικό κόμβο και ο όρος $\sum_{yy \leq y, u \in uf_{u,f}^{stin}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storI}$ την εισροή της συγκεκριμένης ενεργειακής ή μη-ενεργειακής μορφής f στις υποδομές αποθήκευσης του γεωγραφικού κόμβου n .

Η ισορροπία των ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών f σε επίπεδο κόμβου διεργασιών εξασφαλίζεται μέσω των περιορισμών **(4.4)** και **(4.5)**.

Ο περιορισμός **(4.4)** προσομοιώνει το ισοζύγιο ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών σε επίπεδο κόμβου διεργασιών του διαγράμματος ενεργειακών ροών με υποκαταστάσιμες μορφές f στην είσοδο. Στο διάγραμμα ροών μεταξύ των διαφόρων κόμβων, υπάρχουν κόμβοι μετατροπής $us_{n,u}$, για τους οποίους οι μορφές εισόδου είναι υποκαταστάσιμες. Δηλαδή, η κάθε μορφή εισόδου μπορεί να ικανοποιήσει πλήρως τις ανάγκες της μονάδας.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{f \in uf_{u,f}^{in}} FP_{n,u,yy,f,s,y} \text{eff}_{n,u,f,yy,y} \\
 = & \sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap \notin chr_u} FP_{n,u,yy,f,s,y} & \forall n, u \\
 + & \sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap chr_u \cap fe_f} FP_{n,u,yy,f,s,y} & \in us_{n,u}, yy \\
 + & \sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap chr_u \cap fs_f} sl_{n,u,yy} FP_{n,u,yy,f,s,y} & \leq y, s, y
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

Στο αριστερό μέρος, αθροίζεται το σύνολο των ενεργειακών μορφών εισόδου $\sum_{f \in uf_{u,f}^{in}} FP_{n,u,yy,f,s,y} \cdot \text{eff}_{n,u,f,yy,y}$, λαμβάνοντας υπόψη το συντελεστή μετατροπής $\text{eff}_{n,u,f,yy,y}$. Στο δεξί μέρος, αθροίζονται όλες οι ενεργειακές και μη-ενεργειακές μορφές εξόδου. Στην περίπτωση που η διεργασία δεν είναι μονάδα Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού-Θερμότητας (ΣΗΘ) η έξοδος των διεργασιών αναπαρίσταται από τον όρο $\sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap \notin chr_u} FP_{n,u,yy,f,s,y}$. Στην περίπτωση που η μονάδα είναι ΣΗΘ, στο δεξί μέρος αθροίζεται ο ηλεκτρισμός $\sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap chr_u \cap fe_f} FP_{n,u,yy,f,s,y}$ και ο παραγόμενος ατμός, συνυπολογίζοντας το συντελεστή απομείωσης $sl_{n,u,yy}$ ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή μίας μονάδας ατμού της συγκεκριμένης μονάδας $\sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap chr_u \cap fs_f} sl_{n,u,yy} FP_{n,u,yy,f,s,y}$.

Ο περιορισμός **(4.5)** προσομοιώνει το ισοζύγιο ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών σε επίπεδο κόμβου διεργασιών του διαγράμματος ενεργειακών ροών με συμπληρωματικές μορφές f στην είσοδο. Στο διάγραμμα ροών υπάρχουν κόμβοι μετατροπής $uc_{n,u}$, για τους οποίους οι μορφές εισόδου f είναι συμπληρωματικές. Πιο συγκεκριμένα, για την παραγωγή των μορφών εξόδου από τις συγκεκριμένες διεργασίες- κόμβους μετατροπής, απαιτούνται όλες οι μορφές εισόδου σε συγκεκριμένες αναλογίες.

$$FP_{n,u,yy,f,s,y} \text{eff}_{n,u,f,yy,y} = \sum_{s,ff \in uf_{u,ff}^{out}} FP_{n,u,yy,ff,s,y} \quad \forall n, u \\
 \in uc_{n,u}, yy \\
 \leq y, f, s, y \tag{4.5}$$

Σε αυτή την περίπτωση, στο δεξί μέρος της **(4.5)**, αθροίζεται το σύνολο των μορφών εξόδου $\sum_{s,ff \in uf_{u,ff}^{out}} FP_{n,u,yy,ff,s,y}$ του κόμβου μετατροπής, ενώ στο αριστερό μέρος, ο όρος $FP_{n,u,yy,f,s,y} \cdot \text{eff}_{n,u,f,yy,y}$ δείχνει τις ποσότητες στην είσοδο που

απαιτούνται από κάθε μορφή f για την παραγωγή των μορφών στην έξοδο. Στο αριστερό μέρος, χρησιμοποιείται ο συντελεστής μετατροπής $eff_{n,u,f,yy,y}$. Για τις μονάδες που ανήκουν στο υποσύνολο $uc_{n,u}$, ο συγκεκριμένος συντελεστής υποδηλώνει την ποσότητα από την ενεργειακή μορφή f που απαιτείται για την παραγωγή μιας μονάδας εξόδου. Αυτός ο συντελεστής μετατροπής διαφέρει ανά μορφή f , ώστε να προσομοιωθούν οι διαφορετικές αναλογίες που απαιτούνται από κάθε μορφή f στην είσοδο για κάθε μονάδα εξόδου. Παράδειγμα ενός κόμβου μετατροπής με συμπληρωματικές εισόδους αποτελεί ο κόμβος που προσομοιώνει τη διαδικασία της μεαθνοποίησης για την παραγωγή συνθετικού μεθανίου (CH_4) όπου απαιτούνται συγκεκριμένες ποσότητες υδρογόνου και συγκεκριμένες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα όπως φαίνεται στη σχέση (2.11).

Οι παραπάνω περιορισμοί (4.4-4.5) εφαρμόζονται σε όλους τους κόμβους του συστήματος, καθώς επίσης και στους ανεξάρτητους κλάδους του υπο-συστήματος στο οποίο ανήκουν.

4.2.4.2 Περιορισμοί μέγιστης και ελάχιστης συνεισφοράς

Οι περιορισμοί μέγιστης (4.6) και ελάχιστης συνεισφοράς (4.7) προσομοιώνουν το εν δυνάμει μέγιστο και ελάχιστο όριο συνεισφοράς της ενεργειακής και μη- ενεργειακής μορφής στο μίγμα εισόδου που καταναλώνεται στη μονάδα-διεργασία. Οι παρακάτω περιορισμοί εφαρμόζονται σε διάφορους κόμβους όλων των κλάδων του ενεργειακού συστήματος.

$$shf_{n,u,f,y}^{max} \sum_{ff \in uf_{u,ff}^{in}} FP_{n,u,yy,ff,s,y} \geq FP_{n,u,yy,f,s,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, (u, f) \\ \in (ush_{n,u} \\ \cap uf_{u,f}^{in}), yy \\ \leq y, s, y \end{array} \quad (4.6)$$

$$FP_{n,u,yy,f,s,y} \geq shf_{n,u,f,y}^{min} \sum_{ff \in uf_{u,ff}^{in}} FP_{n,u,yy,ff,s,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, (u, f) \\ \in (ush_{n,u} \\ \cap uf_{u,f}^{in}), yy \\ \leq y, s, y \end{array} \quad (4.7)$$

Στο διάγραμμα ενεργειακών ροών υπάρχουν κόμβοι u πολλαπλών εισόδων $(ush_{n,u} \cap uf_{u,f}^{in})$, για τους οποίους η κάθε είσοδος, ενεργειακής ή μη-ενεργειακής μορφής εισόδου, μπορεί να κυμαίνεται μεταξύ ελάχιστου και μέγιστου ορίου ως προς το σύνολο των μορφών εισόδου του κόμβου (μονάδα-διεργασία). Το άθροισμα $\sum_{ff \in uf_{u,ff}^{in}} FP_{n,u,yy,ff,s,y}$ προσομοιώνει το σύνολο των ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών εισόδου ff , στον εκάστοτε κόμβο u , που ανήκει στον γεωγραφικό κόμβο n και λειτουργεί την τυπική ώρα s , το έτος y . Οι συντελεστές $shf_{n,u,f,y}^{max}$ και $shf_{n,u,f,y}^{min}$ αναπαριστούν το μέγιστο και ελάχιστο όριο συνεισφοράς της εκάστοτε μορφής εισόδου f στο σύνολο των μορφών εισόδου.

Ο περιορισμός **(4.7)** αντιπροσωπεύει τον περιορισμό υποχρεωτικής χρήσης καυσίμου. Ο ελάχιστος συντελεστής συνεισφοράς $shf_{n,u,f,y}^{min}$ μπορεί να αντιπροσωπεύει α) την υποχρεωτική κατανάλωση αερίων, τα οποία αποτελούν παραπροϊόντα μιας βιομηχανικής διεργασίας (π.χ. αέρια υψικαμίνου) και λόγω του υψηλού συντελεστή εκπομπών είναι απαραίτητη η καύση τους β) την εφαρμογή πολιτικής, που θέτει ελάχιστο ποσοστό ανάμιξης βιοαερίου ή άλλων καθαρών αερίων (π.χ. υδρογόνο) στο μίγμα του καυσίμου.

4.2.4.3 Περιορισμοί εκπομπών

Συνήθως, σε όλα τα μοντέλα που αναλύουν το ενεργειακό σύστημα τίθενται κλιματικοί στόχοι μείωσης των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με ένα έτος βάσης. Κύριο πρόβλημα αποτελεί η κατανομή του συνολικού στόχου μείωσης των εκπομπών CO₂ ανά τομέα και χώρα. Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής και η βιομηχανία αποτελούν δύο τομείς με το μεγαλύτερο ανθρακικό αποτύπωμα. Εκτός από το διοξείδιο του άνθρακα CO₂, κατά τη διαδικασία της καύσης υδρογονανθράκων, εκλύονται στην ατμόσφαιρα και άλλα αέρια, όπως το διοξείδιο του θείου SO₂ και το μονοξείδιο του άνθρακα CO που κατατάσσονται στους ατμοσφαιρικούς ρύπους. Στο μοντέλο ενσωματώνονται περιβαλλοντικοί περιορισμοί, προκειμένου να μειωθεί το σύνολο των εκπομπών του ενεργειακού συστήματος, που αναλύονται σε επόμενες ενότητες.

Ο περιορισμός **(4.8)** υπολογίζει το σύνολο των εκπομπών fem_f που παράγονται από κάθε μία διεργασία καύσης και προσομοιώνεται στο μοντέλο. Ο συγκεκριμένος περιορισμός αναπτύσσεται για τους κόμβους $uf_{u,f}^{emf}$ που εκπέμπουν αέρια fem_f . Οι κόμβοι αυτοί ανήκουν σε διάφορους κλάδους του ενεργειακού συστήματος όπως την ηλεκτροπαραγωγή, τους βιομηχανικούς κλάδους κ.α. Τέλος, υπολογίζονται οι εκπομπές των μονάδων ή διεργασιών του συστήματος όλων των κλάδων ανά χρονική περίοδο s του έτους y , που είναι σε συνάρτηση της ενεργειακής μορφής f που καταναλώνεται και του συντελεστή εκπομπής του κάθε καυσίμου $emf_{n,u,ff,f,y}$.

$$\sum_{ff \in uf_{u,ff}^{in}} FP_{n,u,yy,ff,s,y} emf_{n,u,ff,f,y} = FP_{n,u,yy,f,s,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, u \\ \in uf_{u,f}^{emf}, yy \\ \leq y, f \\ \in fem_f, s, y \end{array} \quad (4.8)$$

4.2.4.4 Περιορισμοί μέγιστου επιπέδου παραγωγής και επέκτασης των συστημάτων παραγωγής

Στο μοντέλο που αναπτύχθηκε, προσομοιώνεται και η λειτουργία κόμβων μετατροπής ή αλλιώς μετασηματισμού του διαγράμματος ροών. Στους κόμβους μετατροπής του ενεργειακού συστήματος περιλαμβάνονται μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι βιομηχανικοί λέβητες (boilers), οι μονάδες συμπαραγωγής (ΣΗΘ), οι λέβητες τηλεθέρμανσης, οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων

(Power-to-X), οι μονάδες μετατροπής βιοκαυσίμων, μονάδες διυλιστηρίων και μονάδες αποθήκευσης.

Το μοντέλο αποφασίζει ενδογενώς τις επενδύσεις των μονάδων/τεχνολογιών και την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων u , έχοντας ως στόχο τη βέλτιστη εγκατάσταση σε κάθε γεωγραφικό κόμβο n και τη βέλτιστη λειτουργία των μονάδων παραγωγής. Βασικό χαρακτηριστικό των μονάδων παραγωγής αποτελεί το έτος εγκατάστασης yy της μονάδας το οποίο προσδίδει και διαφορετικά τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά στην εκάστοτε μονάδα (διαφοροποιούνται ανά έτος επένδυσης). Η μεταβλητή των επενδύσεων $I_{n,u,y}$ των μονάδων u , στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y , αποφασίζεται ενδογενώς από το μοντέλο και συνδέεται με τη μεταβλητή της εγκατεστημένης ισχύος $CP_{n,u,yy,y}$ της μονάδας μέσω του περιορισμού **(4.9)**.

$$CP_{n,u,yy,y} = exgc_{n,u,yy,y} + I_{n,u,yy} ts_{n,u,yy,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, u, yy \\ \leq y, y \end{array} \quad (4.9)$$

Σύμφωνα με την **(4.9)** η εγκατεστημένη ισχύς $CP_{n,u,yy,y}$ της τεχνολογίας του κόμβου u το έτος y , με έτος κατασκευής το έτος yy , εξαρτάται από τις μονάδες που είναι ήδη εγκατεστημένες στο σύστημα $exgc_{n,u,yy,y}$, από την αρχή του χρονικού οριζοντα, και από το επίπεδο επένδυσης $I_{n,u,yy}$, λαμβάνοντας υπόψη και τη τεχνική διάρκεια ζωής της νέας μονάδας $ts_{n,u,yy,y}$.

$$CP_{n,u,yy,y} \cdot avl_{n,u,yy,s,y} \geq \sum_{f \in uf_{u,f}^{out}} FP_{n,u,yy,f,s,y}, u \quad \begin{array}{l} \forall n, u, yy \\ \leq y, s, y, u \\ \notin ur_u \end{array} \quad (4.10)$$

$\notin chr_u$

Η λειτουργία των μονάδων παραγωγής καθορίζεται από την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων. Ο περιορισμός **(4.10)** καθορίζει το μέγιστο επίπεδο παραγωγής των μονάδων που αναφέρθηκαν στην ενότητα αυτή, εξαιρουμένων των μονάδων αποθήκευσης καυσίμων. Η λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης καθώς και η μέγιστη αποθηκευμένη ποσότητα ανά χρονική περίοδο παρουσιάζονται σε επόμενη ενότητα του κεφαλαίου. Το μέγιστο επίπεδο παραγωγής της κάθε μονάδας $\sum_{f \in uf_{u,f}^{out}} FP_{n,u,yy,f,s,y}$ δε δύναται να ξεπερνά την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας, πολλαπλασιασμένη με το συντελεστή διαθεσιμότητας της μονάδας $avl_{n,u,yy,s,y}$ σε κάθε χρονική περίοδο s το έτος y .

4.2.4.5 Περιορισμοί διαθεσιμότητας πρωτογενών μορφών ενέργειας

Οι πρωτογενείς μορφές ενέργειας fp_f διαχωρίζονται σε ορυκτά καύσιμα (άνθρακας, λιγνίτης, φυσικό αέριο, αργό πετρέλαιο) και σε πρώτες ύλες για την παραγωγή βιοκαυσίμων (ξυλώδη βιομάζα, λιγνοκυτταρική βιομάζα, απόβλητα στερεά και αέρια, ενεργειακοί καρποί). Υπάρχουν περιορισμοί για τη διαθεσιμότητά τους τόσο στο βραχυχρόνιο όσο και στο μέσο/μάκρο- χρόνιο σχεδιασμό. Αναλυτικότερα, στο βραχυχρόνιο ορίζοντα, εφαρμόζεται καμπύλη προσφοράς σύμφωνα με την οποία για διαφορετικά επίπεδα ζήτησης προσδιορίζεται αναλόγως η τιμή προσφοράς, με άνω

όριο προσφοράς τη συνολική χωρητικότητα των σταθμών παραγωγής-εξόρυξης του καυσίμου. Στο μακροχρόνιο ορίζοντα, χρησιμοποιείται αντίστοιχα καμπύλη προσφοράς όμως η διαθεσιμότητα του κάθε καυσίμου περιορίζεται από τα συνολικά κοιτάσματα του που αποτελούν και άνω όριο προσφοράς.

Για την προσομοίωση των ανωτέρω περιορισμών, το μοντέλο χρησιμοποιεί μη-γραμμική καμπύλη κόστους/διαθεσιμότητας ενεργειακών πόρων με αύξουσα κλίση. Με αυτό τον τρόπο προσομοιώνεται η αυξανόμενη δυσκολία εξεύρεσης πρωτογενών μορφών ενέργειας. Διάφορες πολιτικές είτε άμεσες στην κατανάλωση καυσίμων είτε έμμεσες, που επηρεάζουν την κοινωνική αποδοχή και τα αδειοδοτικά ζητήματα σχετικά με την εξόρυξη, επιδρούν αναλόγως στην κλίση της εκάστοτε καμπύλης. Η μη-γραμμική καμπύλη γραμμικοποιείται με τη μέθοδο των τμηματικά γραμμικών τμημάτων l ώστε να ενσωματωθεί στο γραμμικό μοντέλο.

$$\sum_{u \in u_{u,f,s,y}^{in}} nh_s FP_{n,u,y,f,s,y} = \sum_l FP_{n,f,l,y}^{prlev} \quad \begin{matrix} \forall n, f \\ \in fp_f, y \end{matrix} \quad (4.11)$$

$$rsv_{n,f,y} sc_{n,f,l,y}^{fp} \geq FP_{n,f,l,y}^{prlev} \quad \begin{matrix} \forall n, f \\ \in fp_f, l, y \end{matrix} \quad (4.12)$$

Ο περιορισμός **(4.11)** εκφράζει την ισορροπία της ζητούμενης πρωτογενούς ενεργειακής μορφής του συστήματος με το σύνολο της παραγόμενης πρωτογενούς μορφής, της τμηματικά γραμμικής καμπύλης $\sum_l FP_{n,f,l,y}^{prlev}$. Η διαθέσιμη ποσότητα ενεργειακού πόρου, που ανατίθεται σε κάθε τμήμα l , $FP_{n,f,l,y}^{prlev}$, φράσσεται από το άνω όριο ποσότητας κάθε τμήματος της μη-γραμμικής καμπύλης $rsv_{n,f,y} sc_{n,f,l,y}^{fp}$ **(4.12)**. Η κυρτότητα του συγκεκριμένου προβλήματος εξασφαλίζεται με βάση το γεγονός ότι ο περιορισμός προσομοιώνει αύξουσα συνάρτηση σε ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης του κόστους.

4.3 Το υποσύστημα βέλτιστης επέκτασης και λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος

4.3.1 Εισαγωγή στο υπο-σύστημα ηλεκτρικού τομέα

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί ένα κλάδο του ενεργειακού συστήματος, ο οποίος είναι αναγκαίο να αναλυθεί εκτενέστερα, καθώς απαιτούνται επιπλέον περιορισμοί για την προσομοίωση του. Οι περιορισμοί που περιγράφονται σε αυτή την ενότητα, σε συνδυασμό με τους κύριους περιορισμούς που αναλύθηκαν παραπάνω και εφαρμόζονται σε πολλούς κλάδους του συστήματος, προσομοιώνουν τη βέλτιστη λειτουργία και τις επενδύσεις του ηλεκτρικού συστήματος. Γενικότερα, η βελτιστοποίηση του ηλεκτρικού συστήματος σε μακροχρόνιο ορίζοντα περιλαμβάνει τη μοντελοποίηση των εξής προβλημάτων: α) της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής β) της επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος μέσω επενδύσεων

σε μονάδες και γ) της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Τα προβλήματα αυτά είναι αλληλένδετα μεταξύ τους και πρέπει να επιλύονται ταυτόχρονα. Το υπό-μοντέλο μεταφοράς ηλεκτρισμού αναλύεται σε επόμενη ενότητα.

Ο κλάδος της ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί ένα σημαντικό κομμάτι του διαγράμματος ενεργειακών ροών και περιέχει τόσο κόμβους ανάμιξης όσο και κόμβους μετατροπής. Οι περιορισμοί, που αναπτύσσονται στη συγκεκριμένη ενότητα, αφορούν κυρίως τους κόμβους μετατροπής του τομέα ηλεκτροπαραγωγής και κυρίως κόμβους που προσομοιώνουν μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού, ατμού και θερμότητας. Ο συγχρονισμός της ηλεκτροπαραγωγής σε σχέση με τη ζήτηση ηλεκτρισμού, ατμού και θερμότητας παίζει σημαντικό ρόλο, τόσο για την ακριβή αναπαράσταση της λειτουργίας των μονάδων που παράγουν αποκλειστικά ηλεκτρισμό όσο και για τη μοντελοποίηση της λειτουργίας των μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Είναι φυσικό ότι η ταυτόχρονη επίλυση όλων αυτών των υποσυστημάτων (ηλεκτροπαραγωγής και συμπαραγωγής), λαμβάνοντας υπόψη τη χρονική διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρισμού, ατμού και θερμότητας, καθώς και τους περιορισμούς των φυσικών δικτύων, οδηγεί σε ένα ιδιαίτερα πολύπλοκο μοντέλο με μεγάλο χρόνο αριθμητικής επίλυσης.

Γενικότερα, οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (κόμβοι μετατροπής ενέργειας) διακρίνονται ανάλογα με την τεχνολογία και το έτος ένταξής τους στο σύστημα. Η συγκεκριμένη κατηγοριοποίηση γίνεται για πολλούς λόγους. Αρχικά, η κάθε τεχνολογία έχει τα δικά της τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά. Για παράδειγμα, τα χαρακτηριστικά (π.χ. απόδοση) ενός αεριοστρόβιλου είναι διαφορετικά από αυτά ενός ατμοστρόβιλου. Επίσης, η διάκριση ανάλογα με το έτος ένταξης της κάθε μονάδας (έτος κατασκευής) γίνεται ώστε να ληφθεί υπόψη η βελτίωση των τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών τους μέσω της τεχνολογικής προόδου. Η εξέλιξη αυτή είναι εξωγενής στο μοντέλο και βασίζεται στη διεθνή βιβλιογραφία.

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), οι οποίες είναι μεταβλητής φύσεως και προσομοιώνονται στο μοντέλο είναι η ηλιακή και αιολική ενέργεια, η ενέργεια από τη θάλασσα και η γεωθερμία, καθώς και η ενέργεια υδροηλεκτρικών ροής ποταμού. Στις ΑΠΕ, δεν υπάρχει δυνατότητα ελέγχου της παραγωγής κατά τη διαχείριση της κατανομής μονάδων, πέρα από τις τυχόν περικοπές της παραγόμενης ενέργειας. Αναλυτικότερα επισημαίνεται ότι η παραγωγή από μεταβλητές ΑΠΕ έχει στοχαστικό χαρακτήρα λόγω της αβεβαιότητας της πρωτογενούς ενέργειας (π.χ. ήλιος, άνεμος, νερό). Στο μοντέλο της παρούσας διατριβής η στοχαστική φύση των ΑΠΕ έχει προσομοιωθεί με τη χρήση του συντελεστή διαθεσιμότητας ανά τυπική ώρα του μοντέλου $av^l_{n,u,yg,s,y}$.

4.3.2 Περιορισμοί διαθεσιμότητας των επενδύσεων

Οι επενδύσεις των μονάδων του ηλεκτρικού συστήματος υπολογίζονται ενδογενώς στο μοντέλο, όπως ακριβώς συμβαίνει και με τις υπόλοιπες μονάδες των άλλων κλάδων του συστήματος. Κατά τον υπολογισμό, λαμβάνεται υπόψη το μοναδιαίο κόστος των μονάδων και υπολογίζεται η βέλτιστη οικονομικά εγκατάσταση

και λειτουργία τους σε κάθε γεωγραφικό κόμβο. Η μεταβλητή των επενδύσεων $I_{n,u,y}$ των μονάδων u στο γεωγραφικό κόμβο n το έτος y , συνδέεται με τη μεταβλητή της εγκατεστημένης ισχύος $CP_{n,u,yy,y}$ της μονάδας, μέσω του περιορισμού **(4.9)**. Ο συγκεκριμένος περιορισμός εφαρμόζεται και για τεχνολογίες που ανήκουν σε διάφορους κλάδους του ενεργειακού συστήματος, πέραν του ηλεκτρικού συστήματος.

Το μοναδιαίο κόστος της επένδυσης ορισμένων μονάδων του ηλεκτρικού συστήματος, όπως οι μονάδες ΑΠΕ και πυρηνικές μονάδες, ενδέχεται να διαφέρει εξαιτίας γεωγραφικών, οικονομικών και κοινωνικοπολιτικών λόγων. Για παράδειγμα, οι αρχικές επενδύσεις των μονάδων (π.χ. φωτοβολταϊκών ή αιολικών πάρκων) πραγματοποιούνται στις πιο οικονομικά συμφέρουσες τοποθεσίες του κάθε γεωγραφικού κόμβου n . Δηλαδή, σε τοποθεσίες όπου προϋπάρχουν ανεπτυγμένα δίκτυα ηλεκτρισμού, που θα απορροφήσουν την παραγόμενη ενέργεια, καθώς και σε περιοχές με έντονο δυναμικό (ηλιακό, αιολικό). Καθώς χρησιμοποιούνται οι πιο ευνοϊκές θέσεις, σε κάθε γεωγραφικό κόμβο n , οι αμέσως επόμενες επενδύσεις κατασκευάζονται σε πιο απομακρυσμένες περιοχές ή σε περιοχές με μικρότερο δυναμικό (στον ίδιο γεωγραφικό κόμβο). Συνεπώς, το μοναδιαίο κόστος επένδυσης των τεχνολογιών αυτών αυξάνεται είτε άμεσα, καθώς επιπλέον επενδύσεις απαιτούνται σε υποδομές (δρόμους, ηλεκτρικά δίκτυα κ.α.), είτε έμμεσα, μιας και οι περιοχές με το υψηλό δυναμικό δεν είναι πλέον διαθέσιμες. Εκτός από τους τεχνικούς και οικονομικούς λόγους, υπάρχουν και κοινωνικοπολιτικοί λόγοι που επηρεάζουν έμμεσα το κόστος των επενδύσεων σε κάποιες μονάδες (π.χ. πυρηνικών σταθμών ή αιολικών) σε μία περιοχή. Οι λόγοι αυτοί, σχετίζονται κυρίως με αντιδράσεις κατοίκων για τις συγκεκριμένες επενδύσεις.

Για την προσομοίωση της δυσκολίας που απορρέει από τους παραπάνω λόγους, όσον αφορά την εγκατάσταση ορισμένων τύπων επένδυσης (π.χ. μονάδες ΑΠΕ ή πυρηνικές μονάδες), στο μοντέλο χρησιμοποιείται μία μη-γραμμική καμπύλη κόστους ανά τύπο επένδυσης. Η μη-γραμμική καμπύλη έχει αύξουσα κλίση για να προσομοιώσει την αυξανόμενη δυσκολία των παραπάνω παραγόντων. Επίσης, η κλίση της καμπύλης ενδέχεται να αλλάζει βάσει των εφαρμοσμένων πολιτικών. Για παράδειγμα, πολιτικές είτε άμεσες (π.χ. συγκεκριμένοι στόχοι) είτε έμμεσες, αντικατοπτρίζουν την κοινωνική αποδοχή και τα διάφορα αδειοδοτικά ζητήματα, επηρεάζοντας το σχήμα της καμπύλης.

Οι περιορισμοί **(4.13)** και **(4.14)** αντανακλούν την ύπαρξη μη-γραμμικοτήτων στο γραμμικό μοντέλο που αναπτύσσεται, σχετικά με το επίπεδο επένδυσης των τεχνολογιών ΑΠΕ και των πυρηνικών μονάδων. Ο περιορισμός **(4.13)** προσομοιώνει τον περιορισμό διαθεσιμότητας κάθε τμήματος l της αύξουσας μη-γραμμικής καμπύλης $ip_{n,u,l,y}^{max}$. Η διαθέσιμη ποσότητα επενδύσεων της κάθε μονάδας u σε κάθε τμήμα l το έτος y εκφράζεται μέσω της θετικά ορισμένης μεταβλητής $I_{n,u,l,y}^{lev}$, η οποία φράσσεται με το άνω όριο τη $ip_{n,u,l,y}^{max}$. Το σύνολο της ισχύος που επενδύεται για κάθε μονάδα u , το έτος y , στην τμηματικά γραμμική καμπύλη $\sum_l I_{n,u,l,y}^{lev}$ θα πρέπει να ισούται με τη συνολική ισχύ που επενδύεται το έτος αυτό $\sum_{yy \in (yy \geq 2020 \cap yy \leq y)} exgc_{n,u,yy,y} + \sum_{yy \in yy \leq y} I_{n,u,yy} ts_{n,u,yy,y}$ (εξωγενή και ενδογενή), με βάση τον περιορισμό **(4.14)**. Το

γεγονός ότι ο περιορισμός προσομοιώνεται μέσω μιας αύξουσας συνάρτησης εξασφαλίζει ότι το πρόβλημα ελαχιστοποίησης είναι κυρτό.

$$ip_{n,u,l,y}^{max} \geq I_{n,u,l,y}^{lev} \quad \forall n, u \in ull_{n,u,l,y} \quad (4.13)$$

$$\sum_l I_{n,u,l,y}^{lev} = \sum_{yy \in (yy \geq 2020 \cap yy \leq y)} exgc_{n,u,yy,y} + \sum_{yy \in yy \leq y} I_{n,u,yy} ts_{n,u,yy,y} \quad \forall n, u \in ull_{n,u,y} \quad (4.14)$$

4.3.3 Περιορισμοί λειτουργίας

4.3.3.1 Περιορισμοί λειτουργίας μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Η λειτουργία των μονάδων παραγωγής καθορίζεται από την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων, η οποία αποφασίζεται ενδογενώς από το μοντέλο. Οι περιορισμοί των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής αναλύονται παρακάτω.

Συγκεκριμένα, ο περιορισμός **(4.15)** καθορίζει το μέγιστο επίπεδο παραγωγής των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και είναι παρόμοιος με τον περιορισμό **(4.10)** μέγιστης λειτουργίας που ισχύει και για τις τεχνολογίες των άλλων κλάδων του συστήματος. Η διαφορά των δύο περιορισμών έγκειται στη συνεισφορά των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στις εφεδρείες. Οι μονάδες που συνεισφέρουν στις ανάγκες εφεδρείας του συστήματος, δεσμεύουν ένα μέρος της εγκατεστημένης ισχύος για να χρησιμοποιηθεί για εφεδρείες προς τα άνω. Οι εφεδρείες προς τα άνω, στη συνέχεια, διαχωρίζονται σε στρεφόμενες $RSV_{n,u,yy,s,y}^U$ και μη-στρεφόμενες εφεδρείες $RSV_{n,u,yy,s,y}^{UN}$ που παρέχονται από διαφορετικές μονάδες.

Το ελάχιστο επίπεδο παραγωγής καθορίζεται από τον περιορισμό **(4.16)**, σύμφωνα με τον οποίο οι μονάδες παραγωγής, που παράγουν ηλεκτρισμό κάθε χρονική στιγμή s , θα πρέπει να λειτουργούν πάνω από το τεχνικό τους ελάχιστο $tmin_{n,u,yy}$. Ο περιορισμός αυτός ισχύει για κάθε «μη-ευέλικτη» μονάδα του συστήματος, η οποία δε δύναται να παράγει ηλεκτρική ενέργεια λιγότερη από $CAPop_{n,u,yy,y} \cdot tmin_{n,u,yy}$. Επιπλέον, η μονάδα θα πρέπει να συνεισφέρει στην κάλυψη της απαίτησης για προς τα κάτω στρεφόμενη επικουρική υπηρεσία $RSV_{n,u,yy,s,y}^D$ κάθε χρονική στιγμή που απαιτείται (εφεδρεία προς τα κάτω).

Ο περιορισμός **(4.17)** προσομοιώνει το μέγιστο ρυθμό αυξομείωσης του φορτίου, που παρέχει μία μονάδα ηλεκτροπαραγωγής. Η θερμική τάση που αναπτύσσεται στα μέταλλα του λέβητα της μονάδας, καθώς και η διαφορική διαστολή του στροφείου και του κελύφους του στροβίλου περιορίζουν το ρυθμό αύξησης ή μείωσης του φορτίου. Συνεπώς, η μεταβολή της παραγωγής της μονάδας μεταξύ διαδοχικών χρονικών περιόδων περιορίζεται από το τεχνικά μέγιστο ρυθμό αυξομείωσης του φορτίου παραγωγής $rr_{n,u,yy}$.

$$CP_{n,u,yy,y} \cdot avl_{n,u,yy,s,y} \geq \begin{cases} \sum_{f \in uf_{u,f}^{out}} FP_{n,u,yy,f,s,y}, u \notin chr_u & \forall n, u, yy \\ + RSV_{n,u,yy,s,y}^{UN}, u \in ups_{n_u} & \leq y, s, y, u \\ + RSV_{n,u,yy,s,y}^U, u \in ups_u & \notin ur_u \end{cases} \quad (4.15)$$

$$\sum_{s,f \in uf_{u,f}^{out} \cap fe_f} FP_{n,u,yy,f,s,y} - RSV_{n,u,yy,s,y}^D \geq \sum_{sd,s,d} CAPop_{n,u,yy,d,y} \cdot tmin_{n,u,yy} \quad \begin{matrix} \forall n, u \\ \in unf_{u,yy} \\ \leq y, s, y \end{matrix} \quad (4.16)$$

$$\left| FP_{n,u,yy,f \in fe_f,s,y} - FP_{n,u,yy,f \in fe_f,s-1,y} \right| \leq CP_{n,u,yy,y} \cdot rr_{n,u,yy} \quad \begin{matrix} \forall n, u \\ \in unf_{u,yy} \\ \leq y, s, y \end{matrix} \quad (4.17)$$

Στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής επιβάλλεται είτε λόγω περιβαλλοντικών συνθηκών είτε λόγω τεχνικών δυσκολιών ένα άνω όριο στις επιτρεπόμενες ετήσιες ώρες λειτουργίας των μονάδων σε συνθήκες πλήρους φόρτισης. Ο περιορισμός αυτός αναπαρίσταται από τον περιορισμό **(4.18)**. Οι μέγιστες ώρες λειτουργίας $mchr_{n,u,yy,y}$ για κάθε μονάδα αποτελούν το άνω όριο της ετήσιας παραγωγής της μονάδας σε κατάσταση πλήρους φόρτισης.

$$CP_{n,u,yy,y} \cdot mchr_{n,u,yy,y} \geq \sum_{s,f \in uf_{u,f}^{out} \cap um_{u,f}^{out}} nh_s \cdot FP_{n,u,yy,f,s,y} \quad \begin{matrix} \forall n, u \\ \in upm_{u,yy} \\ \leq y, y \end{matrix} \quad (4.18)$$

Επισημαίνεται ότι στην παρούσα διατριβή το ηλεκτρικό υπο-σύστημα επιλύει την επέκταση και τη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος σε μακροσκοπική κλίμακα. Εξαιτίας της προσομοίωσης πολλών τομέων και κλάδων του ενεργειακού συστήματος σε πολυετή βελτιστοποίηση, έχει γίνει η ακόλουθη απλοποίηση στο ηλεκτρικό υπο-μοντέλο. Αναλυτικότερα, στη προσομοίωση της λειτουργίας των μονάδων, αρκετά μοντέλα κατανομής μονάδων χρησιμοποιούν δυαδικές ή ακέραιες μεταβλητές για τη λειτουργία τους (π.χ. για την έναυση, τη σβέση, για τον ελάχιστο χρόνο κατανομής της μονάδας στο σύστημα, το τεχνικό ελάχιστο μονάδας κ.α.). Στη διατριβή αυτή δεν έχουν χρησιμοποιηθεί ακέραιες μεταβλητές για τη λειτουργία των μονάδων. Αντιθέτως, για την προσομοίωση των ανωτέρω αναφερομένων περιορισμών, έχουν ενσωματωθεί οι μεταβλητές $CAPop_{n,u,yy,d,y}$ και $DCAP_{n,u,yy,d,y}$.

$$CP_{n,u,yy,y} = CAPop_{n,u,yy,d,y} + DCAP_{n,u,yy,d,y} \quad \begin{matrix} \forall n, u \\ \in unf_{u,yy} \\ \leq y, d, y \end{matrix} \quad (4.19)$$

Σύμφωνα με τον περιορισμό **(4.19)**, η δυναμικότητα κάθε μονάδας που ανήκει στο υποσύνολο uf_u «χωρίζεται» ανά τυπική ημέρα d στο μέρος δυναμικότητας που «λειτουργεί» $CAPop_{n,u,yy,d,y}$ και στο μέρος της δυναμικότητας του σταθμού που είναι «κλειστό» $DCAP_{n,u,yy,d,y}$ και δεν παράγει. Με αυτό το διαχωρισμό επιτυγχάνεται η μερική προσομοίωση του τεχνικού ελαχίστου, αφού το μέρος της δυναμικότητας που είναι «κλειστό» $DCAP_{n,u,yy,d,y}$ δε λειτουργεί εκείνη την τυπική ημέρα, ενώ το μέρος της μονάδας που λειτουργεί την τυπική ημέρα $CAPop_{n,u,yy,d,y}$ πρέπει να λειτουργεί λαμβάνοντας υπόψη το τεχνικό ελάχιστο του σταθμού **(4.16)**. Με αυτή τη μέθοδο, γίνεται κατάλληλος χειρισμός των μονάδων που δεν έχουν τη δυνατότητα να ανοιγοκλείνουν κατά τη διάρκεια της ημέρας.

4.3.3.2 Περιορισμοί λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ

Το άνω όριο παραγωγής ηλεκτρισμού από υδροηλεκτρικούς σταθμούς με φράγματα αναλύεται στον περιορισμό **(4.20)**. Ο περιορισμός διαθεσιμότητας των υδροηλεκτρικών σταθμών με φράγματα προσομοιώνεται με τη χρήση του ετήσιου συντελεστή διαθεσιμότητας μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών u στον κόμβο n με έτος ένταξης yy , $uL_{n,u,yy}$. Ο συντελεστής αυτός δείχνει το ποσοστό (%) των ωρών μέγιστου φορτίου χρήσης της μονάδας ως προς το σύνολο των ωρών του έτους.

$$\sum_s nh_s \cdot FP_{n,u,yy,f \in f_{e_f,s,y}} \leq 8760 \cdot uL_{n,u,yy} \cdot CP_{n,u,yy,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, u \\ \in \text{"Lakes"}, yy \\ \leq y, y \end{array} \quad (4.20)$$

Η περικοπή του παραγόμενου ηλεκτρισμού από ΑΠΕ, δηλαδή του ηλεκτρισμού από ΑΠΕ που δεν απορροφήθηκε από το ηλεκτρικό σύστημα περιγράφεται μέσω της μεταβλητής $RESC_{n,u,yy,s,y}$ και υπολογίζεται από τον περιορισμό **(4.21)**.

$$\sum_{f \in uf_{u,f}^{out}} FP_{n,u,yy,f,s,y} + RESC_{n,u,yy,s,y} = CP_{n,u,yy,y} \cdot avl_{n,u,yy,s,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, u \\ \in ur_u, yy \\ \leq y, s, y \end{array} \quad (4.21)$$

Σε κάθε τυπική ώρα s , το έτος y , η μεταβλητή $RESC_{n,u,yy,s,y}$ υπολογίζεται ως η διαφορά μεταξύ της εγκατεστημένης ισχύος, συνυπολογίζοντας τη διαθεσιμότητα του ανανεώσιμου πόρου $avl_{n,u,yy,s,y}$ (π.χ. ήλιος, άνεμος) σε κάθε τυπική ώρα s και του απορροφούμενου από το σύστημα ηλεκτρισμού.

4.3.3.3 Περιορισμοί λειτουργίας μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-ατμού

Μερικοί κόμβοι του διαγράμματος ενεργειακών ροών προσομοιώνουν μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-ατμού (μονάδες ΣΗΘ). Αυτές οι μονάδες συνεισφέρουν στην κάλυψη της ζήτησης ατμού από τους βιομηχανικούς κλάδους και της ζήτησης διανεμόμενης θερμότητας από τα νοικοκυριά και τον τριτογενή τομέα. Οι συγκεκριμένες μονάδες υπόκεινται σε ειδικούς τεχνικούς περιορισμούς, σχετικά με τη λειτουργία τους και τη σχέση μεταξύ του επιπέδου παραγωγής ατμού και ηλεκτρισμού.

Συγκεκριμένα, για κάθε τεχνολογία συμπαραγωγής έχει υποθεθεί τεχνολογία απομάστευσης με μέγιστο λόγο παραγωγής ατμού προς ηλεκτρισμό $helr_{n,u,yy}$ και με συντελεστή απομείωσης της ηλεκτρικής ενέργειας για τη παραγωγή 1 μονάδας ατμού (λόγος παραγωγής ηλεκτρισμού προς παραγωγή ατμού) $sl_{n,u,yy}$.

$$helr_{n,u,yy} \cdot \sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap fe_f} FP_{n,u,yy,f,s,y} \geq \sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap fs_f} FP_{n,u,yy,f,s,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, u \\ \in chp_u, yy \\ \leq y, s, y \end{array} \quad (4.22)$$

$$CP_{n,u,yy,y} \cdot avl_{n,u,yy,s,y} \geq FP_{n,u,yy,f \in fe_f, s, y} + sl_{n,u,yy} \cdot FP_{n,u,yy,f \in fs_f, s, y} \quad \begin{array}{l} \forall n, u, yy \\ \leq y, s, y, u \\ \notin ur_u, u \\ \in chp_u \end{array} \quad (4.23)$$

Ο περιορισμός (4.22) υποδηλώνει ότι η παραγωγή ατμού $\sum_{f \in uf_{u,f}^{out} \cap fs_f} FP_{n,u,yy,f,s,y}$ από τη μονάδα ΣΗΘ έχει άνω όριο τη παραγωγή ηλεκτρισμού πολλαπλασιασμένη με το συντελεστή $helr_{n,u,yy}$. Ο περιορισμός (4.23) προσομοιώνει τη μέγιστη συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρισμού και ατμού, εκφρασμένη σε μονάδες ηλεκτρισμού μέσω της παραμέτρου $sl_{n,u,yy}$. Το άνω όριο του περιορισμού είναι η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας πολλαπλασιασμένη με το συντελεστή διαθεσιμότητας $avl_{n,u,yy,s,y}$.

4.3.3.4 Περιορισμοί αξιοπιστίας του συστήματος - Εφεδρείες

Για τη διασφάλιση της αξιοπιστίας και της ευστάθειας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, στο μοντέλο βέλτιστης επέκτασης του τομέα ηλεκτροπαραγωγής, συμπεριλήφθηκαν επιπλέον περιορισμοί που εξετάζουν τις ανάγκες επικουρικών υπηρεσιών του συστήματος, καθώς επίσης και τις ανάγκες για μακροχρόνια εφεδρεία.

Οι περιορισμοί (4.24), (4.25) και (4.26) προσομοιώνουν τις επικουρικές υπηρεσίες που είναι απαραίτητες για την ευστάθεια του συστήματος και για τη ρύθμιση της συχνότητας και της ενεργού ισχύος του συστήματος. Επιπλέον, οι επικουρικές υπηρεσίες έχουν την αρμοδιότητα να καθορίζουν τη βραχυχρόνια λειτουργία του συστήματος, καλύπτοντας τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία. Οι μεταβλητές $RSV_{n,u,yy,s,y}^{UN}$, $RSV_{n,u,yy,s,y}^U$ και $RSV_{n,u,yy,s,y}^D$ περιγράφουν τη συνεισφορά των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης για την κάλυψη επικουρικών υπηρεσιών για την προς τα άνω (μη-στρεφόμενη, στρεφόμενη) και την προς τα κάτω εφεδρεία. Οι αντίστοιχες ανάγκες επικουρικών υπηρεσιών του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σε ισχύ (MW) και σε επίπεδο χώρας c , το έτος y , καθορίζονται από τις παραμέτρους $srr_{c,s,y}^{NS}$, $srr_{c,s,y}^{UP}$ και $srr_{c,s,y}^{DN}$.

$$\sum_{n \in nc_{n,c}} \sum_{yy \leq y, u} RSV_{n,u,yy,s,y}^{UN} \geq srr_{c,s,y}^{NS} \quad \forall c, s, y \quad (4.24)$$

$$\sum_{n \in nc_{n,c}} \sum_{yy \leq y,u} RSV_{n,u,yy,s,y}^U \geq srr_{c,s,y}^{UP} \quad \forall c, s, y \quad (4.25)$$

$$\sum_{n \in nc_{n,c}} \sum_{yy \leq y,u} RSV_{n,u,yy,s,y}^D \geq srr_{c,s,y}^{DN} \quad \forall c, s, y \quad (4.26)$$

Οπωσδήποτε όμως, είναι αναγκαίο η εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής να είναι επαρκής για να καλύψει τις μακροπρόθεσμες ανάγκες του συστήματος σε εφεδρεία. Ο περιορισμός (4.27) προσδιορίζει τις απαιτήσεις για την επάρκεια ισχύος, ώστε το σύστημα να είναι σε θέση να ανταποκριθεί σε διαταραχές και να διασφαλίζει το γεγονός ότι η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων είναι μεγαλύτερη της μέγιστης ζήτησης ισχύος, κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό ανά έτος. Ακολούθως ο διαχειριστής του συστήματος είναι αρμόδιος να ορίζει το περιθώριο επάρκειας ισχύος του συστήματος (reserve margin) $rm_{c,y}$, που αποτελεί τις ελάχιστες μακροπρόθεσμες ανάγκες για την εφεδρεία του συστήματος. Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, καθώς επίσης και οι μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρισμού, δύνανται να συμμετέχουν στην κάλυψη των αναγκών για μακροχρόνια εφεδρεία. Επιπλέον, στην αξιοπιστία του συστήματος διατηρούν τη δυνατότητα να συμμετέχουν κατά ένα ποσοστό $cnl_{c,y}$ και οι καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού στη χώρα $YL_{n,f,s,y}$, γεγονός που καθορίζεται από το διαχειριστή του συστήματος.

$$\begin{aligned} \sum_{n \in nc_{n,c}} \sum_{yy \leq y,u} cvl_{n,u,yy,s,y} \cdot CP_{n,u,yy,y} \\ + \sum_{n \in nc_{n,c}} cnl_{c,y} \cdot YL_{n,f,s,y} \\ \geq (1 + rm_{c,y}) \cdot \sum_{n \in nc_{n,c}} dm_{n,u,f,s,y} \end{aligned} \quad \forall c, s, y \quad (4.27)$$

4.3.3.5 Περιορισμοί ενεργειακών πολιτικών

Ο κλάδος της ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί τον κλάδο με το μεγαλύτερο ανθρακικό αποτύπωμα στον ενεργειακό σύστημα. Η προώθηση πολιτικών, στο πλαίσιο της βραχυχρόνιας αλλά και της μακροχρόνιας στρατηγικής, στηρίζεται στην ενίσχυση τεχνολογιών ΑΠΕ και στην απανθρακοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής. Πολιτικές όπως: η εγγύηση καθορισμένης τιμής αγοράς (feed-in tariff), εγγύηση ορισμένης διαφορικής τιμής (feed in premium) και τα πράσινα πιστοποιητικά (green certificates) καθιστούν τις επενδύσεις των ΑΠΕ οικονομικά ανταγωνιστικές για τους επενδυτές. Η μοντελοποίηση των πολιτικών αυτών είναι εξαιρετικά σημαντική, καθώς επηρεάζει τις αποφάσεις των επενδύσεων και το επίπεδο διεύθυνσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα.

$$\begin{aligned}
 & Rev_{n,y}^{RES} \\
 &= \sum_{yy \leq y, s, f, u \in uf_{u,f}^{out} \cap fe_f \cap ur_u} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y} rval_{n,y} \\
 &+ \sum_{yy \leq y, s, f, u \in uf_{u,f}^{out} \cap fs_f \cap ur_u} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y} rval_{n,y}
 \end{aligned} \quad \forall n, y \quad (4.28)$$

Ο περιορισμός (4.28) υπολογίζει τα έσοδα που προκύπτουν από τη λειτουργία των μονάδων ΑΠΕ από την εφαρμογή των πολιτικών προώθησης των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Οι πολιτικές αυτές εφαρμόζονται μέσω της παροχής οικονομικού κινήτρου για τους επενδυτές και τα έσοδα από την παραγωγή τους $Rev_{n,y}^{RES}$ αφαιρούνται από τα ετήσια κόστη των μονάδων στην αντικειμενική του προβλήματος.

4.4 Μοντελοποίηση των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Το μοντέλο που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής, προσομοιώνει ένα εύρος τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με διαφορετικά χαρακτηριστικά. Μπαταρίες χαμηλής, μέσης και υψηλής τάσης, μπαταρίες αυτοκινήτων, συστήματα άντλησης υδάτινων πόρων και συστήματα συμπιεσμένου αέρα (CAES). Ο ηλεκτρισμός εγχέεται στις μονάδες αποθήκευσης κατά τις χρονικές περιόδους φόρτισης $FP_{n,u,yy,f,s,y}^{stori}$, όπου αποθηκεύεται, αφού πρώτα έχει μετατραπεί σε κάποια άλλη μορφή ενέργειας (π.χ. μηχανική, χημική κ.α.), ανάλογα με τη τεχνολογία αποθήκευσης. Στη συνέχεια, η αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια επιστρέφεται στο δίκτυο σε μία μεταγενέστερη χρονική περίοδο $FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO}$, τις χρονικές στιγμές που οι ανάγκες ζήτησης ηλεκτρισμού είναι αυξημένες. Το μοντέλο αποφασίζει ενδογενώς τις επενδύσεις των μονάδων αποθήκευσης, καθώς επίσης και τη λειτουργία τους. Οι περιορισμοί της λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης είναι:

$$\begin{aligned}
 CP_{n,u,yy,y} \geq & \sum_{f \in uf_{u,f}^{stin}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{stori} \\
 & + \sum_{f \in uf_{u,f}^{stout}} FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO}
 \end{aligned} \quad \begin{aligned} & \forall n, u \\ & \in ust_{u,yy} \\ & \leq y, s, y \end{aligned} \quad (4.29)$$

Η εξίσωση (4.29) δείχνει τη μέγιστη ισχύ φόρτισης $FP_{n,u,yy,f,s,y}^{stori}$ και εκφόρτισης $FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO}$ της μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του μέσου αποθήκευσης $CP_{n,u,yy,y}$.

Το επίπεδο φόρτισης των μονάδων ημερήσιου κύκλου αποθήκευσης $SOC_{n,u,yy,s,y}$ υπολογίζεται από την εξίσωση (4.31). Το επίπεδο φόρτισης των μονάδων ισούται με το επίπεδο φόρτισης του αμέσως προηγούμενου χρονικού τμήματος $s - 1$, λαμβάνοντας υπόψη την ενέργεια που έχει εισέλθει την χρονική στιγμή s στο μέσο,

προκειμένου να αποθηκευτεί και την ενέργεια που επιστρέφει πίσω στο δίκτυο. Η διαδικασία φόρτισης και εκφόρτισης υπόκειται σε απώλειες ενέργειας, που χαρακτηρίζουν το κάθε μέσο αποθήκευσης και μοντελοποιούνται με τον συντελεστή $eff_{n,u,f,yy,y}$.

Ο περιορισμός **(4.31)** υπολογίζει το μέγιστο αριθμό κύκλων φόρτισης και εκφόρτισης ανά μέρα του αποθηκευτικού μέσου. Το επίπεδο φόρτισης της μονάδας αποθήκευσης κάθε χρονική στιγμή περιορίζεται από τη χωρητικότητα του μέσου, που υπολογίζεται από την εγκατεστημένη ισχύ επί τις ώρες πλήρους φόρτισης $stc_{n,u,y}$ και το μέγιστο αριθμό κύκλων φόρτισης που μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσα σε μία μέρα.

$$\begin{aligned}
 SOC_{n,u,yy,s,y} = & SOC_{n,u,yy,s-1,y} \\
 & + \sum_{f \in U_{u,f}^{stin}} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storI} \\
 & - \sum_{f \in U_{u,f}^{stout}} \frac{nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO}}{eff_{n,u,f,yy,y}}
 \end{aligned}
 \quad \begin{array}{l}
 \forall n, u \\
 \in ustd_{u,yy} \\
 \leq y, s, y
 \end{array}
 \quad (4.30)$$

$$\frac{\sum_{ss \in sd_{ss,d}} nh_{ss}}{24} \cdot stc_{n,u,y} CP_{n,u,yy,y} \geq SOC_{n,u,yy,s,y}
 \quad \begin{array}{l}
 \forall n, u \\
 \in ustd_{u,yy} \\
 \leq y, (s, d) \\
 \in sd_{s,d}, y
 \end{array}
 \quad (4.31)$$

4.5 Γραμμικό μοντέλο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Το ηλεκτρικό δίκτυο προσομοιώνεται σύμφωνα με όλα όσα έχουν αναλυθεί στο υπο-κεφάλαιο 3.3, σχετικά με τα μοντέλα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ο βασικός ρόλος του δικτύου είναι να συνδέει τα ηλεκτρικά συστήματα των διαφόρων γεωγραφικών κόμβων. Το υπόδειγμα στην παρούσα διατριβή περιλαμβάνει το ηλεκτρικό δίκτυο όλων των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (E.E.) και μπορεί να επιλυθεί ταυτόχρονα ανά τυπική ώρα και έτος θεωρώντας ένα γεωγραφικό κόμβο ανά περιοχή (χώρα, περιφέρεια). Κατά την επίλυση του υπο-μοντέλου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνονται υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά των γραμμών μεταφοράς του AC δικτύου και του DC δικτύου, καθώς επίσης και οι περιορισμοί που ορίζονται από τους διαχειριστές σχετικά με την Καθαρή Δυναμικότητας Μεταφορά (NTC). Για την αναπαράσταση της ροής εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) χρησιμοποιήθηκε η DC προσέγγιση που αναλύθηκε στο κεφάλαιο 3. Το τελικό μοντέλο είναι γραμμικό και περιγράφει τη ροή ενεργούς ισχύος στις γραμμές μεταφοράς. Οι κύριες μεταβλητές απόφασης του μοντέλου είναι οι καθαρές εισαγωγές/εξαγωγές ηλεκτρισμού σε κάθε γεωγραφικό κόμβο $YL_{n,f,s,y}$ και η ροή ηλεκτρικής ενέργειας στις γραμμές διασύνδεσης $FL_{k,s,y}$.

Οι διασυνδέσεις k περιλαμβάνουν τόσο AC όσο και DC γραμμές μεταφοράς, που ενώνουν τους γεωγραφικούς κόμβους. Στη συγκεκριμένη διατριβή, έχει γίνει

διαφορετική προσομοίωση των δικτύων AC και των δικτύων DC. Τα δύο δίκτυα έχουν προσομοιωθεί ως ξεχωριστά δίκτυα εξαιτίας της διαφορετικής φύσης των τεχνικών χαρακτηριστικών τους. Συνοπτικά, το AC δίκτυο δεσμεύεται από τους κανόνες Kirchhoff, ενώ το DC δίκτυο εξαιτίας των ηλεκτρονικών ισχύος έχει τη δυνατότητα μεγαλύτερης ευελιξίας στις ροές των γραμμών. Οι εισαγωγές/εξαγωγές κάθε γεωγραφικού κόμβου τη χρονική στιγμή s δύναται να μεταφερθούν είτε από AC δίκτυο $YL_{n,f,s,y}^{AC}$ είτε από DC δίκτυο $YL_{n,f,s,y}^{DC}$ **(4.32)**.

Ο νόμος των ρευμάτων του Kirchhoff θα πρέπει να ισχύει ώστε να προκύψει ισορροπία ισχύος στον κόμβο αναφοράς. Το σύνολο των καθαρών εισαγωγών σε όλους τους γεωγραφικούς κόμβους θα πρέπει να ισούται με το μηδέν **(4.33)**. Ο περιορισμός **(4.34)** υπολογίζει την έγχυση ενεργού ισχύος σε κάθε γεωγραφικό κόμβο στο AC δίκτυο και ο **(4.35)** την έγχυση στο DC δίκτυο. Η ροή ηλεκτρισμού $FL_{k,s,y}$ σε κάθε διασύνδεση k υπολογίζεται από τη σχέση **(4.36)**. Η ροή ηλεκτρισμού σε κάθε διασύνδεση μπορεί να είναι είτε θετική είτε αρνητική ώστε να δηλώνει ότι η ροή είναι είτε κατά τη φορά του αγωγού στον πίνακα πρόσπτωσης (συμβατική φορά), είτε αντίθετα. Οι περιορισμοί **(4.37)** και **(4.38)** είναι τεχνικοί περιορισμοί και καθορίζουν τα άνω και κάτω όρια της ροής στη γραμμή μεταφοράς βάσει της χωρητικότητάς της.

$$YL_{n,f,s,y} = YL_{n,f,s,y}^{AC} + YL_{n,f,s,y}^{DC} \quad \begin{array}{l} \forall n, f \\ \in fe_f, s, y \end{array} \quad (4.32)$$

$$\sum_n YL_{n,f,s,y} = 0 \quad \begin{array}{l} \forall f \\ \in fe_f, s, y \end{array} \quad (4.33)$$

$$YL_{n,f,s,y}^{AC} = \sum_{nn} TH_{nn,s,y} \cdot \left[\sum_{k \in ka_k} A_{n,k,y}^T \cdot \left(\sum_{kk \in ka_{kk}} B_{d_{k,kk,y}} \cdot A_{kk,nn,y} \right) \right] \quad \begin{array}{l} \forall n, f \\ \in fe_f, s, y \end{array} \quad (4.34)$$

$$YL_{n,f,s,y}^{DC} = \sum_{nn} \sum_{k \in kd_k \cap xk_{k,n,nn}} -FL_{k,s,y} \cdot A_{k,n,y} \quad \begin{array}{l} \forall n, f \\ \in fe_f, s, y \end{array} \quad (4.35)$$

$$FL_{k,s,y} = \sum_n \sum_{kk \in ka_{kk}} -B_{d_{k,kk,y}} \cdot A_{kk,n,y} \cdot TH_{n,s,y} \quad \begin{array}{l} \forall k \\ \in ka_k, s, y \end{array} \quad (4.36)$$

$$FL_{k,s,y} \geq -Tx_{k,y} \quad \forall k, s, y \quad (4.37)$$

$$Tx_{k,y} \geq FL_{k,s,y} \quad \forall k, s, y \quad (4.38)$$

Οι διαχειριστές του δικτύου μεταξύ διασυνοριακών γεωγραφικών κόμβων, που αναπαριστούν χώρες, ορίζουν το μέγεθος της Καθαρής Δυναμικότητας Μεταφοράς (NTC). Αυτό το μέγεθος προκύπτει με την προϋπόθεση ότι θα συμπεριληφθούν περιορισμοί σχετικά με την αξιοπιστία των διασυνδέσεων, την ικανότητα του κάθε συστήματος μεταφοράς να παρέχει ή να απορροφήσει ισχύ, τη θερμική ισχύ των γραμμών μεταφοράς, τα κριτήρια αξιοπιστίας N-1 και N-2 για τις γραμμές μεταφοράς, το περιθώριο εφεδρείας για το σύστημα κ.α. Ο περιορισμός της Καθαρής Δυναμικότητας Μεταφοράς (NTC) εισάγεται στο μοντέλο, της διατριβής, ως άνω όριο $Tn_{n,nn,y}$ της ροής μεταξύ δύο κόμβων $\sum_{k \in \chi_{k,n,nn}} FL_{k,s,y} \cdot A_{k,n,y}$ **(4.39)**.

$$Tn_{n,nn,y} \geq \sum_{k \in \chi_{k,n,nn}} FL_{k,s,y} \cdot A_{k,n,y} \quad \forall n, nn, , s, y \quad (4.39)$$

4.6 Γραμμικό μοντέλο μεταφοράς και αποθήκευσης ενεργειακών μορφών σε αέρια και υγρή μορφή

4.6.1 Γραμμικό μοντέλο μεταφοράς ενεργειακών μορφών σε αέρια μορφή

Η προσομοίωση του δικτύου αερίου στο υπόδειγμα πραγματοποιείται σύμφωνα με όσα αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 3. Η μοντελοποίηση της ροής αερίου μέσα στους αγωγούς αποτελεί ένα εξαιρετικά σύνθετο πρόβλημα στο οποίο χρησιμοποιούνται μη-γραμμικές εξισώσεις (εξισώσεις ροής αερίου), που λαμβάνουν υπόψη τις ιδιότητες του αερίου και τα χαρακτηριστικά των αγωγών. Πιο συγκεκριμένα, χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις των νόμων της συνέχειας της μάζας, της ορμής και της διατήρησής της ενέργειας (Κεφάλαιο 3). Το σύνολο αυτών των εξισώσεων προσομοιώνουν με λεπτομέρεια τη δυναμική ενός αερίου στο χώρο και στο χρόνο. Προκειμένου το πρόβλημα να μετατραπεί σε ένα προσιτό και εύκολα επιλύσιμο πρόβλημα μοντελοποίησης υιοθετήθηκαν ορισμένες υποθέσεις που απλουστεύουν και μετατρέπουν τις αρχικές εξισώσεις σε διακριτές αλγεβρικές εξισώσεις της συνέχειας **(3.22)** και της ορμής και **(3.23)** (Κεφάλαιο 3). Οι τελευταίες, παρόλο που προσομοιώνουν πλήρως τη δυναμική του αερίου, εισάγουν στο πρόβλημα βελτιστοποίησης μη κυρτά (non-convex) και μη γραμμικά στοιχεία.

Γενικότερα, η μαθηματική μοντελοποίηση και επίλυση των μη-γραμμικών εξισώσεων παρουσιάζει αρκετές προκλήσεις. Στη συγκεκριμένη διατριβή, πραγματοποιήθηκε η εξάλειψη των μη-γραμμικών όρων της εξίσωσης **(3.23)**, μέσω της γραμμικής προσέγγισης των μη-γραμμικών όρων της εξίσωσης. Συνεπώς, η γραμμικοποίηση επιτεύχθηκε με τη χρήση τεχνικών μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MILP). Συγκεκριμένα, χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος άθροισης διαδοχικών τμημάτων (incremental method) η οποία αποτελεί την πιο ακριβή μέθοδο γραμμικοποίησης για το πρόβλημα μεταφοράς αερίου μέσα σε αγωγούς (Correa-Posada, 2015; Sirvent et al., 2017), λόγω κυρίως της μεγάλης ταχύτητας επίλυσης και

ακρίβειας (Correa-Posada, 2015). Στη συνέχεια, παρουσιάζονται αναλυτικά οι περιορισμοί του δικτύου φυσικού αερίου.

Το δίκτυο αερίου αποτελείται από τους γεωγραφικούς κόμβους του συστήματος και τους αγωγούς αερίου. Κάθε γεωγραφικός κόμβος έχει τη δυνατότητα να περιέχει αποθέματα φυσικού αερίου και να λειτουργεί ως μέσο αποθήκευσης αερίου. Επίσης, να περιέχει μονάδες παραγωγής συνθετικού μεθανίου (Power-to-Gas) και υδρογόνου, που εγχέονται στο δίκτυο, τερματικούς σταθμούς υγροποιημένου φυσικού αερίου ΥΦΑ (LNG terminals), τελικούς καταναλωτές αερίου (οικιακός τομέας, υπηρεσίες, μεταφορές και βιομηχανία) και μονάδες αερίου για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Τέλος, οι αγωγοί αερίου είναι στην ουσία αγωγοί υψηλής πίεσης που συνδέουν τους γεωγραφικούς κόμβους – γεωγραφικές περιοχές μεταξύ τους.

$$\sum_{g \in Lp_{g,n}^{out}} QG_{g,n,s,y}^{out} - \sum_{g \in Lp_{g,n}^{in}} QG_{g,n,s,y}^{in} = \frac{YL_{n,f,s,y}}{Mm3toGWh} \quad \forall n, s, y \quad (4.40)$$

Σε κάθε γεωγραφικό κόμβο του συστήματος n , οι καθαρές εισαγωγές αερίου από άλλους κόμβους του συστήματος εκφράζονται ως το αλγεβρικό άθροισμα των ροών εξόδου και εισόδου από και προς το σύνολο των αγωγών που συνδέονται με τον κόμβο αυτό.

Η μεταβλητή των καθαρών εισαγωγών $YL_{n,f,s,y}$ έχει πεδίο ορισμού το σύνολο των πραγματικών αριθμών $x \in \mathbb{R}$, καθώς είναι δυνατό να πάρει αρνητικές και θετικές τιμές. Με θετικό πρόσημο στη μεταβλητή των καθαρών εισαγωγών, θεωρείται ότι οι ροές εισέρχονται σε έναν κόμβο (εισαγωγές) και με αρνητικό πρόσημο ότι οι ροές εξέρχονται από τον κόμβο (εξαγωγές). Αντίστοιχα, οι ροές εξόδου $QG_{g,n,s,y}^{out}$ και εισόδου $QG_{g,n,s,y}^{in}$ έχουν και αυτές ως πεδίο ορισμού το σύνολο των πραγματικών αριθμών. Για κάθε αγωγό ορίζεται εξ' αρχής μια προκαθορισμένη φορά ροής (είσοδος και έξοδος του αγωγού), για την οποία οι μεταβλητές των ροών εισόδου και εξόδου λαμβάνουν θετικές τιμές. Στην πραγματικότητα, η προκαθορισμένη φορά ροής δύναται να αλλάξει και να πάρουν οι μεταβλητές αρνητικές τιμές, ώστε με τον τρόπο αυτό να προσομοιώνεται και η αμφίδρομη ροή αερίου μέσα στους αγωγούς.

Αναλυτικότερα, οι μεταβλητές της ροής αερίου μέσα στον αγωγό ορίζονται σε μονάδες όγκου την ώρα [Mm^3/h], η μεταβλητή της μάζας σε μονάδες όγκου [Mm^3] και η πίεση σε [bar]. Για τη σύνδεση του δικτύου με το υπόλοιπο σύστημα, όπου οι μεταβλητές εκφράζονται σε μονάδες ενέργειας, αναγκαία είναι η χρήση σταθερών μετατροπής των μονάδων ενέργειας σε όγκο αερίου $Mm3toGWh$ (4.40).

$$PR_{n,s,y} \geq pg_n^{min} \quad \forall n, s, y \quad (4.41)$$

$$pg_n^{max} \geq PR_{n,s,y} \quad \forall n, s, y \quad (4.42)$$

Για τη διασφάλιση της ασφαλούς λειτουργίας του δικτύου, η πίεση στους γεωγραφικούς κόμβους του δικτύου $PR_{n,s,y}$ θα πρέπει να κυμαίνεται μέσα σε προκαθορισμένα όρια (άνω pg_n^{max} και κάτω pg_n^{min}), σύμφωνα με τους περιορισμούς

(4.41) και (4.42), που καθορίζονται από τις τεχνικές προδιαγραφές του δικτύου. Η μέση πίεση $\bar{P}R_{g,s,y}$ μέσα σε κάθε αγωγό g ορίζεται από τον περιορισμό (4.43) και ισούται με το μέσο όρο των πιέσεων στην είσοδο και έξοδο του αγωγού στους κόμβους με τους οποίους συνδέεται ο κάθε αγωγός. Επομένως, η μέση πίεση είναι μία θετικά ορισμένη μεταβλητή και καθορίζει το απόθεμα αερίου (line pack) που υπάρχει κάθε χρονική στιγμή μέσα στον αγωγό ή αλλιώς τη μάζα αερίου.

$$\bar{P}R_{g,s,y} = \frac{\sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} PR_{n,s,y} + \sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} PR_{n,s,y}}{2} \quad \forall g, s, y \quad (4.43)$$

$$MG_{g,s,y} = f_g^{lp} \bar{P}R_{g,s,y} \quad \forall g, s, y \quad (4.44)$$

$$MG_{g,s,y} = MG_{g,s-1,y} + \sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} QG_{g,n,s,y}^{in} nh_s - \sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} QG_{g,n,s,y}^{out} nh_s \quad \forall g, s, y \quad (4.45)$$

Το απόθεμα αερίου $MG_{g,s,y}$ μέσα στον αγωγό είναι ανάλογο της μέσης πίεσης του αγωγού $\bar{P}R_{g,s,y}$ και υπολογίζεται από τον περιορισμό (4.44). Η παράμετρος f_g^{lp} υπολογίζεται σε συνάρτηση με τα χαρακτηριστικά του αγωγού και τη ροή αερίου μέσα σε αυτόν $f_g^{lp} = \frac{\pi LD^2 T_0}{4 p_0 T Z}$, όπου L το μήκος του αγωγού, D η διάμετρος του, Z ο συντελεστής συμπίεσης, T η θερμοκρασία αερίου, T_0 και p_0 η θερμοκρασία και η πίεση υπό κανονικές συνθήκες.

Επιπλέον, το απόθεμα αερίου $MG_{g,s,y}$ στο εσωτερικό του αγωγού καθορίζεται κάθε χρονική στιγμή και από τον περιορισμό (4.45), που προσομοιώνει την εξίσωση της συνέχειας του αερίου. Ο συγκεκριμένος περιορισμός περιγράφει ότι το απόθεμα του αγωγού κάθε χρονική στιγμή ισούται με το αλγεβρικό άθροισμα του αποθέματος του αγωγού την αμέσως προηγούμενη χρονική στιγμή και της ποσότητας αερίου που εισέρχεται στον αγωγό $\sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} QG_{g,n,s,y}^{in} nh_s$ αφαιρώντας την ποσότητα του αερίου που εξέρχεται από αυτόν $\sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} QG_{g,n,s,y}^{out} nh_s$ κάθε χρονική στιγμή.

Ο περιορισμός (4.46) ορίζει τη μέση ροή αερίου μέσα στον αγωγό και υπολογίζεται από τη μέση τιμή της ροής που εισέρχεται $\sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} QG_{g,n,s,y}^{in}$ στον αγωγό από όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν και της ροής που εξέρχεται από αυτόν $\sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} QG_{g,n,s,y}^{out}$ προς τους κόμβους. Η μέση ροή του αερίου είναι μία ελεύθερη μεταβλητή που δύναται να πάρει είτε θετικές είτε αρνητικές τιμές, ανάλογα με το αν ακολουθείται η αρχικά προκαθορισμένη φορά αερίου μέσα στον αγωγό ή αν υπάρχει αντίστροφη ροή αερίου μέσα σε αυτόν.

$$\bar{Q}G_{g,s,y} = \frac{\sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} QG_{g,n,s,y}^{out} + \sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} QG_{g,n,s,y}^{in}}{2} \quad \forall g, s, y \quad (4.46)$$

$$\begin{aligned} \widetilde{Q}G_{g,s,y}|\widetilde{Q}G_{g,s,y}| = f_g^m \left(\sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} PR_{n,s,y}^2 \right. \\ \left. - \sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} PR_{n,s,y}^2 \right) \quad \forall g, s, y \quad (4.47) \end{aligned}$$

Ο περιορισμός (4.47) προσομοιώνει την εξίσωση ορμής του αερίου στο εσωτερικό των αγωγών. Δηλαδή, περιγράφει τη μεταβολή της πίεσης στους κόμβους του αγωγού και καθορίζει τη ροή του αερίου που διέρχεται μέσα από αυτόν. Επίσης, υπολογίζεται η μέση τετραγωνική ροή αερίου στον αγωγό, που ορίζεται ως εξής $\widetilde{Q}G_{g,s,y}|\widetilde{Q}G_{g,s,y}|$, καθώς έχει πεδίο ορισμού το σύνολο των πραγματικών αριθμών $x \in \mathbb{R}$. Γίνεται χρήση αυτής της γραφής προκειμένου να φανεί πως το μοντέλο προσομοιώνει και αντίστροφες ροές μέσα στους αγωγούς. Η μέση τετραγωνική ροή του αερίου μέσα στον αγωγό g , $\widetilde{Q}G_{g,s,y}|\widetilde{Q}G_{g,s,y}|$ είναι ανάλογη τις μεταβολής του τετραγώνου της πίεσης των γεωγραφικών κόμβων, τους οποίους ο κάθε αγωγός συνδέει (4.47). Η παράμετρος f_g^m υπολογίζεται σε συνάρτηση με τα χαρακτηριστικά του αγωγού και με τη ροή αερίου στο εσωτερικό του και ορίζεται ως εξής: $f_g^m = \left(\frac{\pi}{4}\right)^2 \frac{D^5 T_0}{p_0 T Z L \lambda \rho_0}$, όπου L το μήκος του αγωγού, D η διάμετρος του, Z ο συντελεστής συμπίεσης, T η θερμοκρασία αερίου, T_0, ρ_0 και p_0 η θερμοκρασία, η πυκνότητα και η πίεση υπό κανονικές συνθήκες και λ ο συντελεστής τριβής που αντιπροσωπεύει την αντίσταση του αγωγού στην κίνηση του αερίου.

Επιπρόσθετα, η εξίσωση της ορμής εμπεριέχει δύο μη-γραμμικά στοιχεία: α) τη μέση τετραγωνική ροή μέσα στον αγωγό και 2) το τετράγωνο της πίεσης στους κόμβους που συνδέεται ο αγωγός. Η γενική εξίσωση ροής μπορεί να γραμμικοποιηθεί με τη χρήση των τεχνικών γραμμικού μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MILP). Για τον σκοπό αυτό, χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος άθροισης διαδοχικών τμημάτων (incremental method) σύμφωνα με την οποία οι μη γραμμικοί όροι προσεγγίζονται από το άθροισμα των επαυξημένων ποσοτήτων καμπυλών που ορίζονται εξωγενώς. Για την προσέγγιση των μη-γραμμικών στοιχείων της εξίσωσης της ορμής, χρησιμοποιήθηκαν γραμμικές κατά τμήματα καμπύλες, καθώς και συνεχείς θετικά ορισμένες μεταβλητές στο διάστημα $[0,1]$ και δυαδικές μεταβλητές που διασφαλίζουν ότι η άθροιση των τμημάτων των γραμμικών καμπυλών θα γίνει σειριακά.

Η γραμμική προσέγγιση κατά τμήματα του τετραγώνου της πίεσης υπολογίζεται από τους περιορισμούς (4.48)-(4.51). Αρχικά, θεωρείται εξωγενώς μία καμπύλη x διακριτών πιέσεων $dp_{n,x,y}$ και μία καμπύλη των αντίστοιχων τετραγωνικών πιέσεων $qp_{n,x,y}$. Η πίεση και αντίστοιχα η τετραγωνική πίεση στο ενδιάμεσο των διακριτών πιέσεων, υπολογίζονται ως η γραμμική παρεμβολή των $dp_{n,x,y}$ και $dp_{n,x-1,y}$ και των $qp_{n,x,y}$ και $qp_{n,x-1,y}$ στην κάθε περίπτωση.

Οι περιορισμοί (4.48) και (4.49) με τη βοήθεια των καμπυλών $dp_{n,x,y}$ και $qp_{n,x,y}$ που σχετίζονται μεταξύ τους και της συνεχούς μεταβλητής $LP_{n,s,x,y}$ υπολογίζουν

ταυτόχρονα το τετράγωνο της πίεσης $PR_{n,s,y}^2$ (4.49), όπως και την αντίστοιχη τετραγωνική ρίζα του τετραγώνου της πίεσης $PR_{n,s,y}$ (4.48). Οι περιορισμοί (4.48) και (4.48) αποτελούν βοηθητικούς περιορισμούς που χρησιμοποιούν τη δυαδική μεταβλητή $BP_{n,s,x,y}$ και με αυτό τον τρόπο επιβεβαιώνουν πως θα καλυφθούν με τη σειρά όλα τα επίπεδα των καμπυλών που χρησιμοποιούνται κατά τη γραμμικοποίηση.

Με πανομοιότυπο τρόπο προσομοιώνεται και η γραμμική προσέγγιση κατά τμήματα του τετραγώνου της ροής. Αναλυτικότερα, χρησιμοποιούνται οι περιορισμοί (4.52)-(4.55), οι καμπύλες $df_{g,w,y}$ και $qf_{g,w,y}$ που σχετίζονται μεταξύ τους, η συνεχής μεταβλητή $LF_{g,s,w,y}$ και η δυαδική μεταβλητή $BF_{n,s,w,y}$. Η διαφορά της γραμμικής προσέγγισης του τετραγώνου της ροής με τη γραμμική προσέγγιση του τετραγώνου της πίεσης σχετίζεται με το γεγονός ότι οι γραμμικές καμπύλες της ροής και του τετραγώνου της ροής λαμβάνουν και αρνητικές τιμές.

Γραμμικοποίηση του τετραγώνου της πίεσης

$$PR_{n,s,y} = dp_{n,x1,y} + \sum_{x>1} (dp_{n,x,y} - dp_{n,x-1,y}) LP_{n,s,x,y} \quad \forall n, s, y \quad (4.48)$$

$$PR_{n,s,y}^2 = qp_{n,x1,y} + \sum_{x>1} (qp_{n,x,y} - qp_{n,x-1,y}) LP_{n,s,x,y} \quad \forall n, s, y \quad (4.49)$$

$$BP_{n,s,x,y} \geq LP_{n,s,x+1,y} \quad \forall n, s, x, y \quad (4.50)$$

$$LP_{n,s,x,y} \geq BP_{n,s,x,y} \quad \forall n, s, x, y \quad (4.51)$$

Γραμμικοποίηση του τετραγώνου της ορμής

$$\bar{Q}G_{g,s,y} = df_{g,w1,y} + \sum_{w>1} (df_{g,w,y} - df_{g,w-1,y}) LF_{g,s,w,y} \quad \forall g, s, y \quad (4.52)$$

$$\begin{aligned} \bar{Q}G_{g,s,y} | \bar{Q}G_{g,s,y} | &= qf_{g,w1,y} \\ &+ \sum_{w>1} (qf_{g,w,y} - qf_{g,w-1,y}) LF_{g,s,w,y} \quad \forall g, s, y \end{aligned} \quad (4.53)$$

$$BF_{g,s,w,y} \geq LF_{g,s,w+1,y} \quad \forall g, s, w, y \quad (4.54)$$

$$LF_{g,s,w,y} \geq BF_{g,s,w,y} \quad \forall g, s, w, y \quad (4.55)$$

4.6.2 Γραμμικό μοντέλο μεταφοράς ενεργειακών μορφών σε υγρή ή στερεά μορφή

Το υπο-μοντέλο της παρούσας ενότητας προσομοιώνει ένα γραμμικό δίκτυο μεταφοράς ενεργειακών μορφών. Οι ενεργειακές μορφές που μεταφέρονται μέσω του συγκεκριμένου δικτύου περιλαμβάνουν ορυκτά καύσιμα, υγροποιημένο και

συμπιεσμένο υδρογόνο, βιοκαύσιμα σε υγρή και στερεή μορφή και όλα τα πετρελαϊκά προϊόντα. Η μεταφορά πραγματοποιείται είτε μέσω οδικών μεταφορών (π.χ. φορτηγά), είτε μέσω σταθερών συγκοινωνιών (π.χ. τρένα), είτε δια θαλάσσης (π.χ. φορτηγά πλοία). Το υπο-μοντέλο αποφασίζει τη βέλτιστη διαδρομή, υπολογίζοντας το κόστος μεταφοράς για κάθε μεταφερόμενο προϊόν, κάθε χρονική στιγμή.

Επισημαίνεται ότι κάθε μεταφορικό μέσο έχει ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τόσο τεχνικά όσο και οικονομικά, τα οποία λαμβάνονται υπόψη κατά την επίλυση. Για παράδειγμα, οι οδικές συγκοινωνίες είναι εφικτές στην περίπτωση οδικής σύνδεσης μεταξύ δύο γεωγραφικών κόμβων και το κόστος μεταφοράς εξαρτάται από τη φύση του εδάφους, τη φύση του οδικού δικτύου και το είδος των οχημάτων που εκτελούν τη μεταφορά. Αντίστοιχα, οι σταθερές μεταφορές με τρένα είναι εφικτές, αλλά περιορίζονται από την ύπαρξη σιδηροδρομικού δικτύου μεταξύ δύο γεωγραφικών κόμβων. Τέλος, οι μεταφορές δια θαλάσσης είναι εφικτές μόνο σε γεωγραφικούς κόμβους με πρόσβαση σε θάλασσα. Σε αυτή την περίπτωση, το κόστος μεταφοράς είναι μικρότερο σε σχέση με τις δύο προηγούμενες εναλλακτικές, αλλά εξαρτάται και από τη φύση του μεταφερόμενου προϊόντος.

Αναλυτικότερα, το συγκεκριμένο υπο-μοντέλο περιλαμβάνει τόσο τη μεταφορά μεταξύ διαφόρων γεωγραφικών κόμβων, όσο και εισαγωγές των ανωτέρω αναφερόμενων ενεργειακών μορφών από τον υπόλοιπο κόσμο. Η μεταφορά μεταξύ των γεωγραφικών κόμβων περιγράφεται μέσω της μεταβλητής $TD_{nn,n,f,s,y}$, η οποία δηλώνει την ποσότητα σε μονάδες ενέργειας της ενεργειακής μορφής f , που μεταφέρεται από τον κόμβο nn προς τον κόμβο n , το έτος y .

Οι εισαγωγές ενεργειακών μορφών από τον υπόλοιπο κόσμο $YLW_{n,f,s,y}$ προσομοιώνονται συνοπτικά με τη χρήση αύξουσας μη-γραμμικής συνάρτησης κόστους διαθεσιμότητας. Η αύξουσα μη-γραμμική καμπύλη κόστους προσομοιώνει τη δυσκολία εύρεσης διαφορετικών πηγών τροφοδότησης, καθώς και τη διαφορετική απόσταση ανά πηγή έως τα λιμάνια των κόμβων που επιλύονται. Για την ευκολότερη επίλυση του προβλήματος η αύξουσα μη-γραμμική καμπύλη γραμμικοποιείται κατά τμήματα και ενσωματώνεται στο μοντέλο. Πρέπει να αναφερθεί ότι αυτή η καμπύλη κόστους διαθεσιμότητας εισαγωγών από τον υπόλοιπο κόσμο είναι κοινή για όλους τους γεωγραφικούς κόμβους μιας χώρας, εξαιτίας του γεγονότος ότι όλες οι περιοχές της χώρας έχουν πρόσβαση στις ίδιες τιμές ανά ποσότητα που εισάγεται.

$$YL_{n,f,s,y} = YLW_{n,f \in fyw_f,s,y} + \sum_{dst_{nn,n,f,y}} TD_{nn,n,f,s,y} - \sum_{dst_{n,nn,f,y}} TD_{n,nn,f,s,y} \quad \forall n, f \in fy_f, s, y \quad (4.56)$$

$$\sum_l YLP_{c,f,l,y} = \sum_{n \in nc_{n,c}} \sum_s nh_s \cdot YLW_{n,f,s,y} \quad \forall c, f \in fyw_f, y \quad (4.57)$$

$$YLP_{c,f,l,y} \leq yprngw_{c,f,l,y} \quad \forall c, f \quad (4.58)$$

$$\in fyw_f, l, y$$

Οι καθαρές εισαγωγές κάθε γεωγραφικού κόμβου, των υγρών ή στερεών καυσίμων $YL_{n,f,s,y}$, ισούνται με τις εισαγωγές από τον υπόλοιπο κόσμο $YLW_{n,f \in fyw_f, s, y}$, τις εισαγωγές μορφών από άλλους κόμβους $nn \sum_{dst_{nn,n,f,y}} TD_{nn,n,f,s,y}$ (με τους οποίους υπάρχει σύνδεση με το κατάλληλο μέσο), αφού αφαιρεθούν οι εξαγωγές από τον κόμβο n προς τους άλλους κόμβους **(4.56)**. Επίσης, ο περιορισμός **(4.57)** προσομοιώνει την αύξουσα γραμμική κατά τμήματα καμπύλη διαθεσιμότητας ποσοτήτων ενεργειακών μορφών. Η διαθέσιμη ποσότητα εισαγωγών ενεργειακής μορφής f κάθε τμήματος l , $YLP_{c,f,l,y}$ φράσσεται από το άνω όριο ποσότητας κάθε τμήματος της μη-γραμμικής καμπύλης διαθεσιμότητας $yprngw_{c,f,l,y}$ **(4.58)**.

4.6.3 Αποθήκευση ενεργειακών μορφών σε αέρια και υγρή μορφή

Στο μοντέλο της παρούσας διατριβής πραγματοποιείται εκτενής ανάλυση της αποθήκευσης ενεργειακών μορφών του ενεργειακού συστήματος. Εκτός από τις τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρισμού, που αναφέρθηκαν σε προηγούμενη ενότητα, περιλαμβάνονται και κόμβοι αποθήκευσης ενεργειακών μορφών υγρής και αέριας μορφής. Αναλυτικότερα, το μοντέλο επικεντρώνεται στην ανάλυση της αποθήκευσης αερίου (μίγμα φυσικού αερίου, βιομεθανίου και συνθετικού αερίου) και υδρογόνου. Τα μέσα αποθήκευσης που αναλύονται στο μοντέλο είναι δεξαμενές αποθήκευσης υδροποιημένου υδρογόνου, δεξαμενές αποθήκευσης υδρογόνου σε αέρια μορφή, υπόγειες υποδομές αποθήκευσης αερίου μικρής και μεγάλης κλίμακας και αποθήκευση υδροποιημένου αερίου σε τερματική μονάδα υδροποιημένου αερίου (LNG terminal). Επίσης, στη μοντελοποίηση λαμβάνονται υπόψη τα διαφορετικά τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά της κάθε μονάδας αποθήκευσης. Για παράδειγμα, ο κύκλος αποθήκευσης συγκεκριμένων μορφών ενέργειας είναι εποχικός και οι περιορισμοί που περιγράφουν τη λειτουργία των μέσων αποθήκευσης αναλύονται σε επίπεδο έτους.

Η μέγιστη ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης των μονάδων αποθήκευσης αέριας και υγρής μορφής εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του μέσου αποθήκευσης $CP_{n,u,yy,y}$, όπως αναφέρεται στον περιορισμό **(4.9)**. Ο μέγιστος αριθμός κύκλων φόρτισης – εκφόρτισης της χωρητικότητας αποθήκευσης καθορίζεται από τον περιορισμό **(4.59)**. Ο συγκεκριμένος περιορισμός δείχνει ότι η ποσότητα ενέργειας, η οποία μπορεί να αποθηκευτεί σε κάθε μονάδα αποθήκευσης, εξαρτάται από τη χωρητικότητα του κάθε μέσου $CP_{n,u,yy,y}$ επί τις ώρες πλήρους φόρτισης του κάθε αποθηκευτικού μέσου $stc_{n,u,y}$. Το ισοζύγιο φόρτισης-εκφόρτισης της κάθε μονάδας καθορίζεται σε ετήσιο επίπεδο από τον περιορισμό **(4.60)**. Η διαδικασία της φόρτισης-εκφόρτισης της τεχνολογίας αποθήκευσης υπόκειται σε απώλειες ενέργειας $eff_{n,u,f,yy,y}$, οι οποίες είναι διαφορετικές για κάθε τεχνολογία αποθήκευσης.

$$stc_{n,u,y} CP_{n,u,yy,y} \geq \sum_{s,f \in u_{u,f}^{stin}} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storI} \quad \begin{array}{l} \forall n, u \\ \in usts_{u,yy} \\ \leq y, s, y \end{array} \quad (4.59)$$

$$\begin{aligned} \sum_{s,f \in u_{u,f}^{stin}} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storI} eff_{n,u,f,yy,y} \\ = \sum_{s,f \in u_{u,f}^{stout}} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y}^{storO} \end{array} \quad \begin{array}{l} \forall n, u \\ \in usts_{u,yy} \\ \leq y, y \end{array} \quad (4.60)$$

4.7 Μοντελοποίηση της παραγωγής, αποθήκευσης, μεταφοράς, διανομής και ανάμιξης υδρογόνου και συνθετικού μεθανίου

Για την επίτευξη δραστηρικής μείωσης των εκπομπών του θερμοκηπίου και συγκεκριμένα του διοξειδίου του άνθρακα σημαντικό ρόλο θα διαδραματίσουν οι ενεργειακές μορφές όπως το υδρογόνο, το συνθετικό αέριο που έχει παραχθεί από ηλεκτρισμό και το βιομεθάνιο μέσω της ανάμιξής τους στο δίκτυο του φυσικού αερίου. Οι μεγαλύτερες ποσότητες αερίου που διατρέχουν τους αγωγούς αερίου σήμερα, προέρχονται από ορυκτό φυσικό αέριο το οποίο εξορύσσεται από διάφορα κοιτάσματα ανά τον κόσμο και μεταφέρεται είτε με τη χρήση αγωγών είτε με τη χρήση πλοίων υγροποιημένου φυσικού αερίου προς τα διάφορα καταναλωτικά κέντρα.

Το βιο-μεθάνιο είναι αέριο το οποίο παράγεται από τη βιομάζα μέσω διάφορων διεργασιών όπως είναι η διαδικασία της αναερόβιας ζύμωσης η οποία είναι και η πιο συνήθης ή της αεριοποίησης. Η παραγωγή του συνθετικού μεθανίου (συνθετικό αέριο) από ηλεκτρισμό πραγματοποιείται μέσω των τεχνολογιών Power-to-Gas η οποία είναι μία πολλά υποσχόμενη τεχνολογία. Όσον αφορά την παραγωγή του υδρογόνου μπορεί να γίνει με πολλές μεθόδους εκ των οποίων μόνο αυτές που δεν εκπέμπουν αέρια του θερμοκηπίου θεωρούνται βιώσιμες και θα αποτελέσουν τις βασικές επιλογές παραγωγής μακροχρόνια. Για μοντελοποίηση των διεργασιών παραγωγής των συνθετικών αερίων (αναερόβια ζύμωση, αεριοποίηση, αναβάθμιση του βιοαερίου σε βιομεθάνιο, ηλεκτρόλυση και μεθανοποίηση) χρησιμοποιήθηκαν τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά που παρουσιάστηκαν στο δεύτερο κεφάλαιο της διατριβής καθώς και οι βασικές εξισώσεις του μοντέλου που αναλύθηκαν στην παράγραφο 4.3.3. Αντίστοιχα, για μοντελοποίηση της αποθήκευσης του υδρογόνου και του αερίου χρησιμοποιήθηκαν οι εξισώσεις (4.9), (4.59) και (4.60).

Η επίτευξη συγκεκριμένου ποσοστού ανάμιξης των διαφόρων προαναφερθέντων ενεργειακών μορφών στο δίκτυο του φυσικού αερίου με σκοπό την μείωση του διοξειδίου του άνθρακα που εκλύεται κατά την καύση του αερίου μπορεί να γίνει με διάφορους τρόπους. Μια μέθοδος θα μπορούσε να είναι η παροχή κινήτρων για την παραγωγή των ακριβότερων αλλά βιώσιμων υποκατάστατων του φυσικού αερίου. Σε ένα μοντέλο που προσομοιώνει το σύνολο των ενεργειακών δραστηριοτήτων της οικονομίας θα μπορούσε να εισαχθεί περιορισμός μείωσης των εκπομπών που εκλύονται από όλες τις ενεργειακές δραστηριότητες. Σε ένα τέτοιο

περιορισμό, το μοντέλο αξιοποιεί το σύνολο των διαφορετικών δυνατοτήτων για την επίτευξη του στόχου. Εκτός των άλλων, θα χρησιμοποιούσε την ανάμιξη «καθαρών» υποκατάστατων του ορυκτού μεθανίου στους αγωγούς φυσικού αερίου. Για παράδειγμα, το επίπεδο χρήσης του εκάστοτε υποκατάστατου θα έφτανε το σημείο μέχρι το οποίο το οριακό κόστος παραγωγής του θα ισούταν με το κόστος χρήσης του φυσικού αερίου και της επίπτωσής του στον περιορισμό των εκπομπών. Δηλαδή σε ένα μοντέλο όπου ενσωματώνονται όλες οι ενεργειακές χρήσεις της οικονομίας τα οριακά κόστη από τη χρήση των διαφόρων ειδών αερίου θα έφταναν το ίδιο επίπεδο. Βέβαια, το ποσοστό ανάμιξής τους στους αγωγούς θα διέφερε για κάθε είδος αερίου που αναμιγνύεται στους αγωγούς.

Εναλλακτικά, σε μοντέλα τα οποία δεν προσομοιώνουν όλες τις ενεργειακές χρήσεις της οικονομίας, δεν είναι εφικτό να ενσωματωθεί ένας περιορισμός μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για το σύνολο της οικονομίας, επομένως τα ποσοστά ανάμιξης των διαφόρων «καθαρών» αέριων μορφών είναι εξωγενή. Αυτή ακριβώς η προσέγγιση έχει πραγματοποιηθεί και στο μοντέλο της παρούσας διατριβής όπου τα ποσοστά ανάμιξης αερίων καυσίμων στους αγωγούς είναι εξωγενή και το μοντέλο καλείται να καλύψει την παραγωγή των συνθετικών αερίων (βιομεθάνιο, υδρογόνο και συνθετικό μεθάνιο) κάνοντας επενδύσεις στις αναγκαίες μονάδες για την παραγωγή τους. Η παράμετρος $pgas_{f,y}$ δίνεται από τον αναλυτή, διαφέρει σε κάθε σενάριο που εξετάζεται και δείχνει το ποσοστό ανάμιξης του κάθε συνθετικού αερίου κατά όγκο στον αγωγό. Είναι σημαντικό, να σημειωθεί ότι λαμβάνονται υπόψη το τεχνικό όριο ανάμιξης του υδρογόνου μέσα στους αγωγούς. Τα όρια ανάμιξης υδρογόνου ποικίλλουν για διαφορετικές περιοχές και δίκτυα φυσικού αερίου (Clegg & Mancarella, 2015). Το τεχνικό όριο του υδρογόνου δε θα πρέπει να ξεπερνά τα 20% κατά όγκο.

$$\begin{aligned} & \sum_{n \in nc_{n,c}} \sum_{yy \leq y, u \in u_{u,f}^{out}, s} nh_s \cdot FP_{n,u,yy,f,s,y} \\ & \geq pgas_{f,y} \sum_{n \in nc_{n,c}} \sum_{yy \leq y, u \in u_{u,f}^{in}, f \in \{ "HP_GAS" \}, s} nh_s \quad \forall c, f \in fclg_{f,y} \quad (4.61) \\ & \cdot FP_{n,u,yy,f,s,y} \end{aligned}$$

Στο πρώτο μέλος της ανισότητας παρουσιάζεται η ποσότητα του εκάστοτε κλιματικά ουδέτερου αερίου (βιομεθάνιο, υδρογόνο και συνθετικό μεθάνιο) που αναμιγνύεται στο δίκτυο και στο δεύτερο μέλος το ελάχιστο ποσοστό ανάμιξης πολλαπλασιαζόμενο με την ολική ποσότητα αερίων που διέρχονται από τους αγωγούς.

4.8 Μοντελοποίηση της παραγωγής βιοενέργειας

Ο κλάδος της παραγωγής βιοκαυσίμων στο μοντέλο της παρούσας διατριβής αναλύεται λεπτομερώς καθώς περιέχει κόμβους διεργασιών, συλλογής πρώτων υλών για την παραγωγή τους, αλλά και κόμβους που προσομοιώνουν τις τεχνολογίες παραγωγής βιοκαυσίμων. Ο συγκεκριμένος κλάδος έχει ως σκοπό την κάλυψη της

ζήτησης βιοενέργειας του συνόλου του ενεργειακού συστήματος. Πιο συγκεκριμένα, την κάλυψη της ζήτησης σε υγρά βιοκαύσιμα πρώτης και δεύτερης γενιάς, της ζήτησης βιομεθανίου και βιοαερίου, ξυλώδους βιομάζας και υγρών και αερίων αποβλήτων. Η εξίσωση ισορροπίας στο γεωγραφικό κόμβο **(4.3)** αναλύεται για τα παραπάνω βιοκαύσιμα προκειμένου να ικανοποιηθεί η ζήτηση όλου του ενεργειακού συστήματος για το συγκεκριμένο γεωγραφικό κόμβο, καθώς και των εξαγωγών σε υγρά βιοκαύσιμα και βιομεθάνιο που εγχέεται στο δίκτυο αερίου και διοχετεύονται σε άλλους γεωγραφικούς κόμβους.

Το μοντέλο αποφασίζει ενδογενώς τις επενδύσεις από τον περιορισμό **(4.9)** και καθορίζει και την ισχύ των τεχνολογιών παραγωγής καυσίμων μέσω του περιορισμού **(4.10)**. Αναλυτικότερα, ενσωματώνονται τα τεchnοοικονομικά στοιχεία των μονάδων παραγωγής και το μοντέλο αποφασίζει να καλύψει τη ζήτηση των βιοκαυσίμων σε κάθε γεωγραφικό κόμβο με το βέλτιστο οικονομικά τρόπο, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα τεchnοοικονομικά στοιχεία της κάθε τεχνολογίας όσο και τη διαθεσιμότητα πρωτογενών μορφών ενέργειας (π.χ. πρώτων υλών για την παραγωγή βιοκαυσίμων).

Είναι γεγονός ότι υπάρχει ένα μεγάλο εύρος τεχνολογιών για την παραγωγή βιοενέργειας. Εντούτοις στην παρούσα διατριβή αναλύονται οι κύριες τεχνολογίες παραγωγής του βιοαερίου. Για παράδειγμα, η αεριοποίηση στέρεας βιομάζας (biomass gasification), καθώς επίσης και η παραγωγή βιοαερίου μέσω αναερόβιας χώνευσης (anaerobic digestion). Στην πρώτη διεργασία χρησιμοποιούνται είτε ξυλεία είτε αγροτικά παραπροϊόντα ως είσοδοι στη διεργασία. Στη δεύτερη διεργασία ως πρώτη ύλη χρησιμοποιούνται απορρίμματα ή λύματα και ακολουθεί μετέπειτα μια διαδικασία αναβάθμισης του ενδιάμεσου προϊόντος, το οποίο περιέχει μεθάνιο (CH_4) σε χαμηλή περιεκτικότητα (~60%), δηλαδή σε βιομεθάνιο (Molino et al., 2013). Όπως αναφέρεται και παρακάτω, αυτό το βιογενές CO_2 που απορροφάται κατά τη διαδικασία αναβάθμισης, μπορεί να αποτελέσει πρώτη ύλη για την παραγωγή συνθετικών υδρογονανθράκων με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα, γνωστό στη βιβλιογραφία ως τεχνολογία αεριοποίησης της βιομάζας με ενσωματωμένη τεχνολογία δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα και τεχνολογία αναβάθμισης του βιομεθανίου με τεχνολογία δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα. Οι συγκεκριμένες τεχνολογίες συμπεριλαμβάνονται επίσης στο μοντέλο της διατριβής.

Όπως περιγράφηκε αναλυτικά στο Κεφάλαιο 2, τα βιοκαύσιμα διακρίνονται σε πρώτης και δεύτερης γενιάς. Η διάκριση σχετίζεται με το είδος των διεργασιών που χρησιμοποιούνται κατά την παραγωγή τους, αλλά κυρίως με το αν ως πρώτη ύλη χρησιμοποιούνται καρποί που καλύπτουν και διατροφικές ανάγκες. Για παράδειγμα, βασικές τεχνολογίες παραγωγής βιοκαυσίμων πρώτης γενιάς είναι οι διαδικασίες της ζύμωσης και της μετεστεροποίησης (transesterification). Ως πρώτες ύλες χρησιμοποιούνται καρποί όπως οι ηλιάνθοι (για βιοντίζελ) και τα ζαχαρότευτλα (για αιθανόλη). Για την παραγωγή βιοκαυσίμων δεύτερης γενιάς κυρίως χρησιμοποιούνται οι διεργασίες Fischer-Tropsch, η καταλυτική πυρόλυση και η αεριοποίηση (gasification). Στην περίπτωση αυτή, ως πρώτες ύλες χρησιμοποιούνται η ξυλεία και τα απόβλητα (π.χ. τηγανέλαια). Στο μοντέλο της διατριβής έχουν ενσωματωθεί οι τεχνολογίες για την παραγωγή και των δύο κατηγοριών βιοκαυσίμων.

Όπως και στην περίπτωση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι και για την περίπτωση των μονάδων παραγωγής βιοενέργειας, η μέγιστη παραγόμενη ποσότητα βιοκαυσίμων καθορίζεται από την εγκατεστημένη ισχύ των τεχνολογιών **(4.10)**. Σχετικά με τη διαθεσιμότητα των πρώτων υλών, οι οποίες αποτελούν σημαντικό μέρος του μεταβλητού κόστους του παραγόμενου προϊόντος, αυτή καθορίζεται με μη-γραμμικές καμπύλες κόστους-διαθεσιμότητας **(4.12)**. Η μεθοδολογία αυτή αναπαριστά τα διαφορετικά χαρακτηριστικά της εκάστοτε περιοχής, καθώς επίσης και τη δυσκολία διαθεσιμότητας πρώτων υλών. Οι πρώτες ύλες που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή βιοκαυσίμων είναι τα στερεά και υγρά απόβλητα, τα απόβλητα γεωργικών διεργασιών, η ξυλώδης βιομάζα, η ξυλώδης λιγνοκυτταρική βιομάζα, καθώς και καρποί (σιτάρι, ζαχαρότευτλα, ελαιοκράμβη, ηλίανθος, γλυκό σόργο κτλ.).

4.9 Μοντελοποίηση του χρονικού και χωρικού συντονισμού και της σύζευξης τομέων

Το μοντέλο της παρούσας διατριβής για την προσομοίωση κάθε έτους θεωρεί 56 τυπικές ώρες, όπου η κάθε τυπική ώρα προσομοιώνει διαφορετικό αριθμό ωρών του έτους. Η επιλογή των τυπικών ωρών έγινε ώστε να αντιπροσωπεύεται κατάλληλα ένα εύρος λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος και να μειωθεί ο χρόνος επίλυσης του συγκεκριμένου πολύπλοκου μοντέλου. Ακραίες καταστάσεις αυξομείωσης του ηλεκτρικού φορτίου μεταξύ διαδοχικών ωρών είναι αναγκαίο να προσομοιώνονται, ώστε η λειτουργία και οι επενδύσεις σε μονάδες που θα προκύψουν, από την επίλυση του μοντέλου, να ανταπεξέρχονται ακόμα και σε αυτές τις ακραίες περιπτώσεις. Επιπλέον, κατά τη διάρκεια του έτους υπάρχουν χρονικές περίοδοι όπου το αιολικό ή ηλιακό δυναμικό είναι είτε πολύ χαμηλό είτε πολύ υψηλό, ταυτόχρονα ή ξεχωριστά, οπότε είναι αναγκαία η χρήση μονάδων αποθήκευσης. Για τους ανωτέρω λόγους, γίνεται κατάλληλη ομαδοποίηση των ετήσιων ωρών σε τυπικές ώρες ώστε να αναπαρίστανται όλες οι ακραίες καταστάσεις του ηλεκτρικού φορτίου ή της διαθεσιμότητας του δυναμικού. Αξίζει να σημειωθεί ότι και η ζήτηση όλων των ενεργειακών μορφών και για τον κάθε κλάδο της ζήτησης έχει αναλυθεί και αυτή στις αντίστοιχες τυπικές ώρες ακολουθώντας μια ξεχωριστή καμπύλη φορτίου ανά ώρα. Αντίστοιχα, η ανάλυση στις ίδιες τυπικές ώρες γίνεται και για την προσφορά των ενεργειακών μορφών. Η ισορροπία προσφοράς και ζήτησης ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών πραγματοποιείται για κάθε τυπική ώρα σε όλα τα ενεργειακά συστήματα όλων των γεωγραφικών κόμβων, προκειμένου να εφαρμοστεί χρονικός συντονισμός στο μοντέλο.

Στο συγκεκριμένο μοντέλο, όπως έχει αναφερθεί, προσομοιώνονται διάφοροι γεωγραφικοί κόμβοι. Σε κάθε γεωγραφικό κόμβο εξετάζεται η εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος, που περιλαμβάνει πολλούς τομείς και διεργασίες και το οποίο αλληλεπιδρά με γειτονικούς γεωγραφικούς κόμβους μέσω της ανταλλαγής ενεργειακών και μη-ενεργειακών μορφών. Οι ανταλλαγές επιτυγχάνονται μέσω των δικτύων (φυσικών και «εικονικών»). Οι γεωγραφικοί κόμβοι καθορίζονται από το χρήστη και μπορεί να είναι είτε ομάδες χωρών είτε περιφέρειες κάποιας χώρας.

Γενικότερα, για την επιλογή του αριθμού των γεωγραφικών κόμβων, ο χρήστης θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τον χρόνο επίλυσης του μοντέλου, διότι μια σημαντική αύξηση των γεωγραφικών κόμβων οδηγεί και σε αύξηση του αριθμού των μεταβλητών του μοντέλου και συνεπώς του τελικού χρόνου επίλυσης.

Σε κάθε γεωγραφικό κόμβο, για κάθε τυπική ώρα, επιλύεται και επεκτείνεται το διάγραμμα ροής του ενεργειακού συστήματος. Όλοι οι περιορισμοί ισορροπίας (4.1) έως (4.5), όπως έχουν αναλυθεί στο υπο-κεφάλαιο 4.3.3 επιλύονται για κάθε γεωγραφικό κόμβο n , για κάθε ενεργειακή ή μη-ενεργειακή μορφή, κάθε τυπική ώρα s και κάθε έτος λειτουργίας y . Επιπλέον, το μοντέλο προσομοιώνει τη σύζευξη των διαφόρων τομέων. Για παράδειγμα, αναπαριστά την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή του ηλεκτρισμού. Επίσης, προσομοιώνει ταυτόχρονα το σύστημα παραγωγής/εισαγωγής, μεταφοράς και διανομής αερίου, λαμβάνοντας υπόψη διάφορους τεχνικούς περιορισμούς. Επιπρόσθετα, ενσωματώνει διεργασίες οι οποίες αλληλοσυμπληρώνονται (ώστε η είσοδος της μιας να είναι έξοδος της άλλης). Συνεπώς, με την ταυτόχρονη επίλυση περισσότερων του ενός τομέα/κλάδου, η βέλτιστη λύση που θα προκύψει έχει χρησιμοποιήσει βέλτιστα όλους τους τομείς/κλάδους του ενεργειακού συστήματος για να ικανοποιήσει την τελική ζήτηση ενέργειας.

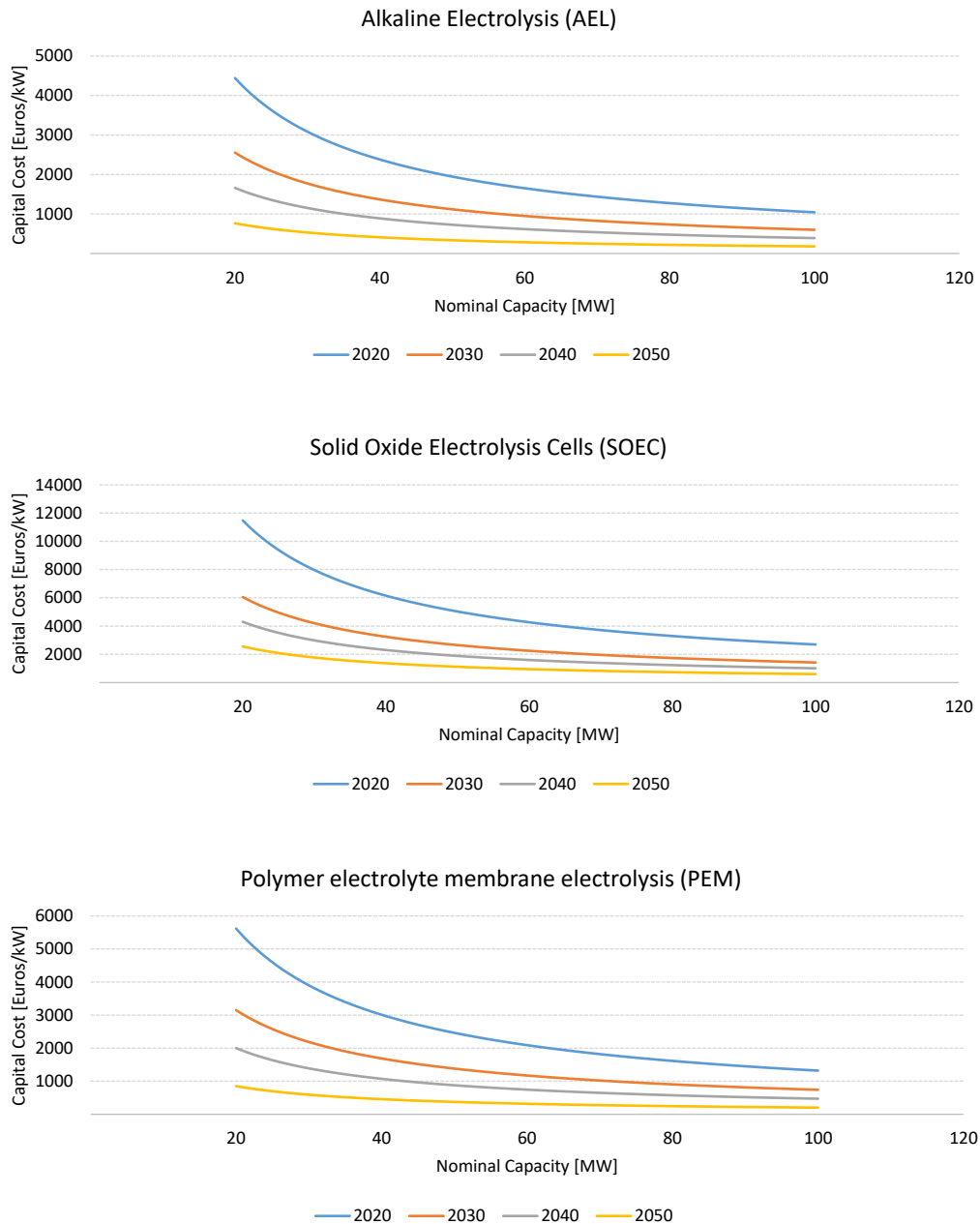
4.10 Μοντελοποίηση βέλτιστης χωροθέτησης με μεταβαλλόμενες οικονομίες κλίμακας

4.10.1 Οικονομίες κλίμακας

Μια βιώσιμη και οικονομικά αποδεκτή αλυσίδα παραγωγής ενέργειας αποτελεί μία υψηλής προτεραιότητας πολιτική για την Ευρωπαϊκή Ένωση. Για αυτό ακριβώς το λόγο στην παρούσα εργασία εξετάζονται οι δυνατότητες μείωσης του κόστους μίας σειράς τεχνολογιών, όπως τεχνολογίες παραγωγής κλιματικά ουδέτερων καυσίμων, για παράδειγμα μονάδες ηλεκτρόλυσης, τεχνολογίες μεθανοποίησης, τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα από την ατμόσφαιρα κ.α. Η μείωση του μελλοντικού κόστους τους συνδέεται με δύο βασικά στοιχεία. Το πρώτο σχετίζεται με τη τεχνολογική εκμάθηση, όπου το τεχνολογικό κόστος κυρίως μειώνεται λόγω της ολοένα και αυξανόμενης χρήσης της συγκεκριμένης τεχνολογίας. Γενικότερα, η τεχνολογική εκμάθηση περιγράφει τα μειούμενα κόστη κατά ένα συγκεκριμένο ποσοστό (learning rate) για κάθε διπλασιασμό της σωρευτικά εγκατεστημένης ισχύος της τεχνολογίας ή της σωρευτικής παραγωγής του προϊόντος που παράγει η συγκεκριμένη τεχνολογία. Το δεύτερο μέρος, αναλύεται στη συγκεκριμένη υπο-ενότητα, και σχετίζεται με τα αποτελέσματα του κλιμακούμενου μεγέθους (scaling effect) της εγκατεστημένης ισχύος της τεχνολογίας μιας επένδυσης και το οποίο δεν συμπεριλαμβάνεται στην τεχνολογική εκμάθηση (Σχήμα 4-1). Στην περίπτωση μας, αναλύονται οι οικονομίες κλίμακας για τις βασικές τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων. Οι τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης παράγουν κλιματικά ουδέτερο υδρογόνο και διακρίνονται σε τρεις τεχνολογίες, την αλκαλική ηλεκτρόλυση, τους ηλεκτρολύτες πολυμερικής μεμβράνης (PEM) και τους ηλεκτρολύτες υψηλών

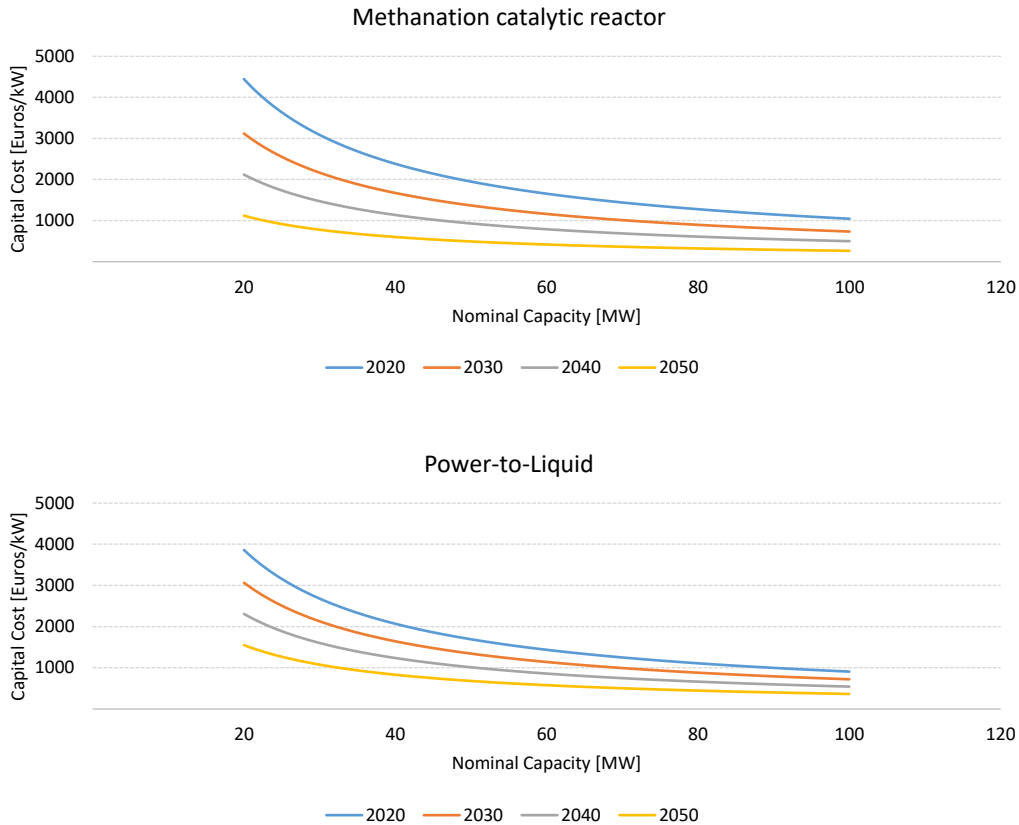
θερμοκρασιών με κυψέλη ηλεκτρόλυσης στερεού ηλεκτρολύτη (SOEC). Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζεται η πορεία του κεφαλαιουχικού κόστους όπως μειώνεται ύστερα από την εφαρμογή οικονομικών κλίμακας για τον κάθε ένα τύπο ηλεκτρόλυσης.

Σχήμα 4-1: Η πορεία του τεχνολογικού κόστους που σχετίζεται με τις οικονομίες κλίμακας και την καμπύλη εκμάθησης για τρεις βασικές τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης



Η εκτίμηση του μελλοντικού κόστους βασίζεται στον υπολογισμό του κόστους παραγωγής των τεχνολογιών της ηλεκτρόλυσης, της παραγωγής μεθανίου, καθώς και των τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υγρών υδρογονανθράκων τις χρονιές 2020, 2030, 2040 και 2050 για μονάδες με διαφορετική εγκατεστημένη ισχύ.

Σχήμα 4-2: Η πορεία του τεχνολογικού κόστους που σχετίζεται με τις οικονομίες κλίμακας και την καμπύλη εκμάθησης για τεχνολογίες παραγωγής συνθετικού μεθανίου και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων



4.10.2 Μαθηματική προσομοίωση

Ο όρος οικονομίες κλίμακας χρησιμοποιείται στη βιβλιογραφία για να περιγράψει έναν τρόπο μείωσης του κόστους για μία τεχνολογία. Οι οικονομίες κλίμακας επηρεάζουν άμεσα το κόστος παραγωγής μεταβαίνοντας από μια μονάδα, σε ένα μεγαλύτερο σύνολο μονάδων ή από μία μικρή μονάδα σε μία μεγαλύτερη. Αυτό οδηγεί σε μείωση του μοναδιαίου κόστους της εγκατάστασης. Στη συγκεκριμένη υπο-ενότητα, αναλύουμε τη μείωση του κόστους επένδυσης λόγω της αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος μιας μονάδας σε σχέση με ένα μέγεθος αναφοράς (4.62). Για τη συγκεκριμένη μοντελοποίηση χρησιμοποιείται μία λογαριθμική σχέση για να υπολογιστεί το κόστος λόγω των οικονομιών κλίμακας (Zauner et al., 2019).

$$C_b = C_a \left(\frac{S_b}{S_a} \right)^f \quad (4.62)$$

Όπου C_b αποτελεί το κόστος του εξοπλισμού για μια μονάδα μεγέθους S_b . Αντίστοιχα, C_a είναι το κόστος μιας μονάδας με μέγεθος ίσο με το μέγεθος αναφοράς S_a . Ο παράγοντας f είναι γνωστός ως συντελεστής κλίμακας και αν δεν υπάρχουν

δεδομένα από τη βιβλιογραφία για κάποια τεχνολογία ισούται με 0.6 (κανόνας των έξι δέκατων) (Zauner et al., 2019).

Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, ο συντελεστής κλίμακας διαφέρει ανάλογα το μέγεθος της εκάστοτε τεχνολογίας. Για παράδειγμα, για μεγάλες μονάδες (με μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ) το θετικό αντίκτυπο των οικονομιών κλίμακας είναι μικρότερο, με το συντελεστή κλίμακας f να πλησιάζει τη μονάδα. Για παράδειγμα, η βιβλιογραφία δίνει για την αλκαλική ηλεκτρόλυση f να παίρνει μέση τιμή 0.69 για μονάδες μεγέθους μικρότερο των 5 MW και 0.9 για μονάδες μεγέθους μεγαλύτερο των >5 MW. Για την περίπτωση της ηλεκτρόλυσης PEM οι τιμές αυτές είναι 0.72 και 0.82, αντίστοιχα.

Για μια λεπτομερή αναπαράσταση της εξέλιξης του συντελεστή κλίμακας f η ανάλυση θα πρέπει να πραγματοποιείται σε όσο το δυνατό σε πιο αναλυτικό επίπεδο και σε κάθε τμήμα της τεχνολογίας. Θα πρέπει να γνωρίζουμε την εξέλιξη του κόστους του κάθε τμήματος της τεχνολογίας ενός συγκεκριμένου μεγέθους αναφοράς, να γνωρίζουμε τα κόστη του κάθε τμήματος που συνθέτουν μία τεχνολογία και να θεωρούνται οι συντελεστές κλίμακας για κάθε τμήμα της τεχνολογίας. Για παράδειγμα, η μονάδα ηλεκτρόλυσης αποτελείται από το βασικό τμήμα της ηλεκτρόλυσης (stack), τα ηλεκτρονικά ισχύος, συστήματα θέρμανσης του αερίου κ.α. Μιας και δεν επηρεάζονται όλα τα τμήματα της τεχνολογίας στον ίδιο βαθμό από το μέγεθος της εγκατάστασης, το ποσοστό τους στο συνολικό κόστος της μονάδας μεταβάλλεται. Συνθέτοντας όλα αυτά τα μέρη είναι εφικτό κανείς να υπολογίσει το πώς θα εξελιχθεί το κόστος των διαφόρων τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας που πρόκειται να εγκατασταθεί.

Είναι σημαντική η προσομοίωση των οικονομιών κλίμακας να γίνει σε όσο το δυνατόν πιο αναλυτικό επίπεδο ώστε να ληφθούν υπόψη οι επιπτώσεις του κάθε τμήματος της τεχνολογίας. Η ανάλυση της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Zauner et al., 2019), έδειξε ότι οι οικονομίες κλίμακας είναι εφικτό να οδηγήσουν σε σημαντική μείωση του κόστους των εγκαταστάσεων των μονάδων ηλεκτρόλυσης και μεθανοποίησης. Στη συγκεκριμένη διατριβή, ο ρόλος των οικονομιών κλίμακας είναι να δώσει τη δυνατότητα στο μοντέλο που χρησιμοποιείται να αποφασίσει ενδογενώς το τι είδους μονάδες θα εγκαταστήσει, όσον αφορά το μέγεθός τους, για την παραγωγή υδρογόνου, μεθανίου και υγρών συνθετικών καυσίμων.

4.10.3 Μοντελοποίηση βέλτιστης χωροθέτησης

Στην παρούσα διατριβή, με τον όρο οικονομίες κλίμακας υποδηλώνουμε τις αυξανόμενες οικονομίες κλίμακας με βάση τις οποίες το μακροχρόνιο μέσο κόστος μειώνεται κατά την αύξηση του παραγόμενου προϊόντος. Οι οικονομίες κλίμακας είναι ανεξάρτητες των τιμών των καυσίμων για την λειτουργία της εκάστοτε μονάδας. Η ύπαρξη των οικονομιών κλίμακας οφείλεται σε τεχνικούς λόγους, στην οργάνωση της εκάστοτε επιχείρησης και στο μέγεθος της αγοράς στην οποία απευθύνεται το προϊόν της επιχείρησης. Οι οικονομίες κλίμακας γενικότερα, μπορούν να εμφανιστούν σε διάφορα επίπεδα της επιχείρησης όπως για παράδειγμα σε μία παραγωγική διαδικασία

ή σε ένα εργοστάσιο της επιχείρησης ή ακόμα και σε ολόκληρη την επιχείρηση αρκεί το μέσο μακροχρόνιο κόστος παραγωγής να μειώνεται.

Στη συγκεκριμένη διδακτορική εργασία, θεωρείται ότι όλες οι τεχνολογίες στο ενεργειακό σύστημα έχουν σταθερές οικονομίες κλίμακας, όπως είναι σύνηθες στη βιβλιογραφία σε αντίστοιχα μοντέλα ενεργειακού συστήματος. Ωστόσο, για τις τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων (Power-to-X) γίνεται η υπόθεση της ύπαρξης αυξανόμενων οικονομιών κλίμακας. Αναλυτικότερα, το μοντέλο αποφασίζει ενδογενώς το βέλτιστο μέγεθος της εγκατεστημένης μονάδας για κάθε περιοχή, λαμβάνοντας υπόψη το μέγεθος της αγοράς στην οποία διατίθεται το παραγόμενο ενεργειακό προϊόν, καθώς επίσης και το κόστος μεταφοράς για την ικανοποίηση της ζήτησης γειτονικών περιφερειών.

Η βασική ιδέα της ενδογενούς χωροθέτησης των τεχνολογιών Power-to-X στηρίζεται στον μηχανισμό των οικονομιών κλίμακας που εφαρμόζεται στο μοντέλο. Για την εφαρμογή των οικονομιών κλίμακας, χρησιμοποιείται στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος μια συνάρτηση μοναδιαίου κόστους επένδυσης της κάθε μονάδας με βάση το μέγεθός της. Η συγκεκριμένη συνάρτηση είναι φθίνουσα συνάρτηση. Συγκεκριμένα, όσο το μέγεθος της μονάδας που θέλουμε να επενδυθεί αυξάνεται, το μοναδιαίο κόστος της μονάδας μειώνεται και αντίστροφα. Η συνάρτηση του μοναδιαίου κόστους της επένδυσης επομένως, είναι μία κοίλη συνάρτηση σε ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης με αποτέλεσμα να παραβιάζονται οι απαιτήσεις κυρτότητας του προβλήματος. Για την προσομοίωση του προβλήματος σε ένα γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης χρησιμοποιούνται οι τεχνικές μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MIP).

Για την προσομοίωση των οικονομιών κλίμακας στο μοντέλο της διατριβής σε ένα πρόβλημα μεικτού ακεραίου προγραμματισμού, θεωρούνται τυπικά προεπιλεγμένα μεγέθη sz των μονάδων u , που δίνονται στην παράμετρο $psz_{u,sz}$. Ουσιαστικά, υπάρχει ένα εύρος μονάδων με συγκεκριμένα μεγέθη στις οποίες μπορεί να επενδύσει το μοντέλο για την εύρεση της βέλτιστης λύσης. Τα μεγέθη αυτά είναι 1, 10, 50 και 100 MW. Το μοναδιαίο κόστος επένδυσης διαφέρει ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας sz με βάση τη βιβλιογραφία (Zauner et al., 2019) και αυτό ορίζεται στη συνάρτηση μοναδιαίου κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης $ccsz_{n,u,y,sz}$, η οποία συμμετέχει στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος. Η συγκεκριμένη συνάρτηση είναι μια εκθετικά φθίνουσα συνάρτηση ως προς το μέγεθος της μονάδας που επενδύεται. Ως ακέραια μεταβλητή του προβλήματος ορίζεται η $ISZ_{n,u,y,sz}$ που υποδηλώνει τον ακέραιο αριθμό επενδύσεων μονάδας u , συγκεκριμένου μεγέθους sz στον κόμβο n το έτος y . Συνολικά, οι επενδύσεις σε μονάδες Power-to-X δίνονται από την παρακάτω εξίσωση όπου πολλαπλασιάζεται η ακέραια μεταβλητή, που δείχνει τον ακέραιο αριθμό επενδύσεων κάθε τυπικού μεγέθους μονάδας επί το τυπικό μέγεθος της εκάστοτε μονάδας:

$$I_{n,u,y} = \sum_{sz} ISZ_{n,u,y,sz} \cdot psz_{u,sz} \quad \forall n, u \in uec_{u,y} \quad (4.63)$$

Η ικανοποίηση της ζήτησης συνθετικών καυσίμων στις περιφέρειες μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε με την εγκατάσταση μιας μονάδας σε τοπικό επίπεδο, είτε με την εγκατάσταση της σε γειτονική περιοχή και η κάλυψη των αναγκών να πραγματοποιηθεί με τη χρήση του δικτύου μεταφοράς. Οι αποφάσεις για τις επενδύσεις και πιο συγκεκριμένα για τα μεγέθη των τεχνολογιών που επενδύονται πραγματοποιούνται ενδογενώς στο μοντέλο. Μέσω της συγκεκριμένης προσομοίωσης δίνεται η δυνατότητα στο μοντέλο να εξετάσει ποια είναι η οικονομικά βέλτιστη στρατηγική ανά περιφέρεια και στη χώρα συνολικά. Η βέλτιστη διαστασιολόγηση και χωροθέτηση των μονάδων προκύπτει από την αλληλεπίδραση των αυξανόμενων οικονομιών κλίμακας και του κόστους μεταφοράς των παραγόμενων συνθετικών καυσίμων, καθώς και από τους τεχνικούς περιορισμούς των δικτύων.

Γενικότερα, επιλέγονται οι επενδύσεις μονάδων μεγάλου μεγέθους, οι οποίες είναι και οικονομικότερες σε περιοχές όπου η ζήτηση είναι μεγάλη και ταυτόχρονα υπάρχει εύκολη πρόσβαση σε πρώτες ύλες για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων (ΑΠΕ). Οι συγκεκριμένες μονάδες παράγουν συνθετικά καύσιμα όχι μόνο για την κάλυψη των αναγκών στην περιφέρεια στην οποία είναι εγκατεστημένες, αλλά και για γειτονικές περιοχές με μικρότερη ζήτηση. Σε αποκομμένες περιοχές, όπου δεν υπάρχει δίκτυο ώστε να μεταφερθούν οι ποσότητες που απαιτούνται για την κάλυψη της ζήτησης, η εγκατάσταση μονάδας μικρού μεγέθους αποτελεί τη μοναδική εφικτή λύση ακόμα και αν το μοναδιαίο της κόστος είναι υψηλότερο.

4.11 Μεθοδολογία οικονομοτεχνικής βελτιστοποίησης και διαχρονικής επίλυσης

Το παρόν μοντέλο έχει ως στόχο τη βέλτιστη λειτουργία και επέκταση του ενεργειακού συστήματος προκειμένου να ικανοποιηθεί η ζήτηση όλων των ενεργειακών προϊόντων στο σύστημα. Πιο συγκεκριμένα, εξετάζει την εύρεση των κατάλληλων επενδύσεων, καθώς και την κατάλληλη λειτουργία των μονάδων του ενεργειακού συστήματος ώστε με δεδομένους τεχνολογικούς περιορισμούς ή περιορισμούς χάραξης πολιτικής να επιτυγχάνεται η ελαχιστοποίηση της συνάρτησης κόστους ικανοποίησης της ζήτησης.

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος που επιλύεται, αφορά την ελαχιστοποίηση της παρούσας αξίας του κόστους για την ικανοποίηση της ζήτησης ενεργειακών προϊόντων. Το κόστος περιλαμβάνει το κόστος αποπληρωμής του κεφαλαίου των ήδη εγκατεστημένων μονάδων, τις επενδύσεις σε νέες μονάδες, το κόστος λειτουργίας και το κόστος συντήρησης των μονάδων, το κόστος αγοράς ενεργειακών και μη-ενεργειακών πόρων, το κόστος φόρων για την κατανάλωση ενεργειακών και μη-ενεργειακών πόρων, το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 , το κόστος περικοπής του παραγόμενου ηλεκτρισμού από ΑΠΕ, το κόστος μεταφοράς ενεργειακών πόρων (διαμέσου δικτύων) και το κόστος πολιτικών προώθησης μονάδων ΑΠΕ ανά έτος.

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος προσομοιώνει την ελαχιστοποίηση κόστους επέκτασης και λειτουργίας του συστήματος για ολόκληρο τον

ορίζοντα επίλυσης, όπως αυτός ορίζεται από το χρήστη **(4.79)**. Αναλυτικότερα, για να αθροιστούν τα κόστη διαφορετικών ετών, ανάγονται στο έτος βάσης (π.χ. το έτος έναρξης προσομοίωσης). Σε αυτή την περίπτωση, τα κόστη του έτους y , $Cost_y$ ανάγονται στο αρχικό έτος έναρξης της μελέτης ως εξής:

$$Cost_{0y} = \frac{1}{(1 + disc)^{\Delta y}} \cdot Cost_y \quad (4.64)$$

όπου $Cost_{0y}$ είναι το κόστος του έτους y που έχει αναχθεί στο έτος βάσης, $Cost_y$ είναι το κόστος του συστήματος το έτος y , $disc$ είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο που δείχνει τις προτιμήσεις μεταξύ των ετών και Δy είναι ο αριθμός των ετών μεταξύ του έτους y και του έτους έναρξης της μελέτης ή αλλιώς έτος βάσης. Τα στοιχεία κόστους του συστήματος $Cost_y$ ανά έτος y παρουσιάζονται αναλυτικά στις **(4.65)**-**(4.78)**:

$$Cost_y =$$

$$\sum_{n,u \in iec_{u,y} \in \gamma \gamma \leq y \cap \gamma \geq y_b} I_{n,u,y} cc_{n,u,y} es_{n,u,y,y} \quad (4.65)$$

$$+ \sum_{n,u \in uec_{u,y} \in \gamma \gamma \leq y \cap \gamma \geq y_b} ISZ_{n,u,y,sz} pSZ_{u,sz} ccSZ_{n,u,y,sz} es_{n,u,y,y} \quad (4.65)$$

$$+ \sum_{n,u,y \in \gamma \gamma \leq y \cap \gamma \geq y_b} CP_{n,u,y,y} nam_{n,u,y,y} cc_{n,u,y} es_{n,u,y,y} \quad (4.67)$$

$$+ \sum_{n,u \in ul_{n,u,l,y} \in \gamma \gamma \leq y \cap \gamma \geq y_b} I_{n,u,l,y}^{lev} (cc_{n,u,y}^{lev} - 1) cc_{n,u,y} es_{n,u,y,y} \quad (4.68)$$

Στο κεφαλαιουχικό κόστος περιλαμβάνονται οι ετήσιες τοκοχρεωλυτικές πληρωμές: για τις επενδύσεις μονάδων όπου δεν εφαρμόζονται οικονομίες κλίμακας **(4.65)**,**(4.68)**, για τις επενδύσεις μονάδων στις οποίες εφαρμόζονται οικονομίες κλίμακας **(4.66)** και τις για παλιές επενδύσεις ή αλλιώς ήδη εγκατεστημένες μονάδες που δεν έχουν αποσβεστεί **(4.67)**. Το κεφαλαιουχικό κόστος των μονάδων ΑΠΕ, εξαρτάται από τη γεωγραφική θέση του σταθμού, την εγγύτητα του σε οδικό και ηλεκτρικό δίκτυο, και τη μορφολογία του εδάφους. Συνεπώς, προκύπτει μία μη-γραμμική καμπύλη κόστους επενδύσεων, η οποία στο μοντέλο προσομοιώνεται με τη μορφή τμηματικά γραμμικής καμπύλης. Επομένως, για τις συγκεκριμένες μονάδες, το κόστος κεφαλαίου αποτελείται από την ετήσια τοκοχρεωλυτική δόση **(4.65)** και από το επιπρόσθετο κόστος που προκύπτει από τη χρήση της τμηματικά γραμμικής καμπύλης κόστους επενδύσεων **(4.68)**. Η ετήσια τοκοχρεωλυτική δόση προκύπτει από

τη χρήση του επιτοκίου αναγωγής WACC (Weighted Average Cost of Capital) και το συντελεστή ανακτήσεως κεφαλαίου. Σημειώνεται, ότι για τον υπολογισμό της τοκοχρεωλυτικής δόσης της μοναδιαίας επένδυσης ανά έτος $cc_{n,u,yy}$ χρησιμοποιείται ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου $\frac{WACC \cdot (1+WACC)^{e_u}}{(1+WACC)^{e_u}-1}$, όπου e_u είναι η διάρκεια της οικονομικής ζωής της μονάδας. Επιπλέον, ο $es_{n,u,yy,y}$ είναι ο δείκτης οικονομικής διάρκειας ζωής μονάδας.

Το σταθερό κόστος συντήρησης και το κόστος λειτουργίας υπολογίζονται στις **(4.69)** και **(4.70)** αντίστοιχα. Τα κόστη συντήρησης $fx_{c_{n,u,yy}}$ και λειτουργίας $vc_{n,u,yy}$ ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος, εξαρτώνται από το έτος κατασκευής της μονάδας yy . Για μία προσφάτως κατασκευασμένη μονάδα, τα κόστη συντήρησης αλλά και τα μεταβλητά κόστη είναι μικρότερα από τα αντίστοιχα, παλαιότερων μονάδων.

$$+ \sum_{n,u,yy \in yy \leq y} CP_{n,u,yy,y} fx_{c_{n,u,yy}} es_{n,u,yy,y} \quad (4.69)$$

$$+ \sum_{n,u,f \in u f_{u,f}^{out}, yy \in yy \leq y, s} nh_s vc_{n,u,yy} FP_{n,u,yy,f,s,y} \quad (4.70)$$

Το κόστος καυσίμων και πρώτων υλών στο μοντέλο της διατριβής, υπολογίζονται από τις **(4.71)** και **(4.72)**. Για τις ενεργειακές μορφές που θεωρείται ένα βασικό μοναδιαίο κόστος, το κόστος υπολογίζεται από την **(4.71)** ενώ για τις μορφές, όπου θέλουμε να προσομοιώσουμε τη δυσκολία εύρεσης των αντιστοίχων ποσοτήτων, θεωρείται τμηματικά γραμμική αύξουσα καμπύλη κόστους διαθεσιμότητας **(4.72)**.

$$+ \sum_{n,u,f \in u f_{u,f}^{in}, \notin fp_f, yy \in yy \leq y, s} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y} fc_{n,f,y} \quad (4.71)$$

$$+ \sum_{n,u,f \in u f_{u,f}^{in} \cap fp_f, yy \in yy \leq y, s, l} nh_s FP_{n,f,l,y}^{prlev} fc_{n,f,y} fc_{n,f,y}^{lev} \quad (4.72)$$

όπου $fc_{n,f,y}$ είναι η μοναδιαία τιμή αγοράς της ενεργειακής μορφής για χρήση από το ενεργειακό σύστημα και $fc_{n,f,y}^{lev}$ είναι η ποσοστιαία προσαύξηση της βασικής τιμής $fc_{n,f,y}$ που προσομοιώνει την τμηματικά γραμμική καμπύλη κόστους διαθεσιμότητας.

Το κόστος των εισαγωγών ενεργειακών μορφών και πρώτων υλών από τον υπόλοιπο κόσμο, εκτός δηλαδή των περιοχών που προσομοιώνουμε, ακολουθεί την τμηματικά γραμμική αύξουσα καμπύλη κόστους διαθεσιμότητας $yc_{c,f,l,y}$.

$$+ \sum_{c,l,f} YLP_{c,f,l,y} yc_{c,f,l,y} \quad (4.73)$$

Το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών υπολογίζεται στην **(4.74)** βάσει του συντελεστή εκπομπών του κάθε καυσίμου $emf_{n,u,ff,f,y}$ και της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών $etp_{n,y}$.

$$+ \sum_{n,u,f \in u_{u,f}^{in}, y \in y \leq y, s, f \in u_{u,f}^{emf}} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y} emf_{n,u,ff,f,y} etp_{n,y} \quad (4.74)$$

Οι φόροι κατανάλωσης ενεργειακών μορφών, **(4.75)** όπου $tc_{n,f,y}$ είναι φόρος κατανάλωσης καυσίμου f στον κόμβο n το έτος y .

$$+ \sum_{n,u,f \in u_{u,f}^{in}, y \in y \leq y, s, f} nh_s FP_{n,u,yy,f,s,y} tc_{n,f,y} \quad (4.75)$$

Επιπλέον, στο κόστος ενεργειακού συστήματος περιλαμβάνεται το κόστος περικοπής του παραγόμενου ηλεκτρισμού από ΑΠΕ **(4.76)**.

$$+ \sum_{n,u \in u_{u,s}, y \in y \leq y} nh_s RESC_{n,u,yy,s,y} rc_{n,y} \quad (4.76)$$

Οι πολιτικές προώθησης της εγκατάστασης και χρήσης μονάδων ΑΠΕ προσομοιώνονται με την **(4.77)**. Μέσω αυτών των πολιτικών δίνονται κίνητρα-επιδοτήσεις για τη χρήση συγκεκριμένων μονάδων ΑΠΕ, με αποτέλεσμα να αφαιρείται αυτή η επιδότηση από την αντικειμενική συνάρτηση.

$$- \sum_n Rev_{n,y}^{RES} \quad (4.77)$$

Το κόστος μεταφοράς ενεργειακών μορφών και πρώτων υλών υπολογίζεται στην **(4.78)** από το μοναδιαίο κόστος μεταφοράς και από την ποσότητα ενέργειας ή πρώτων υλών που μεταφέρεται. Το μοναδιαίο κόστος μεταφοράς $trc_{n,nn,f,y}$ είναι διαφορετικό για κάθε ενεργειακή μορφή ή πρώτη ύλη που μεταφέρεται και εξαρτάται από την απόσταση μεταφοράς και από το μέσο που χρησιμοποιείται για τη μεταφορά του προϊόντος.

$$+ \sum_{n,nn \in dst_{nn,n,f,y,s,f}} nh_s TD_{nn,n,f,s,y} trc_{n,nn,f,y} \quad (4.78)$$

Το μοντέλο επιλύει το σύνολο του ορίζοντα επίλυσης διαχρονικά, που αποτελείται από τις χρονιές y , έχοντας ως στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους επέκτασης και λειτουργίας του συστήματος **(4.79)**.

$$Min obj = \sum_y \frac{1}{(1 + disc)^{4y}} \cdot Cost_y \quad (4.79)$$

4.12 Εφαρμογή του μοντέλου: δεδομένα, χωρική και χρονική κάλυψη και λογισμικό επίλυσης

Το μοντέλο που αναπτύχθηκε χρησιμοποιήθηκε για τη μοντελοποίηση της Ελλάδας η οποία χωρίστηκε σε 13 γεωγραφικούς κόμβους, τις περιφέρειες που επιλύονται ταυτόχρονα και επικοινωνούν μεταξύ τους για τη μεταφορά ενεργειακών προϊόντων και πρώτων υλών μέσω των δικτύων. Το μοντέλο επιλύει ταυτόχρονα εκτός από όλες τις περιφέρειες και όλα τα μελλοντικά έτη που αναλύει, επομένως, χαρακτηρίζεται ως μοντέλο τέλειας πρόβλεψης (perfect foresight). Η χρονική ανάλυση πραγματοποιείται ανά πενταετία και έχει χρονικό ορίζοντα ανάλυσης το 2050. Για την προσομοίωση κάθε έτους θεωρούνται 56 τυπικές ώρες, όπου η κάθε τυπική ώρα προσομοιώνει διαφορετικό αριθμό ωρών του έτους.

Τα δεδομένα εισόδου αναλύθηκαν στο επίπεδο των δεκατριών περιφερειών. Συνοπτικά στα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν περιλαμβάνονται: τα δεδομένα εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού, βιοκαυσίμων και διυλιστηρίων, τα δεδομένα αιολικού και ηλιακού δυναμικού, οι πηγές ορυκτών πόρων, τα δεδομένα της ζήτησης διαφόρων ενεργειακών μορφών όλων των τομέων ζήτησης του ενεργειακού συστήματος, τα δίκτυα μεταφοράς ηλεκτρισμού φυσικού αερίου (τεχνικά στοιχεία γραμμών και αγωγών, διασυνδέσεις μεταξύ περιφερειών) και τα «εικονικά δίκτυα» που ενώνουν τις περιφέρειες (οδικό δίκτυο, σιδηροδρομικό δίκτυο, ακτοπλοϊκές συνδέσεις). Οι πηγές που χρησιμοποιήθηκαν επιγραμματικά για τη συλλογή των δεδομένων εισόδου του μοντέλου ήταν: για τον τομέα του ηλεκτρισμού οι Platts, ΔΕΔΗΕ, ΠΑΕ, JRC και ο ENTSO-E, για τον τομέα αερίου χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα από τον ΔΕΣΦΑ, και τον ENTSO-G, επίσης, χρησιμοποιήθηκαν επιπλέον πηγές όπως η Eurostat και IEA καθώς επίσης μελέτες και το διαδίκτυο για εύρεση στοιχείων σχετικά με τις εγκατεστημένες μονάδες βιοκαυσίμων και διυλιστηρίων (μέγεθος των μονάδων, ετήσια παραγωγή). Για τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά όλων των μονάδων που περιλαμβάνονται στο μοντέλο, χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία τα οποία συγκεντρώθηκαν κατά την ολοκλήρωση της μελέτης “Technology pathways in decarbonisation scenarios.” (De Vita, Kielichowska, et al., 2018).

Για τη δημιουργία του μοντέλου της παρούσας διατριβής χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό GAMS⁸ (General Algebraic Modeling System). Το συγκεκριμένο λογισμικό αποτελεί ένα υπολογιστικό περιβάλλον για την ανάπτυξη μεγάλης κλίμακας προβλημάτων βελτιστοποίησης. Το GAMS επιτρέπει επιπλέον στο χρήστη να εισάγει μεγάλο όγκο δεδομένων μέσω των διασυνδέσεων που προσφέρει με προγράμματα βάσεων δεδομένων, καθώς επίσης και να εξάγει τα αποτελέσματα σε τέτοιου είδους μορφή που να μπορεί εύκολα να τη διαχειρίζεται ο χρήστης. Για την επίλυση των μοντέλων, το GAMS έχει τη δυνατότητα επικοινωνίας με διάφορους αλγορίθμους επίλυσης (solvers) από τους οποίους ο χρήστης θα πρέπει να επιλέξει τον κατάλληλο για το πρόβλημά του.

⁸ An Introduction to GAMS <https://www.gams.com/products/introduction/>.

Για την επίλυση του μοντέλου της συγκεκριμένης διατριβής, επιλέχθηκε ο αλγόριθμος GUR0B1 ο οποίος έχει τη δυνατότητα να επιλύει προβλήματα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού. Η βασική τεχνική που χρησιμοποιεί είναι branch and cut. Η επίλυση προβλημάτων ακέραιου ή μεικτού ακέραιου προγραμματισμού μεγάλης κλίμακας απαιτεί μεγάλη υπολογιστική δύναμη. Ο GUR0B1 επιλύει ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού επιλύοντας πρώτα το relaxed problem το οποίο είναι το κανονικό πρόβλημα με «χαλαρωμένους» τους περιορισμούς ακεραιότητας δηλαδή το relaxed πρόβλημα αντιμετωπίζει όλες τις μεταβλητές ως γραμμικές. Η λύση του relaxed προβλήματος δίνεται ως αρχική τιμή ώστε να ξεκινήσει η μέθοδος brunch and cut του μεικτού ακέραιου προγραμματισμού. Αυτή η μέθοδος επιλύει σειρά υπο-προβλημάτων μέχρι την τελική ακέραιη λύση. Τέλος επιλύει το “fixed” πρόβλημα όπου όλες οι ακέραιες ή δυαδικές μεταβλητές είναι σταθερές. Το τελευταίο πρόβλημα χρησιμεύει ώστε να δώσει τις δυικές τιμές στους περιορισμούς.

Κεφάλαιο 5

5 Σενάρια ενεργειακού συστήματος

5.1 Ορισμός και κατασκευή σεναρίων για το ενεργειακό σύστημα

5.1.1 Εισαγωγή – Κλιματική ουδετερότητα και στόχοι για το 2050

Στο πλαίσιο της συμφωνίας του Παρισιού για την ενέργεια και το κλίμα που πραγματοποιήθηκε το Δεκέμβριο του 2015, η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) δεσμεύτηκε να περιορίσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (GHG) σε επίπεδα που θα εξασφαλίσουν τη διατήρηση της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη κάτω από τους 2 °C σε σχέση με τη θερμοκρασία της προβιομηχανικής εποχής. Η συμφωνία του Παρισιού, καθώς επίσης και η έκθεση του IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) επιβεβαιώνουν ότι περαιτέρω προσπάθειες θα πρέπει να λάβουν χώρα, ώστε η αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη να συγκρατηθεί στους 1.5 °C, για να αποφευχθεί η πιθανότητα εμφάνισης ακραίων καιρικών φαινομένων στο μέλλον (IPCC, 2018). Επισημαίνουν επίσης, ότι η μείωση των εκπομπών είναι πολύ πιο επιτακτική και επείγουσα απ' ό,τι αρχικά προέβλεπαν οι επιστήμονες ενώ παράλληλα καταλήγουν στο συμπέρασμα ότι η επόμενη δεκαετία θα είναι καθοριστικής σημασίας για την επίτευξη των συγκεκριμένων περιβαλλοντικών στόχων.

Σύμφωνα με αναλύσεις του IPCC και της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η επιδίωξη της διατήρησης της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη στους 2 °C υλοποιείται με τη μείωση των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου που αναλογούν στην Ευρώπη σε ποσοστό, μεταξύ 80 και 85% μέχρι το 2050 σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 (European Commission, 2011). Ωστόσο, για τη διατήρηση της αύξησης της θερμοκρασίας στον 1.5 °C είναι αναγκαίο η μείωση να αγγίξει τουλάχιστον το 95%, συγκριτικά με το έτος 1990, με στόχο τον μηδενισμό των καθαρών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (net GHG emissions). Με απλά λόγια, αυτός ο στόχος μεταφράζεται σε κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050.

Η κλιματική ουδετερότητα αφορά όλες τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (GHG) και όχι μόνο τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂). Τα αέρια του θερμοκηπίου περιλαμβάνουν το διοξείδιο του άνθρακα, που εκπέμπεται από την καύση ορυκτών καυσίμων (όσον αφορά τον ενεργειακό τομέα), το διοξείδιο του άνθρακα που εκπέμπεται από βιομηχανικές διεργασίες (χωρίς καύση, για παράδειγμα κατά την παραγωγή υλικών όπως το ατσάλι και προϊόντων που χρησιμοποιούνται στη χημική βιομηχανία) και άλλα αέρια (οξείδια του θείου, νιτρικά οξείδια, μεθάνιο κ.α.), που εκπέμπονται από πλήθος άλλων διεργασιών (π.χ. αγροτική παραγωγή, κτηνοτροφία κ.α.). Στο πλαίσιο της κλιματικής ουδετερότητας, οι τυχόν εναπομένουσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ορισμένων τομέων θα πρέπει με διάφορους τρόπους να αντισταθμίζονται με την απορρόφηση των εκπομπών αυτών από άλλους τομείς, όπως για παράδειγμα στους τομείς της χρήσης γης, της γεωργίας και γενικότερα των εκτάσεων πρασίνου (π.χ δάση). Η αποθήκευση σε υπόγειους σχηματισμούς ή σε υλικά του διοξειδίου του άνθρακα που δεσμεύεται από τον αέρα ή από καύση βιομάζας θεωρείται ότι επίσης συμβάλλει στην ουδετερότητα ως προς το κλίμα. Τόσο η πρώτη μέθοδος όσο και η δεύτερη τεχνολογία δημιουργούν αρνητικές εκπομπές που είναι απαραίτητες για να οδηγηθούμε σε κλιματική ουδετερότητα μέχρι τα μέσα του επόμενου αιώνα (έως το 2050).

5.1.2 Διαφορετικές υποθέσεις στρατηγικής (Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα)

Με γνώμονα την επίτευξη του μακροπρόθεσμου στόχου του 1.5 °C το 2050, η Ευρωπαϊκή Ένωση, στα τέλη του Νοεμβρίου του 2018, δημοσίευσε ένα «στρατηγικό όραμα» στο οποίο αναλύεται για πρώτη φορά μία ευρωπαϊκή οικονομία με καθαρές μηδενικές εκπομπές έως το 2050 (European Commission, 2018). Στο συγκεκριμένο πακέτο πολιτικής με τίτλο «Καθαρή ενέργεια για όλους» παρουσιάζονται, αναλύονται και αξιολογούνται σενάρια μακροχρόνιας πολιτικής για την Ευρωπαϊκή Ένωση. Αρχικά, επισημαίνεται το μέγεθος των πιθανών επιπτώσεων λόγω της κλιματικής αλλαγής και τονίζεται η ανάγκη για περιορισμό των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου. Χρησιμοποιώντας μια σειρά διαφορετικών σεναρίων, που ο συνολικός τους αριθμός φτάνει τα οκτώ σενάρια, αξιολογούνται διάφορες εναλλακτικές στρατηγικές για τη μείωση των εκπομπών στην Ευρώπη τόσο σε επίπεδο 2 °C όσο και σε επίπεδο των 1.5 °C.

Η συγκεκριμένη ανάλυση καταλήγει σε προτεινόμενη κοινή δράση επτά τομέων στρατηγικής προτεραιότητας:

- 1) της ενεργειακής αποδοτικότητας
- 2) της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ)
- 3) των «καθαρών» και ασφαλών μεταφορών
- 4) της ανταγωνιστικής βιομηχανίας και την κυκλικής οικονομίας
- 5) των υποδομών και των διασυνδέσεων (π.χ. δίκτυα)

- 6) της βιο-οικονομίας
- 7) των συνθετικών καυσίμων και των τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα για την αντιστάθμιση των εναπομενουσών εκπομπών

Η ανάλυση επιπλέον, παρέχει ενδιαφέροντα στοιχεία και πληροφορίες για μία σειρά θεμάτων που σχετίζονται με την ανάγκη για επιπρόσθετη καινοτομία, το ρόλο των πολιτών (αλλαγή της συμπεριφοράς τους) και το ρόλο της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την κινητοποίηση και την ενίσχυση των απαραίτητων επενδύσεων. Προβλέπει επίσης, τις οικονομικές επιπτώσεις της μετατροπής της οικονομίας σε μια οικονομία απελευθερωμένη από εκπομπές έως το 2050, και ποσοτικοποιεί τους διαφόρους μετασχηματισμούς που είναι απαραίτητο να συμβούν στο ενεργειακό σύστημα.

Για την επίτευξη των μακροχρόνιων στόχων, καθοριστικός είναι ο ρόλος της επόμενης δεκαετίας, έως το 2030. Τα μέτρα που θα εφαρμοσθούν και θα επιβληθούν μέχρι τότε θα αποτελέσουν σημαντικό σημείο εκκίνησης για την επέκταση και την εφαρμογή των νέων ενεργειακών πολιτικών για το μακροχρόνιο ορίζοντα. Η ανάλυση της Ευρωπαϊκής Ένωσης αναδεικνύει ότι ο στόχος για τη μείωση εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου (GHG) συνολικά στην Ευρώπη σε ποσοστό τουλάχιστον του 40-45% για το έτος 2030, όπως είχε προταθεί παλαιότερα, θα πρέπει να αναθεωρηθεί ώστε να επιτευχθεί με βεβαιότητα η κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050. Για αυτό το λόγο, πρόσφατα σε νέα εξαγγελία στο πλαίσιο του EU Green Deal (Πακέτου Καθαρής Ανάπτυξης) προτείνονται πιο φιλόδοξοι στόχοι για το έτος 2030 (τουλάχιστον 50-55% μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου) (European Commission, 2020b), προκειμένου να συμβαδίζει ο ενεργειακός μετασχηματισμός με την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας μέχρι το 2050.

Τα μέτρα πολιτικής για την επίτευξη των στόχων του 2030 κατατάσσονται σύμφωνα με τον Carpos (Carpos et al., 2019) στην κατηγορία των αναμφιβόλως θετικών μέτρων («no-regret» επιλογές) και αποτελούν τις βασικές προτεραιότητες στρατηγικής για τις οποίες δεν υπάρχει λόγος να αμφιβάλλει κανείς για την εφαρμογή τους και κατά τη μακροχρόνια περίοδο (περίοδος 2030-2050). Στις πολιτικές αυτές, κατατάσσονται μέτρα για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας όλων των ενεργειακών τομέων, δίνοντας έμφαση στην αναβάθμιση των κτιριακών υποδομών (π.χ. εγκατάσταση μονώσεων στον κτιριακό τομέα), την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) σε όλους τους τομείς του ενεργειακού συστήματος, με ιδιαίτερη έμφαση την ηλεκτροπαραγωγή, στην κατάργηση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν άνθρακα (coal phase out), στον εξηλεκτρισμό των μεταφορών και της θέρμανσης (όπου είναι αυτό οικονομικά αποδοτικό), καθώς και στην προώθηση εναλλακτικών καυσίμων (π.χ. βιοκαύσιμα και βιοαέριο).

Η προσομοίωση των «no-regret» πολιτικών με τη χρήση υπολογιστικών εργαλείων (Carpos et al., 2019) έχει δείξει, ότι συμβάλουν ενεργά στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050, αλλά δεν είναι ικανές από μόνες τους να επιτύχουν κλιματική ουδετερότητα κατά την ίδια χρονική περίοδο. Ο συγκεκριμένος φιλόδοξος στόχος απαιτεί επιπρόσθετες πολιτικές που σχετίζονται με

τη ριζική αναδιάρθρωση και τον ολικό μετασχηματισμό του ενεργειακού συστήματος, καθώς επίσης και την προώθηση τεχνολογιών που δεν είναι ώριμες στις μέρες μας. Ουσιαστικά, οι συγκεκριμένες πολιτικές κατατάσσονται στην κατηγορία των πολιτικών που προκαλούν ανατρεπτικές αλλαγές («disruptive» επιλογές) και προτείνουν διαρθρωτικές αλλαγές στη δομή και τη λειτουργία των ενεργειακών συστημάτων, τόσο για τους καταναλωτές όσο και για τους παραγωγούς (Carros et al., 2019). Οι τεχνολογίες που υποστηρίζονται από τη συγκεκριμένη στρατηγική δεν είναι ακόμη ώριμες σε εμπορικό επίπεδο, ενώ υψηλή αβεβαιότητα περιβάλλει και το δυναμικό της εκμάθησής τους. Η ανάπτυξή τους εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις πολιτικές που διευκολύνουν τις επενδύσεις στις εν λόγω τεχνολογίες, καθώς επίσης και από τον όγκο των επενδύσεων που πραγματοποιείται.

Βασικές διαρθρωτικές επιλογές ενεργειακής φύσεως αποτελούν ο εξηλεκτρισμός στο μέγιστο βαθμό και η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας πέρα από τα συμβατικά επίπεδα (π.χ. κοινή χρήση οχημάτων, κυκλική οικονομία, παραγωγή δευτερογενών υλικών μέσω της ανακύκλωσης). Επίσης, το υδρογόνο και οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες συνθέτουν ένα αναπόσπαστο κομμάτι αυτών των διαρθρωτικών αλλαγών για το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα. Οι συγκεκριμένες επιλογές, είτε από μόνες τους ξεχωριστά είτε και σε συνδυασμό με τις υπόλοιπες, δύνανται να αποτελέσουν εναλλακτικούς τρόπους μετάβασης σε ένα ενεργειακό σύστημα μηδενικών εκπομπών στα μισά του αιώνα που διανύουμε. Όπως είναι αναμενόμενο, κάθε στρατηγική αντιμετωπίζει αβεβαιότητες που αφορούν την οικονομική και την εμπορική αβεβαιότητα των διαφόρων νέων τεχνολογιών, αλλά και αβεβαιότητες σχετικά με την επιβολή ριζικών αλλαγών στο ενεργειακό σύστημα και τις ενεργειακές αγορές. Ωστόσο, τα οφέλη της κάθε μίας επιλογής είναι σημαντικά και παρουσιάζονται αναλυτικά στα επόμενα υπο-κεφάλαια. Συνεπώς, η ανάλυση αυτών των εναλλακτικών λύσεων, καθώς και η μεταξύ τους σύγκριση αποτελεί το κύριο αντικείμενο της μελέτης για τη χάραξη μακροχρόνιας στρατηγικής για τον ενεργειακό τομέα.

Ο εξηλεκτρισμός κατηγοριοποιείται και αυτός στις «no-regret» επιλογές όταν αφορά ενεργειακούς τομείς ή χρήσεις στις οποίες η κατανάλωση ηλεκτρισμού είναι οικονομικά και τεχνολογικά εφικτή. Ωστόσο, ο εξηλεκτρισμός σε μέγιστα επίπεδα αποτελεί ταυτόχρονα, μία φιλόδοξη αλλά και αβέβαιη επιλογή. Σύμφωνα με αυτή την επιλογή, η ηλεκτρική ενέργεια κυριαρχεί στις τελικές χρήσεις όλων των τομέων, κτιριακό τομέα, μεταφορές, αγροτικό τομέα, συμπεριλαμβανομένης και της βιομηχανίας. Η πλειονότητα των τεχνολογιών που χρησιμοποιούν ηλεκτρισμό είναι ώριμες στις μέρες μας (π.χ. αντλίες θερμότητας, ηλεκτρικά οχήματα, ηλεκτρικά τρένα, βιομηχανικές χρήσεις χαμηλής θερμοκρασίας) και πολύ πιο αποδοτικές σε σύγκριση με τις συμβατικές τεχνολογίες, οι οποίες χρησιμοποιούν μηχανές εσωτερικής καύσης. Η χρήση ηλεκτρισμού έχει ως θετικό αποτέλεσμα τη δημιουργία ενός αποδοτικότερου ενεργειακού συστήματος, μιας και οι ηλεκτρικές μηχανές χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση. Ωστόσο, υπάρχει σημαντική αβεβαιότητα για τη μελλοντική ανάπτυξη νέων τεχνολογιών που είναι απαραίτητες για να επιτευχθεί ο εξηλεκτρισμός του ενεργειακού συστήματος στο μέγιστο βαθμό, ώστε να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες στο σύνολο του ενεργειακού συστήματος. Για παράδειγμα, οι περισσότερες από αυτές τις

νέες τεχνολογίες π.χ. ηλεκτρικά φορτηγά, ηλεκτρικά αεροσκάφη, ηλεκτρικά πλοία, αντλίες θερμότητας υψηλής θερμοκρασίας, πλήρως ηλεκτρικές βιομηχανικές διεργασίες κ.α. αποτελούν τεχνολογίες που δε βρίσκονται σε ώριμο στάδιο και αφορούν ένα μεγάλο εύρος εφαρμογών του ενεργειακού συστήματος. Πιο συγκεκριμένα, θα λέγαμε ότι βρίσκονται σε στάδιο εργαστηριακής ανάπτυξης και μόνο λίγες από αυτές βρίσκονται σε στάδιο επίδειξης (Brelje & Martins, 2019; IEA HPP-IETS, 2011; Jordbakke et al., 2018).

Όπως είναι αναμενόμενο, ο εξηλεκτρισμός του μεγαλύτερου μέρους των τελικών χρήσεων θα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα συνολικά. Παρόλα αυτά, λόγω του ότι οι τεχνολογίες ηλεκτρισμού είναι αποδοτικές, η αύξηση της ζήτησης ενέργειας συνολικά είναι μετριασμένη σε σχέση με τις υπόλοιπες εναλλακτικές μακροχρόνιες στρατηγικές. Τα υψηλά επίπεδα όμως της ζήτησης ηλεκτρισμού σε τομείς που έχουν διαφορετικές καμπύλες φορτίων αλλάζουν το προφίλ της ηλεκτρικής ζήτησης και οδηγούν σε μία ισχυρή εποχιακή διακύμανση του φορτίου, η οποία σε συνδυασμό με την υψηλή μεταβλητότητα των ΑΠΕ θα έχει ως αποτέλεσμα τη μεγάλη αύξηση των αναγκών ευελιξίας. Σημαντικές επενδύσεις σε συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. μπαταρίες, αντλησιοταμίευση, αποθήκευση ενέργειας συμπιεσμένου αέρα - CAES), καθώς επίσης και σε επεκτάσεις των δικτύων μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι αναγκαίες για να διασφαλιστεί η λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος στην περίπτωση του εξηλεκτρισμού του συστήματος στο μέγιστο βαθμό. Ιστορικά, οι ανάγκες ευελιξίας καλύπτονταν από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, τους θερμικούς σταθμούς και τις διασυνδέσεις. Ωστόσο, στο μέλλον η χημική αποθήκευση σε συνδυασμό με τις διασυνδέσεις θα παίξουν καθοριστικό ρόλο για την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος όπου ο εξηλεκτρισμός πραγματοποιείται σε όλες τις ενεργειακές χρήσεις.

Η ανάγκη για την επίτευξη του στόχου μηδενικών εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου το 2050, επαναφέρει την ιδέα της «**Οικονομίας Υδρογόνου**» («Hydrogen Economy»), η οποία συζητήθηκε ευρέως κυρίως τη δεκαετία του 1970 (Bockris, 2013). Στις μέρες μας, η διαθέσιμη τεχνολογία μπορεί να υποστηρίξει τη χρήση υδρογόνου σχεδόν σε όλους τους τομείς του ενεργειακού συστήματος. Όπως είναι αναμενόμενο, η χρήση υδρογόνου είναι εφικτό να καλύψει όλες τις ενεργειακές ανάγκες μελλοντικά στη βιομηχανία και να αντικαταστήσει παντελώς τη χρήση των ορυκτών καυσίμων (π.χ. για την παραγωγή θερμότητας υψηλής και χαμηλής ενθαλπίας, για την απευθείας αναγωγή των σιδηρομεταλλευμάτων, για χρήσεις στη χημική βιομηχανία, καθώς και για τη συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού). Οι κυψέλες καυσίμου έχουν τη δυνατότητα να χρησιμοποιηθούν σε όλα τα είδη οχημάτων μεταφοράς, ακόμα και σε πλοία και τρένα. Σχετικά με τις αερομεταφορές, διερευνάται ωστόσο ακόμα κατά πόσο είναι εφικτό ένα αεροσκάφος με υδρογόνο να φτάσει στην απαιτούμενη τεχνολογική ωρίμανση (Shell, 2017). Στον οικιακό τομέα, το υδρογόνο μπορεί να αντικαταστήσει πλήρως τα ορυκτά καύσιμα που χρησιμοποιούνται για τη θέρμανση και για το μαγείρεμα. Το βασικό μειονέκτημα της συγκεκριμένη επιλογής έγκειται στο ότι οι καταναλωτές θα πρέπει να επωμιστούν το κόστος της αλλαγής του εξοπλισμού τους (π.χ. των συσκευών), λόγω του ότι απαιτείται νέος εξοπλισμός που θα μπορεί να καταναλώνει υδρογόνο (Quarton & Samsatli, 2018).

Πίνακας 5-1: Συνοπτική περιγραφή τριών εναλλακτικών υποθέσεων στρατηγικής για ένα ενεργειακό σύστημα μηδενικών εκπομπών

	Μέγιστα επίπεδα ηλεκτρισμού	Υδρογόνο (H₂)	Συνθετικοί Υδρογονάνθρακες
«Disruptive» Επιλογές	Ηλεκτρικά αεροσκάφη/ πλοία/φορτηγά, αντλίες θερμότητας σε βιομηχανικούς τομείς	Άμεση χρήση H ₂ σε βιομηχανικές χρήσεις, έγχυση του H ₂ σε αγωγούς αερίου, χρήση H ₂ σε μεγάλα φορτηγά	Ανάπτυξη τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων (Power-to-X)
Βασικές Αβεβαιότητες	Η τεχνολογική ωρίμανση και η μείωση του κόστους τεχνολογιών που χρησιμοποιούν ηλεκτρική ενέργεια	Υψηλό κόστος μεταφοράς, διανομής και αποθήκευσης H ₂ , αντικατάσταση συσκευών. Ασφάλεια και αβεβαιότητα σχετικά με την κοινωνική αποδοχή. Σημαντική αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.	Υψηλό κόστος δέσμευσης CO ₂ - σημαντική αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (υψηλές απώλειες)
Οφέλη	Αποδοτικότερο ενεργειακό σύστημα λόγω της αυξημένης χρήσης ηλεκτρισμού στους τελικούς καταναλωτές - περιορισμένη αύξηση ηλεκτρισμού	Μπορεί θεωρητικά να καλύψει το σύνολο της ζήτησης και τις ανάγκες αποθήκευσης σε προσιτό κόστος	Διατηρούνται και αξιοποιούνται οι υπάρχουσες υποδομές (π.χ. δίκτυα αερίου). Οι τελικοί καταναλωτές δεν απαιτείται να αλλάξουν τον τεχνολογικό τους εξοπλισμό (π.χ. αυτοκίνητα).

Παράλληλα, η στρατηγική προώθησης του **υδρογόνου** προϋποθέτει την περαιτέρω ανάπτυξη υποδομών μεταφοράς και διανομής του, έτσι ώστε να μπορεί να χρησιμοποιείται ευρέως. Εξακολουθεί να υπάρχει μεγάλη αβεβαιότητα σχετικά με το κόστος μετατροπής και ενίσχυσης του δικτύου φυσικού αερίου, η οποία είναι απαραίτητη για να είναι εφικτή η μεταφορά του, καθώς και για τις επενδύσεις που απαιτούνται σε υποδομές αποθήκευσης (IEA, 2015). Το υδρογόνο έχει τη δυνατότητα να παρέχει μια ευέλικτη υπηρεσία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με ημερήσιους ή ακόμα και εποχιακούς κύκλους αποθήκευσης. Η εποχιακή αποθήκευση είναι και το σημαντικό χαρακτηριστικό της συγκεκριμένης ενεργειακής μορφής. Ένα βασικό μειονέκτημα ωστόσο, σχετικά με τη χρήση του υδρογόνου στο μέγιστο βαθμό στο ενεργειακό σύστημα, είναι τα ζητήματα κοινωνικής αποδοχής που μπορεί να προκύψουν που αντικατοπτρίζουν ανησυχίες σχετικά με την ασφάλεια χρήσης του συγκεκριμένου καυσίμου. Το υδρογόνο αποτελεί ένα εξαιρετικά εύφλεκτο καύσιμο, άοσμο που μπορεί να γίνει επικίνδυνο σε περίπτωση διαφυγής του, ειδικά σε κλειστούς χώρους.

Στον αντίποδα, η στρατηγική ενίσχυσης των **συνθετικών καυσίμων** (συνθετικό μεθάνιο και συνθετικοί υγροί υδρογονάνθρακες) αποτελούν μία επιλογή

που αντιμετωπίζει αποτελεσματικά τα μειονεκτήματα της στρατηγικής ενίσχυσης του υδρογόνου, που σχετίζονται με την μετατροπή των συστημάτων διανομής, καθώς και την αλλαγή του εξοπλισμού των τελικών χρήσεων. Οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων δεν είναι καινούργιες (Schobert, 1990), αλλά παρόλα αυτά απέχουν πολύ από την εμπορική τους ωρίμανση. Στην Ευρώπη λειτουργούν ήδη αρκετές πιλοτικές μονάδες, ωστόσο η χαμηλή απόδοση της διεργασίας παραγωγής τους και το εκτιμώμενο κόστος του παραγόμενου προϊόντος δε συμβάλλουν στην ανταγωνιστικότητά τους. Για παράδειγμα, στις μέρες μας το κόστος παραγωγής ενός συνθετικού καυσίμου είναι τουλάχιστον δύο ή τρεις φορές ακριβότερο από τα αντίστοιχα ορυκτά καύσιμα. Ωστόσο, σε σχέση με τα ορυκτά καύσιμα έχουν αρκετά μικρότερο ανθρακικό αποτύπωμα, βέβαια κάτω από συγκεκριμένες προϋποθέσεις. Είναι σημαντικό τόσο το υδρογόνο όσο και τα μόρια του διοξειδίου του άνθρακα, που χρησιμοποιούνται ως πρώτη ύλη για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων, να έχουν μηδενικό κλιματικό αποτύπωμα (net zero climate footprint) σε όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής τους, ώστε να επιτευχθεί η ουδετερότητα άνθρακα στο ενεργειακό σύστημα (Rosa, 2017). Επομένως, τόσο το υδρογόνο όσο και το διοξείδιο του άνθρακα πρέπει να προέρχονται από συγκεκριμένες τεχνολογίες και συγκεκριμένες πηγές. Τέτοιες τεχνολογίες αφορούν τη δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) από την ατμόσφαιρα (Direct Air Capture – DAC) (Holmes & Keith, 2012; Ishimoto et al., 2017; Simon et al., 2011) ή τη χρήση άνθρακα από βιογενείς πηγές (Smith et al., 2016) (π.χ. βιομάζα) ή το CO₂ να προκύπτει ως παραπροϊόν της αναβάθμισης του βιοαερίου σε βιομεθάνιο. Επίσης, είναι αναγκαίο το υδρογόνο να παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (π.χ. μέσω της χρήσης ηλεκτρόλυσης). Συνεπώς, τεχνολογίες όπως οι DAC και οι τεχνολογίες δέσμευσης βιογενούς CO₂ θα πρέπει να εξαλείψουν τις τεχνολογικές και οικονομικές αβεβαιότητές τους.

Επιπρόσθετα, μια βασική αβεβαιότητα που σχετίζεται με την ευρεία ανάπτυξη των συνθετικών καυσίμων είναι η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για την παραγωγή τους. Η ηλεκτρική ενέργεια που είναι αναγκαία για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων είναι περισσότερη από αυτή που απαιτείται για την παραγωγή υδρογόνου, λόγω των μεγάλων απωλειών που σχετίζεται με διαδικασία παραγωγής τους. Συνεπώς, η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να φθάσει σε μη βιώσιμα επίπεδα, εάν τα συνθετικά καύσιμα αντικαταστήσουν πλήρως τις ποσότητες ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούνται σήμερα. Για αυτόν ακριβώς το λόγο, πρέπει να ακολουθηθεί μια στρατηγική συνθετικών υδρογονανθράκων σε συνδυασμό με ισχυρές δράσεις στην ενεργειακή αποδοτικότητα και στον εξηλεκτρισμό τελικών χρήσεων, όπου αυτό είναι οικονομικά αποδοτικό, ώστε να περιοριστεί η μελλοντική ζήτηση συνθετικών καυσίμων όσο το δυνατόν περισσότερο και κυρίως σε τομείς όπου δεν υπάρχει κάποια άλλη οικονομικά αποδοτική επιλογή.

Στον πίνακα (Πίνακας 5-1), παρουσιάζονται αναλυτικά οι τρεις βασικές εναλλακτικές στρατηγικές που επιφέρουν διαρθρωτικές αλλαγές στο ενεργειακό σύστημα και αποτελούν ένα αναπόσπαστο κομμάτι μιας στρατηγικής για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας στην Ευρώπη μέχρι το 2050. Αυτές οι επιλογές συνθέτουν και τους βασικούς πυλώνες για την κατασκευή των σεναρίων που παρουσιάζονται, αναλύονται και ποσοτικοποιούνται στη συγκεκριμένη εργασία.

Επιπρόσθετα, αναδεικνύονται και αναλύονται οι αβεβαιότητες τις οποίες καλούνται να αντιμετωπίσουν οι εν λόγω τεχνολογίες για να αποκτήσουν τη δυνατότητα να διεισδύσουν στο ηλεκτρικό σύστημα. Επιπλέον, προβάλλονται και μια σειρά από οφέλη που επιφέρει η εμφάνισή τους για το σύνολο του ενεργειακού συστήματος. Εν ολίγοις, ο παραπάνω πίνακας αποτελεί μια συνοπτική περιγραφή των διαρθρωτικών αλλαγών που λαμβάνονται υπόψη στις διαφορετικές στρατηγικές που θα αναλυθούν και πιο κάτω.

5.2 Σκοπός του παρόντος κεφαλαίου

Ο σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι να αναλύσει με ποσοτικό τρόπο τους μακροπρόθεσμους στόχους της Ελλάδας για την κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050. Ακολουθώντας το πλαίσιο πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενέργεια και το κλίμα σχετικά με τη μείωση των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου, τόσο στο πλαίσιο της επιδίωξης των 2 °C, όσο και για την κλιματική ουδετερότητα (σενάρια 1.5 °C), το παρόν κεφάλαιο εξετάζει εναλλακτικές μακροχρόνιες στρατηγικές ενεργειακής πολιτικής. Η μελέτη που πραγματοποιείται θέτει ως στόχο τη διεξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με ένα βαθύ μετασχηματισμό που είναι αναγκαίος να πραγματοποιηθεί στο ενεργειακό σύστημα της χώρας. Η ποσοτικοποίηση των διαφόρων σεναρίων - εναλλακτικών στρατηγικών γίνεται με τη χρήση του μοντέλου που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διδακτορικής διατριβής (Κεφάλαιο 4).

Τα εναλλακτικά σενάρια ενεργειακής πολιτικής που εξετάζονται στο κεφάλαιο αυτό, επικεντρώνονται στην ανάλυση της μετάβασης προς μια κλιματικά ουδέτερης οικονομίας κατά το διάστημα 2030-2050 (μακροπρόθεσμη περίοδος). Η ανάλυση δεν έχει ως αντικείμενο μελέτης την περίοδο 2020-2030 (μεσοπρόθεσμη περίοδος). Μέχρι το 2030 σε όλα τα σενάρια εφαρμόζονται οι ίδιες πολιτικές και ικανοποιούνται οι στόχοι μείωσης αερίων του θερμοκηπίου (GHG) που έχει θέσει η Ελλάδα (40-45% μείωση για το έτος 2030). Το μίγμα των πολιτικών και των τεχνολογιών, που συνέβαλαν στην επίτευξη των στόχων για το έτος 2030, αποτελεί τη βάση για το σχεδιασμό των νέων πολιτικών και την ενίσχυση των υφιστάμενων.

Η πρωτοτυπία του μοντέλου που χρησιμοποιείται έγκειται στο γεγονός ότι αναλύει το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας σε επίπεδο περιφερειών. Κάθε περιφέρεια αποτελεί ένα ξεχωριστό γεωγραφικό κόμβο που επικοινωνεί με τις γύρω περιφέρειες για την ανταλλαγή ενεργειακών μορφών μέσω των δικτύων (π.χ. ηλεκτρικό δίκτυο και δίκτυο φυσικού αερίου). Όλος ο ενεργειακός τομέας της Ελλάδας επιλύεται ταυτόχρονα, περιλαμβάνοντας το σύνολο των σταδίων παραγωγής ενεργειακών μορφών και προσομοιώνοντας το εμπόριο μεταξύ των περιφερειών της χώρας. Ωστόσο, οι στόχοι τίθενται σε επίπεδο χώρας και όχι περιφέρειας. Μέσω του συγκεκριμένου μοντέλου, ποσοτικοποιούνται οι επιπτώσεις της εκάστοτε πολιτικής, υπολογίζοντας το συνολικό κόστος του ενεργειακού συστήματος. Όπως είναι φυσικό, η κοστολόγηση των δράσεων αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι μιας ενεργειακής μελέτης και φέρει ειδικό βάρος κατά τη θεσμοθέτηση των διαφόρων πολιτικών. Επιπλέον, εξετάζεται η αλληλεπίδραση διαφορετικών τομέων του ενεργειακού

συστήματος, καθώς και περιοχών με διαφορετικά χαρακτηριστικά (π.χ. περιοχές με διαφορετικό δυναμικό ΑΠΕ). Παράλληλα, εξετάζεται κατά πόσο είναι εφικτό να εφαρμοστούν εναλλακτικές στρατηγικές, λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς των δικτύων, οι οποίοι προσομοιώνονται λεπτομερώς στο μοντέλο.

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται οκτώ σενάρια ενεργειακής πολιτικής και ένα σενάριο βάσης και εξετάζονται οι εναλλακτικές μακροχρόνιες στρατηγικές χωρίς όμως να προκρίνονται ή να αποκλείονται τεχνολογίες και πολιτικές. Συγκεκριμένα, αναλύονται οι προκλήσεις, οι απαιτήσεις και οι δυνατότητες του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας για την επίτευξη συγκεκριμένων περιβαλλοντικών στόχων για το 2050. Τα σενάρια χωρίζονται σε δύο βασικές κατηγορίες: α) σε σενάρια μη δραστηκής μείωσης των εκπομπών (**σενάρια 2 °C**) και β) σε σενάρια δραστηκής μείωσης των εκπομπών (**σενάρια 1.5 °C**). Όπως παρουσιάζεται παρακάτω, η βασική τους διαφορά έγκειται στη χρονική περίοδο όπου επιτυγχάνεται η κλιματική ουδετερότητα, όπου στο σενάριο δραστηκής μείωσης εκπομπών να προβλέπεται ότι λαμβάνει χώρα 20 με 25 χρόνια νωρίτερα από τα σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών.

5.2.1 Χάραξη πολιτικής με τη χρήση σεναρίων

Όπως έχει αναλυθεί και προηγουμένως, σημαντική πληροφορία για όσους λαμβάνουν σημαντικές αποφάσεις είναι η πρόβλεψη των επιπτώσεων του εκάστοτε πακέτου πολιτικών που θα εφαρμοστούν τόσο για τους τομείς της ζήτησης όσο και της παραγωγής ενεργειακών μορφών, καθώς επίσης και η γνώση σχετικά με την εξέλιξη των επιπέδων της ζήτησης ενέργειας τα επόμενα χρόνια. Για το λόγο αυτό, έχει εμφανιστεί η ανάγκη για να προσεγγίζεται ο τομέας της ενέργειας μέσω της ποσοτικοποίησης διαφόρων σεναρίων, τα οποία περιλαμβάνουν μία σειρά από πολιτικές σχετικά με περιβαλλοντικούς στόχους που αφορούν είτε το σύνολο του ενεργειακού τομέα είτε κάθε ενεργειακό κλάδο/τομέα ξεχωριστά.

Η ποσοτικοποίηση αυτών των σεναρίων επιτυγχάνεται με τη χρήση υπολογιστικών εργαλείων, γνωστά και ως μαθηματικά μοντέλα. Ανάλογα με τις ανάγκες της κάθε μελέτης τα μοντέλα αυτά είτε εστιάζουν σε ένα συγκεκριμένο ενεργειακό κλάδο (π.χ. βιομηχανικό τομέα, μεταφορές), είτε καλύπτουν ένα σύνολο κλάδων όπως στην συγκεκριμένη διατριβή ή το σύνολο του ενεργειακού συστήματος. Λόγω του ότι την τελευταία δεκαετία η κλιματική αλλαγή είναι βασικό θέμα συζήτησης στην πολιτική ατζέντα (συζητήσεις γύρω από σενάρια 2 °C και 1.5 °C) είναι αναγκαίο να γίνουν οι σωστές δράσεις για να επιτευχθούν αυτοί οι στόχοι. Ο συγκεκριμένος μετασχηματισμός έχει ως συνέπεια τη ριζική αλλαγή τόσο του τομέα παραγωγής ενέργειας (π.χ. ηλεκτρικός τομέας), όσο και των κλάδων ζήτησης (π.χ. βιομηχανία, μεταφορές κ.α.). Συνεπώς, είναι απαραίτητο να αναλυθεί και να παρουσιαστεί μια συνολική εικόνα για τις επιπτώσεις αυτού του μετασχηματισμού σε όλο το ενεργειακό σύστημα. Στην παρούσα διατριβή η ανάλυσή μας εστιάζεται στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα.

Για την κατάστρωση των διαφόρων ενεργειακών σεναρίων χρησιμοποιούνται κοινές υποθέσεις για την ανάπτυξη της οικονομίας (πορεία του ΑΕΠ), την αύξηση του πληθυσμού και της κλαδικής ανάπτυξης στη χώρα (**Πίνακας 5-2**). Επιπλέον, θεωρήθηκαν κοινές υποθέσεις εξέλιξης των διεθνών τιμών φυσικού αερίου και πετρελαίου για όλα τα σενάρια, προκειμένου να υπάρχει η δυνατότητα σύγκρισης. Σχετικά με την εξέλιξη των τιμών φυσικού αερίου παρατηρείται σταδιακή αποδέσμευση των τιμών από τον ρυθμό αύξησης των τιμών πετρελαίου. Στην διαμόρφωση των τιμών φυσικού αερίου σημαντικό ρόλο διαδραμάτισε το υγροποιημένο φυσικό αέριο, το οποίο διατίθεται σε χαμηλές τιμές ενώ παράλληλα ενισχύει την ασφάλεια εφοδιασμού της ελληνικής αγοράς. Είναι αξιοσημείωτο ότι από τις αρχές του 2019 κεντρικό ρόλο στη διαμόρφωση της αγοράς έπαιξαν οι χαμηλές τιμές του LNG, γεγονός που εξηγεί γιατί οι εισαγωγές του ξεπέρασαν εκείνες του αερίου που φτάνει στη χώρα μας μέσω αγωγών.

Πίνακας 5-2: Εξέλιξη κοινωνικοοικονομικών στοιχείων, διεθνών τιμών πετρελαίου, φυσικού αερίου και άνθρακα για όλα τα σενάρια

	2015	2030	2050
Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν (δισ Ευρώ)	185.3	245.4	354.1
Πληθυσμός (Εκατομμύρια)	10.9	10.4	9.6
Τιμή πετρελαίου (Ευρώ το toe)	340	600	717
Τιμή φυσικού αερίου (Ευρώ το toe)	294	317	380
Τιμή άνθρακα (Ευρώ το toe)	85	112	137

Στις περισσότερες μελέτες καταστρώνεται ένα σενάριο βάσης, το οποίο αντικατοπτρίζει τις ισχύουσες πολιτικές χωρίς να ενσωματώνει νέες ενεργειακές πολιτικές που αναμένεται ότι θα εφαρμοστούν στο μέλλον. Η ύπαρξη αυτού του σεναρίου βοηθάει τους αποφασίζοντες να αξιολογήσουν τις επιπτώσεις των πολιτικών που βρίσκονται ήδη σε ισχύ και αφορούν τους περιβαλλοντικούς στόχους, ποιες τεχνολογίες θα πρέπει να ενισχυθούν ώστε να επιτευχθούν αυτοί οι στόχοι, καθώς και ποια μέτρα θα πρέπει να ληφθούν. Επιπρόσθετα, το σενάριο αυτό αποτελεί μια βάση σύγκρισης για τα υπόλοιπα σενάρια που εξετάζονται. Μία αντίστοιχη μεθοδολογία ακολουθείται και στη συγκεκριμένη εργασία.

Το ενεργειακό σύστημα αποτελείται από τους τομείς της τελικής κατανάλωσης και τους τομείς παραγωγής και διάθεσης ενέργειας. Η συγκεκριμένη εργασία εστιάζεται στο τομέα της παραγωγής και διάθεσης όλων των ενεργειακών μορφών μέσω των δικτύων στους τελικούς καταναλωτές. Η τελική κατανάλωση των τομέων ζήτησης του ενεργειακού συστήματος (βιομηχανία, κτιριακός τομέας, αγροτικός τομέας και τομέας μεταφορών) αποτελεί είσοδο του μοντέλου από το μοντέλο του PRIMES. Πιο συγκεκριμένα, σχεδιάστηκαν και αναλύθηκαν τα συγκεκριμένα σενάρια στο μοντέλο του PRIMES το οποίο υπολόγισε την τελική κατανάλωση όλων των τομέων της ζήτησης και για κάθε ενεργειακή μορφή και σε επίπεδο χώρας και σε ετήσια βάση μέχρι το έτος 2050. Η τελική ζήτηση σε ετήσια βάση αποτέλεσε είσοδο για το μοντέλο της εν λόγω διατριβής στο οποίο εφαρμόστηκε μία μεθοδολογία ανάλυσης της ζήτησης σε περιφέρειες με τη χρήση δεικτών ανά περιφέρεια όπως πληθυσμός, ακαθάριστη

προστιθέμενη αξία των υπηρεσιών και των βιομηχανιών στην κάθε περιοχή. Χρησιμοποιήθηκαν επίσης καμπύλες φορτίου για κάθε έναν τομέα της ζήτησης και για κάθε καύσιμο ξεχωριστά προκειμένου να αναλυθεί η ζήτηση σε ωριαία βάση.

5.3 Σενάρια μη δραστηκής μείωσης των εκπομπών (σενάρια 2 °C)

Τα σενάρια που παρουσιάζονται στη συγκεκριμένη υπο-ενότητα είναι σενάρια 2 °C που χαρακτηρίζονται ως σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών. Όλα τα σενάρια ανεξαρτήτων μακροχρόνιων πολιτικών που εφαρμόζονται επιτυγχάνουν σε επίπεδο χώρας τους στόχους που έχουν τεθεί από τον ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδας μέχρι το έτος 2030 (Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, 2019). Ωστόσο, βασικό αντικείμενο μελέτης της παρούσας διατριβής είναι οι δεκαετίες μετά το 2030, εστιάζοντας κυρίως στη μακροχρόνια περίοδο 2030-2050. Στα σενάρια 2 °C προβλέπεται ότι συνεχίζονται και ενισχύονται οι πολιτικές που χρησιμοποιήθηκαν ήδη για να επιτευχθούν οι στόχοι του 2030 και στον μακροχρόνιο ορίζοντα. Για παράδειγμα, η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ο εξηλεκτρισμός είναι βασικές δράσεις για την επίτευξη των μεσοπρόθεσμων περιβαλλοντικών στόχων. Ωστόσο, καθώς δεν επαρκούν για την επίτευξη των κλιματικών στόχων για το έτος 2050, επιπλέον καινοτόμες πολιτικές και τεχνολογίες εφαρμόζονται και αναπτύσσονται στον μακροχρόνιο ορίζοντα.

Στα συγκεκριμένα σενάρια, εξετάστηκαν και εφαρμόστηκαν οι διαρθρωτικές αλλαγές στο ενεργειακό σύστημα που παρουσιάστηκαν στην ενότητα 5.1.2. Οι αλλαγές αφορούν τους βασικούς πυλώνες μακροχρόνιας απανθρακοποίησης που είναι ο έντονος εξηλεκτρισμός, η ευρεία χρήση υδρογόνου και η χρήση συνθετικών υδρογονανθράκων. Σχεδιάστηκαν επομένως και ποσοτικοποιήθηκαν τα σενάρια εξηλεκτρισμού (Ele_2°C), υδρογόνου (H2_2°C) και συνθετικών καυσίμων (P2X_2°C). Οι υποθέσεις για το κάθε ένα από τα σενάρια 2 °C που προσομοιώνονται στην παρούσα διατριβή παρουσιάζονται στον **Πίνακα 5-3**. Στο σενάριο εξηλεκτρισμού (Ele_2°C), έγινε η θεώρηση ότι οι τεχνολογίες συνθετικών καυσίμων, υδρογόνου και βιομεθανίου δεν αναπτύσσονται στον απαιτούμενο βαθμό, ώστε να λάβουν μερίδιο στην ενεργειακή αγορά. Αντιθέτως, ο ηλεκτρισμός καταλαμβάνει μεγάλο μερίδιο στις τελικές χρήσεις όλων των τομέων της ζήτησης. Νέες τεχνολογίες όπως ηλεκτρικά αυτοκίνητα, λεωφορεία και αντλίες θερμότητας προωθούνται, καθώς επίσης αναπτύσσονται και τα απαραίτητα δίκτυα (π.χ. υποδομές φόρτισης). Στο σενάριο αυτό, δεν αναπτύσσονται καθόλου κλιματικά ουδέτερα καύσιμα στην τελική κατανάλωση, ενώ προβλέπεται επέκταση της εξοικονόμησης ενέργειας πέρα από τα συμβατικά επίπεδα. Τέλος, για την επίτευξη του στόχου μείωσης των εκπομπών, σημαντικό ρόλο θα διαδραματίσουν η βιομάζα και τα βιοκαύσιμα που είναι δυνατό να απανθρακοποιήσουν χρήσεις οι οποίες είναι εξαιρετικά δύσκολο και αβέβαιο τεχνικά να εξηλεκτριστούν (αερομεταφορές, πλοία, θερμικές διεργασίες στη βιομηχανία κ.α.).

Στα σενάρια υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων, πραγματοποιείται η υπόθεση ότι έχουν πραγματοποιηθεί οι κατάλληλες πολιτικές προώθησης με στόχο την ωρίμανση των τεχνολογιών που παράγουν κλιματικά ουδέτερα καύσιμα, υδρογόνο,

βιομεθάνιο και συνθετικούς υδρογονάνθρακες. Στο σενάριο υδρογόνου (H2_2°C), έγινε η υπόθεση ότι πραγματοποιήθηκε μία επιπλέον προώθηση των τεχνολογιών χρήσης υδρογόνου σε όλους τους τομείς (π.χ. κυψέλες καυσίμου). Παράλληλα, για την επίτευξη μείωσης του ανθρακικού αποτυπώματος του διανεμόμενου αερίου στους αγωγούς θεωρήθηκε ότι εγχέονται σημαντικές ποσότητες υδρογόνου και βιοαερίου στους αγωγούς αερίου.

Πίνακας 5-3: Βασικές υποθέσεις σεναρίων μη δραστηκής μείωσης εκπομπών - 2 °C

	Σενάριο Εξηλεκτρισμού (Ele_2°C)	Σενάριο Υδρογόνου (H2_2°C)	Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων (P2X_2°C)	Σενάριο Εξισορρόπησης (Comb_2°C)
Ενεργειακή Αποδοτικότητα	●	●	●	●
Εξηλεκτρισμός	●	●	●	●
Βιοκαύσιμα	●	●	●	●
Βιοαέριο	●	●	●	●
Συνθετικοί Υδρογονάνθρακες	●	●	●	●
Υδρογόνο	●	●	●	●

Σημείωση: Με μπλε χρώμα συμβολίζονται τα πολύ φιλόδοξα μέτρα, με πορτοκαλί τα φιλόδοξα και με γκρι θεωρείται ότι δεν υπάρχει κανένα πλαίσιο που να υποστηρίζει την εν λόγω τεχνολογία/στρατηγική.

Στο σενάριο συνθετικών καυσίμων (P2X_2°C), γίνεται η υπόθεση ότι προωθούνται σημαντικά και εξελίσσονται οι τεχνολογίες Power-to-X και επομένως οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες γίνονται ανταγωνιστικοί για τους τελικούς καταναλωτές και για την ηλεκτροπαραγωγή. Προωθείται επίσης η κατανάλωση υδρογόνου, χωρίς όμως να αγγίζει τα επίπεδα του προηγούμενου σεναρίου. Θεωρούνται επιπλέον σημαντικά ποσοστά κλιματικά ουδέτερων αερίων καυσίμων (συνθετικό μεθάνιο, υδρογόνο, βιοαέριο) τα οποία αναμιγνύονται στους αγωγούς με στόχο τη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος του αερίου που διανέμεται μέσω των αγωγών.

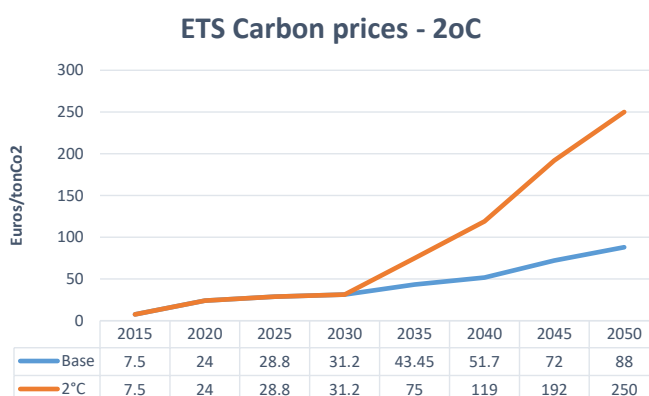
Κοινό χαρακτηριστικό των σεναρίων υδρογόνου (H2_2°C) και συνθετικών καυσίμων (P2X_2°C) αποτελούν οι φιλόδοξες πολιτικές για την ενίσχυση της ενεργειακής απόδοσης καθώς και του εξηλεκτρισμού του τομέα μεταφορών. Στην αντίθετη περίπτωση, ο όγκος της ηλεκτροπαραγωγής θα κινούνταν σε μη εφικτά επίπεδα, δεδομένου ότι μέσω του ηλεκτρισμού παράγονται τα συνθετικά καύσιμα. Η προώθηση των πολιτικών ενεργειακής αποδοτικότητας και εξηλεκτρισμού είναι εμφανώς πιο μετριασμένα από το σενάριο ηλεκτρισμού (Ele_2°C).

Τέλος, στην ομάδα σεναρίων μη δραστηκής μείωσης εκπομπών, εφαρμόστηκε και μελετήθηκε το σενάριο εξισορρόπησης (Comb_2°C). Στο σενάριο αυτό, προωθείται και διασφαλίζεται η χρήση της κατάλληλης τεχνολογίας στο κάθε τομέα και στην κάθε χρήση προκειμένου να αποφευχθεί η χρήση τεχνολογιών που είναι απίθανο να ωριμάσουν στο μέλλον. Η ιδέα της εξισορροπημένης τεχνολογικής εφαρμογής στο μέλλον οδήγησε στην κατάστρωση του ισορροπημένου σεναρίου, το οποίο συνδυάζει

τις πλέον οικονομικά συμφέρουσες εφαρμογές σε όλους τους τομείς του ενεργειακού συστήματος, που διερευνήθηκαν στα τρία προηγούμενα σενάρια (εξηλεκτρισμού, υδρογόνου, συνθετικών καυσίμων).

Σε όλα τα σενάρια πραγματοποιείται η θεώρηση ότι εφαρμόζεται ο μηχανισμός σταθεροποίησης του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (market stability reserve), προκειμένου να μειωθούν τα διαθέσιμα δικαιώματα εκπομπών και να επιτευχθεί ο μηδενισμός των εκπομπών το 2050 στους τομείς που υπάγονται στο ETS. Οι τομείς αυτοί είναι κυρίως η ηλεκτροπαραγωγή, οι αερομεταφορές και διάφοροι τομείς της βιομηχανίας. Για την προσαρμογή των δικαιωμάτων εκπομπών, οι τιμές του διοξειδίου του άνθρακα αναμένεται να αυξηθούν σημαντικά μετά το 2030, εκφράζοντας με αυτόν τον τρόπο τη σπανιότητα εύρεσης δικαιωμάτων εκπομπής. Οι τιμές όπως παρουσιάζονται στο **Σχήμα 5-1** για τα σενάρια 2 °C, παρουσιάζουν σημαντική αύξηση συγκριτικά με το σενάριο βάσης (Base) σε βάθος χρόνου.

Σχήμα 5-1: Εξέλιξη τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα-Σενάρια 2°C



Τα επίπεδα εκπομπών στα σενάρια 2 °C βασίζονται στους επίσημους ευρωπαϊκούς στόχους για μείωση των εκπομπών τουλάχιστον κατά 80% μέχρι το 2050, σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Η ένταση της εφαρμογής των μέτρων και των διαφορετικών στρατηγικών που αναλύθηκαν εκτενώς, γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να επιτυγχάνεται μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα το 2050 πάνω από 80-85% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.

5.4 Σενάρια κλιματικής ουδετερότητας (σενάρια 1.5 °C)

Η ένταση εφαρμογής των διαφορετικών στρατηγικών στα σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών δεν είναι η απαιτούμενη προκειμένου να επιτευχθούν τα απαιτούμενα επίπεδα μείωσης των εκπομπών άνθρακα μέχρι το 2050 για τη διασφάλιση της κλιματικής ουδετερότητας κατά την ίδια χρονική περίοδο. Για τον λόγο αυτό, στην παρούσα διατριβή, αναλύθηκαν όλα τα παραπάνω σενάρια σε ένα πλαίσιο όπου επιτυγχάνεται η κλιματική ουδετερότητα μέχρι τα μισά αυτού του αιώνα (σενάρια 1.5 °C).

Βασική ανάγκη αυτής της ανάλυσης είναι να διερευνηθούν και να ποσοτικοποιηθούν οι επιπλέον δράσεις προώθησης νέων τεχνολογιών που είναι απαραίτητες, καθώς και να παρουσιαστεί το εύρος των πολιτικών εκείνων που είναι αναγκαία για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας και στην Ελλάδα έως το 2050. Επιπλέον, αναμένεται να εξετασθεί κατά πόσο το ελληνικό ενεργειακό σύστημα δύναται να επιτύχει έναν τόσο φιλόδοξο στόχο, καθώς και ποιες επενδύσεις σε νέες τεχνολογίες είναι απαραίτητες για το συγκεκριμένο μετασχηματισμό. Τέλος, θα μελετηθεί το κατά πόσο αυτός ο μετασχηματισμός είναι εφικτός από τεχνολογικής, αλλά και από οικονομικής απόψεως. Κατ' επέκταση το πώς μεταφράζονται τα ανωτέρω σε επιπλέον κόστη για το σύστημα είναι αντικείμενο μελέτης που παρουσιάζεται και αναλύεται παρακάτω.

Πίνακας 5-4: Βασικές υποθέσεις σεναρίων μη δραστηκής μείωσης εκπομπών – 1.5 °C

	Σενάριο Εξηλεκτρισμού (Ele_1.5°C)	Σενάριο Υδρογόνου (H2_1.5°C)	Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων (P2X_1.5°C)	Σενάριο Εξισορρόπησης (Comb_1.5°C)
Ενεργειακή Αποδοτικότητα	●	●	●	●
Εξηλεκτρισμός	●	●	●	●
Βιοκαύσιμα	●	●	●	●
Βιοαέριο	●	●	●	●
Συνθετικοί Υδρογονάνθρακες	●	●	●	●
Υδρογόνο	●	●	●	●

Σημείωση: Με πράσινο χρώμα συμβολίζεται η εφαρμογή των μέτρων σε μέγιστο βαθμό, με μπλε τα πολύ φιλόδοξα και με γκρι θεωρείται ότι δεν υπάρχει κανένα πλαίσιο που να υποστηρίζει την εν λόγω τεχνολογία ή τη συγκεκριμένη ενεργειακή μορφή.

Όπως ακριβώς τα σενάρια 2°C έτσι και τα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας επιτυγχάνουν σε επίπεδο χώρας τους στόχους που έχουν τεθεί από τον ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδας μέχρι το έτος 2030. Η μελέτη ωστόσο, εστιάζεται στη μακροχρόνια περίοδο 2030-2050 σχετικά με τις δράσεις που πρέπει να λάβουν χώρα για να επιτευχθεί η κλιματική ουδετερότητα στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα μέχρι το 2050. Σε αντίθεση με τα σενάρια των 2 °C, στην περίπτωση των σεναρίων 1.5 °C είναι ακόμα περισσότερο επιτακτική η ανάγκη για την προώθηση των ανατρεπτικών «disruptive» επιλογών στο ενεργειακό σύστημα, όπως είναι εκείνες του εξηλεκτρισμού, του υδρογόνου, των συνθετικών καυσίμων και της αποθήκευσης CO₂. Η βασική πρόκληση της κλιματικής ουδετερότητας είναι να εξαλειφθούν όλες οι εναπομένουσες εκπομπές από την εφαρμογή μέτρων των σεναρίων των 2°C. Λόγω του ότι αυτό είναι αδύνατο να συμβεί με τη χρήση τεχνολογιών που υπάρχουν σήμερα, η εφαρμογή τεχνολογιών που θα δημιουργούν αρνητικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στο μέλλον είναι επιτακτική, έτσι ώστε να ισοσκελιστεί το ισοζύγιο των εκπομπών. Για το λόγο αυτό, είναι αναγκαίες και οι πολιτικές αποφάσεις, τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε

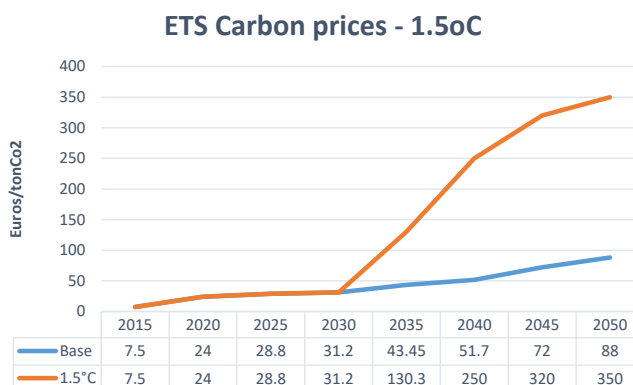
επίπεδο χώρας για τη χρήση τεχνολογιών δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα και της αποθήκευσής του στο υπέδαφος (Carbon Capture and Storage-CCS).

Τα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας ακολουθούν τις ίδιες ακριβώς στρατηγικές που ακολουθήθηκαν και στα σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών. Πιο συγκεκριμένα, αναλύθηκε το σενάριο εξηλεκτρισμού (Ele_1.5°C), το σενάριο υδρογόνου (H2_1.5°C), το σενάριο συνθετικών καυσίμων (P2X_1.5°C) καθώς και ένα σενάριο εξισορρόπησης (Comb_1.5°C). Οι διαφορετικές υποθέσεις για κάθε ένα από τα σενάρια 1.5 °C που προσομοιώνονται για κάθε τελική χρήση παρουσιάζονται στον **Πίνακα 5-4**. Η βασική διαφορά σε σχέση με τα σενάρια της προηγούμενης υπο-ενότητας έγκειται στο βαθμό διείσδυσης της κάθε τεχνολογίας και της κάθε ενεργειακής μορφής (ηλεκτρισμός, υδρογόνο, συνθετικοί υδρογονάνθρακες) στο ενεργειακό σύστημα. Τα μέτρα που εφαρμόζονται στην ομάδα σεναρίων 1.5 °C για την κάθε διαφορετική στρατηγική είναι αρκετά πιο φιλόδοξα. Παρατηρούμε ότι σε σύγκριση με τον **Πίνακα 5-3** τα μέτρα και η προώθηση νέων τεχνολογιών εφαρμόζονται στον μέγιστο βαθμό (πράσινο χρώμα) ενώ στον **Πίνακα 5-3** είναι απλώς φιλόδοξα (μπλε χρώμα).

Σημαντική διαφορά μεταξύ των δύο αυτών ομάδων σεναρίων αποτελεί η μεγαλύτερη ανάγκη για νέες τεχνολογίες που βρίσκονται σε χαμηλή ωρίμανση σήμερα. Σε αντίθετη περίπτωση, η κλιματική ουδετερότητα δεν είναι εφικτό να επιτευχθεί μιας και ο ηλεκτρισμός δεν είναι δυνατό να αντικαταστήσει όλες τις χρήσεις και η διαθεσιμότητα της βιομάζας έχει περιορισμένη δυναμικότητα. Βέβαια, εκτός από όλα αυτά τα ζητήματα, υπάρχουν διεργασίες όπου οι εναπομένουσες εκπομπές πρέπει να ισοσκελισθούν, είτε μέσω αρνητικών εκπομπών είτε μέσω τεχνολογιών δέσμευσης του διοξειδίου του άνθρακα και αποθήκευσής του στο υπέδαφος (CCS). Αναλυτικότερα αποτελέσματα σχετικά με τη χρήση αυτών των τεχνολογιών παρουσιάζονται παρακάτω.

Τα επίπεδα εκπομπών στα σενάρια των 1.5 °C βασίζονται στους επίσημους Ευρωπαϊκούς στόχους για μείωση των εκπομπών και θα πρέπει να μειώνονται τουλάχιστον κατά 95% μέχρι το 2050, σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Η ένταση των μέτρων και η εφαρμογή νέων τεχνολογιών οδηγεί σε κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050. Αντίστοιχα εφαρμόζεται και σε αυτή την ομάδα σεναρίων ο μηχανισμός σταθεροποίησης του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (market stability reserve). Οι τιμές που εφαρμόζονται στα σενάρια 1.5 °C (**Σχήμα 5-2**) παρουσιάζουν μια πιο απότομη ανοδική πορεία σε σχέση με τα σενάρια των 2 °C προκειμένου να πραγματοποιηθεί πιο δραστηκή μείωση των διαθέσιμων δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και να επιτευχθεί ο μηδενισμός των εκπομπών μέχρι το 2050 στους τομείς που υπάγονται στο ETS.

Σχήμα 5-2: Εξέλιξη τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα-Σενάρια 1.5°C



Η ανάλυση όλων των παραπάνω σεναρίων δίνει τη δυνατότητα να αξιολογηθούν οι επιπλέον δράσεις που απαιτούνται για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας, καθώς και επιβεβαιώνει τον ισχυρισμό ότι δίχως τη χρήση των νέων τεχνολογιών και την προώθησή τους δεν είναι εφικτός αυτός ο στόχος. Ωστόσο, για να διασφαλιστεί ο μηδενισμός των συσσωρευτικών εκπομπών στην Ευρώπη μέχρι το 2050 εξετάζεται η πιθανότητα αυστηροποίησης των μέτρων και αύξησης των στόχων μείωσης των εκπομπών μέχρι το 2030 από τουλάχιστον 45% σε 50-55%. Μια αντίστοιχη προσαρμογή αναμένεται να λάβει χώρα και για τους στόχους της Ελλάδας, ωστόσο, αντικείμενο μελέτης της συγκεκριμένης εργασίας αποτελεί ο μακροχρόνιος ορίζοντας.

5.5 Σύγκριση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα

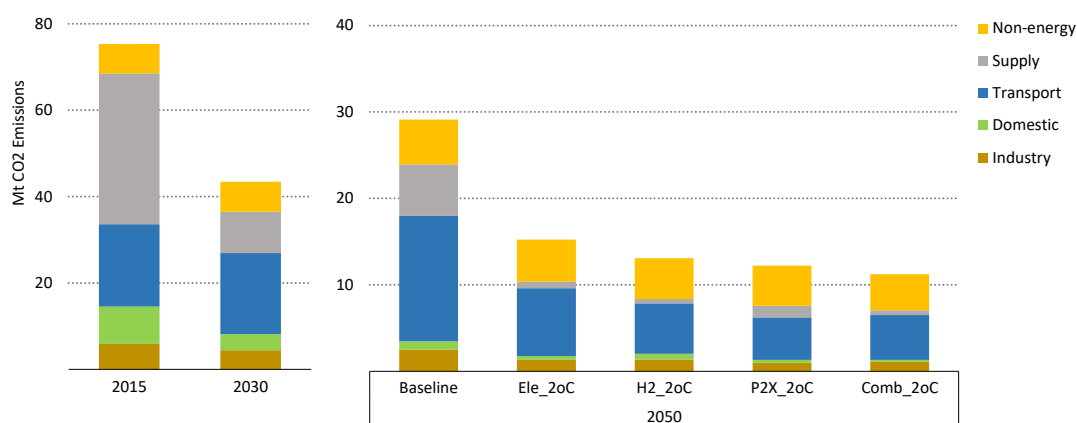
5.5.1 Συνολικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα

Σύμφωνα με το σχεδιασμό τους όλα τα σεναρία που παρουσιάστηκαν παραπάνω επιτυγχάνουν παρόμοιες μειώσεις στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα μέχρι το 2030, καθώς ενσωματώνουν τις ίδιες υποθέσεις, υποστηρίζοντας την επιτυχή ενσωμάτωση των πολιτικών που περιλαμβάνονται στη δέσμη μέτρων του «Πακέτου καθαρής ενέργειας για όλους» (European Commission, 2018). Βέβαια, εκτός από τους στόχους για το 2030, όλα αυτά τα σεναρία επιτυγχάνουν τους στόχους απανθρακοποίησης στη μακροχρόνια περίοδο έως το 2050, δηλαδή τόσο τα σεναρία 2°C όσο και 1.5°C (Σχήμα 5-4). Αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο, ότι στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, ολόκληρου του ενεργειακού συστήματος, συμπεριλαμβανομένων και των τομέων της ζήτησης που αποτελούν είσοδο στο μοντέλο της διατριβής.

Η πρώτη ομάδα των τεσσάρων σεναρίων βασίζεται στην αρχική στρατηγική για 80% μείωση των εκπομπών για το 2050, όπως αναφέρεται στο (European Commission, 2018). Σε όλα τα σεναρία επιτυγχάνεται ο συγκεκριμένος στόχος (Σχήμα 5-3) αλλά μέσω της χρήσης διαφορετικών στρατηγικών σε κάθε σενάριο. Ωστόσο, ανάλογα το

σενάριο ενδέχεται σε κάποια από αυτά η μείωση των εκπομπών να ξεπερνά κατά πολύ το στόχο (86-87% σε σχέση με τις εκπομπές του 1990) και σε κάποια άλλα να τον επιτυγχάνει οριακά (82%) (Σχήμα 5-4). Η έντονη μείωση λαμβάνει χώρα στα σενάρια εξισορρόπησης (Comb_2°C) και συνθετικών καυσίμων (P2X_2°C), εξαιτίας του ότι τα συνθετικά καύσιμα επιτρέπουν τη πλήρη υποκατάσταση των ορυκτών καυσίμων σε όλους τους τομείς.

Σχήμα 5-3: Εκπομπές CO₂ των σεναρίων 2 °C (Mt CO₂)



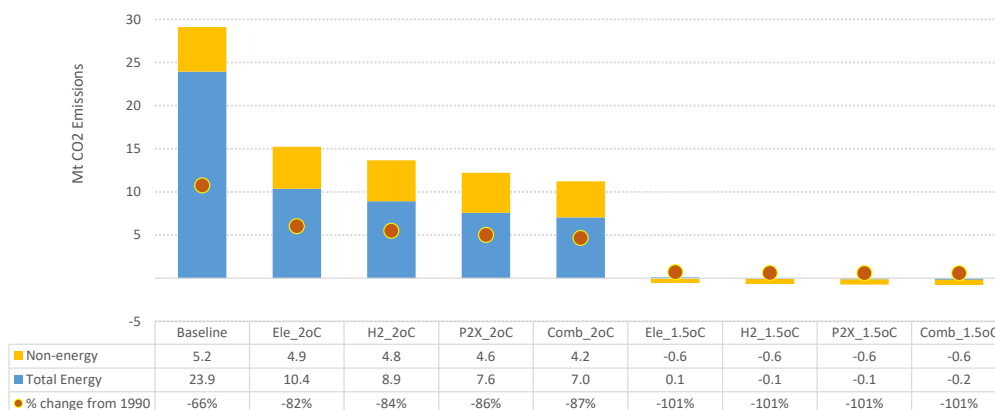
Σύμφωνα με το Σχήμα 5-3 το 2030 οι εκπομπές μειώνονται στο 45% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 και αυτό συμβαίνει για όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν. Το σενάριο που παρουσιάζει τις περισσότερες εκπομπές το 2050 (70% μείωση σε σχέση με τα επίπεδα του 1990) είναι το σενάριο βάσης (Base) στο οποίο δεν εφαρμόζονται πολιτικές απανθρακοποίησης στον μακροχρόνιο ορίζοντα (2030-2050). Αναλύοντας κάθε έναν τομέα ξεχωριστά, παρατηρούμε ότι στο παρελθόν (2015) η ηλεκτροπαραγωγή (Supply) ήταν η βασική αιτία για τις συνολικές εκπομπές του ενεργειακού συστήματος αγγίζοντας περίπου το 50% των συνολικών εκπομπών. Ωστόσο, ειδικά λόγω της ραγδαίας διεύθυνσης των μονάδων ανανεώσιμης παραγωγής ενέργειας (ΑΠΕ) καθώς και των πολιτικών απόλιγνιτοποίησης (coal phase out), η εικόνα αυτή μακροχρόνια δεν παραμένει ίδια σε κανένα από τα σενάρια. Για παράδειγμα, στο σενάριο βάσης η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από την ηλεκτροπαραγωγή σε σχέση με τα επίπεδα του 2015 πλησιάζει περίπου το 80% ενώ στο σενάριο του εξηλεκτρισμού (Ele_2°C), ξεπερνά το 96%. Αντίστοιχα ποσοστά μείωσης παρατηρούνται και στα υπόλοιπα σενάρια. Η μεγάλη αυτή πτώση οφείλεται κυρίως στην τεράστια αύξηση της συμμετοχής στο ηλεκτρικό μίγμα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας τόσο λόγω των φωτοβολταϊκών όσο και εξαιτίας της αιολική ενέργειας. Οι ελάχιστες εκπομπές στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής σε όλα τα σενάρια το 2050, οφείλονται στην καύση φυσικού αερίου σε μονάδες βάσης που καλύπτουν τις απαιτούμενες ανάγκες για εφεδρεία σε ένα σύστημα έντονης διεύθυνσης ΑΠΕ.

Στο παρελθόν (2015), η ηλεκτροπαραγωγή αποτελούσε τη βασική αιτία των εκπομπών του άνθρακα στο σύνολο του ενεργειακού συστήματος. Ωστόσο, από το 2030 η εικόνα αυτή φαίνεται να αλλάζει και ο τομέας των μεταφορών να παίρνει τα ηνία. Αυτή η ανατροπή οφείλεται στο συνδυασμό δύο παραγόντων. Στην οικονομική

ευημερία που οδηγεί ολοένα και μεγαλύτερο μέρος του πληθυσμού να αυξάνει τις ανάγκες μετακίνησής του και στη μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ για την παραγωγή περισσότερο καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο δεύτερο συμβάλλουν σημαντικά και τα μέτρα απολιγνιτοποίησης που έχουν ληφθεί, με στόχο να μηδενιστεί η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικούς σταθμούς μέχρι το 2023. Αξίζει να σημειωθεί ότι παρόλο που γίνονται οι υποθέσεις ότι οι επιβατικές μετακινήσεις (π.χ. αυτοκίνητα, δίκυκλα, λεωφορεία) αναμένεται στο μέλλον να αποτελούν οικονομικά αποδοτικές λύσεις χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος (π.χ. ηλεκτρικά αυτοκίνητα), δε θα ισχύει το ίδιο για άλλους τομείς των μεταφορών (π.χ. φορτηγά). Για τα συγκεκριμένα μεταφορικά μέσα, απαιτείται επιπλέον χρόνος για την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών και πολιτικών, ώστε να εξαλειφθεί ολοκληρωτικά η χρήση ορυκτών καυσίμων.

Συγκρίνοντας τις εκπομπές του τομέα των μεταφορών σε όλα τα σενάρια, η μικρότερη πτώση το 2050 παρατηρείται στο σενάριο του εξηλεκτρισμού (Ele_2°C), σε σύγκριση με το έτος 2015. Το συγκεκριμένο αποτέλεσμα οφείλεται στο γεγονός ότι δεν είναι εφικτό με τις υπάρχουσες τεχνολογίες να εξηλεκτριστούν σε πολύ μεγάλο βαθμό οι μεταφορές μεγάλων αποστάσεων με οικονομικό τρόπο. Σε αντίθεση, στα σενάρια όπου κάνει την εμφάνισή του το υδρογόνο και οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες όπου είναι εύκολη η υποκατάσταση των συμβατικών από συνθετικούς υδρογονάνθρακες, η μείωση ξεπερνά το 70%. Όπως ήταν αναμενόμενο, το σενάριο εξισορρόπησης (Comb_2°C) και το σενάριο των συνθετικών καυσίμων (P2X_2°C) καταγράφουν τη μεγαλύτερη μείωση των εκπομπών του άνθρακα μέχρι το 2050.

Σχήμα 5-4: Εκπομπές CO₂ όλων των σεναρίων το 2050 – Μείωση σε σχέση με το 1990



Αναφορικά με τον κτιριακό τομέα ο εξηλεκτρισμός προβλέπεται να αποτελέσει μία βιώσιμη και οικονομικά αποδοτική λύση μιας και μπορεί να καλύψει αποδοτικά τις ανάγκες θέρμανσης/ψύξης μέσω της χρήσης αντλιών θερμότητας, αλλά και τις ανάγκες για μαγειρική. Για αυτόν ακριβώς το λόγο, στο σενάριο του εξηλεκτρισμού (Ele_2°C) εκμηδενίζονται σχεδόν οι εκπομπές από το συγκεκριμένο τομέα. Το βασικό μειονέκτημα του σεναρίου υδρογόνου (H2_2°C) είναι ότι σε μία τέτοια περίπτωση οι καταναλωτές επωμίζονται επιπλέον κόστη λόγω της αλλαγής των συσκευών τους. Σε αυτή την περίπτωση, το σενάριο συνθετικών καυσίμων (P2X_2°C) και το σενάριο εξισορρόπησης (Comb_2°C) δίνουν μία επιπλέον λύση πετυχαίνοντας μεγαλύτερη μείωση εκπομπών σε σύγκριση με το σενάριο υδρογόνου, χωρίς να επιβαρύνουν τους

καταναλωτές με επιπλέον κόστη αντικατάστασης του εξοπλισμού τους και των συσκευών.

Καταλήγοντας, είναι αδιαμφισβήτητο ότι η βιομηχανία αντιμετωπίζει μεγάλες προκλήσεις στην περίπτωση του σεναρίου του εξηλεκτρισμού (Ele_2°C). Αυτό συμβαίνει διότι δεν είναι εφικτό να καλυφθούν πλήρως από την ηλεκτρική ενέργεια αρκετές βιομηχανικές διεργασίες της και κυρίως αυτές που βασίζονται στην παραγωγή φλόγας, παραγωγή υψηλής θερμοκρασίας (π.χ. στην παραγωγή ατσαλιού,) και παραγωγή ατμού. Ο βιομηχανικός τομέας στην περίπτωση αυτή είναι απαραίτητο να εφαρμόσει σημαντικές μεταβολές της δομής των διεργασιών. Η μεγαλύτερη πτώση καταγράφεται στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων (P2X_2°C), πτώση κατά 85% σε σχέση με τα επίπεδα του 2015, ενώ η μικρότερη προβλέπεται ότι λαμβάνει χώρα στο σενάριο του εξηλεκτρισμού (Ele_2°C). Το υδρογόνο και τα συνθετικά καύσιμα αποτελούν ιδανικές λύσεις για έναν τομέα που εμφανίζει μεγάλες δυσκολίες κατά την απανθρακοποίησή του. Είναι σημαντικό να υπάρξει το αναγκαίο νομοθετικό πλαίσιο ώστε αυτές οι νέες τεχνολογίες να κάνουν την εμφάνισή τους κατά τη διάρκεια αυτής της δεκαετίας.

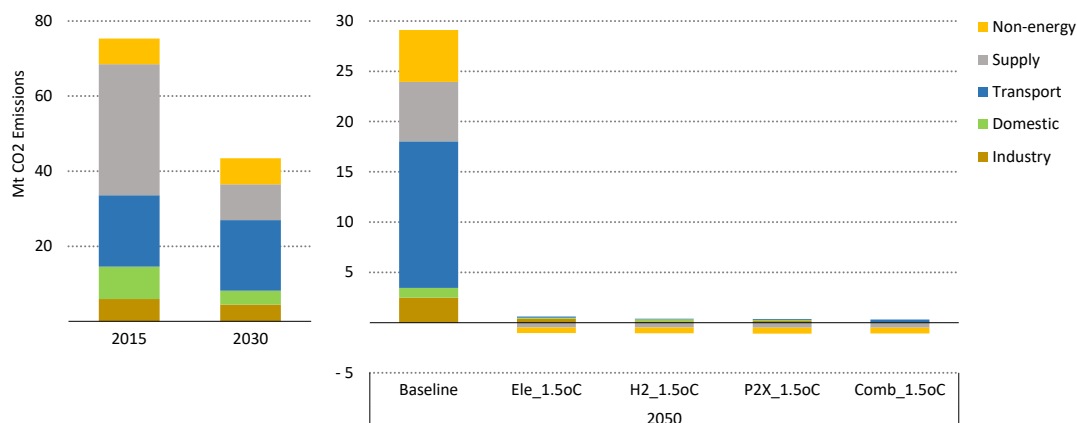
Σημαντικές παρουσιάζονται οι εκπομπές των βιομηχανικών διεργασιών χωρίς καύση το 2050 (**Σχήμα 5-4**). Οι συγκεκριμένες εκπομπές προέρχονται από την παραγωγή τσιμέντου και από τη χημική βιομηχανία. Στα σενάρια αυτά ωστόσο, θεωρήθηκε διαφοροποίηση των υλικών που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή του τσιμέντου καθώς επίσης και αλλαγή των διεργασιών στη χημική βιομηχανία και χρήση υδρογόνου που παράγεται από καθαρές πηγές (π.χ. ηλεκτρόλυση. Οι παραπάνω εφαρμογές οδήγησαν στη μείωση των εκπομπών των βιομηχανικών διεργασιών σε σχέση με το 2030, όμως όχι σε τέτοιο δραστικό βαθμό όπως στην περίπτωση των σεναρίων 1.5 °C (**Σχήμα 5-4**).

Η δεύτερη ομάδα των τεσσάρων σεναρίων είναι σύμφωνη με τη στρατηγική ουδέτερου ισοζυγίου άνθρακα της Ευρωπαϊκής Ένωσης (**Σχήμα 5-5**). Οι ριζικές μειώσεις των εκπομπών αφορούν τις εναπομένουσες εκπομπές των σεναρίων 2 °C. Αναλυτικότερα, η στρατηγική αυτή, μειώνει τις υπολειπόμενες εκπομπές κυρίως στον τομέα των μεταφορών και στις θερμικές διεργασίες του βιομηχανικού τομέα. Στα σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών, χρησιμοποιείται ακόμα και το 2050 ως καύσιμο το φυσικό αέριο, υγροί και στερεοί υδρογονάνθρακες, όπου στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας η χρήση των καυσίμων αυτών εξαλείφεται.

Όπως παρουσιάζεται αναλυτικά στο **Σχήμα 5-5** σε όλα τα σενάρια επιτυγχάνεται ο κλιματική ουδετερότητα αλλά μέσω της χρήσης διαφορετικών στρατηγικών. Βέβαια, σε όλα τα σενάρια επιτυγχάνεται μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα πάνω από (-100%), αυτό είναι απαραίτητο προκειμένου να αντισταθμιστούν οι εκπομπές non-CO2 εκπομπές και να επιτευχθεί και ο στόχος της μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου GHG (-95% το 2050 σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990) (**Σχήμα 5-4**). Οι στρατηγικές και οι τεχνολογίες που προωθούνται σε κάθε ένα από τα σενάρια που αναλύονται είναι διαφορετικές και επομένως το κάθε σενάριο εμφανίζει διαφορετικές δυσκολίες και αβεβαιότητες αναφορικά με την εξέλιξη και

ωρίμανση των τεχνολογιών σε μακροχρόνιο επίπεδο, που ενδεχομένως να οδηγήσει σε αυτές τις αποκλίσεις της μείωσης των εκπομπών.

Σχήμα 5-5: Εκπομπές CO₂ των σεναρίων 1.5 °C (Mt CO₂)



Το **Σχήμα 5-5** παρουσιάζει την εξέλιξη των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα ανά τομέα του ενεργειακού συστήματος. Σε όλα αυτά τα σενάρια δραστηκής μείωσης εκπομπών η ηλεκτροπαραγωγή παίζει πρωτεύοντα ρόλο όπως και στην περίπτωση των σεναρίων 2 °C, η ηλεκτροπαραγωγή αλλάζει ραγδαία το ενεργειακό της μίγμα με τις ανανεώσιμες να παίζουν καθοριστικό ρόλο σε όλη αυτή τη μετάβαση. Ο ηλεκτρικός τομέας στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας, οφείλει να παράγει ηλεκτρισμό από «καθαρές» πηγές μη καθορισμένης παραγωγής που οδηγούν σε μεγάλη αύξηση των αναγκών για αποθήκευση, αλλά και για στρεφόμενη εφεδρεία. Η τελευταία παρέχεται από μονάδες αερίου, οι οποίες στα σενάρια υδρογόνου, συνθετικών υδρογονανθράκων και εξισορρόπησης χρησιμοποιούν κλιματικά ουδέτερα καύσιμα των οποίων η καύση δε συνεπάγεται εκπομπές στην ατμόσφαιρα.

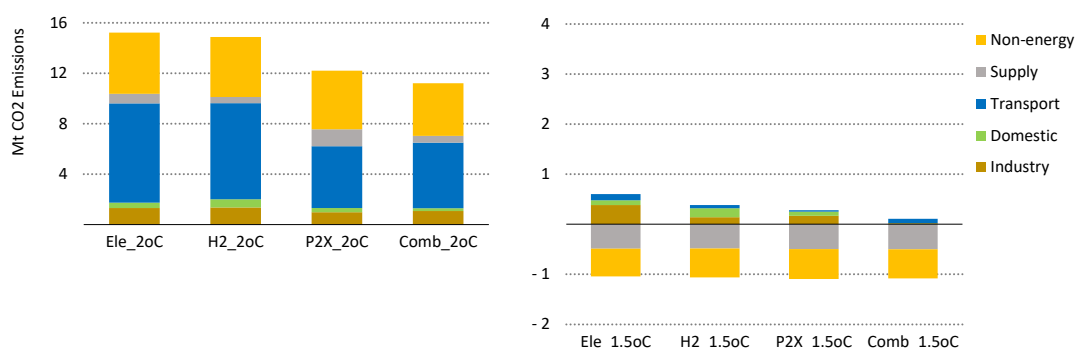
Στα σενάρια 1.5 °C, ωστόσο, γίνεται η υπόθεση ότι αναπτύσσεται η τεχνική δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού. Με αυτόν τον τρόπο, επιτρέπεται η καύση μικρών ποσοτήτων φυσικού αερίου (σενάριο εξηλεκτρισμού) για την προσφορά της απαιτούμενης στρεφόμενης εφεδρείας στο σύστημα. Σε αυτή την περίπτωση, το περιβάλλον δεν επιβαρύνεται με εκπομπές καθώς αυτές αποθηκεύονται σε υπόγειες αποθήκες. Επιπρόσθετα, στην περίπτωση που η δέσμευση πραγματοποιείται από μονάδες καύσης βιομάζας ή βιοαερίου, προσφέρονται αρνητικές εκπομπές στο ισοζύγιο του διοξειδίου του άνθρακα. Είναι εμφανές, λοιπόν, ότι σε όλα τα σενάρια 1.5 °C, ο κλάδος της ηλεκτροπαραγωγής επιτυγχάνει αρνητικές εκπομπές για να αντισταθμίσει τις ανελαστικές εκπομπές από άλλους τομείς ώστε να επιτευχθεί ο στόχος της κλιματικής ουδετερότητας. Αυτή η υπόθεση, της ανάπτυξης τεχνολογιών δέσμευσης CO₂ στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί και τη βασική διαφορά με τα σενάρια των 2 °C.

Για την εξάλειψη των εκπομπών που προέρχονται από τις βιομηχανικές διεργασίες χωρίς καύση, εκτός από την αλλαγή διεργασιών, τη χρήση υδρογόνου στη χημική βιομηχανία και τη διαφοροποίηση των υλικών στην τσιμεντοβιομηχανία (σενάρια 2°C), έγινε επιπλέον η υπόθεση στα σενάρια 1.5°C της χρήσης τεχνικών

δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα από τις βιομηχανικές διεργασίες. Πιο συγκεκριμένα, αυτό λαμβάνει χώρα στις βιομηχανικές διεργασίες της παραγωγής τσιμέντου και στη χημική βιομηχανία. Η δέσμευση του διοξειδίου του άνθρακα και η χρήση του, σε συνδυασμό με το κλιματικά ουδέτερο υδρογόνο, αποτελούν πρώτη ύλη για την παραγωγή υδρογονανθράκων στην πετροχημεία. Το διοξείδιο ενσωματώνεται στα υλικά και συγκεκριμένα στα πλαστικά χωρίς να εκλύεται στην ατμόσφαιρα.

Στα σενάρια 1.5°C γίνεται επιπλέον η υπόθεση ότι μπορούν να αναπτυχθούν τεχνολογίες δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα στις διεργασίες αναερόβιας ζύμωσης για την παραγωγή βιοαερίου καθώς και κατά την αναμόρφωση του βιοαερίου σε βιομεθάνιο. Η περίπτωση της δέσμευσης επομένως του άνθρακα από βιομάζα, και στη συνέχεια η χρήση του σε υλικά για την παραγωγή υδρογονανθράκων στην πετροχημεία οδηγεί σε αρνητικές εκπομπές. Αυτές οι τεχνικές αναπτύσσονται στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας παρέχοντας αρνητικές εκπομπές (Σχήμα 5-6), προκειμένου να αντισταθμιστούν οι ανελαστικές εκπομπές από άλλους τομείς.

Σχήμα 5-6: Εκπομπές CO₂ το 2050 των σεναρίων 2 °C (αριστερά) και 1.5 °C (δεξιά) ανά κλάδο (Mt CO₂)



Στον τομέα των μεταφορών, για να περικοπούν οι εκπομπές του άνθρακα από τις μεταφορές είναι αναγκαία μια σημαντική αύξηση της κατανάλωσης βιοκαυσίμων στο σενάριο του εξηλεκτρισμού (Ele_1.5°C). Ουσιαστικά, πραγματοποιείται εξάντληση όλων των δυνατοτήτων εξάλειψης των εκπομπών. Το σενάριο εξισορρόπησης (Comb_1.5°C), συνδυάζει με το βέλτιστο τρόπο, όλες τις διαθέσιμες τεχνολογίες όλων των στρατηγικών που αναλύθηκαν, επιτυγχάνοντας έτσι τη μεγαλύτερη πτώση των εκπομπών άνθρακα σε σύγκριση με τα υπόλοιπα σενάρια. Η πτώση που καταγράφεται αγγίζει το 100% σε σχέση με τα επίπεδα του 2015. Στην περίπτωση των 2°C η αντίστοιχη πτώση ήταν επίσης η μεγαλύτερη και άγγιξε το 85% για το ίδιο σενάριο (Comb_2°C). Σε όλα τα σενάρια ο ηλεκτρισμός αποτελεί λύση για τους περισσότερους επιβατικούς κλάδους και για ένα κομμάτι των φορτηγών (π.χ. μικρά και μεσαία φορτηγά). Ωστόσο, σε κλάδους μεταφορών όπως η ναυσιπλοΐα και οι αερομεταφορές μόνο υβριδικές τεχνολογίες είναι εφικτές (π.χ. μερικός εξηλεκτρισμός υποσυστημάτων), με ταυτόχρονη χρήση βιοκαυσίμων, υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων για την επίτευξη του στόχου μηδενικών εκπομπών.

Σχετικά με τον κτιριακό τομέα και τον τομέα της βιομηχανίας υπάρχουν συγκεκριμένες θερμικές χρήσεις στις οποίες ο απόλυτος εξηλεκτρισμός δεν μπορεί να εφαρμοστεί. Αναγκαία επομένως είναι σε αυτές τις περιπτώσεις η χρήση ορυκτών καυσίμων και πιο συγκεκριμένα στο σενάριο εξηλεκτρισμού (Ele_1.5°C), όπου παρατηρούνται εναπομένουσες εκπομπές το 2050. Η εφαρμογή πολιτικών βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας στο μέγιστο βαθμό (με φιλόδοξα σχέδια κτιριακής αναβάθμισης), μειώνει την ένταση των χρήσεων που έχουν ως αποτέλεσμα εκπομπές διοξειδίου, χωρίς όμως βέβαια να επιτυγχάνεται η πλήρης εξάλειψή τους, καθώς δε χρησιμοποιούνται κλιματικά ουδέτερα καύσιμα. Στο σενάριο εξισορρόπησης ωστόσο, όπου συνδυάζονται όλες οι τεχνολογίες και η χρήση όλων των ουδέτερων κλιματικά καυσίμων παρατηρείται η μεγαλύτερη πτώση εκπομπών το 2050 για τον τομέα της βιομηχανίας, καθώς και για τον κτιριακό κλάδο.

Η διαφορά των επιπέδων των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα μεταξύ των δύο αυτών ομάδων σεναρίων παρουσιάζεται αναλυτικά στο **Σχήμα 5-6**. Τόσο στα σενάρια 2 °C όσο και στα σενάρια 1.5 °C η μεγαλύτερη μείωση των εκπομπών επιτυγχάνεται στην περίπτωση όπου το υδρογόνο και οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες κάνουν την εμφάνισή τους. Συνεπώς, αυτά τα εναλλακτικά καύσιμα αποτελούν αναπόσπαστο κομμάτι ενός ενεργειακού τομέα με χαμηλές-μηδενικές εκπομπές.

Προκειμένου να αντιληφθούμε πραγματικά τις δράσεις που είναι απαραίτητες να πραγματοποιηθούν για τη μετάβαση από ένα σενάριο 2 °C σε ένα 1.5 °C είναι αναγκαίο να εξετάσουμε και το εύρος των επενδύσεων που απαιτούνται στις ενότητες που ακολουθούν. Ενδεχομένως να φαίνεται ότι η επιπλέον μείωση είναι μικρή σε σχέση με τα σενάρια των 2 °C, αλλά αναφερόμαστε σε μία τεράστια αύξηση τόσο της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αλλά και των αναγκών ευελιξίας που απαιτούνται. Αυτό απαιτεί δομικές αλλαγές και μετατροπές στο ενεργειακό σύστημα, οι οποίες μεταφράζονται σε υψηλές επενδύσεις σε μονάδες αποθήκευσης τόσο ημερήσιας όσο μακροχρόνιας διάρκειας, σε επενδύσεις σε νέες τεχνολογίες για τη βελτίωση και επέκταση των δικτύων. Όλες αυτές οι απαραίτητες δράσεις οδηγούν σε περαιτέρω αύξηση του συνολικού κόστους για το ενεργειακό σύστημα.

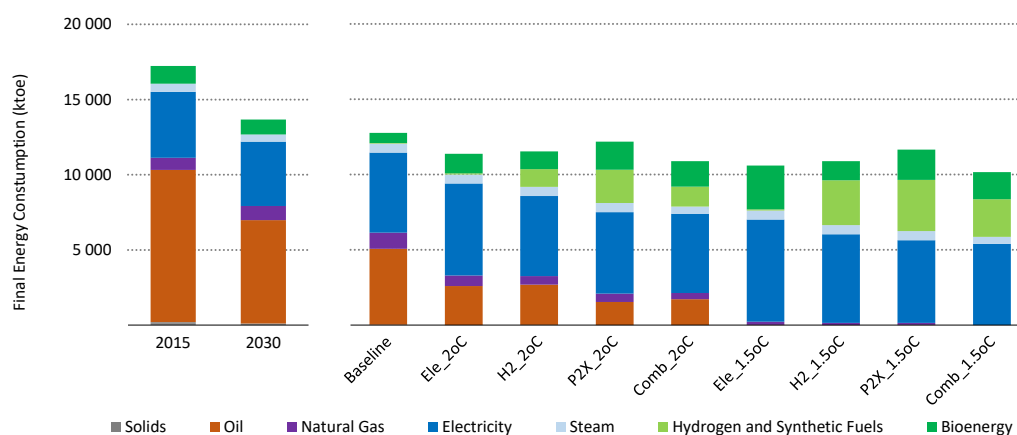
5.5.2 Ενεργειακή Ζήτηση ανά τομέα

Η ζήτηση της τελικής κατανάλωσης των ενεργειακών προϊόντων όλων των τομέων ζήτησης του ενεργειακού συστήματος (κτιριακό τομέα, αγροτικού τομέα, τομέα των μεταφορών και η τελική κατανάλωση στη βιομηχανία) αποτελεί είσοδο στο συγκεκριμένο μοντέλο. Η ζήτηση υπολογίστηκε για κάθε ένα από τα σενάρια που αναλύθηκαν πιο πάνω, ύστερά από την εφαρμογή των ίδιων ακριβώς υποθέσεων των σεναρίων στα υπό-μοντέλα της ζήτησης του μοντέλου PRIMES, που εξετάζει το ενεργειακό σύστημα σε επίπεδο χώρας. Στο μοντέλο που αναπτύχθηκε κατά τη συγκεκριμένη διατριβή, λαμβάνεται ως είσοδος η συνολική ζήτηση του κάθε ενεργειακού τομέα, καθώς και ανά καύσιμο. Στη συνέχεια, κατανέμεται η ζήτηση σε επίπεδο περιφέρειας βάσει διαφόρων δημογραφικών στοιχείων και στοιχείων

οικονομικής δραστηριότητας ανά περιφέρεια. Το μοντέλο εξετάζει κατά πόσο είναι δυνατό να ικανοποιηθεί η ζήτηση του κάθε τομέα για το κάθε καύσιμο (ηλεκτρισμός, ατμός, αέρια, υγρά και στερεά καύσιμα) τοπικά ή να τη μεταφέρει από κάποια άλλη περιφέρεια ή ακόμα από άλλη χώρα με το βέλτιστο οικονομικά τρόπο, λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς των δικτύων μεταφοράς. Στη συγκεκριμένη ενότητα, παρουσιάζονται αναλυτικά οι ανάγκες του κάθε τομέα για το κάθε σενάριο προκειμένου να γίνουν περισσότερο κατανοητά και τα αποτελέσματα του μοντέλου στους τομείς της προσφοράς. Πιο συγκεκριμένα, οι επενδύσεις που απαιτούνται σε κάθε τομέα προσφοράς (ηλεκτροπαραγωγή, συνθετικά καύσιμα, μονάδες αποθήκευσης, μονάδες παραγωγής βιοκαυσίμων, διυλιστήριο) παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω.

Στο παρακάτω γράφημα (Σχήμα 5-7), παρουσιάζονται αναλυτικά τα επίπεδα της συνολικής τελικής κατανάλωσης ενέργειας για όλα τα σενάρια τα έτη 2015, 2030 και 2050. Τα αποτελέσματα της τελικής ζήτησης για τα 2015 και 2030 είναι κοινά για όλα τα σενάρια καθώς οι διαφορετικές στρατηγικές απανθρακοποίησης εφαρμόζονται μετά το 2030. Όπως είναι αναμενόμενο, τα σενάρια εξηλεκτρισμού εμφανίζουν τη μικρότερη αύξηση της συνολικής ζήτησης σε σχέση με τα επίπεδα του 2015. Αντίθετα, στην περίπτωση των σεναρίων των συνθετικών καυσίμων η ζήτηση αυξάνεται περίπου κατά 10% σε σχέση με τα επίπεδα ζήτησης των σεναρίων του εξηλεκτρισμού. Το σενάριο υδρογόνου, απαιτεί 2-3% περισσότερη συνολική ενέργεια. Ο βασικός λόγος αυτής της αύξησης σχετίζεται με το γεγονός του ότι το υδρογόνο και οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες δεν είναι τόσο αποδοτικές ενεργειακές μορφές όπως ο ηλεκτρισμός.

Σχήμα 5-7: Συνολική Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά ενεργειακή μορφή (ktoe)

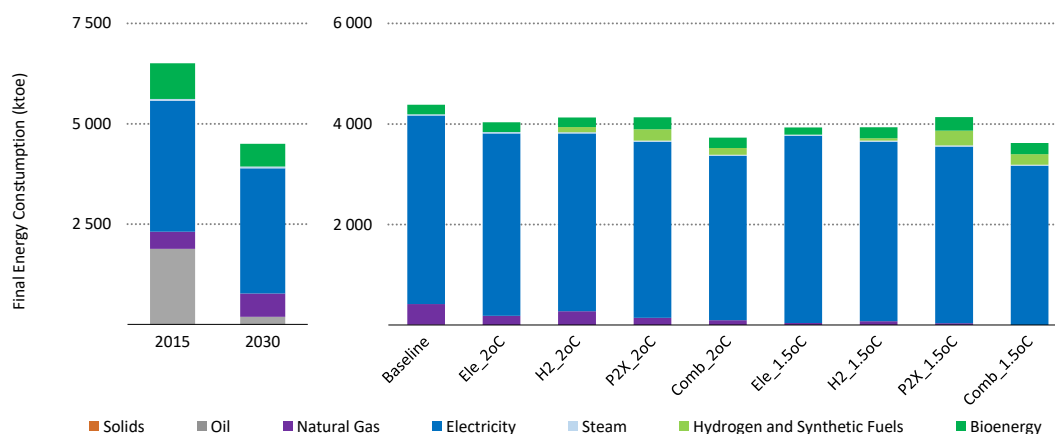


Ο εξηλεκτρισμός των θερμικών χρήσεων καθώς και η διεϊσδυσή του στον τομέα των μεταφορών αυξάνεται σημαντικά σε όλα τα σενάρια της μακροχρόνιας στρατηγικής. Μεγαλύτερο μερίδιο ως προς τη συνολική κατανάλωση καυσίμων παρουσιάζουν τα σενάρια εξηλεκτρισμού. Εκτός από την αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρισμού που είναι κοινή σε όλα τα σενάρια, εφαρμόστηκαν αρκετά φιλόδοξα μέτρα για την αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας σε όλους τους τομείς, μακροχρόνια. Η αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητάς εφαρμόστηκε με την εφαρμογή κινήτρων για την αναβάθμιση των κτιρίων (π.χ. επιδοτήσεις δαπάνης και δανεισμού), με την εφαρμογή προτύπων eco-design τα οποία αυστηροποιούνται μακροχρόνια, με την

προώθηση επενδύσεων στις τεχνολογίες ανάκτησης θερμότητας και συστημάτων ελέγχου στη βιομηχανία, με τη μεταβολή τύπου τεχνολογίας διεργασιών σε ορισμένους ενεργοβόρους κλάδους της βιομηχανίας, με τη στροφή προς τις δημόσιες συγκοινωνίες και με την προώθηση της ηλεκτροκίνησης καθώς αυτή αποτελεί έως και τρεις φορές πιο αποδοτική τεχνολογία. Για αυτό το λόγο, όλα τα σενάρια που παρουσιάζονται στη συγκεκριμένη διατριβή περιλαμβάνουν μέτρα που στηρίζουν την ενεργειακή αποδοτικότητα και τον εξηλεκτρισμό, ενώ διαφέρουν σε όρους ενεργειακού μίγματος (**Σχήμα 5-7**). Ειδικά στα σενάρια ραγδαίας μείωσης εκπομπών (1.5°C) τα μέτρα προώθησης βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας αγγίζουν το μέγιστο βαθμό εφαρμογής για όλες τις τελικές χρήσεις.

Αναλυτικότερα, σε όρους τελικής κατανάλωσης το σενάριο εξηλεκτρισμού είναι 7% πιο αποδοτικό σε σχέση με αυτό των συνθετικών καυσίμων. Το σενάριο των συνθετικών καυσίμων (υπολογισμένο σε όρους τελικής κατανάλωσης) είναι 12% λιγότερο αποδοτικό από το Σενάριο Εξισορρόπησης και 6% λιγότερο αποδοτικό από εκείνο του υδρογόνου. Αυτό ισχύει για την περίπτωση των σεναρίων των 2 °C. Για τα σενάρια των 1.5 °C προβλέπεται ότι το 2050 το σενάριο του εξηλεκτρισμού να απαιτεί 10% λιγότερη τελική κατανάλωση σε σχέση με τη σενάριο συνθετικών καυσίμων, το οποίο είναι το λιγότερο αποδοτικό. Το σενάριο εξισορρόπησης, ακολούθως, είναι αυτό που κατέχει την πρώτη θέση από πλευράς αποδοτικότητας λόγω του ότι η διείσδυση υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων είναι πιο μετριασμένη σε σύγκριση με τα σενάρια υδρογόνου και συνθετικών υδρογονανθράκων, αλλά περιλαμβάνει και επιπλέον μέτρα ενεργειακής αποδοτικότητας, πιο αυξημένα σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια.

Σχήμα 5-8: Ενεργειακή Ζήτηση Κτιριακού και Αγροτικού Τομέα ανά ενεργειακή μορφή (ktoe)



Εστιάζοντας στα αποτελέσματα ανά τελική κατανάλωση, τα παρακάτω γραφήματα δίνουν αναλυτικές πληροφορίες για το πώς θα κυμανθεί η ζήτηση για τον κτιριακό τομέα, τις μεταφορές και τη βιομηχανία σε επίπεδο Ελλάδας και το πώς θα μεταβληθεί η χρήση των ορυκτών καυσίμων ειδικά στα σενάρια με φιλόδοξους περιβαλλοντικούς στόχους. Για παράδειγμα, όπως παρουσιάζεται παρακάτω (**Σχήμα 5-8**) ο εξηλεκτρισμός παραμένει η κυρίαρχη λύση για το κτιριακό τομέα σε όλα τα σενάρια. Το κόστος των αντλιών θερμότητας για την παροχή θερμότητας και ψύξης αναμένεται να μειωθεί σημαντικά στο μέλλον, και επιπλέον, σε συνδυασμό με την

ευκολία χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας, οι επενδύσεις των αντλιών στα νοικοκυριά θα αυξάνονται. Αντίστοιχα στον τομέα των υπηρεσιών, η αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται στην αύξηση των εγκαταστάσεων μεγάλης ισχύος κεντρικών κλιματιστικών μονάδων για την παροχή ψύξης, θέρμανσης, καθώς και αερισμού.

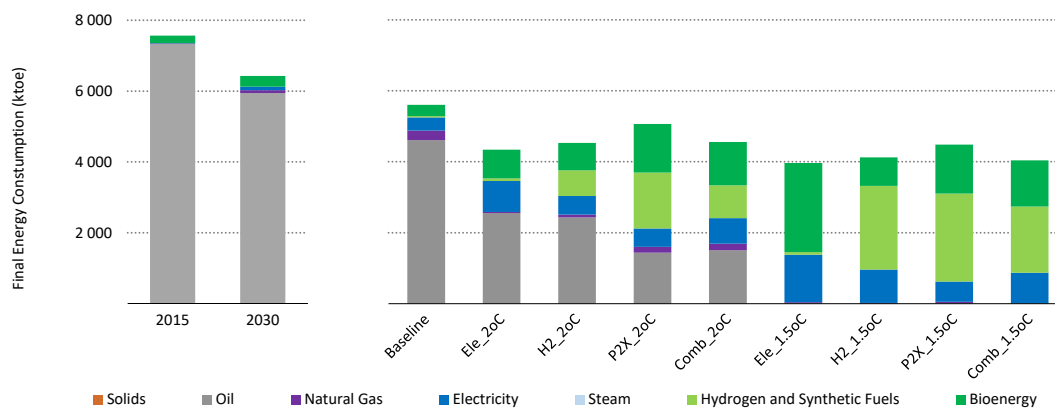
Τα συνολικά επίπεδα κατανάλωσης ωστόσο, μειώνονται λόγω των υψηλών επενδύσεων που πραγματοποιούνται για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων. Εκτός από τα κίνητρα για την κτιριακή αναβάθμιση, προβλέπεται η εφαρμογή αυστηρών προτύπων eco-design στις συσκευές, ενώ γίνεται ταυτόχρονα η υπόθεση αυξημένης τεχνολογικής προόδου, που οδηγεί στη μείωση του κόστους των πιο αποδοτικών συσκευών και είναι ακόμα πιο έντονη στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας. Σε όλα τα σενάρια και κυρίως σε αυτά που επιτυγχάνεται η κλιματική ουδετερότητα, παρατηρείται η εξάλειψη των ορυκτών καυσίμων στον κτιριακό τομέα. Ο ρόλος του φυσικού αερίου περιορίζεται σημαντικά και ειδικότερα στα σενάρια 1.5°C. Στα συγκεκριμένα σενάρια, γίνεται η υπόθεση ότι το μίγμα των αερίων που διέρχεται μέσω των αγωγών αποτελείται από ένα πολύ μεγάλο ποσοστό συνθετικών και κλιματικά ουδέτερων αερίων (υδρογόνου, βιομεθανίου και συνθετικού αερίου). Η ποσότητα βιομάζας που καταναλώνεται για τη θέρμανση χώρων, διατηρείται σχεδόν σταθερή σε όλα τα σενάρια. Η σπανιότητα της εύρεσης πρώτων υλών για την παραγωγή βιομάζας και βιοκαυσίμων που καταναλώνονται στους υπόλοιπους τομείς του συστήματος οδηγεί στο μέλλον σε αύξηση τιμών αποθαρρύνοντας με αυτόν τον τρόπο τη χρήση της για θέρμανση των κτιρίων.

Η συνολική ζήτηση ενέργειας στον τομέα των μεταφορών (**Σχήμα 5-9**), το 2015 βασιζόταν κατά 97% στο πετρέλαιο. Συνεπώς, οι μεταβολές που υφίσταται ο συγκεκριμένος τομέας θα είναι ραγδαίες για να επιτευχθούν οι περιβαλλοντικοί στόχοι. Με τον εξηλεκτρισμό στις μεταφορές, ειδικά στα επιβατικά οχήματα, αλλάζει η εξάρτηση των μεταφορών από πετρελαϊκά προϊόντα ήδη από το 2030, όπου μειώνεται στο 93% από 97% το 2015. Η πτώση αυτή γίνεται ήδη αισθητή στα σενάρια 2 °C αγγίζοντας ποσοστά γύρω στο 50% στα σενάρια του εξηλεκτρισμού (Ele_2oC) και 40% του υδρογόνου (H2_2oC). Η εξάρτηση από το πετρέλαιο μειώνεται περαιτέρω φτάνοντας το 30% στα υπόλοιπα σενάρια, όπου οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες είναι διαθέσιμοι (P2X_2oC) και (Comb_2oC).

Ο εξηλεκτρισμός των μεταφορών αρχίζει με τη διείσδυση μικρών ηλεκτρικών αυτοκινήτων ήδη από το 2030 και στη συνέχεια επεκτείνεται σε όλες τις κατηγορίες αυτοκινήτων (π.χ. μεσαίας και μεγάλης κατηγορίας). Στις υποθέσεις των σεναρίων, πραγματοποιούνται μεγάλες επενδύσεις σε υποδομές, κίνητρα για επιδότηση και προώθηση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων, καθώς επίσης και στην έρευνα και τη καινοτομία που θα έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους των μπαταριών και αύξηση του χρόνου ζωής, της χωρητικότητας και την αύξηση της αυτονομίας των οχημάτων. Σχετικά με τις μετακινήσεις μεγάλων αποστάσεων αναμένεται να πραγματοποιηθούν κυρίως με υβριδικά οχήματα που θα χρησιμοποιούν ντίζελ ή βενζίνη στα σενάρια 2°C ή κλιματικά ουδέτερα καύσιμα στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας. Αντίστοιχα, στις οδικές εμπορευματικές μεταφορές, ο εξηλεκτρισμός

είναι εφικτός στα ελαφρά φορτηγά, ενώ τα ηλεκτρικά φορτηγά θα χρησιμοποιούνται για την κάλυψη συγκεκριμένων αποστάσεων.

Σχήμα 5-9: Ενεργειακή Ζήτηση Τομέα Μεταφορών ανά ενεργειακή μορφή (ktoe)



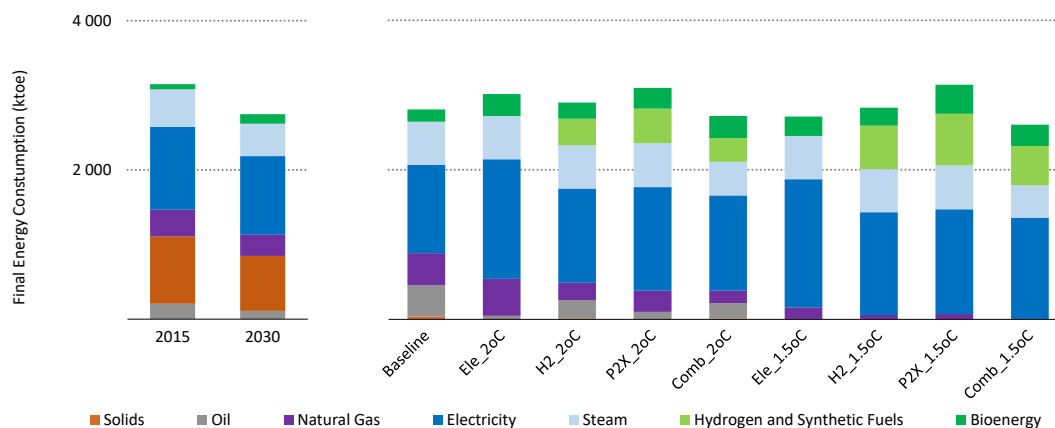
Η ύπαρξη ορυκτών καυσίμων στα σενάρια 2°C οφείλεται κυρίως στη χρήση πετρελαϊκών προϊόντων στις αερομεταφορές, στον τομέα της ναυσιπλοΐας και στις οδικές εμπορευματικές μεταφορές μεγάλων αποστάσεων. Τα ποσοστά ανάμιξης βιοκαυσίμων το 2050 αυξάνονται σημαντικά σε σύγκριση με το 2030 στα σενάρια 2°C ενώ είναι ακόμη μεγαλύτερα στα σενάρια 1.5°C. Τα βιοκαύσιμα στο μέλλον, όπως και τα συνθετικά καύσιμα θα είναι αποτελούν πλήρη υποκατάστατα των ορυκτών υγρών καυσίμων.

Στα σενάρια 1.5 °C ο ρόλος του πετρελαίου δεν υφίσταται πλέον το 2050. Οι ποσότητες πετρελαίου το 2050 στα σενάρια 2°C εξαλείφονται και αντικαθίστανται από βιοκαύσιμα στην περίπτωση του σεναρίου εξηλεκτρισμού (Ele_1.5oC) καθώς ο ηλεκτρισμός δεν αποτελεί την εύκολη λύση για εξάλειψη των εκπομπών σε ορισμένους κλάδους των μεταφορών (π.χ. πλοία, αεροπλάνα, μεγάλα φορτηγά). Στα σενάρια υδρογόνου (H2_1.5oC), συνθετικών υδρογονανθράκων (P2X_1.5oC) και εξισορρόπησης (Comb_1.5oC) οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες υποκαθιστούν πλήρως τα πετρελαϊκά προϊόντα σε όλα τα μέσα μεταφοράς. Επομένως, είναι αυξημένες οι ποσότητες συνθετικών καυσίμων που θα πρέπει να παραχθούν για τον τομέα των μεταφορών. Τέλος, η κατανάλωση βιοκαυσίμων σε αυτές τις περιπτώσεις είναι περισσότερο περιορισμένη, σε σύγκριση με το σενάριο εξηλεκτρισμού.

Ο βιομηχανικός τομέας είναι ο πιο δύσκολο να απανθρακοποιηθεί συγκριτικά με τους υπόλοιπους τομείς, ειδικά για περιπτώσεις σεναρίων όπου δεν είναι διαθέσιμα το υδρογόνο και οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες (Σχήμα 5-10). Ο πλήρης εξηλεκτρισμός του βιομηχανικού τομέα δεν είναι εφικτός καθώς παραμένει χρήση ορυκτών καυσίμων σε υψικαμίνους (π.χ. στη βιομηχανία τσιμέντου και υλικών κατασκευών), καθώς και στην επεξεργασία μετάλλων και γυαλιού. Οι ποσότητες ωστόσο της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνονται διαχρονικά καθώς πραγματοποιείται, όπου είναι εφικτό, ο εξηλεκτρισμός διαφόρων ενεργειακών χρήσεων όπως για παράδειγμα στις χρήσεις χαμηλής ενθαλπίας, μέσης και υψηλής θερμοκρασίας σε διάφορες χρήσεις αλλά και σε παραγωγή ατμού. Παράλληλα, πραγματοποιείται υποκατάσταση ορισμένων θερμικών διεργασιών της χημικής βιομηχανίας, στη

βιομηχανία τροφίμων και σε άλλους κλάδους, ενώ ενισχύονται οι επενδύσεις αντλιών θερμότητας. Σε όλα τα σενάρια και κυρίως σε αυτά της κλιματικής ουδετερότητας ενισχύεται η προώθηση των τεχνολογιών ανάκτησης θερμότητας και συστημάτων ελέγχου με στόχο σε όλους τους βιομηχανικούς κλάδους με στόχο την αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας και μείωση της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας.

Σχήμα 5-10: Ενεργειακή Ζήτηση Βιομηχανίας ανά ενεργειακή μορφή (ktoe)



Η χρήση των ορυκτών καυσίμων και κυρίως των στερεών καυσίμων στην Ελλάδα είναι περιορισμένη καθώς δεν λειτουργούν υψικάμινοι στη βιομηχανία σιδήρου. Στα σενάρια 2°C, η χρήση των στερεών καυσίμων και των πετρελαϊκών προϊόντων, μακροχρόνια, σε διεργασίες που απαιτούν κυρίως υψηλές θερμοκρασίες υποκαθίσταται από φυσικό αέριο. Στην περίπτωση των σεναρίων ραγδαίας μείωσης των εκπομπών οι απαιτήσεις αυτές σε αέριο ικανοποιούνται είτε με τη χρήση υδρογόνου που παράγεται τοπικά, είτε από μίγμα κλιματικά ουδέτερων αερίων (υδρογόνο, βιομεθάνιο, συνθετικό αέριο) που διατίθενται μέσω του δικτύου αερίου. Η χρήση της βιομάζας στη βιομηχανία διατηρείται στα ίδια επίπεδα σε όλα σχεδόν τα σενάρια, καθώς στο βιομηχανικό τομέα απαιτούνται μεγάλοι όγκοι να είναι διαθέσιμοι για την αδιάλειπτη τροφοδοσία των βιομηχανικών τομέων, γεγονός που μπορεί να συμβεί στην περίπτωση που υπάρχει σημαντικά διαθέσιμος όγκος βιομάζας. Γενικότερα υπάρχει ισχυρός ανταγωνισμός με τη χρήση της βιομάζας ως πρώτη ύλη για την παραγωγή δεύτερης γενιάς βιοκαυσίμων για την ικανοποίηση της ζήτησης στον τομέα των μεταφορών που έχουν μεγαλύτερη ανάκτηση προστιθέμενης αξίας σε σχέση με τη διάθεσή τους στις βιομηχανικές χρήσεις.

5.5.3 Ηλεκτροπαραγωγή

Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αποτελούσε στο παρελθόν αλλά αποτελεί ακόμα και σήμερα βασική αιτία για την αύξηση των συνολικών εκπομπών του ενεργειακού συστήματος. Τα ποσοστά των εκπομπών λόγω της καύσης ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ηλεκτρισμού άγγιζαν περίπου το 50% το έτος 2015 στο σύνολο των εκπομπών του ενεργειακού συστήματος (**Σχήμα 5-3**). Ωστόσο, βασιζόμενοι στην πολιτική της απολιγνιτοποίησης που αναμένεται να ολοκληρωθεί το 2023 στην Ελλάδα, προβλέπεται για το 2030 να μειωθούν σημαντικά οι εκπομπές του

τομέα. Στη συγκεκριμένη κατεύθυνση αναμένεται να είναι σημαντική και η συνεισφορά της ραγδαίας αύξησης των μονάδων ΑΠΕ στο σύστημα.

Στο πλαίσιο μιας μακροχρόνιας στρατηγικής κλιματικής ουδετερότητας, ο ηλεκτρισμός αναμένεται να διαδραματίσει ουσιαστικό ρόλο σε όλους τους τομείς του ενεργειακού συστήματος. Ο εξηλεκτρισμός όλων των τομέων στο ενεργειακό σύστημα αποτελεί βασικό παράγοντα της μείωσης των εκπομπών και είναι ένας από τους βασικούς άξονες πολιτικής που εφαρμόζεται σε όλα τα σενάρια, ανεξαρτήτως βασικής στρατηγικής που τα χαρακτηρίζει. Πέραν της απευθείας χρήση του ηλεκτρισμού η επίτευξη των στόχων μείωσης των εκπομπών στους τελικούς καταναλωτές, μπορεί να γίνει με την έμμεση χρήση του μέσω της κατανάλωσης συνθετικών καυσίμων (υδρογόνο, συνθετικά καύσιμα). Η παραγωγή των τελευταίων θα πρέπει να στηρίζεται κυρίως στη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος.

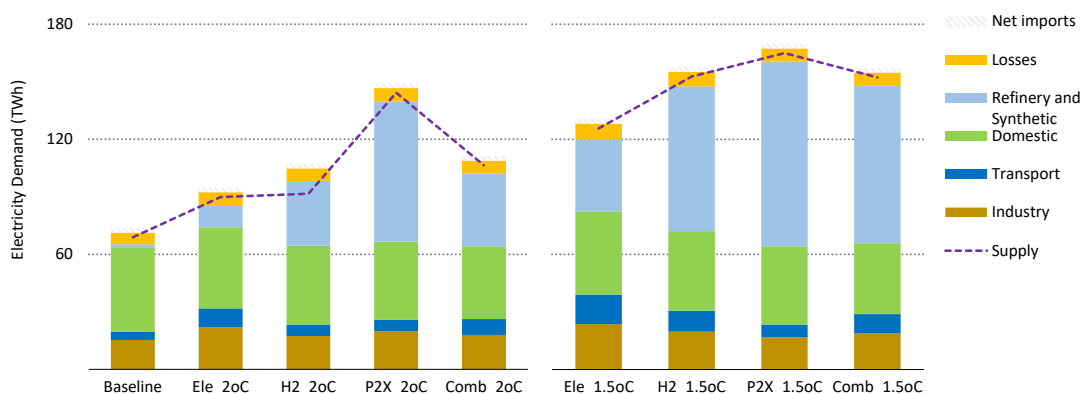
Παρά το γεγονός ότι εφαρμόζονται φιλόδοξα μέτρα για την ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας, παρουσιάζεται πολύ μεγάλη αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε όλα τα σενάρια που αναλύθηκαν λόγω της προώθησης του εξηλεκτρισμού (**Σχήμα 5-11**). Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί μία καθαρή μορφή ενέργειας που δεν επιβαρύνει τους τελικούς καταναλωτές με εκπομπές ενώ ταυτόχρονα είναι μια αποδοτική μορφή ενέργειας, περίπου τρεις φορές περισσότερο αποδοτική συγκριτικά με τα υπόλοιπα συμβατικά καύσιμα. Η αύξηση της ζήτησης στους τελικούς καταναλωτές προέρχεται από τη χρήση αντλιών θερμότητας για θέρμανση στον κτιριακό τομέα, αύξηση των ηλεκτρικών χρήσεων στη βιομηχανία αλλά και προώθηση της ηλεκτροκίνησης στον τομέα των μεταφορών.

Οι ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνονται ακόμα περισσότερο αν συμπεριληφθεί στη συνολική ζήτηση και ο ηλεκτρισμός που απαιτείται για την παραγωγή των συνθετικών καυσίμων. Όπως φαίνεται στο **Σχήμα 5-11**, η συνολική κατανάλωση ηλεκτρισμού πρέπει να αυξηθεί στα σενάρια του υδρογόνου και των συνθετικών καυσίμων από 1.2 έως 1.3 φορές σε σχέση με το σενάριο εξηλεκτρισμού για τους 1.5 °C και 1.2 έως 1.5 φορές στην περίπτωση των 2 °C. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι τεχνολογίες Power-to-X δεν αποτελούν αποδοτικές τεχνολογίες επομένως απαιτούνται σημαντικά ποσά ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή των συνθετικών καυσίμων. Παρόλο που αναμένεται να πραγματοποιηθεί μελλοντικά εξέλιξη των τεχνολογιών Power-to-X η απόδοση τους θα παραμείνει σε χαμηλά επίπεδα. Τα υψηλά επίπεδα ηλεκτρισμού προέρχονται από τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας, για την παραγωγή υδρογόνου και συνθετικών υδρογονανθράκων τόσο για την ικανοποίηση της ζήτησης των τελικών καταναλωτών αλλά και για το υδρογόνο και το συνθετικό μεθάνιο που χρησιμοποιείται στη χημική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ρόλος του ηλεκτρισμού στο ενεργειακό σύστημα επομένως, αναβαθμίζεται και κυρίως στα σενάρια που είναι έντονη η παραγωγή συνθετικών καυσίμων (σενάρια 1.5°C).

Αξίζει να επισημανθεί ότι αυτή η μεγάλη αύξηση ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση της παραγωγής συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου αναμένεται επιφέρει επιπλέον κόστη για το ενεργειακό σύστημα τόσο για τις επιπλέον επενδύσεις μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όσο και για τις επενδύσεις αναβαθμίσεων του ηλεκτρικού δικτύου που απαιτούνται. Ωστόσο, ορισμένα από τα επιπλέον κόστη

ενδέχεται να περιοριστούν λόγω του ότι δημιουργούνται ενεργειακά προϊόντα τα οποία επιφέρουν έσοδα στους παραγωγούς. Παρόλα αυτά, δεν παύει να είναι αναγκαίος ο προσεκτικός σχεδιασμός μιας τέτοιας στρατηγικής μιας και το σύνολο των τεχνολογιών που εμπλέκονται δεν είναι ώριμες στις μέρες μας και υπάρχει μεγάλη αβεβαιότητα για την εξέλιξη τους.

Σχήμα 5-11: Ζήτηση Ηλεκτρισμού το 2050 (TWh)



Εκτός από τη ριζική αλλαγή στις ενεργειακές μορφές των τελικών καταναλωτών, όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 5-7**, το μερίδιο των λιγνιτικών μονάδων μηδενίζεται το 2030. Ήδη το 2020, έχει καταγραφεί μία ραγδαία μείωση του μεριδίου των μονάδων λιγνίτη και τη θέση τους έχουν καταλάβει οι μονάδες φυσικού αερίου, που επίσης λειτουργούν και ως μονάδες βάσης. Όπως είναι αναμενόμενο, η παραγωγή ηλεκτρισμού από μονάδες που εκπέμπουν άνθρακα δε συνάδει με τους στόχους μείωσης εκπομπών και η χρήση τους αποθαρρύνεται έντονα από τις αυξανόμενες τιμές του CO₂ στο ETS (**Πίνακας 5-5**).

Οι τιμές του CO₂ στο ETS χάρη και στον μηχανισμό σταθεροποίησης της αγοράς που ξεκίνησε να εφαρμόζεται το 2018, προσεγγίζουν τα 250 Ευρώ τον τόνο άνθρακα το 2050 στα σενάρια των 2°C, πολύ πάνω από τα 35-40 Ευρώ ανά τόνο CO₂ το 2030. Ειδικά στο σενάριο των 1.5 °C η τιμή του του CO₂ στο ETS αγγίζει τα 400 Ευρώ τον τόνο. Αυτό μεταφράζεται επιπλέον κόστος για την παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρισμού από μονάδες άνθρακα με αποτέλεσμα να μην τις καθιστά οικονομικά ασύμφορες σε σχέση με τις τιμές παραγωγής από ΑΠΕ. Συνεπώς, οι μονάδες με υψηλό ανθρακικό αποτύπωμα δεν αναμένεται να συμμετέχουν στο ηλεκτρικό μίγμα στο μέλλον.

Πίνακας 5-5: Τιμές του CO₂ στο ETS (Ευρώ ανά τόνο CO₂)

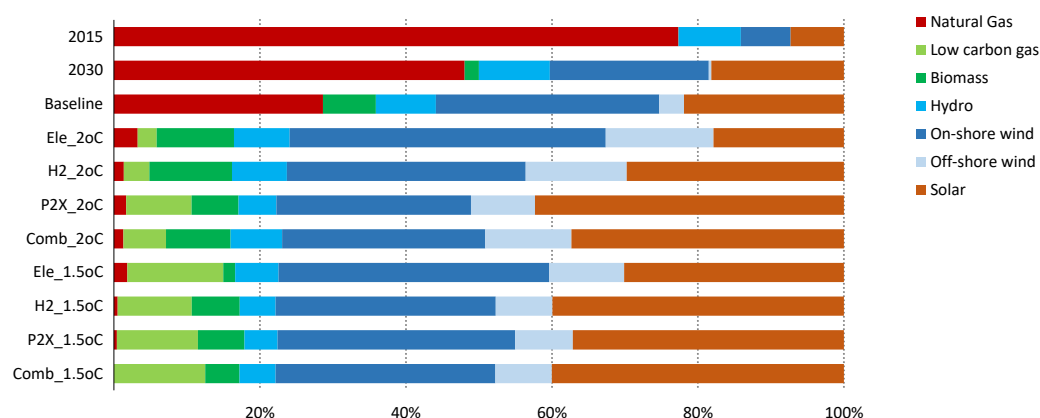
	2020	2030	2050
2 °C	24	31.2	250
1.5 °C	24	31.2	380

Γενικότερα, η στροφή προς μονάδες με χαμηλές εκπομπές συνδέεται άμεσα και με την οικονομική απόδοση των επενδύσεων καθώς, από τη μία το κόστος των ΑΠΕ

μειώνεται ραγδαία και από την άλλη οι τιμές διοξειδίου του άνθρακα από το μηχανισμό ETS καθιστούν τις τεχνολογίες με υψηλό ανθρακικό αποτύπωμα ασύμφορες. Σχετικά με τις μονάδες της ηλεκτροπαραγωγής, οι πυρηνικοί σταθμοί, παρόλο που αποτελούν μια τεχνολογία που έχει ενσωματωθεί στο μοντέλο, δεν αποτελεί επιλογή για την παραγωγή ηλεκτρισμού στο σημερινό αλλά ούτε στο μελλοντικό ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας. Στα αποτελέσματα επομένως που αναλύονται πιο κάτω θα περιλαμβάνονται όλες τις υπόλοιπες τεχνολογίες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 5-12** το μερίδιο των μονάδων ΑΠΕ αναμένεται να φτάσει το 90% το 2050 στην ηλεκτροπαραγωγή στα σενάρια 1.5 °C. Παρόμοια επίπεδα μεριδίου των ΑΠΕ στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζουν και τα σενάρια των 2 °C. Στο ποσοστό αυτό περιλαμβάνονται τόσο οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας των οποίων η παραγωγή είναι ακαθόριστη και βασίζεται σε φυσικά φαινόμενα (ήλιος, άνεμος) , όσο και σε ανανεώσιμων πηγές των οποίων η παραγωγή καθορισμένη. Αναφορικά με τις ανανεώσιμες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας για τις οποίες είναι δυνατό να ελεγχθεί η παραγωγή τους, όπως για παράδειγμα τα υδροηλεκτρικά και οι μονάδες που χρησιμοποιούν βιομάζα ή βιοαέριο, αξίζει να σημειωθεί ότι έχουν περιορισμένο δυναμικό. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα οι ανάγκες για ολόένα και αυξανόμενη ανάπτυξη των ανανεώσιμων να καλύπτονται κυρίως από μεταβαλλόμενες ανανεώσιμες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας, όπως τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά. Το μίγμα ηλεκτροπαραγωγής διαφέρει σημαντικά ανάλογα την περιφέρεια (**Κεφάλαιο 6**), μιας και το δυναμικό είναι διαφορετικό στην κάθε περιφέρεια. Ωστόσο, σε επίπεδο χώρας αλλά και σε κάθε περιφέρεια αναλόγως με το δυναμικό σε ήλιο και άνεμο, αναμένονται τα φωτοβολταϊκά να παρουσιάσουν μεγάλη αύξηση, αντίστοιχα, η αιολική ενέργεια ευνοείται σε μεγάλο βαθμό λόγω του υψηλού συντελεστή χρησιμοποίησής της.

Σχήμα 5-12: Μερίδια στην ηλεκτροπαραγωγή ανά είδος καυσίμου (%)



Σε όλα τα σενάρια που λαμβάνουν υπόψη τους περιβαλλοντικούς στόχους για το 2050 ανεξαρτήτως έντασης (2°C και 1.5°C) οι ΑΠΕ κυριαρχούν στο κομμάτι της ηλεκτροπαραγωγής. Οι ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής αποκτούν μερίδιο 76-78% σε όλα τα σενάρια είτε μη δραστικής είτε ραγδαίας απανθρακοποίησης το 2050. Η εξισορρόπηση της διακύμανσης της μεταβλητότητας των ΑΠΕ επιτυγχάνεται

εξαντλώντας το δυναμικό μονάδων που παράγουν ηλεκτρισμό με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα όπως, των μονάδων της αντλησιοταμίευσης, των μονάδων που χρησιμοποιούν βιομάζα, καθώς επίσης και της ημερήσιας και εποχιακής αποθήκευσης.

Αξίζει να σημειωθεί ότι σε όλα τα σενάρια είναι αναγκαία η χρήση μονάδων αερίου για την παροχή ευελιξίας στο σύστημα και για την κάλυψη εφεδρειών. Το αέριο που καταναλώνεται στις μονάδες αερίου είναι ένα μίγμα αερίων φυσικού αερίου, βιομεθανίου, υδρογόνου και συνθετικού αερίου που παράγεται από τεχνολογίες Power-to-X. Όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 5-12** σε όλα τα σενάρια το 2050 οι μονάδες αερίου που καταναλώνουν μίγμα κλιματικά ουδέτερων αερίων αλλά και φυσικού αερίου, ακόμα και στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας αναμένεται να συμμετέχουν σε ποσοστό 10-15% στο μίγμα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό συμβαίνει λόγω της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ όπου δημιουργούν επιπλέον ανάγκες στρεφόμενης εφεδρείας στο σύστημα η οποία καλύπτεται κατά προτίμηση από θερμικές μονάδες ώστε να διασφαλιστεί η αξιόπιστη κάλυψη της ευστάθειας του συστήματος.

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, οι μονάδες αυτές χρησιμοποιούν κλιματικά ουδέτερα καύσιμα και ανάλογα το σενάριο ενδέχεται να εφαρμόζουν και τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα (Carbon Capture and Storage – CCS). Όπως έχει θεωρηθεί στα σενάρια 1.5°C, γίνεται η υπόθεση ότι αναπτύσσεται η τεχνική δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα σε θερμοηλεκτρικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού γεγονός που συμβάλει στην επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας. Ωστόσο, σε κανένα από τα σενάρια των 2 °C δεν επιτυγχάνονται μηδενικές εκπομπές στον τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής καθώς στα σενάρια αυτά δεν αναπτύσσεται η τεχνική δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή. Η χρήση ορυκτών καυσίμων στα σενάρια 2°C για λόγους εξισορρόπησης, κυρίως σε μονάδες φυσικού αερίου, έχει ως αποτέλεσμα την συνέχιση έκλυσης εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, η οποία αν και μειούμενη, παραμένει έως και το 2050.

Στα σενάρια στο οποία δεν αναπτύσσονται οι τεχνολογίες Power-to-X και δεν περιλαμβάνουν την παραγωγή συνθετικών καυσίμων για τους τελικούς καταναλωτές, τα σενάρια εξηλεκτρισμού (Ele_2°C, Ele_1.5°C) και υδρογόνου (H2_2°C, H2_1.5°C), η κάλυψη των αναγκών εφεδρείας επιτυγχάνεται σε σημαντικό βαθμό και σε αυτά από τη χρήση υδρογόνου. Επενδύσεις σε τεχνολογίες Power-to-H₂ δηλαδή σε μονάδες ηλεκτρόλυσης εμφανίζονται στα σενάρια αυτά για την κάλυψη των αναγκών στην ηλεκτροπαραγωγή. Χωρίς τη δυνατότητα αυτή, οι εκπομπές από την καύση αερίου στις θερμικές μονάδες θα καθιστούσε ανέφικτη την επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων στα συγκεκριμένα σενάρια και κυρίως στο σενάριο εξηλεκτρισμού. Το υδρογόνο σε αυτές τις περιπτώσεις αποτελεί μέσο αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και προσφέρει τη δυνατότητα εποχιακής αποθήκευσης στο σύστημα. Στα σενάρια του υδρογόνου, όπου το υδρογόνο προωθείται και ενισχύεται στους τελικούς καταναλωτές, υπάρχει όριο ανάμιξης του υδρογόνου στο δίκτυο μεταφοράς αερίου (Κεφάλαιο 4), επομένως δεν είναι εφικτή η πλήρης κατάργηση της χρήσης συμβατικού αερίου από την ηλεκτροπαραγωγή που τροφοδοτείται μέσω των

αγωγών. Το τοπικά παραγόμενο υδρογόνο ωστόσο και η απευθείας χρήση από τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, αποτελεί λύση στις δύο αυτές στρατηγικές καθώς ταυτόχρονα ικανοποιεί και ανάγκες αποθήκευσης (χημική αποθήκευση).

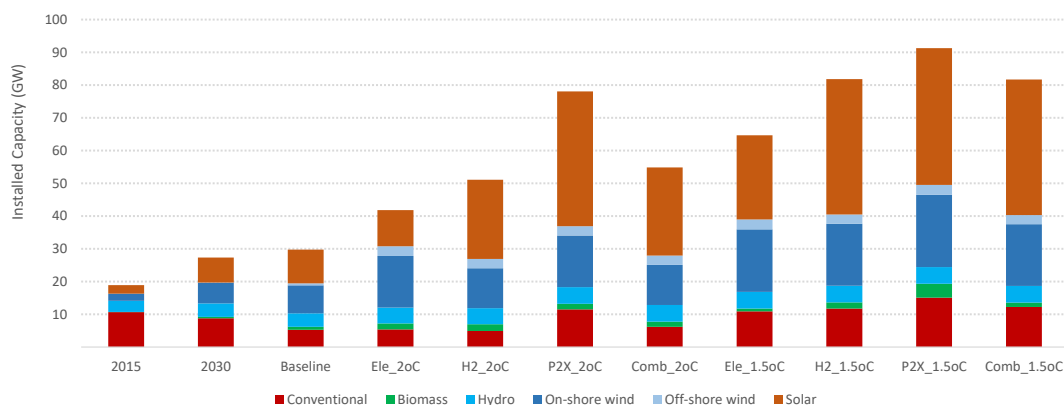
Στα σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών που όμως πραγματοποιείται η προώθηση των συνθετικών καυσίμων, η απανθρακοποίηση του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής είναι πιο εύκολη σε σχέση με το σενάριο ηλεκτρισμού. Στα σενάρια αυτά (P2X_2°C) και (Comb_2°C) το ποσοστό των κλιματικά ουδέτερων καυσίμων στο μίγμα αερίων που διέρχεται από του αγωγούς είναι μεγαλύτερο από των σεναρίων εξηλεκτρισμού (Ele_2°C) και υδρογόνου (H2_2°C). Η λειτουργία των θερμικών μονάδων στις στρατηγικές αυτές για λόγους εξισορρόπησης μπορεί να γίνει με μικρότερο ανθρακικό αποτύπωμα και οι μονάδες να εκλύουν λιγότερες εκπομπές στην ατμόσφαιρα. Οι τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα συνεισφέρουν και αυτές με τη σειρά τους προς αυτή την κατεύθυνση. Αυτό συμβαίνει κυρίως στα σενάρια 1.5 °C στα οποία προβλέπεται ότι θα εμφανιστεί η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα, ενώ στα σενάρια των 2 °C δεν αναπτύσσεται καθόλου. Αξίζει να τονιστεί ότι στα σενάρια των 1.5 °C η ηλεκτροπαραγωγή εμφανίζει αρνητικές εκπομπές το 2050 (**Σχήμα 5-5**). Αυτό συνεισφέρει σημαντικά στο να αντισταθμιστούν εναπομένουσες εκπομπές από άλλους τομείς. Η καύση βιομάζας τόσο σε στερεά όσο και σε αέρια μορφή (βιομεθάνιο) σε θερμικούς σταθμούς που συνδυάζονται με τεχνολογίες CCS δημιουργούν συμβατικά αρνητικές εκπομπές.

Όπως παρουσιάστηκε στο **Σχήμα 5-12** το ποσοστό παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ δε διαφέρει σημαντικά μεταξύ των σεναρίων μακροχρόνια. Ωστόσο, ιδιαίτερα στα σενάρια των συνθετικών καυσίμων αναμένουμε μεγάλες ανάγκες αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος στο σύστημα (**Σχήμα 5-13**). Η μεγάλη αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτεται κατά βάση από τη ραγδαία αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ. Οι τεχνολογίες ΑΠΕ με μεγάλη διείσδυση στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα προβλέπεται να είναι τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά λόγω του σημαντικού διαθέσιμου δυναμικού και σε μικρότερο βαθμό οι θερμικές μονάδες που καταναλώνουν βιομάζα. Περιορισμένη είναι και η διείσδυση των υδροηλεκτρικών σταθμών λόγω των περιορισμένων διαθέσιμων τοποθεσιών για εγκατάσταση. Τα υδροηλεκτρικά κατασκευάζονται αποκλειστικά σε τοποθεσίες οι οποίες χαρακτηρίζονται από αξιοποιήσιμα υδρολογικά στοιχεία. Εγκαθίστανται συνήθως σε περιοχές ορεινές και απομακρυσμένες, με αποτέλεσμα να επιβαρύνεται η συνολική επένδυση με υψηλά έξοδα μεταφοράς της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε όλα τα σενάρια επίσης, αναμένεται και η εγκατάσταση θαλάσσιων αιολικών πάρκων (offshore wind farms) όπου δεν υπάρχουν σήμερα. Οι πρώτες επενδύσεις τέτοιων πάρκων στην Ελλάδα αναμένονται να ξεκινήσουν το 2030.

Στα σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αναμένεται να αυξηθεί κατά 1.5-2.8 φορές σε σχέση με τα επίπεδα του 2015. Το κάτω όριο αφορά το σενάριο του εξηλεκτρισμού (Ele_2°C) και το άνω όριο το σενάριο συνθετικών καυσίμων (P2X_2°C). Στην περίπτωση των σεναρίων κλιματικής ουδετερότητας, αυτό το εύρος αγγίζει τιμές από 2.4 έως 3.4. Και σε αυτή την περίπτωση

αντίστοιχα, η κάτω τιμή αφορά το σενάριο εξηλεκτρισμού (Ele_1.5°C) και η άνω τιμή το σενάριο συνθετικών καυσίμων (P2X_1.5°C).

Σχήμα 5-13: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία (GW)



Η μεγαλύτερη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος παρουσιάζεται όπως είναι αναμενόμενο στα σενάρια συνθετικών καυσίμων μιας και ο ηλεκτρισμός αποτελεί πρώτη ύλη για την παραγωγή τους. Παρόλο που οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικού μεθανίου (Power-to-Gas) και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων (Power-to-Liquids), αναμένεται να εξελιχθούν και να βελτιωθούν μελλοντικά, θα παραμείνουν τεχνολογίες χαμηλής απόδοσης. Στο σενάριο εξισορρόπησης, καθώς η προώθηση των συνθετικών καυσίμων είναι ισορροπημένη η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος είναι 15% μικρότερη για το σενάριο των 1.5 °C (Comb_1.5°C) σε σχέση με το σενάριο των συνθετικών καυσίμων (P2X_1.5°C). Αναλυτικότερα, η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών θα αγγίξει τα 25 GW το 2050 στο σενάριο εξηλεκτρισμού των 1.5 °C (Ele_1.5°C) και στα άλλα σενάρια της ίδιας ομάδας θα αγγίξει τα 40 GW. Το σενάριο εξηλεκτρισμού έχει τη μικρότερη εγκατεστημένη ισχύ από όλα τα υπόλοιπα σενάρια στην κάθε ομάδα σεναρίων. Στην περίπτωση των ανεμογεννητριών (χερσαίων και θαλάσσιων) οι προβλέψεις για το 2050 θα κυμανθούν από 20-25 GW σε όλα τα σενάρια των 1.5 °C. Αξίζει να τονιστεί ότι το 2020 η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών ήταν περίπου 3 GW και των ανεμογεννητριών κοντά στα 3.5 GW (Σχήμα 5-13).

5.5.4 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας

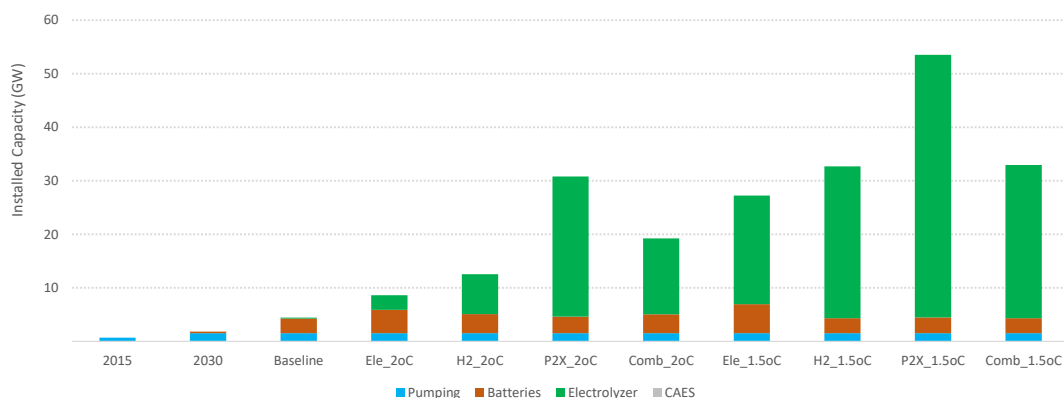
Η ραγδαία αύξηση των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα έχει ως επακόλουθο να εμφανίζονται αρκετές διακυμάνσεις στο ηλεκτρικό σύστημα. Μεγάλος αριθμός μονάδων αποθήκευσης συμπεριλαμβανομένων των μονάδων εποχιακής και ημερήσιας αποθήκευσης αναμένεται να απαιτηθεί μελλοντικά για να καλύψει τις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος. Ανεξάρτητα από τις ποσότητες της συνολικής ενεργειακής ζήτησης, το μερίδιο των μεταβλητών ανανεώσιμων στην ηλεκτροπαραγωγή αγγίζει το 78% μέχρι το 2050 σε όλα τα σενάρια 1.5 °C και 75% στα σενάρια 2 °C. Πέρα από τα φωτοβολταϊκά, οι ανεμογεννήτριες αναμένεται να συνεισφέρουν ενεργά ειδικά σε περιοχές με υψηλό δυναμικό. Οι θαλάσσιες ανεμογεννήτριες λόγω των υψηλών συντελεστών χρησιμοποίησης και του διαρκώς μειούμενου κόστους τους θα παίζουν

και αυτές καθοριστικό ρόλο καλύπτοντας το 10-15% της ηλεκτρικής ενέργειας το 2050 σε όλα τα σενάρια.

Παραδοσιακά, στο ηλεκτρικό σύστημα οι ανάγκες για εφεδρεία καλύπτονταν από τους θερμικούς σταθμούς με γρήγορους ρυθμούς ανόδου και καθόδου φορτίου και από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Με τη ραγδαία αύξηση των ΑΠΕ είναι απαραίτητη η ανάπτυξη επιπρόσθετων πόρων που θα προσφέρουν ευελιξία στο ηλεκτρικό σύστημα αποθηκεύοντας την παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ σε ώρες υψηλής παραγωγής και προσφέροντάς την πίσω στο σύστημα σε ώρες χαμηλής διαθεσιμότητας ΑΠΕ (π.χ. νυκτερινές ώρες και ώρες-μέρες με χαμηλή διαθεσιμότητα ανέμου). Σε όλα τα σενάρια που αναλύθηκαν πραγματοποιείται η αξιοποίηση των υδροηλεκτρικών μονάδων, σταθμοί με άντληση υδάτων, που παρέχουν ημερήσιο έως και εβδομαδιαίο κύκλο φόρτισης και των μπαταριών οι οποίες με τη σειρά τους παρέχουν ωριαία και ημερήσια εφεδρεία.

Μακροχρόνια, η συνέργεια μεταξύ των τεχνολογιών αποθήκευσης (ωριαίας, ημερήσιας και εποχιακής) και της ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να αξιοποιείται καταλλήλως, προς όφελος της ενσωμάτωσης των ανανεώσιμων πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα. Το υδρογόνο και το συνθετικό αέριο δρουν προς αυτή την κατεύθυνση και αποτελούν κατάλληλες λύσεις για να παρέχουν υπηρεσίες χημικής αποθήκευσης στον τομέα του ηλεκτρισμού, καλύπτοντας εποχιακές ανάγκες και επιτρέποντας τη μεγιστοποίηση της εκμετάλλευσης των ΑΠΕ. Ουσιαστικά, οι συγκεκριμένες ενεργειακές μορφές θα παράγονται όταν υπάρχει περίσσεια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και περιστασιακά θα χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρισμού όταν η παραγωγή από ΑΠΕ είναι χαμηλή και όταν υπάρχουν ανάγκες ευελιξίας. Με απλά λόγια, τα συνθετικά καύσιμα έχουν τη δυνατότητα να χρησιμοποιηθούν ως μέσα εποχιακής αποθήκευσης (Σχήμα 5-14).

Σχήμα 5-14: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης (GW)

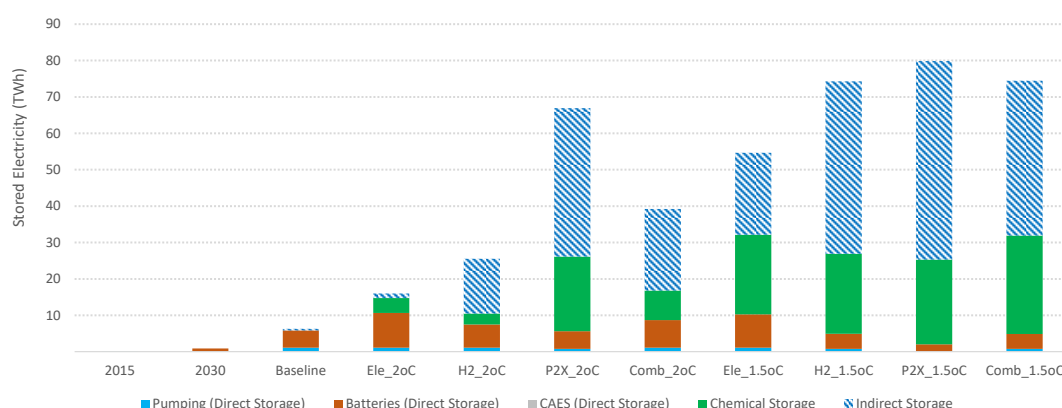


Οι μπαταρίες επιπλέον, πρόκειται να καλύπτουν κυρίως τις ανάγκες ημερήσιας αποθήκευσης και για αυτό το λόγο φτάνουν τα 3 GW εγκατεστημένη ισχύ μέχρι το 2030 και ξεπερνούν τα 5 GW στο σενάριο εξηλεκτρισμού των 1.5 °C (Ele_1.5°C). Ωστόσο, σε όλα τα σενάρια και της μη δραστηκής μείωσης εκπομπών και της κλιματικής ουδετερότητας όπου είτε το υδρογόνο είτε συνθετικά καύσιμα είναι διαθέσιμα η διεύθυνση των μπαταριών παραμένει στα επίπεδα των 3 GW. Αυτό συνδέεται με τη

χρήση του υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης (**Σχήμα 5-14**). Όπως είναι αναμενόμενο, οι μπαταρίες κάνουν κυρίως την εμφάνισή τους μετά τα δεύτερα μισά αυτής της δεκαετίας λόγω της δραματικής μείωσης του κόστους που αναμένεται και επιτυγχάνεται μέσω της εξέλιξης των μπαταριών γενικότερα και της χρήσης τους στην ηλεκτροκίνηση. Ωστόσο, επιπλέον πτώση του κόστους, καθώς και σημαντική βελτίωση των χαρακτηριστικών των μπαταριών (π.χ. ενεργειακή πυκνότητα) είναι απαραίτητη για αυξηθεί σε μεγαλύτερο βαθμό η διείσδυσή τους.

Στη μακροχρόνια περίοδο, οι τεχνολογίες Power-to-X που δεν αγγίζουν τα μέγιστα επίπεδα ωριμότητας σήμερα, όπως για παράδειγμα η ηλεκτρόλυση, θα αποτελούν τη βασική επιλογή αποθήκευσης. Σημαντικό στοιχείο αυτή της τεχνολογίας είναι ότι δεν καλύπτουν μονό ανάγκες ημερήσιας αποθήκευσης αλλά έχουν και τη δυνατότητα να καλύπτουν και εποχιακές ανάγκες αποθήκευσης. Το χαρακτηριστικό των τεχνολογιών αυτών αποτελεί και το βασικό πλεονέκτημα σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης. Εξαιτίας όμως του μεγάλου κεφαλαιουχικού κόστους και τα χαμηλά επίπεδα εκμάθησης που εμφανίζουν στις μέρες μας, δεν αναμένεται να κάνουν την εμφάνισή τους σε μεγάλο βαθμό μέχρι το 2030. Παρόλα αυτά, αυτό προβλέπεται ότι θα αλλάξει σε όλα τα σενάρια της απανθρακοποίησης για τη μακροχρόνια περίοδο και ραγδαία αύξηση των επενδύσεων στις τεχνολογίες αυτές αναμένεται για το 2050 (**Σχήμα 5-14**).

Σχήμα 5-15: Αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια (TWh)



Η ηλεκτρική ενέργεια που αποθηκεύεται στους σταθμούς αντλησιοταμίευσης αγγίζει περίπου με 1 TWh σε όλα τα σενάρια για το 2050. Αντίστοιχα, στις μπαταρίες η αποθηκευμένη ενέργεια κυμαίνεται από 3 έως 10 TWh στα σενάρια των 1.5 °C. Για να έχουμε μια τάξη μεγέθους, το συγκεκριμένο μέγεθος των μπαταριών ισούται με 60-200 χιλιάδες ηλεκτρικά οχήματα που για το 2020 έχουν μια τάξη μεγέθους τα 50 kWh. Γενικότερα, οι μπαταρίες μπορούν να εγκατασταθούν είτε σε αποκεντρωμένη είτε σε συγκεντρωτική κλίμακα. Ωστόσο, όπως φαίνεται και στο **Σχήμα 5-15**, η χημική αποθήκευση (chemical storage) θα παίζει σημαντικό ρόλο ξεπερνώντας τις 20 TWh σε όλα τα σενάρια των 1.5 °C. Η χημική αποθήκευση εξυπηρετεί ανάγκες του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής για εποχιακή αποθήκευση μέσω της παραγωγής υδρογόνου και συνθετικού αερίου. Ωστόσο, μεγάλο μέρος αναγκών αποθήκευσης καλύπτονται και από την ενδιάμεση αποθήκευση (indirect storage) παρόλο που δεν συνδέεται άμεσα με τον

τομέα της ηλεκτροπαραγωγής αλλά αφορά την παραγωγή υδρογόνου που χρησιμοποιείται είτε απευθείας ως τελικό ενεργειακό προϊόν, είτε ως πρώτη ύλη για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων ώστε να καλυφθεί η ζήτηση στους τομείς της τελικής κατανάλωσης. Μέσω αυτής της διαδικασίας μεγιστοποιείται η χρήση των ΑΠΕ στο σύστημα αλλά δεν παρέχονται δυνατότητες ευελιξίας στο σύστημα όπως στην περίπτωση της χημικής αποθήκευσης.

Πέρα από τις μονάδες αποθήκευσης σημαντικό ρόλο θα διαδραματίσουν και οι διασυνδέσεις στην εξομάλυνση της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ. Για παράδειγμα, αν οι διασυνδέσεις του ηλεκτρικού δικτύου τόσο στον ελλαδικό χώρο όσο και με άλλες ευρωπαϊκές χώρες είναι επαρκείς και λειτουργούν εύρυθμα θα προσφέρουν σημαντικές υπηρεσίες ευελιξίας και αποτελούν από μόνες τους πόρους εξισορρόπησης του συστήματος της κάθε χώρας. Η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ σε συνδυασμό με την αύξηση της ηλεκτρικής ζήτησης κάνει όλο και πιο έντονη την ανάγκη για υποδομές που θα παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες. Ωστόσο, πέρα από τη χημική αποθήκευση τόσο και το ηλεκτρικό δίκτυο είναι σε θέση να διασφαλίσει την ευελιξία, την επάρκεια της παραγωγής. Στα σενάρια προβλέπεται επέκταση των ηλεκτρικών διασυνδέσεων και αναμένεται οι εισαγωγές της Ελλάδας να μειωθούν μακροχρόνια και να αλλάξει η διάρθρωσή τους. Προβλέπονται διακυμάνσεις των εισαγωγών και εξαγωγών στο μέλλον, καθώς οι μονάδες της χώρας μακροχρόνια έχουν τη δυνατότητα να γίνουν εξαγωγικές ειδικά τις χρονικές περιόδους με μεγάλη ηλιοφάνεια, παρέχοντας με αυτό το τρόπο ενέργεια στις γειτονικές χώρες.

5.5.5 Δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα

Η επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας το 2050, καθιστά αναγκαία την ανάπτυξη τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (Carbon Capture and Storage- CCS) και δέσμευσης αποθήκευσης και χρήσης (Carbon Capture Utilization and Storage-CCUS) διοξειδίου του άνθρακα στο ενεργειακό σύστημα. Στα σενάρια των 1.5 °C γίνεται η υπόθεση ότι αναπτύσσονται οι τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή με δυνατότητα χρήσης ορυκτών καυσίμων για την λειτουργία των θερμικών μονάδων για λόγους εξισορρόπησης. Με τον τρόπο αυτό, είναι εφικτή η πλήρης σχεδόν εξάλειψη των υπολειπόμενων εκπομπών του τομέα ηλεκτροπαραγωγής καθώς αυτές δεσμεύονται και αποθηκεύονται σε υπόγειες αποθήκες. Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής επιπλέον, μπορεί να προσφέρει αρνητικές εκπομπές στο ισοζύγιο του διοξειδίου του άνθρακα για να αντισταθμίσει τις ανελαστικές εκπομπές από άλλους τομείς και να επιτευχθεί ο στόχος της κλιματικής ουδετερότητας συνολικά στο ενεργειακό σύστημα. Αυτό προκύπτει στην περίπτωση που η δέσμευση γίνεται από μονάδες καύσης βιομάζας ή βιοαερίου. Αυτή η υπόθεση, της ανάπτυξης τεχνολογιών δέσμευσης CO₂ στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί και βασική διαφορά με τα σενάρια των 2 °C.

Οι τεχνολογίες δέσμευσης του διοξειδίου του άνθρακα δύναται επίσης να εμφανιστούν και στις διεργασίες αναερόβιας ζύμωσης για την παραγωγή βιοαερίου και κατά την αναμόρφωση του βιοαερίου σε βιομεθάνιο. Η περίπτωση της δέσμευσης του

άνθρακα από βιομάζα, και στη συνέχεια η αποθήκευση του σε υπόγειες αποθήκες (CCS) καθώς και η χρήση του σε υλικά για την παραγωγή υδρογονανθράκων στην πετροχημεία (CCUS) οδηγούν σε αρνητικές εκπομπές για το ανθρακικό ισοζύγιο.

Εκτός από την ηλεκτροπαραγωγή και τον τομέα βιοαερίου, οι τεχνολογίες δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα είναι αναγκαίο να εφαρμοστούν και στη βιομηχανία. Πιο συγκεκριμένα, εφαρμόζονται στις βιομηχανικές διεργασίες χωρίς καύση στη χημική βιομηχανία και στην βιομηχανία παραγωγής τσιμέντου και οικοδομικών υλικών. Η δέσμευση του διοξειδίου του άνθρακα συνδυάζεται με τη χρήση του ως πρώτη ύλη για την παραγωγή υδρογονανθράκων στην πετροχημεία (CCUS). Το διοξείδιο του άνθρακα στην περίπτωση αυτή, εγκλωβίζεται μέσα στα υλικά. Η τεχνολογία της δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα και στη συνέχεια της χρήσης του είτε στην τσιμεντοβιομηχανία είτε στην χημική βιομηχανία, πετροχημεία αναπτύσσεται μόνο στα σενάρια των 1.5 °C.

Η σύνθεση του συνθετικού μεθανίου και των συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων απαιτεί την ύπαρξη υδρογόνου και μορίων άνθρακα (CO₂ ή CO) ως πρώτη ύλη. Βασική προϋπόθεση για να θεωρηθεί το συνθετικό καύσιμο ότι έχει μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα είναι πρώτων, το υδρογόνο να έχει και αυτό μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα αλλά και η πηγή του διοξειδίου του άνθρακα να είναι τέτοια ώστε να προσφέρει μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα στο παραγόμενο συνθετικό καύσιμο. Σε αυτές τις πηγές συμπεριλαμβάνονται οι τεχνολογίες όπου η δέσμηση CO₂ πραγματοποιείται κατευθείαν από την ατμόσφαιρα (Direct-Air-Capture DAC), οι τεχνολογίες που δεσμεύουν το διοξείδιο του άνθρακα κατά τη διεργασία της αναερόβιας ζύμωσης και της αναμόρφωσης του βιοαερίου σε βιομεθάνιο και τέλος οι τεχνολογίες δέσμησης του διοξειδίου του άνθρακα μετά από την καύση βιομάζας ή βιοαερίου στην ηλεκτροπαραγωγή.

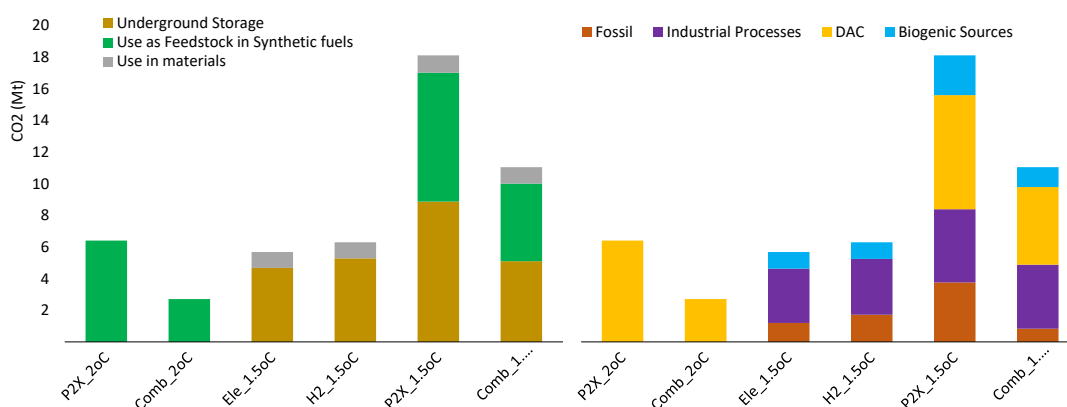
Η τεχνολογία δέσμησης CO₂ κατευθείαν από την ατμόσφαιρα (DAC) αποτελεί την ιδανική τεχνολογία για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα που θα πρέπει να αναπτυχθεί σε σημαντικό βαθμό στο μέλλον. Παρόλο που είναι μια τεχνολογία με μεγάλο κόστος, η αξιοποίηση του δυναμικού εκμάθησης της στο μέγιστο βαθμό αλλά και η κατάλληλη οργάνωση των οικονομιών κλίμακας θα συμβάλλουν στην μείωση του κόστους επένδυσης. Το αναμενόμενο δυναμικό εκμάθησης όπως παρουσιάζεται από ιδιωτικές εταιρείες, προβλέπεται να οδηγήσει σε κόστη δέσμησης κάτω των 200 Euros/ton CO₂ ή ακόμα και σε 100 Euros/ton CO₂ (De Vita, Kielichowska, et al., 2018) το 2050, ενώ σήμερα τα κόστη αυτά κυμαίνονται σε πολύ υψηλότερα επίπεδα 600-1000 Euros/ton CO₂ (Holmes & Keith, 2012; Simon et al., 2011). Η δέσμηση του διοξειδίου του άνθρακα από βιογενείς πηγές, αποδεικνύεται μια πολύ φθηνότερη λύση, ωστόσο, οι βιογενείς πηγές αντιμετωπίζουν το πρόβλημα της περιορισμένης δυναμικότητας και δεν μπορούν να καλύψουν από μόνες τους τις ανάγκες του συστήματος για παραγωγή συνθετικών καυσίμων σε μεγάλη κλίμακα.

Η δέσμηση διοξειδίου του άνθρακα από μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ορυκτών καυσίμων εμφανίζεται στα σενάρια 1.5 °C **Σχήμα 5-16**. Η χρήση ωστόσο του συγκεκριμένου διοξειδίου του άνθρακα ως πρώτη ύλη για την παραγωγή

συνθετικών υδρογονανθράκων δε διασφαλίζει την κλιματική ουδετερότητα, καθώς το CO₂ που λαμβάνεται για την σύνθεση των καυσίμων απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα κατά την καύση τους. Ο εγκλωβισμός του διοξειδίου του άνθρακα σε υπόγειους σχηματισμούς ή μέσα σε υλικά (π.χ. πρώτη ύλη για τη σύνθεση προϊόντων πετροχημείας) αποτελεί τη μόνη λύση ώστε να διασφαλιστούν μηδενικές εκπομπές στο σύστημα μετά τη χρήση ορυκτών καυσίμων. Λόγω των περιορισμών που σχετίζονται με το δυναμικό αλλά και την πολιτική προώθησης των τεχνολογιών αυτών στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, όλες οι προβλέψεις αναμένουν μια ήπια ανάπτυξη της υπόγειας αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα. Η σπανιότητα της τεχνολογίας CCS οφείλεται στους περιορισμένους υπόγειους γεωλογικούς σχηματισμούς που είναι κατάλληλοι για αποθήκευση σε διάφορες χώρες όπως και στην Ελλάδα και έτσι εμποδίζεται η διατήρηση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού με καύση ορυκτών καυσίμων.

Για την παραγωγή συνθετικού μεθανίου και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων, είναι αναγκαία η ανάπτυξη της τεχνολογίας δέσμησης διοξειδίου του άνθρακα απευθείας από την ατμόσφαιρα (Direct Air Capture- DAC). Η δέσμηση διοξειδίου του άνθρακα από την ατμόσφαιρα θα οδηγήσει στη σύνθεση κλιματικά ουδέτερων καυσίμων με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα (Σχήμα 5-16). Η ποσότητα δέσμησης άνθρακα απευθείας από τον αέρα συνδέεται με την παραγωγή συνθετικών καυσίμων και είναι μεγαλύτερη για τα σενάρια 1.5°C. Αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο ότι η αβεβαιότητα της συγκεκριμένης τεχνολογίας είναι πολύ μεγάλη στις μέρες μας. Σημαντικοί ρυθμοί ανάπτυξης της τεχνολογικής προόδου είναι αναγκαίοι ώστε να αξιοποιηθούν περεταίρω οι οικονομίες κλίμακας και να μειωθεί το κόστος της τεχνολογίας.

Σχήμα 5-16: Χρήση και Δέσμηση διοξειδίου του άνθρακα (Mt CO₂)



Στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας παρατηρείται επίσης δέσμηση και χρήση διοξειδίου του άνθρακα το 2050 περί τα 1 Mt CO₂ ως πρώτη ύλη για την παραγωγή υδρογονανθράκων στην πετροχημεία. Αναλυτικότερα, στα σενάρια 1.5 °C γίνεται η πρόβλεψη ότι οι μονάδες CCUS συνολικά θα δεσμεύσουν περί τα 6-9 Mt CO₂ και στη συνέχεια θα χρησιμοποιούνται ενώ στα σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών τα επίπεδα δέσμησης CO₂ δεν θα ξεπερνούν τα 6 Mt CO₂ το 2050. Το P2X_1.5°C σενάριο εμφανίζει τις μεγαλύτερες ποσότητες CCUS (9.2 Mt CO₂) συγκριτικά

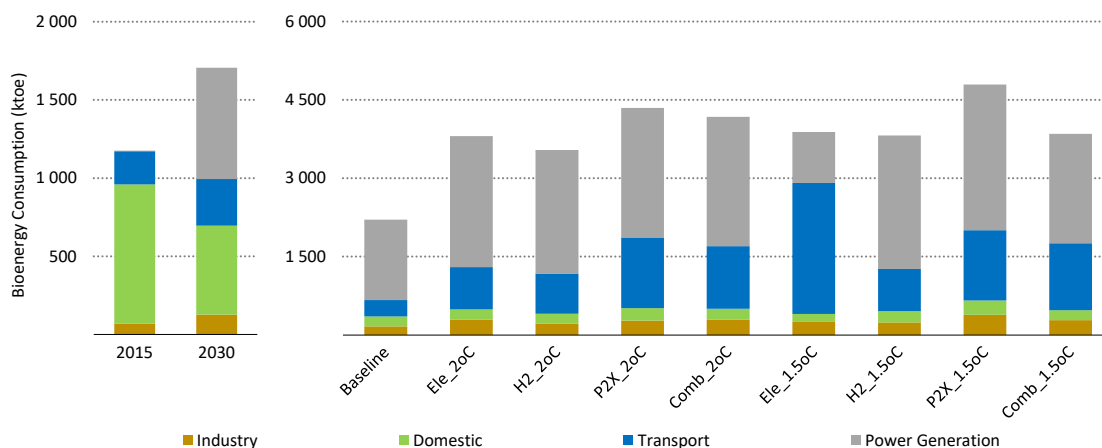
με όλα τα σενάρια, αντίστοιχα το ίδιο σενάριο στην περίπτωση των 2°C χρησιμοποιεί 6.4 Mt CO₂ για χρήση στο ενεργειακό σύστημα. Τα σενάρια εξισορρόπησης παρουσιάζουν μικρότερη ανάγκη για δέσμευση και χρήση του διοξειδίου του άνθρακα καθώς η χρήση των συνθετικών καυσίμων είναι πιο μετριασμένη. Οι υπόλοιπες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα που δεσμεύονται αποθηκεύονται σε υπόγειους γεωλογικούς σχηματισμούς συμβάλλοντας στον μηδενισμό των εκπομπών ή ακόμα και προσφέροντας αρνητικές εκπομπές στο ισοζύγιο του διοξειδίου του άνθρακα στο σύστημα αναλόγως από τις πηγές από τις οποίες προέρχονται (π.χ. βιογενείς πηγές).

Η δέσμευση των ποσοτήτων διοξειδίου του άνθρακα στις βιομηχανικές διεργασίες όπως και σε μονάδες της ηλεκτροπαραγωγής που καταναλώνουν ορυκτά καύσιμα εμφανίζεται στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας. Στα ίδια σενάρια, δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα πραγματοποιείται από βιογενείς πηγές που προσφέρουν αρνητικές εκπομπές στο σύστημα στην περίπτωση που εγκλωβίζονται μέσα σε υλικά ή μέσα στη γη. Το **Σχήμα 5-16** παρουσιάζει περιληπτικά τη δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και σε βιομηχανικές διεργασίες, τη δέσμευση από τον αέρα και βιομάζα και τη χρήση και αποθήκευσή του υπογείως και σε υλικά.

5.5.6 Χρήση βιομάζας

Μεταξύ των σεναρίων που αναλύονται στη συγκεκριμένη διατριβή, οι συνολικές ποσότητες των βιοκαυσίμων και της βιομάζας που χρησιμοποιούνται στο ενεργειακό σύστημα, δε διαφέρουν σημαντικά λόγω του περιορισμένου δυναμικού της βιομάζας που εφαρμόζεται κοινώς σε όλα τα σενάρια. Για το λόγο αυτό, η συνολική βιοενέργεια μεταξύ των δύο ομάδων σεναρίων δεν προβλέπεται να αυξηθεί σε σημαντικό βαθμό. Η μέγιστη αύξηση μεταξύ των σεναρίων 2 °C και 1.5 °C αγγίζει λιγότερο από το 10% το 2050.

Η συνολική ποσότητα βιοκαυσίμων και βιομάζας συνολικά, κινείται σε παρόμοια επίπεδα σε όλα τα σενάρια ωστόσο, παρατηρείται διαφοροποίηση σχετικά με τη χρήση της βιομάζας ανά κλάδο. Για παράδειγμα, σημαντικές ποσότητες βιοκαυσίμων καταναλώνονται στον τομέα των μεταφορών στα σενάρια όπου τόσο ο ηλεκτρισμός όσο και το υδρογόνο αποτελούν βασική μακροχρόνια στρατηγική εξάλειψης των εκπομπών. Στα σενάρια εξηλεκτρισμού και υδρογόνου, η κατανάλωση βιοκαυσίμων είναι μεγαλύτερης έντασης για την υποκατάσταση ορυκτών καυσίμων στον τομέα των μεταφορών (π.χ. αερομεταφορές, ναυσιπλοΐα, οδικές μεταφορές μεγάλων αποστάσεων κ.α.) όπου δεν είναι εφικτός ο πλήρης εξηλεκτρισμός του. Στα σενάρια προώθησης των συνθετικών καυσίμων, τα βιοκαύσιμα χρησιμοποιούνται επικουρικά στον τομέα των μεταφορών ώστε να περιοριστεί σε ένα βαθμό η ζήτηση των συνθετικών καυσίμων. Αυτό είναι απαραίτητο καθώς για την παραγωγή τους απαιτούνται μεγάλες ποσότητες ηλεκτρισμού που οδηγούν πολλές φορές σε απαγορευτικά μεγέθη για το ηλεκτρικό σύστημα.

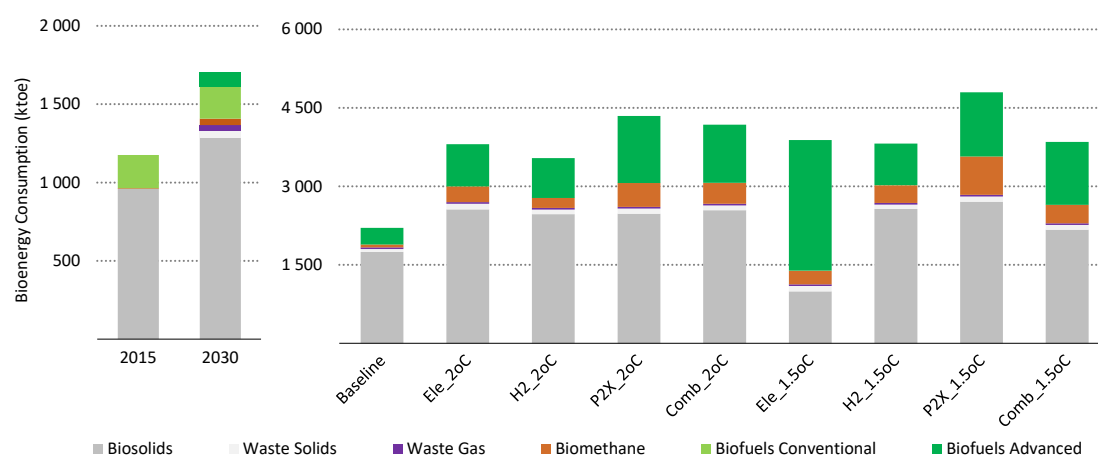
Σχήμα 5-17: Επίπεδα βιομάζας ανά σενάριο και ανά κλάδο (ktoe)

Τα επίπεδα βιομάζας που καταναλώνονται στη συμπαραγωγή (παραγωγή ηλεκτρισμού και θέρμανσης) και στη βιομηχανία είναι παρόμοια στα περισσότερα σενάρια που εξετάζονται. Αναλυτικά αποτελέσματα σχετικά με τα επίπεδα βιομάζας ανά σενάριο και ανά κλάδο παρουσιάζονται στο **Σχήμα 5-17**. Σε όλα τα σενάρια η βιοενέργεια φτάνει τα υψηλότερα επίπεδα κατανάλωσης στον τομέα των μεταφορών, και ειδικότερα στο σενάριο του εξηλεκτρισμού όπου επιλέγεται ως το βασικό εναλλακτικό καύσιμο μετά τον ηλεκτρισμό, μιας και το υδρογόνο και τα συνθετικά καύσιμα δεν αποτελούν μέρη αυτής της στρατηγικής. Σε αυτό το σενάριο (Ele_1.5°C), το δυναμικό της βιομάζας εξαντλείται ήδη από τους άλλους κλάδους (μεταφορές) με αποτέλεσμα να περιορίζεται η χρήση της στην ηλεκτροπαραγωγή. Σχετικά με τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, παρατηρείται μικρή διακύμανση στην κατανάλωση μεταξύ σεναρίων. Ο βασικός ρόλος της βιομάζας στο τομέα της ηλεκτροπαραγωγής είναι να καλύψει ανάγκες ευελιξίας του συστήματος, με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα. Το κύριο εμπόδιο της αύξησης χρήσης βιομάζας, κυρίως στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής αλλά και στους τομείς της βιομηχανίας σχετίζεται με την αποτελεσματικότητα της εφοδιαστικής αλυσίδας των τομέων με προϊόντα βιομάζας. Η ασφαλής και αδιάλειπτη τροφοδοσία της ηλεκτροπαραγωγής και της βιομηχανίας είναι δύσκολο να επιτευχθεί, στην περίπτωση που δεν θα πραγματοποιηθεί η ανάπτυξη βιομηχανίας pellets ή ξύλου σε μεγάλη κλίμακα. Σημαντικό ρόλο προς αυτή την κατεύθυνση θα διαδραματίσει η ύπαρξη μεγάλου όγκου ζήτησης βιομάζας καθώς επίσης και τα των τιμών των προϊόντων βιομάζας που θα παράγονται. Ωστόσο, ο ανταγωνισμός με τη χρήση της ξυλείας στην παραγωγή δεύτερης γενιάς βιοκαυσίμων είναι πολύ ισχυρός. Τα βιοκαύσιμα δεύτερης γενιάς ή αλλιώς προηγμένης γενιάς παρέχουν τη δυνατότητα ανάκτησης μεγαλύτερης προστιθέμενης αξίας συγκριτικά με τη χρήση της βιομάζας για καύση στην ηλεκτροπαραγωγή ή τη βιομηχανία.

Τα βιοκαύσιμα πρώτης γενιάς (συμβατικά βιοκαύσιμα) **Σχήμα 5-18**, αποτελούν επιλογή κυρίως για τη μεσοπρόθεσμη περίοδο (μέχρι το 2030). Τα βιοκαύσιμα πρώτης γενιάς παράγονται από βιομάζα η οποία χρησιμεύει και ως τροφή. Οι πολιτικές της Ευρωπαϊκής Ένωσης, για περιορισμό της συμμετοχής τους στο ενεργειακό μίγμα μετά το 2030 λαμβάνονται υπόψη κατά τη συγκεκριμένη μοντελοποίηση. Τα βιοκαύσιμα δεύτερης γενιάς παράγονται από ξυλώδη

(λιγνοκυτταρική) βιομάζα ή και από τηγανέλαια με περιορισμένο δυναμικό ανάπτυξης. Τα βιοκαύσιμα της νέας γενιάς θα υποκαθιστούν πλήρως τα ορυκτά καύσιμα στις μεταφορές, γεγονός που δεν ισχύει με τα βιοκαύσιμα της πρώτης γενιάς. Οι τεχνολογίες παραγωγής δεύτερης γενιάς βιοκαυσίμων αναμένεται να επιτύχουν υψηλά επίπεδα τεχνολογικής ωρίμανσης μακροχρόνια και ήδη από το 2030 αναμένονται να υποκαταστήσουν σημαντικές ποσότητες των βιοκαυσίμων της πρώτης γενιάς. Τα βιοκαύσιμα της δεύτερης γενιάς αποτελούν σχεδόν σε όλα τα σενάρια το 25-30% της συνολικής κατανάλωσης βιοενέργειας στο ενεργειακό σύστημα. Μόνη εξαίρεση αποτελεί το σενάριο εξηλεκτρισμού των 1.5 °C (Ele_1.5°C), όπου το ποσοστό αυτό ξεπερνά το 50%. Η κατανάλωση αερίων και στερεών αποβλήτων διατηρείται σταθερή μακροχρόνια και είναι περιορισμένη σε όλα τα σενάρια (Σχήμα 5-18). Η παραγωγή των βιομηχανικών απορριμμάτων είναι αλληλένδετη με τη βιομηχανική δραστηριότητα η οποία σε όλα τα σενάρια αυξάνεται με μικρό σταθερό ρυθμό.

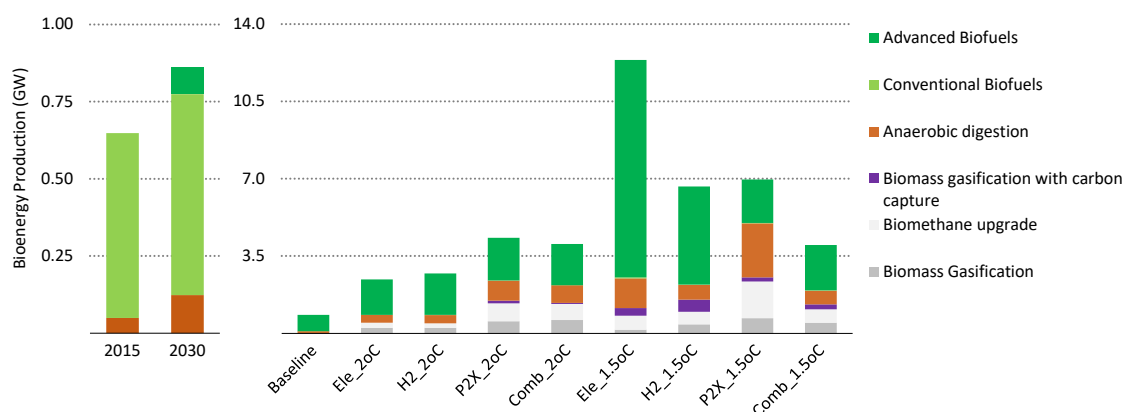
Σχήμα 5-18: Επίπεδα βιοενέργειας ανά σενάριο (ktoe)



Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής βιοκαυσίμων και βιοαερίου στις μέρες μας στη χώρα δεν ξεπερνά τα 1 GW. Ωστόσο, αυτό αναμένεται να αλλάξει ραγδαία στο μέλλον. Η ανάπτυξη της παραγωγής βιοκαυσίμων πρώτης αλλά και δεύτερης γενιάς παρουσιάζει σημαντικές δυνατότητες στην Ελληνική οικονομία και μπορεί να ανταγωνιστεί με μεγάλη επιτυχία τις εισαγωγές βιοκαυσίμων από άλλες χώρες. Μέχρι το 2050, στα σενάρια των 2 °C προβλέπεται ότι η εγκατεστημένη ισχύς θα είναι 3.5 φορές μεγαλύτερη και στα σενάρια ραγδαίας μείωσης των εκπομπών περίπου 7 φορές πάνω από τα σημερινά επίπεδα. Ειδικά στο σενάριο εξηλεκτρισμού των 1.5 °C θα ξεπεράσει τα 10 GW. Η συγκεκριμένη αύξηση οφείλεται κυρίως σε τεχνολογίες παραγωγής βιοκαυσίμων δεύτερης γενιάς και σε μικρότερο βαθμό σε μονάδες παραγωγής βιοαερίου από αναερόβια ζύμωση. Οι τεχνολογίες παραγωγής βιοκαυσίμων δεύτερης γενιάς είναι κυρίως οι τεχνολογίες Fischer-Tropsch και τεχνολογίες καταλυτικής πυρόλυσης που προβλέπεται να παρουσιάσουν σημαντικούς ρυθμούς εκμάθησης. Σχετικά με την εγχώρια παραγωγή βιοκαυσίμων, είναι απαραίτητη η υποστήριξη και προώθηση της παραγωγής πρώτων υλών βιομάζας και ενεργειακών καλλιεργειών σε μεγάλη κλίμακα με σκοπό την αδιάλειπτη τροφοδοσία των εγκαταστάσεων παραγωγής βιοκαυσίμων.

Στα σενάρια συνθετικών καυσίμων και στα σενάρια εξισορρόπησης, η εγκατεστημένη ισχύς των τεχνολογιών της αναερόβιας ζύμωσης σε συνδυασμό με τις μονάδες αναβάθμισης του βιοαερίου που παράγεται σε βιομεθάνιο αυξάνεται σημαντικά. Η αγορά του βιοαερίου στην Ελλάδα παρουσιάζει σημαντικό δυναμικό και δύναται να προσφέρει σημαντική προστιθέμενη αξία στην οικονομία. Το βιομεθάνιο εγχέεται στο δίκτυο φυσικού αερίου και καταναλώνεται από όλους τους τομείς του ενεργειακού συστήματος. Στην περίπτωση της ηλεκτροπαραγωγής η κατανάλωση βιοαερίου από μονάδες που είναι εξοπλισμένες με τεχνολογίες δέσμησης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (σενάρια 1.5°C) οδηγεί στη δημιουργία αρνητικών εκπομπών (σενάρια 1.5°C).

Σχήμα 5-19: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής βιομάζας (GW)



Αντίστοιχα, αρνητικές εκπομπές δημιουργούνται και στην περίπτωση της δέσμησης του διοξειδίου του άνθρακα από βιοαέριο και τον εγκλωβισμό του σε υλικά στον βιομηχανικό τομέα. Για τη διασφάλιση επομένως, θετικής προοπτικής για την ανάπτυξη των τεχνολογιών παραγωγής βιοαερίου, αναγκαία είναι ρυθμιστικά πλαίσια που θα ορίζουν υποχρεωτική ανάμιξη βιομεθανίου σε συγκεκριμένο ποσοστό στο δίκτυο διανομής αερίου. Με τον τρόπο αυτό, προωθείται η εξέλιξη της βιομηχανίας παραγωγής βιοαερίου η οποία αναμένεται να έχει σημαντική δραστηριότητα στη χώρα και κυρίως στο πλαίσιο των σεναρίων της κλιματικής ουδετερότητας.

5.5.7 Χρήση αέριων ενεργειακών μορφών

Προοδευτικά, τα στερεά ορυκτά καύσιμα εξαφανίζονται από ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας σε όλα τα σενάρια ήδη από το 2030. Καθοριστικό ρόλο σε αυτό διαδραματίζει το σχέδιο κατάργησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη έως τα μέσα της δεκαετίας που διανύουμε. Παράλληλα, η εφαρμογή του μηχανισμού σταθεροποίησης του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα οδηγεί σε σημαντική αύξηση των τιμών δικαιωμάτων των εκπομπών άνθρακα μετά το 2030 που καθιστά τα ορυκτά καύσιμα (στερεά και υγρά) μη ανταγωνιστικά. Αξιοσημείωτη είναι επίσης η μακροχρόνια μείωση της κατανάλωσης υγρών ορυκτών καυσίμων στο ενεργειακό σύστημα. Το 2030 το ποσοστό των υγρών υδρογονανθράκων στο σύνολο της κατανάλωσης του συστήματος αγγίζει το 20%, που

είναι εμφανώς μικρότερο ποσοστό από το 60% του 2015. Η ύπαρξη των διασυνδέσεων των νησιών με την ηπειρωτική χώρα προσφέρει τη δυνατότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ταυτόχρονα την κατάργηση λειτουργίας των μονάδων πετρελαίου και ντίζελ σε αυτά. Οι ποσότητες κατανάλωσης των υγρών ορυκτών καυσίμων μηδενίζονται σε όλα τα σενάρια το 2050.

Όλα τα παραπάνω οδηγούν στην ενίσχυση του ρόλου του φυσικού αερίου στο ενεργειακό σύστημα αρκετά νωρίτερα από το 2030. Στην ηλεκτροπαραγωγή, η ανταγωνιστικότητα του φυσικού αερίου ενισχύεται λόγω της τιμής του και των μειωμένων εκπομπών του σε σύγκριση με τα στερεά και τα υγρά ορυκτά καύσιμα, ενώ η χρήση του στους θερμικούς σταθμούς ικανοποιεί τις ανάγκες εξισορρόπησης που αυξάνονται λόγω της ραγδαίας διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα. Στους τομείς της τελικής κατανάλωσης, το φυσικό αέριο αποτελεί ένα προϊόν μεγάλης σημασίας για τις τελικές καταναλώσεις ενέργειας, λόγω των μειωμένων ρύπων που εκλύονται κατά την καύση του αλλά και της ευκολίας στη χρήση σε αρκετές διεργασίες στη βιομηχανία, στις χρήσεις θέρμανσης αλλά και στις μεταφορές.

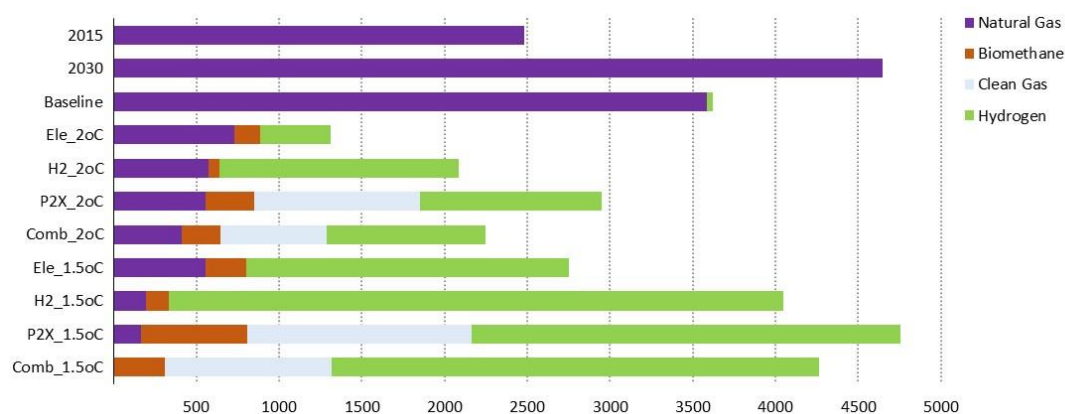
Η χρήση ωστόσο, του αερίου με τη μορφή που έχει σήμερα, δε συνάδει με τον μακροχρόνιο στόχο της κλιματικής ουδετερότητας. Για την επίτευξη του μηδενικού ισοζυγίου του διοξειδίου του άνθρακα το 2050 καθίσταται αναγκαία η χρήση τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα υπογείως στην περίπτωση συνέχισης της χρήσης φυσικού αερίου σε μεγάλη κλίμακα όπως και σήμερα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η διαθεσιμότητα των υπογείων υποδομών αποθήκευσης είναι αρκετά περιορισμένη και εμποδίζει την ανάπτυξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού με τη χρήση ορυκτών καυσίμων. Επιπλέον, το μηδενικό ισοζύγιο διοξειδίου του άνθρακα του 2050 στην περίπτωση συνέχισης της χρήσης φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή, απαιτεί ταυτόχρονα τον πλήρη εξηλεκτρισμό όλων των τελικών χρήσεων, και έτσι με αυτή τη στρατηγική αναμένεται να μείνουν αναξιοποίητες και οι υποδομές του δικτύου μεταφοράς και διανομής αερίου.

Καθώς ο ρόλος του αερίου έχει πλέον μεγάλη σημασία για τη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος, μακροχρόνια η σύνθεση του θα πρέπει να αλλάξει ενσωματώνοντας σταδιακά κλιματικά ουδέτερα καύσιμα. Τα κλιματικά ουδέτερα καύσιμα είναι το βιομεθάνιο, το υδρογόνο, και το συνθετικό μεθάνιο. Η παραγωγή των δύο τελευταίων προέρχεται από τον ηλεκτρισμό που παράγεται από ΑΠΕ και από μόρια διοξειδίου του άνθρακα, τέτοιων πηγών που τους εξασφαλίζει μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα. Το ποσοστό ανάμιξης των κλιματικά ουδέτερων καυσίμων, μελλοντικά αναμένεται να αυξηθεί προσφέροντας έτσι με αυτόν τον τρόπο αέριο χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος στους τελικούς καταναλωτές. Το ποσοστό ανάμιξης των συνθετικών κλιματικά ουδέτερων αερίων στο δίκτυο αερίου θεωρητικά μπορεί να φτάσει και το 100% να γίνει επομένως η πλήρης υποκατάσταση του φυσικού αερίου που αποκλειστικά διαρρέει στις μέρες μας τους αγωγούς αερίου, από κλιματικά ουδέτερα καύσιμα με αποτέλεσμα το αέριο καύσιμο να έχει μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα (**Σχήμα 5-21**). Με τον τρόπο αυτό, δίνεται η δυνατότητα αξιοποίησης του υφιστάμενου δικτύου φυσικού αερίου για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, πέρα από το

2030, και την αποφυγή επιπλέον κόστους λόγω της μη χρησιμοποίησης αυτών των υποδομών (λανθάνοντα κόστη).

Όπως φαίνεται στο **Σχήμα 5-20**, στην περίπτωση όπου υπάρχει η διαθεσιμότητα συνθετικού αερίου (π.χ. στα σενάρια εκτός από εκείνα του εξηλεκτρισμού), αναμένεται να αυξηθεί η κατανάλωση αερίων καυσίμων στο ενεργειακό σύστημα. Ωστόσο, σε αυτή την περίπτωση μιλάμε για δομική αλλαγή της προέλευσης των μορίων του τελικού προϊόντος. Το αέριο θα αποτελείται από ένα μίγμα φυσικού αερίου, υδρογόνου, βιομεθανίου και συνθετικού αερίου. Συνεπώς, η συνολική κατανάλωση αερίων καυσίμων όχι μόνο προβλέπεται ότι θα μείνει στα σημερινά επίπεδα αλλά επιπλέον θα αυξηθεί σε σημαντικό βαθμό κυρίως στα σενάρια 1.5 °C και ειδικότερα στα σενάρια όπου υπάρχει διαθεσιμότητα συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου.

Σχήμα 5-20: Κατανάλωση αερίων καυσίμων στις τελικές χρήσεις και στην ηλεκτροπαραγωγή ανά σενάριο (ktoe)

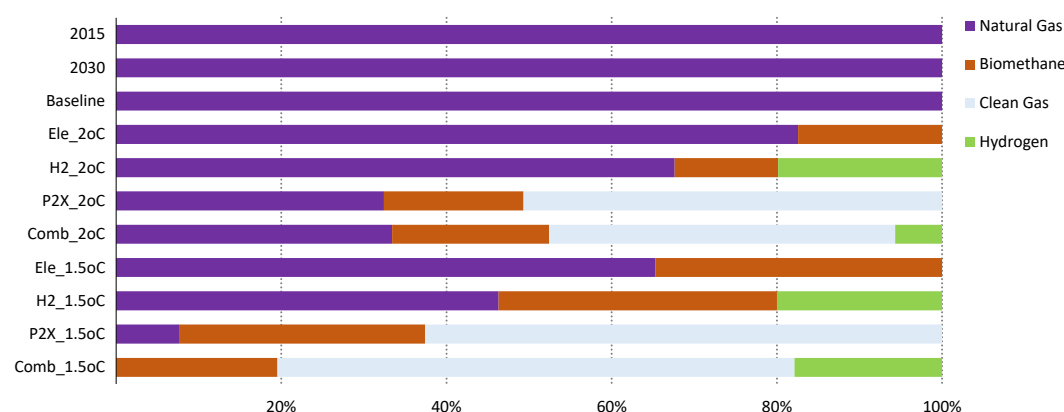


Η χρήση φυσικού αερίου για τα σενάρια του εξηλεκτρισμού είναι μεγαλύτερη σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια, μιας και ο ηλεκτρισμός δεν μπορεί να αντικαταστήσει πλήρως το αέριο σε όλες τις τελικές χρήσεις (π.χ. βιομηχανικές διεργασίες). Η απουσία των συνθετικών καυσίμων στα σενάρια εξηλεκτρισμού κάνει υποχρεωτική τη χρήση ηλεκτρισμού σε περιπτώσεις όπου είναι μη οικονομική επιλογή και δεν επιτρέπει την πλήρη κατάργηση του φυσικού αερίου. Στην ηλεκτροπαραγωγή οι μονάδες φυσικού αερίου παραμένουν για την κάλυψη αναγκών εφεδρείας. Στις συγκεκριμένες μονάδες ωστόσο, η χρήση του υδρογόνου το 2050 είναι δυνατή καθώς μπορεί να προσφέρει υπηρεσίες εποχιακής αποθήκευσης (χημική αποθήκευση) σε ένα σύστημα με μεγάλα ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Στα σενάρια εξηλεκτρισμού πραγματοποιείται επίσης η έγχυση βιοαερίου στο δίκτυο συμβάλλοντας έτσι στη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος του αερίου που διανέμεται, ωστόσο η ανάμιξη αυτή πραγματοποιείται σε χαμηλά επίπεδα λόγω του περιορισμένου δυναμικού του (**Σχήμα 5-21**).

Στα σενάρια συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου η παραγωγή αερίων καυσίμων με μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα επιτρέπει στο να αποφευχθεί ο εξηλεκτρισμός ενεργειακών τομέων που δεν είναι οικονομικά αποδοτικός. Η κατανάλωση αερίων αυξάνεται σημαντικά και στους τομείς της τελικής ζήτησης αλλά και στην ηλεκτροπαραγωγή καθώς το αέριο μίγμα έχει χαμηλό ανθρακικό αποτύπωμα.

Σημαντική φαίνεται να είναι επίσης η κατανάλωση υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα (Σχήμα 5-20). Πιο συγκεκριμένα, οι ποσότητες κατανάλωσης του υδρογόνου περιλαμβάνουν τις ποσότητες που διανέμονται μέσω του δικτύου αερίου αλλά και τις ποσότητες που καταναλώνονται τοπικά στη βιομηχανία και την ηλεκτροπαραγωγή (χημική αποθήκευση) αλλά και το υγροποιημένο υδρογόνο που καταναλώνεται στον τομέα των μεταφορών. Τα συγκεκριμένα είδη του υδρογόνου δε μεταφέρονται μέσω του δικτύου αερίου. Σχετικά με την έγχυση του υδρογόνου διατηρήθηκαν τα επιτρεπόμενα ποσοστά έγχυσης στο δίκτυο αερίου, μέχρι 20% (κατά όγκο), που αποτελεί το μέγιστο όριο για να μην είναι αναγκαία η αντικατάσταση και αναβάθμιση του δικτύου. Τα συγκεκριμένα σενάρια προβλέπουν επίσης, σημαντική αύξηση του βιοαερίου και έγχυσή του στο δίκτυο. Οι ποσότητες βέβαια που εγχέονται είναι περιορισμένες λόγω του συγκεκριμένου δυναμικού του. Ωστόσο, μέσω της ανάπτυξης της παραγωγής του βιοαερίου αναπτύσσεται ταυτόχρονα συνέργεια μεταξύ των διεργασιών αναβάθμισης του βιοαερίου και της διαδικασίας παραγωγής συνθετικών καυσίμων μέσω της δέσμησης και χρήσης του διοξειδίου του άνθρακα.

Σχήμα 5-21: Ποσοστά ανάμιξης αερίων καυσίμων στο δίκτυο (%)



5.5.8 Χρήση Υδρογόνου

Ανεξαρτήτως της στρατηγικής που αναμένεται να ακολουθηθεί σχετικά με την κλιματική ουδετερότητα, το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα θα βασίζεται στη χρήση του υδρογόνου σε μεγάλο βαθμό. Ο ρόλος του υδρογόνου είναι τριπλός; χρησιμοποιείται ως ενεργειακό προϊόν από τους τελικούς καταναλωτές, αποτελεί μέσο αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (χημική αποθήκευση) και τέλος πρώτη ύλη για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων. Σε κάθε μια από τις στρατηγικές που αναλύθηκαν, το υδρογόνο κατέχει διαφορετικό βασικό ρόλο στο ενεργειακό σύστημα, χωρίς να αποκλείεται ωστόσο και η χρήση του σε διαφορετικούς ρόλους, όπου υπάρχει δηλαδή ανάγκη. Η ανάλυση της ζήτησης του υδρογόνου σε ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα, ανά σενάριο παρουσιάζεται παρακάτω.

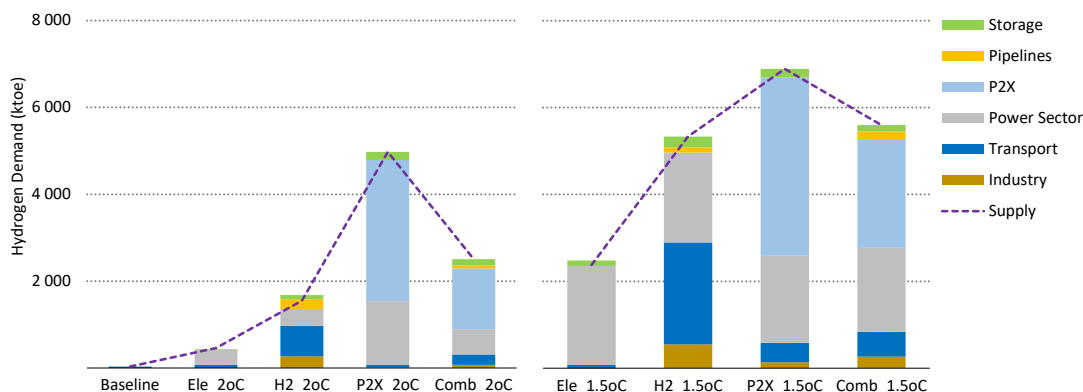
Όσον αφορά τη ζήτηση του υδρογόνου, προβλέπεται μια αξιοσημείωτη αύξηση της χρήσης του ως ενεργειακό προϊόν στα σενάρια υδρογόνου, με το μερίδιό του να φτάνει το 30% στα σενάρια των 1.5 °C και 10% στην περίπτωση των σεναρίων 2 °C. Η

χρήση του υδρογόνου αυξάνεται κυρίως στον τομέα των μεταφορών (**Σχήμα 5-22**) και ιδιαίτερα στις μεταφορές μεγάλων αποστάσεων. Ωστόσο, δεν περιορίζεται μόνο στον τομέα των μεταφορών μιας και καλύπτει ανάγκες σε χρήσεις της βιομηχανίας, αλλά και για να καλύψει ανάγκες του ηλεκτρικού τομέα για εποχιακή αποθήκευση.

Επιπλέον, το υδρογόνο χρησιμοποιείται πέρα από τελικό προϊόν και ως πρώτη ύλη για την παραγωγή συνθετικών υδρογονανθράκων. Συνεπώς, η ζήτηση του στα σενάρια των συνθετικών καυσίμων και στα σενάρια εξισορρόπησης παραμένει σε υψηλά επίπεδα. Η συνολική κατανάλωση υδρογόνου φτάνει σε υψηλότερα επίπεδα στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων το 2050 σε σχέση με το σενάριο υδρογόνου, μιας και χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη κατά την παραγωγή συνθετικού αερίου αλλά και συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων. Αυτό που αλλάζει δραστικά είναι στο ποσοστό της χρήσης του υδρογόνου ως τελικό προϊόν όπου στα σενάρια του υδρογόνου η ζήτηση είναι αρκετά υψηλότερη.

Σημαντικό κομμάτι της κατανάλωσης υδρογόνου παίζει και η ενδιάμεση χημική αποθήκευση στον τομέα την ηλεκτροπαραγωγής. Σε αυτή την περίπτωση το υδρογόνο αποθηκεύεται και ύστερα χρησιμοποιείται ως καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρισμού σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Προβλέπονται ότι στα σενάρια των 2 °C η εποχιακή αποθήκευση φτάνει από 400 έως 900 ktoe και στα σενάρια της ραγδαίας μείωσης τα επίπεδα αυτά αυξάνονται περεταίρω αγγίζοντας τα 2000 ktoe στο σενάριο συνθετικών καυσίμων των 1.5 °C όπου επιτυγχάνεται η κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050.

Σχήμα 5-22: Ζήτηση Υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα (ktoe)

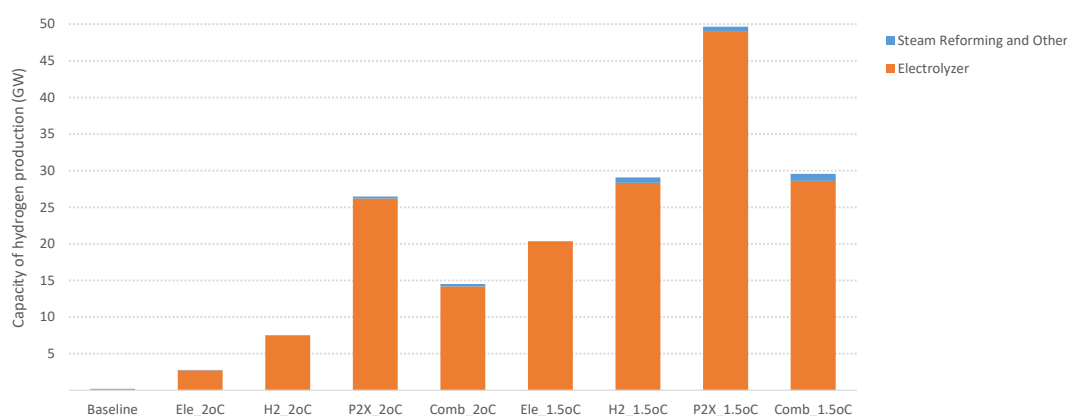


Στα σενάρια όπου ο ηλεκτρισμός δεν αποτελεί το βασικό ενεργειακό προϊόν για τις τελικές χρήσεις, το σύστημα θα απαιτήσει την παραγωγή συνολικά από 500 έως 4500 ktoe υδρογόνου για τα σενάρια των 2 °C και από 2500 έως 7000 ktoe περίπου υδρογόνου για τα σενάρια των 1.5 °C το 2050 (**Σχήμα 5-23**). Η παραγωγή των 4500 ktoe υδρογόνου για το σενάριο συνθετικών καυσίμων των 2 °C στην Ελλάδα μεταφράζεται σε εγκατεστημένη ισχύ 25 GW μονάδων ηλεκτρόλυσης. Το μέγεθος είναι τεράστιο σε σχέση με τα σημερινά παγκόσμια επίπεδα και ισούται με 5 φορές μεγαλύτερο του στόχου της Γερμανίας για το 2030⁹. Όπως είναι αναμενόμενο, οι

⁹ <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/061020-german-cabinet-approves-hydrogen-strategy-sets-14-twh-target-by-2030>

μεγαλύτερες ανάγκες για μονάδες ηλεκτρόλυσης παρουσιάζονται στο σενάριο συνθετικών καυσίμων και σενάριο εξισορρόπησης για το 2050, ενώ στο σενάριο του εξηλεκτρισμού οι απαιτήσεις περιορίζονται λόγω του ότι η ζήτηση υδρογόνου είναι μικρότερη και κυρίως προέρχεται από τη χρήση του υδρογόνου για εποχιακή αποθήκευση. Στην ομάδα των σεναρίων των 1.5 °C βλέπουμε ότι οι ανάγκες εγκαταστάσεις μονάδων ηλεκτρόλυσης διπλασιάζονται στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων και παρουσιάζεται ακόμα μεγαλύτερη αύξηση στα υπόλοιπα σενάρια σε σχέση με τα αντίστοιχα σενάρια μη δραστηκής μείωσης των εκπομπών. Αυτό το γεγονός καταδεικνύει ότι μία τέτοια μετάβαση δεν αποτελεί μία απλή υπόθεση και ο έγκαιρος σχεδιασμός της είναι αναγκαίος.

Σχήμα 5-23: Εγκαταστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτρόλυσης (GW)



Η σύγκριση μεταξύ των **Σχήμα 5-22** και **Σχήμα 5-23** ξεκάθαρα καταδεικνύει ότι ο ηλεκτρισμός και το υδρογόνο είναι οι βασικοί νικητές σε σχέση με τις υπόλοιπες ενεργειακές μορφές, μιας και οι δύο αυτές ενεργειακές μορφές έχουν τη δυνατότητα να καταναλωθούν με άμεσο τρόπο. Βέβαια, το βασικό πλεονέκτημα του ηλεκτρισμού σχετίζεται με το ότι είναι τουλάχιστον δύο φορές πιο αποδοτικός από το υδρογόνο στις τελικές χρήσεις. Αναλυτικότερα, κατά τη διαδικασία παραγωγής του υδρογόνου από ηλεκτρισμό εμφανίζονται 70 έως 85 τις εκατό απώλειες ενέργειας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, ότι για να αντικατασταθεί μέρος του ηλεκτρισμού σε κλάδους της τελικής κατανάλωσης με υδρογόνο, όπως συμβαίνει στο σενάριο του υδρογόνου, απαιτούνται μεγαλύτερα ποσά ηλεκτρισμού σε σύγκριση με το σενάριο εξηλεκτρισμού. Επιπλέον, οι συσκευές που καταναλώνουν ηλεκτρισμό (π.χ. ηλεκτρικά αμάξια) σε σχέση με τις κυψέλες υδρογόνου (π.χ. αμάξια υδρογόνου) είναι και αυτές πιο αποδοτικές.

5.5.9 Κόστος ενεργειακών υπηρεσιών

Η εξέλιξη του κόστους ενέργειας είναι βασικό στοιχείο της μακροχρόνιας στρατηγικής για το 2050 και υπολογίζεται αναλυτικά στην παρούσα διατριβή προκειμένου να αξιολογηθεί η βιώσιμη μετάβαση σε μια οικονομία κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050. Για την αξιολόγηση των διαφορετικών στρατηγικών μετάβασης σε μία τέτοια οικονομία, βασικός συντελεστής σύγκρισης αποτελεί το κόστος των επενδύσεων αλλά και τα συνολικά κόστη του συστήματος. Σε όλα τα

σενάρια έχουν εφαρμοστεί κοινά κόστη τεχνολογιών και κοινές τιμές ορυκτών καυσίμων ώστε να είναι εφικτή η σύγκριση μεταξύ των διαφορετικών σεναρίων. Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι ήδη από το 2030 το ενεργειακό σύστημα υφίσταται ραγδαίες αλλαγές τόσο με την αξιοσημειωτή διείσδυση των ΑΠΕ, την ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης, την αύξηση των επενδύσεων μονάδων παραγωγής βιομάζας και των μονάδων αποθήκευσης.

Το ενεργειακό σύστημα αποτελείται από τους τομείς της τελικής κατανάλωσης και τους τομείς παραγωγής και διάθεσης ενέργειας. Ωστόσο, η παρούσα διατριβή εστιάζει στην ανάλυση του τομέα της παραγωγής και διάθεσης ενεργειακών μορφών η ζήτηση ενεργειακών προϊόντων των τομέων της τελικής κατανάλωσης σε επίπεδο χώρας αποτελεί είσοδο στου μοντέλο.

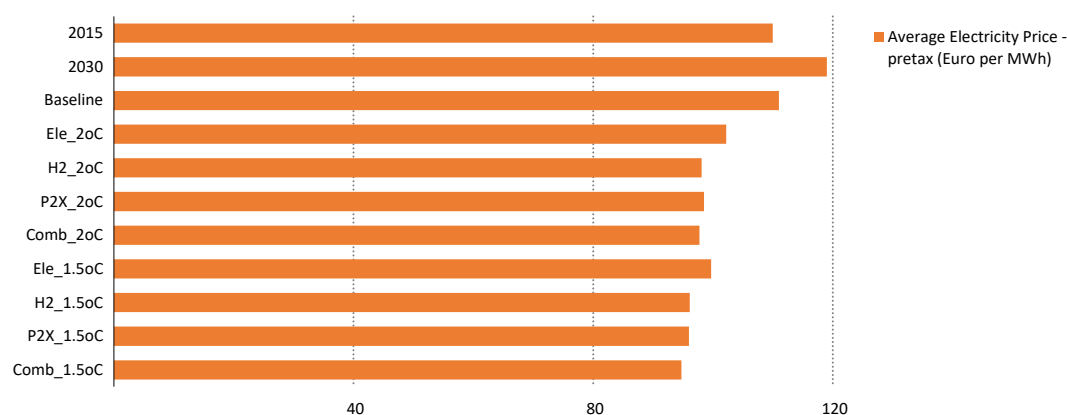
Το μοντέλο υπολογίζει το μέσο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας και το πώς αυτό εξελίσσεται στο μέλλον. Επιπλέον, στο μοντέλο υπολογίζονται τα έσοδα των επιχειρήσεων παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και διάθεσης ενεργειακών προϊόντων, οι οποίες ανακτούν μέσω των εσόδων αυτών τα πάγια κόστη κεφαλαίου με ένα επιπλέον κέρδος, τα κόστη συντήρησης και τα μεταβλητά κόστη. Θεωρείται ότι οι επιχειρήσεις αναπτύσσουν βέλτιστα το χαρτοφυλάκιο τους δρώντας σε συνθήκες υγιούς ανταγωνισμού. Συνεπώς, οι τιμές των ενεργειακών προϊόντων οι οποίες υπολογίζονται από το μοντέλο διασφαλίζουν όλα εκείνα τα απαιτούμενα στοιχεία για την βιωσιμότητα των επενδύσεων. Αναλυτικότερα, θεωρείται ένα μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου 8-8.5% για την παραγωγή ενέργειας και 7.5% για τα δίκτυα και τις υποδομές. Τα επιτόκια αυτά χρησιμοποιούνται για την αναγωγή των δαπανών σε ετήσια βάση και στη συνέχεια για τον υπολογισμό των τιμών των ενεργειακών προϊόντων. Γενικότερα, τα κόστη διακρίνονται σε κόστη επένδυσης, σε πάγια ετήσια κόστη που αφορούν τη συντήρηση του εξοπλισμού-μονάδων και σε μεταβλητά κόστη που σχετίζονται με την αγορά των πρώτων υλών για την παραγωγή του προϊόντος και τα κόστη μεταφοράς του. Επομένως, το συνολικό ετήσιο κόστος είναι το άθροισμα του ετήσιου κόστους επένδυσης (CAPEX), του πάγιου ετήσιου κόστους για συντήρηση και του μεταβλητού κόστους (OPEX).

Για την απανθρακοποίηση του ενεργειακού συστήματος απαιτούνται επενδύσεις μεγάλης έντασης κεφαλαίου, για μονάδες ΑΠΕ, μονάδες παραγωγής βιοενέργειας και συνθετικών καυσίμων, μονάδες αποθήκευσης και δίκτυα. Βασικό χαρακτηριστικό των μονάδων ΑΠΕ είναι ότι εμφανίζουν πολύ χαμηλά ή ακόμα και μηδενικά μεταβλητά κόστη. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με τις συμβατικές μονάδες όπου οι επενδύσεις είναι χαμηλότερης έντασης κεφαλαίων αλλά έχουν υψηλά μεταβλητά κόστη, τα οποία ενδέχεται να αυξηθούν ακόμα παραπάνω αν λάβει κανείς υπόψη τις τιμές ETS και το γεγονός ότι προβλέπεται να αυξηθούν σημαντικά στο μέλλον. Η εξάρτηση του κόστους μετάβασης από τα κόστη επενδύσεων σχετίζεται με τις νέες τεχνολογίες είτε αυτές είναι βιομηχανικά ώριμες είτε βρίσκονται σε χαμηλότερα επίπεδα ωρίμανσης. Συνεπώς, το κόστος μετάβασης χαρακτηρίζεται από μεγάλη αβεβαιότητα που έχει να κάνει με την εξέλιξη του κόστους αυτών των τεχνολογιών στο μέλλον. Λαμβάνεται υπόψη, επίσης, στο μοντέλο η εξέλιξη του κόστους αυτών των νέων τεχνολογιών ανάλογα με τα επίπεδα διείσδυσής τους στην αγορά (learning by doing).

Στις μέρες μας, το δυναμικό εκμάθησης των τεχνολογιών υδρογόνου, συνθετικών καυσίμων έχει εξερευνηθεί ελάχιστα, στο μέλλον ωστόσο αναμένεται η εκμετάλλευση του στο μέγιστο βαθμό.

Η βασική μακροχρόνια τάση στην εξέλιξη του κόστους των τεχνολογιών αφορά τη μείωση του κόστους επένδυσης τόσο των ΑΠΕ όσο και των μονάδων αποθήκευσης, καθώς και των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων. Η ραγδαία αύξηση των επενδύσεων σε ΑΠΕ οδηγεί στη μείωση του μοναδιαίου κόστους επένδυσης, η οποία συνδυάζεται με μείωση του κόστους λειτουργίας των μονάδων επομένως συνολικά το μοναδιαίο κόστος των ενεργειακών προϊόντων μειώνεται μελλοντικά. Παρά το γεγονός ότι η συνολική δαπάνη για κάλυψη των ενεργειακών υπηρεσιών αυξάνεται στο μέλλον σε όλα τα σενάρια, οι μέσες τιμές του ηλεκτρισμού δεν αναμένεται να αυξηθούν (**Σχήμα 5-24**). Αναλυτικότερα, η μείωση των τιμών επιτυγχάνεται σε όλα τα σενάρια, ακόμα και σε αυτά που απαιτούν μεγάλη αύξηση της ηλεκτρικής ενέργειας (μεγέθυνση ηλεκτρικού τομέα) για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων (P2X_1.5°C) και (Comb_1.5°C). Στις συγκεκριμένες στρατηγικές, τόσο οι επενδύσεις σε ΑΠΕ όσο και οι επενδύσεις σε μονάδες αποθήκευσης είναι αρκετά μεγάλες. ωστόσο, έσοδα και προστιθέμενη αξία παρέχεται στο σύστημα μέσω της πώλησης των συνθετικών καυσίμων στους τελικούς καταναλωτές.

Σχήμα 5-24: Μέση τιμή ηλεκτρισμού (Euros/MWh)

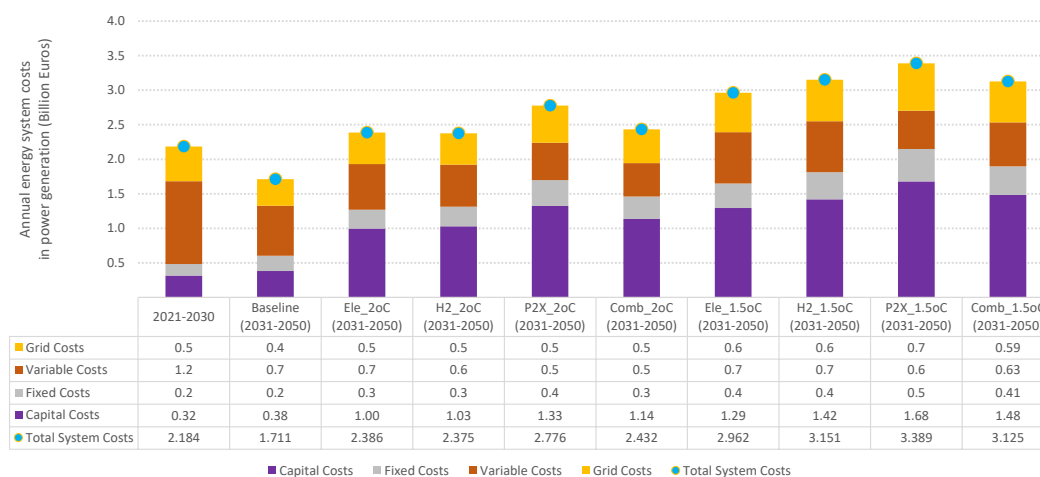


Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, τα παραγόμενα προϊόντα (υδρογόνο και συνθετικά καύσιμα) μπορούν να παρέχουν επιπλέον οφέλη στο ηλεκτρικό σύστημα καθώς επηρεάζουν το μέσο κόστος ηλεκτροπαραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, η λειτουργία των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων αυξάνει τον όγκο της ηλεκτροπαραγωγής και οδηγεί σε μεγαλύτερες επενδύσεις σε ΑΠΕ. Καθώς οι επενδύσεις ΑΠΕ αυξάνουν, οδηγούν σε ανάπτυξη ΑΠΕ σε πιο «δύσβατες» περιοχές με αυξημένο σχετικά κόστος. Ταυτόχρονα, όμως οι μονάδες παραγωγής συνθετικών καυσίμων προσφέρουν μεγάλη ευελιξία στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μέσω της χημικής αποθήκευσης και την έμμεσης αποθήκευσης. Επομένως, το σύστημα μέσω των κλιματικά ουδέτερων καυσίμων, μεγιστοποιεί την απορρόφησή της παραγωγής των ΑΠΕ σε περιόδους αφθονίας και χρησιμοποιεί τα παραγόμενα προϊόντα σε περιόδους έλλειψης. Η συνέργεια των μονάδων Power-to-X με το ηλεκτρικό σύστημα, οδηγεί σε

εξομάλυνση της καμπύλης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος γεγονός που ωφελεί στη μείωση της μέσης τιμής ηλεκτρικής ενέργειας (**Σχήμα 5-24**).

Τα σενάρια του εξηλεκτρισμού δεν υποθέτουν την παραγωγή συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου για τους τελικούς καταναλωτές και επομένως δεν επωφελούνται από την έμμεση αποθήκευση που αυτά προσφέρουν. Στην περίπτωση τους ωστόσο παράγεται υδρογόνο που καταναλώνεται στις μονάδες αερίου για την κάλυψη αναγκών εφεδρείας (χημική αποθήκευση), που δεν είναι εφικτό να καλυφθούν αποκλειστικά από το δυναμικό των μπαταριών, και η οποία συμπληρώνεται με τα υδροηλεκτρικά. Οι συγκεκριμένες μονάδες αερίου χρησιμοποιούν σπάνια φυσικό αέριο κυρίως στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας και μόνο στην περίπτωση που είναι εξοπλισμένες με τεχνολογίες CCS για τον μηδενισμό των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Όπως φαίνεται στο **Σχήμα 5-24**, παρά τη διαρκή αύξηση των ΑΠΕ, η μέση τιμή του ηλεκτρισμού είναι λίγο πιο ακριβή στα σενάρια εξηλεκτρισμού σε σχέση με εκείνα του υδρογόνου και των συνθετικών καυσίμων. Αυτό σχετίζεται και με το γεγονός ότι στις δύο τελευταίες περιπτώσεις πραγματοποιείται μεγαλύτερη εξομάλυνση της καμπύλης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος καθώς μεγαλύτερες ποσότητες ηλεκτρισμού καταναλώνονται για την παραγωγή υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων για την ικανοποίηση της ζήτησης των τελικών καταναλωτών (έμμεση αποθήκευση). Με αυτή τη σύγκριση φαίνεται καθαρά τα οφέλη που προσφέρει η εποχιακή αποθήκευση μέσω των συνθετικών καυσίμων στις μέσες τιμές ηλεκτρισμού.

Σχήμα 5-25: Μέσα ετήσια κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (2031-2050) (Billion Euros)



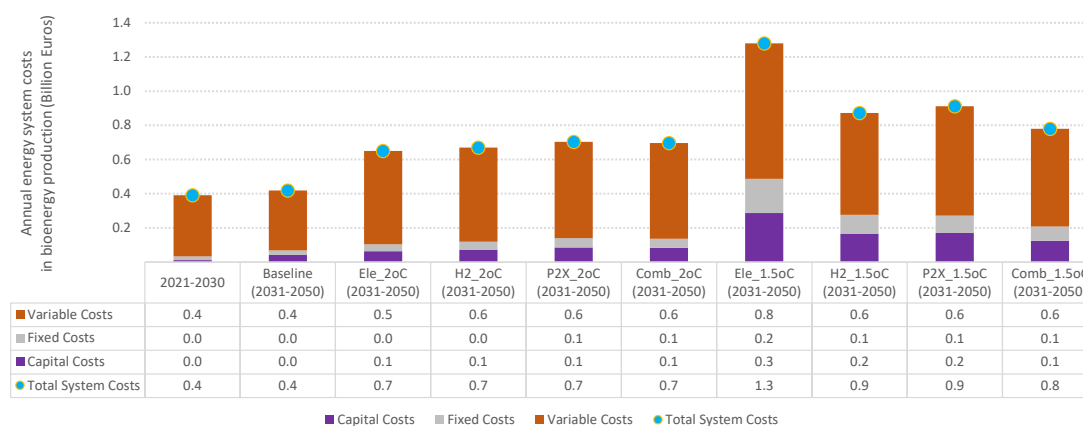
Όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 5-25**, το υψηλότερο κόστος στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται στα σενάρια συνθετικών καυσίμων, με τη φθηνότερη επιλογή τα σενάρια εξηλεκτρισμού και εξισορρόπησης. Όπως ήταν αναμενόμενο, τα σενάρια των 1.5 °C προϋποθέτουν μια αύξηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης από 20% έως 35%, ανάλογα με το σενάριο, σε σύγκριση με εκείνα των 2 °C. Η αύξηση αυτή ισούται με 10-15 δισεκατομμύρια Ευρώ επιπλέον για την περίοδο 2031-2050. Ουσιαστικά, την περίοδο μεταξύ του 2031-2050 υπολογίζονται ότι τα μέσα ετήσια κόστη πρέπει να φτάσουν περίπου τα 3 δις Ευρώ.

Αξίζει να τονιστεί ότι την περίοδο 2021-2030 το συνολικό κόστος ανέρχεται στα 20 δις Ευρώ, και αποτελεί το 30% του συνολικού κόστους που απαιτείται συνολικά για τη μακροχρόνια περίοδο (2031-2050) στα σενάρια της δραστηκής μείωσης των εκπομπών.

Κατά μέσο όρο το κόστος του δικτύου κυμαίνεται περί το 25% του συνολικού κόστους που απαιτείται. Όσο μεταβαίνουμε σε σενάρια πιο δραστηκής μείωσης των εκπομπών (1.5°C) η συμμετοχή του μεταβλητού κόστους βαίνει μειούμενη μιας και οι επενδύσεις που γίνονται είναι τόσο μεγάλης κλίμακας που το ποσοστό του κεφαλαιουχικού κόστους ξεπερνά το 40% στα σενάρια 1.5 °C. Με τη σειρά τους τα ετήσια σταθερά κόστη λαμβάνουν ένα μερίδιο γύρω στο 10% ως προς το συνολικό κόστος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Το **Σχήμα 5-25** παρουσιάζει τις επιπτώσεις στα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τις δαπάνες για επενδύσεις, με βάση τις προβολές του μοντέλου. Όλοι οι δείκτες που παρουσιάζονται στο γράφημα έχουν υπολογιστεί από το συγκεκριμένο μοντέλο και δεν είναι εκτιμήσεις ή κρίσεις εμπειρογνομόνων. Ο δείκτης συνολικά κόστη του ενεργειακού συστήματος αφορά τα ετήσια κεφαλαιουχικά κόστη για διάφορες δράσεις, τα κόστη συντήρησης, τα μεταβλητά κόστη, καθώς και τα κόστη δικτύου. Συνεπώς, ο συγκεκριμένος δείκτης κόστους αντιπροσωπεύει το ποσό που πρέπει να καταβληθεί για να καλυφθεί η ηλεκτρική ζήτηση του ενεργειακού συστήματος. Με απλά λόγια, αυτός ο δείκτης μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη σύγκριση σεναρίων ώστε να γίνει μια οικονομική αξιολόγηση.

Σχήμα 5-26: Μέσα ετήσια κόστη παραγωγής βιοενέργειας (Billion Euros)

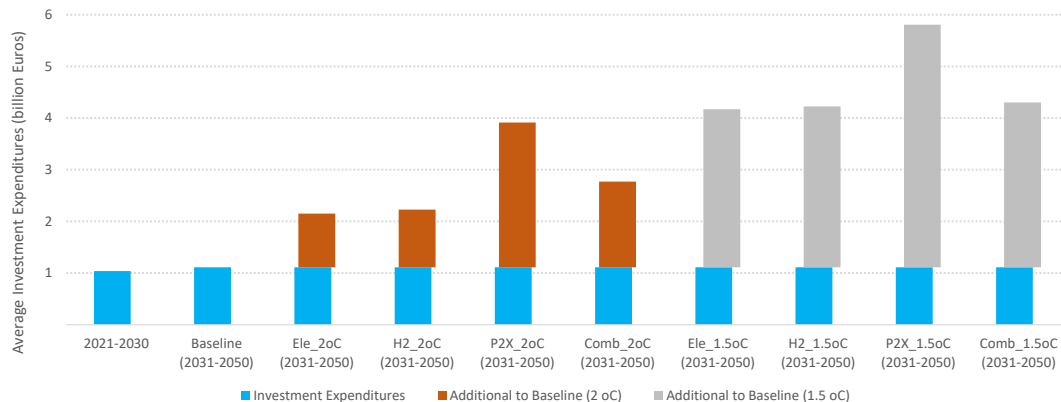


Στο **Σχήμα 5-26** παρουσιάζονται κόστη που είναι απαραίτητα ώστε να καλυφθεί η ζήτηση βιομάζας τόσο για τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής όσο και για το βιοαέριο και τα βιοκαύσιμα που κυρίως καταναλώνονται σε τομείς των μεταφορών. Στην επόμενη δεκαετία υπολογίζονται ότι είναι αναγκαίες επενδύσεις συνολικά του ύψους των 3.5 δισεκατομμυρίων ευρώ και αυτό προβλέπεται να αυξηθεί γύρω στα 15 δις Ευρώ για τη μακροχρόνια περίοδο στα σενάρια μη δραστηκής μείωσης των εκπομπών (2 °C). Για τα σενάρια των 1.5 °C, επιπλέον επενδύσεις είναι αναγκαίες ειδικά για το σενάριο του εξηλεκτρισμού όπου είναι περίπου 40% υψηλότερες από τα υπόλοιπα σενάρια της ίδιας ομάδας λόγω της μεγάλης αύξησης των βιοκαυσίμων που απαιτούνται για να απανθρακοποιηθεί ο τομέας των μεταφορών μιας και ο

ηλεκτρισμός μπορεί να αποτελέσει λύση μόνο για συγκεκριμένες περιπτώσεις. Τα κόστη της πρώτης ύλης της βιομάζας περιλαμβάνονται στο μεταβλητό κόστος που απεικονίζεται στο γράφημα και ξεπερνά το 60% του συνολικού κόστους. Τα κεφαλαιουχικά κόστη με τη σειρά τους είναι περίπου γύρω στο 20%, ανάλογα το σενάριο.

Όπως είναι αναμενόμενο, και τα οκτώ σενάρια απαιτούν υψηλή ένταση κεφαλαίου, καθώς η απανθρακοποίηση εξαρτάται από επενδύσεις σε όλους τους τομείς παραγωγής ενέργειας που αναπαρίστανται στο συγκεκριμένο μοντέλο (τομέας ηλεκτροπαραγωγής, παραγωγής κλιματικά ουδέτερων καυσίμων, βιοενέργειας). Αναλυτικότερα, προβλέπονται μέσες ετήσιες επενδύσεις περί των 1 δις Ευρώ αυτή τη δεκαετία οι οποίες είναι αναγκαίο να διπλασιαστούν για τα σενάρια των 2 °C. Ειδικότερα, στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων παρατηρείται τετραπλασιασμός των επενδύσεων. Όπως παρουσιάζεται παραπάνω, το διαφορικό κόστος στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας (1.5°C) αγγίζει τα 3-5 δις Ευρώ αρκετά παραπάνω από τα σενάρια μη δραστηκής μείωσης εκπομπών (2 °C). Και στις δύο ομάδες σεναρίων τα σενάρια των συνθετικών καυσίμων απαιτούν τις μεγαλύτερες επενδύσεις (**Σχήμα 5-27**). Το μεγαλύτερο μέρος των επενδύσεων θα κατευθυνθεί στην ηλεκτροπαραγωγή καθώς έχει κομβικό ρόλο τόσο για τα σενάρια εξηλεκτρισμού όσο και για τα σενάρια όπου ο ηλεκτρισμός χρησιμοποιείται για την παραγωγή κλιματικά ουδέτερων καυσίμων, μιας και αυτός παράγει άμεσα ή έμμεσα όλες τις μορφές ενέργειας.

Σχήμα 5-27: Μέσες ετήσιες δαπάνες για επενδύσεις στους τομείς παραγωγής ενέργειας



Παρά τη μεγάλη αύξηση στις επενδύσεις και του συνολικού μεγέθους του ηλεκτρικού τομέα, οι τιμές ηλεκτρισμού αναμένεται να ακολουθήσουν φθίνουσα πορεία. Αξίζει να αναφερθεί ότι τα σενάρια εξηλεκτρισμού οδηγούν σε λίγο μεγαλύτερη αύξηση της τιμής του ηλεκτρισμού σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια, παρά τη σημαντικά μικρότερη παραγωγή ενέργειας και τη λιγότερη ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών. Ο λόγος είναι η έλλειψη κατάλληλων μονάδων αποθήκευσης, ουσιαστικά χημικής αποθήκευσης με εποχιακή δυνατότητα. Η χαμηλότερη μέση τιμή ηλεκτρισμού λαμβάνει χώρα στο σενάριο συνθετικών καυσίμων, που οδηγεί σε μεγαλύτερη αύξηση τόσο της συνολικής παραγωγής όσο και της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ, αλλά την ίδια ώρα επωφελείται από τη χημική αποθήκευση, τόσο την άμεση όσο και την έμμεση (υδρογόνο και συνθετικά καύσιμα). Η περιορισμένη αύξηση των τιμών ηλεκτρισμού

στα παραπάνω σενάρια καθιστά σαφές ότι παρά το δομικό μετασχηματισμό που συντελείται το επιπλέον κόστος για τον τελικό καταναλωτή δεν αγγίζει μη βιώσιμα επίπεδα. Ωστόσο, κατά τη μετάβαση σε ένα σύστημα χαμηλών εκπομπών είναι απαραίτητο να υπάρξει ένα ξεκάθαρο νομοθετικό πλαίσιο όπου θα δώσει τη δυνατότητα στους επενδυτές να έχουν μια ξεκάθαρη εικόνα για το μέλλον και να τους διασφαλίσει και εύκολη πρόσβαση σε χρηματοδότηση. Όλες αυτές οι δράσεις όχι μόνο θα καταστήσουν μία τέτοια μετάβαση εφικτή αλλά και θα επιφέρουν μικρά κόστη για του τελικούς καταναλωτές, γεγονός που είναι και το ζητούμενο αν θέλουμε να μιλάμε για ένα βιώσιμο ενεργειακό σύστημα με χαμηλές εκπομπές άνθρακα. Σε διαφορετική περίπτωση ο μη ορθός συντονισμός αυτών των μερών ενδέχεται να οδηγήσει σε επιπλέον κόστη.

Τέλος, είναι σημαντικό κατά την αξιολόγηση των επιπτώσεων των διαφορετικών πολιτικών στον τομέα της ενέργειας να χρησιμοποιούνται δείκτες όπου αντανακλούν και τα επίπεδα των επενδύσεων που απαιτούνται ώστε να επιτευχθούν οι περιβαλλοντικοί στόχοι. Για αυτό ακριβώς το λόγο η ανάλυση που παρουσιάζεται στη συγκεκριμένη υπο-ενότητα είναι ζωτικής σημασίας για να αξιολογηθούν ποιες δράσεις είναι αναγκαίες.

5.5.10 Ενεργειακή ασφάλεια - Ενεργειακή Ανεξαρτησία

Πέρα από τα περιβαλλοντικά οφέλη, η μετάβαση προς την κλιματική ουδετερότητα αναμένεται να προσφέρει σημαντικά πλεονεκτήματα σχετικά με την ενεργειακή ασφάλεια και την ενεργειακή ανεξαρτησία της χώρας. Η εγχώρια παραγωγή εναλλακτικών καυσίμων είναι εφικτό στο να οδηγήσει στην αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο και φυσικό αέριο) στο ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας τα οποία στις μέρες μας εισάγονται εξολοκλήρου. Οι νέες τεχνολογίες Power-to-X αλλάζουν ριζικά τον τρόπο με τον οποίο παράγονται οι ενεργειακές μορφές. Το δυναμικό των ορυκτών καυσίμων μετατοπίζεται στο δυναμικό των ΑΠΕ γεγονός που καθιστά την Ελλάδα ως έναν ανταγωνιστικό παίκτη στην ευρωπαϊκή αγορά λόγω του υψηλού δυναμικού ηλιακής ενέργειας και ανέμου. Προβλέπεται ότι η Ελλάδα θα εισάγει μονό το 8-12% των συνολικών αναγκών της το 2050 στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας σε σχέση με το αντίστοιχο ποσοστό του 46% του 2015.

Τα ποσά του εισαγόμενου αερίου είναι μικρά σε όλα τα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας, λόγω της μεγάλης διείσδυσης ηλεκτρισμού σε όλες τις τελικές χρήσεις αλλά και της παραγωγής των συνθετικών καυσίμων. Σε όλα τα σενάρια παρουσιάζονται δραστικές αλλαγές για το ενεργειακό σύστημα σε σχέση με τη σημερινή κατάσταση. Η ενεργειακή αυτάρκεια επιτυγχάνεται σε πάρα πολύ μεγάλο ποσοστό και η παραγωγή των συνθετικών καυσίμων βασίζεται ολοκληρωτικά σε εγχώριες πηγές. Μελλοντικά, είναι πιθανή η ανάπτυξη μιας ενοποιημένης αγοράς που θα διευκολύνει με τη σειρά της και τις εισαγωγές υδρογόνου και συνθετικού αερίου από άλλες χώρες. Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης διατριβής δεν έχει εξεταστεί η δυνατότητα εμπορίου συνθετικών καυσίμων μεταξύ των χωρών της Ευρώπης, πραγματοποιείται η θεώρηση ότι όλες οι ζητούμενες ποσότητες παράγονται στο εσωτερικό της χώρας.

Καθώς οι εισαγωγές αερίου μεταξύ των Ευρωπαϊκών χωρών αναμένεται να αλλάξουν, οι υποδομές μεταφοράς και αποθήκευσης στην Ευρώπη και κατ' επέκταση στην Ελλάδα θα πρέπει να αναδιοργανωθούν και να επαναπροσδιοριστούν. Η τοπολογία του υφιστάμενου δικτύου φυσικού αερίου θα πρέπει ενδεχομένως στο μέλλον να αλλάξει. Στο ευρωπαϊκό σύστημα το αέριο ρέει κυρίως από την Ανατολή προς τη Δύση (για μεταφορά φυσικού αερίου από τη Ρωσία στην Κεντρική Ευρώπη μέσω της Ουκρανίας, της Πολωνίας ή απευθείας στη Γερμανία- NordStream) και σε μερικές περιπτώσεις από το Βορρά στο Νότο (κυρίως προς την Ιταλία, την Ισπανία, Πορτογαλία και Ελλάδα). Μετά το 2000, σημειώθηκε ταχεία επέκταση των τερματικών υδροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) καθώς οι χώρες της Ευρώπης επιδιώκουν να διαφοροποιήσουν την πηγή εφοδιασμού με φυσικό αέριο και να μειώσουν την εξάρτηση από το ρωσικό φυσικό αέριο. Οι τερματικοί σταθμοί ΥΦΑ έχουν αναπτυχθεί κυρίως στα νότια μέρη της Ευρώπης όπως και στην Ελλάδα. Η παραγωγή συνθετικού μεθανίου και υδρογόνου θα απαιτήσει περισσότερους αγωγούς ροής αμφίδρομης ροής, συντήρηση και ανακαίνιση των υπάρχοντων αγωγών στο δίκτυο. Πρόσθετες επενδύσεις για την επέκταση του δικτύου πρέπει να εξεταστούν περαιτέρω, αποφεύγοντας τα λανθάνοντα κόστη των νέων επενδύσεων σε υποδομές. Τέλος, η δυνατότητα παραγωγής συνθετικών αέριων καυσίμων δίνει τη δυνατότητα της αξιοποίησης του υφιστάμενου δικτύου φυσικού αερίου για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, πέρα από το 2030, και την αποφυγή επιπλέον κόστους λόγω της μη χρησιμοποίησης αυτών των υποδομών.

Η εγχώρια παραγωγή βιοαερίου και βιοκαυσίμων θα επιφέρει μεγάλη τόνωση της αγροτικής παραγωγής, η οποία θα αυξήσει την προστιθέμενη αξία σε αυτόν τον τομέα ενώ παράλληλα θα αυξήσει την ενεργειακή ανεξαρτησία της χώρας. Η μελλοντική βιομηχανία βιομάζας μπορεί να παράγει μέχρι και το 30% των ποσοτήτων φυσικού αερίου που διανέμεται στις πόλεις και αντίστοιχων ποσοτήτων υδρογονανθράκων που καταναλώνεται στον τομέα των μεταφορών, συμπεριλαμβανομένης της ναυτιλίας. Η παραγωγή των ελληνικών διυλιστηρίων αναμένεται να ελαχιστοποιηθεί κυρίως στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας. Η δομή ωστόσο των διυλιστηρίων του μέλλοντος δε θα είναι η ίδια με τη σημερινή. Τα ελληνικά διυλιστήρια διαθέτουν την απαιτούμενη τεχνογνωσία και τα κεφάλαια ώστε να μετασηματιστούν σταδιακά σε βιο-διυλιστήρια σε συνδυασμό με παραγωγή συνθετικού μεθανίου και υδρογονανθράκων με βάση το κλιματικά ουδέτερο υδρογόνο. Με τον τρόπο αυτό, η μεγάλη οικονομικής σημασίας για τη χώρα, βιομηχανία διυλιστηρίων δεν θα εξαφανιστεί μαζί με την εγκατάλειψη του πετρελαίου αλλά θα αναπτυχθεί ακόμα περισσότερο γιατί στην ουσία θα υποκαταστήσει εισαγόμενα καύσιμα από εγχώρια παραγόμενα καύσιμα, το βιοαέριο, τα βιοκαύσιμα, το υδρογόνο και συνθετικούς υδρογονάνθρακες.

5.6 Συμπεράσματα κεφαλαίου

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο εξετάστηκαν οκτώ διαφορετικά σενάρια και ένα σενάριο βάσης ώστε να ποσοτικοποιηθούν οι επιπτώσεις της μετάβασης του ενεργειακού συστήματος σε μια οικονομία χαμηλών εκπομπών ή ακόμα σε μία οικονομία κλιματικής ουδετερότητας με μηδενικές εκπομπές. Τα σενάρια χωρίστηκαν

σε δύο κατηγορίες, τα σενάρια μη δραστηκής μείωσης των εκπομπών, σενάρια 2°C και τα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας, σενάρια 1.5°C. Τα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν βασίζονται στο τεχνοοικονομικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής.

Η ανάλυση στηρίχθηκε σε τρεις βασικούς άξονες μακροχρόνιας στρατηγικής για το ενεργειακό σύστημα με στόχο την επίτευξη του στόχου της κλιματικής ουδετερότητας στην Ελλάδα για το 2050. Πιο συγκεκριμένα, εξετάστηκε η περίπτωση όπου στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα θα κυριαρχήσει ο ηλεκτρισμός, η περίπτωση όπου θα πραγματοποιηθεί η προώθηση του υδρογόνου σε ολόκληρη την οικονομία και η περίπτωση όπου θα ενισχυθούν οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες στο ενεργειακό σύστημα. Για την ολοκλήρωση αυτών των στρατηγικών, απαιτούνται διαθρωτικές αλλαγές για το ενεργειακό σύστημα. Βέβαια, πέρα από τις διαθρωτικές αλλαγές υπάρχουν και βασικές πολιτικές, όπως για παράδειγμα η ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας και των επενδύσεων σε ΑΠΕ, όπου σε καμία περίπτωση δεν αποτελούν λανθασμένες δράσεις (no-regret options), ωστόσο, από μόνες τους δεν είναι αρκετές για να επιτευχθεί η κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050. Η επόμενη δεκαετία θα είναι καθοριστική για τη διερεύνηση των δυνατοτήτων των εναλλακτικών τεχνολογιών που κυριαρχούν στην κάθε στρατηγική, ώστε να μπορέσει να ξεκαθαριστεί ποιο θα είναι το μέλλον του ενεργειακού συστήματος.

Βασική καινοτομία του μοντέλου αποτελεί η αναπαράσταση των τομέων παραγωγής ηλεκτρισμού, αερίου βιοκαυσίμων, διυλιστηρίου, εναλλακτικών καυσίμων και υδρογόνου, και των μεταξύ τους συνεργειών και αλληλεπιδράσεων. Το μοντέλο αναπαριστά τη χρονική λειτουργία των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης καθώς και των δικτύων μεταφοράς για όλες τις μορφές ενέργειας ταυτόχρονα. Τα αποτελέσματα των σεναρίων επιβεβαίωσαν τις γενικές τοποθετήσεις που υπάρχουν στη βιβλιογραφία. Ο ηλεκτρισμός είναι δύσκολο να αποτελέσει την κυρίαρχη επιλογή για όλους τους τομείς καθώς τεχνολογίες χρήσης ηλεκτρισμού διαφόρων τομέων (π.χ. στις μεταφορές και βιομηχανία) βρίσκονται ακόμα σε αρχικό στάδιο ωρίμανσης. Το υδρογόνο θα διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στο ενεργειακό σύστημα, ωστόσο το κόστος του παραμένει υψηλό και οι τεχνολογίες που απαιτούνται για την παραγωγή του βρίσκονται ακόμα σε πρώιμο στάδιο. Για τα συνθετικά καύσιμα βασικό πλεονέκτημα αποτελεί το γεγονός ότι διατηρείται ο υπάρχων εξοπλισμός και οι υποδομές, ωστόσο, σε αυτή την περίπτωση υπάρχει μεγάλη αβεβαιότητα σχετικά με το κόστος παραγωγής τους και την ωρίμανση των τεχνολογιών καθώς και με τις μεγάλες ποσότητες ηλεκτρισμού που απαιτούνται για την παραγωγή τους.

Σημαντικές αβεβαιότητες εμφανίζονται σχετικά με το μελλοντικό κόστος των νέων τεχνολογιών. Στην παρούσα διατριβή, χρησιμοποιήθηκε ένα δυναμικό εκμάθησης που μπορεί να βασίζεται στην πρόσφατη βιβλιογραφία. Στην περίπτωση που δεν επικρατήσουν οι αισιόδοξες εκτιμήσεις, το αντίκτυπο στο κόστος της στρατηγικής για κλιματική ουδετερότητα θα αυξηθεί σημαντικά, ειδικά για τα σενάρια όπου προωθούνται το υδρογόνο και οι συνθετικοί υδρογονάνθρακες. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, η πολιτική επικράτησης του ηλεκτρισμού ως κυρίαρχη επιλογή θα αποτελεί

την καλύτερη λύση. Ωστόσο, οι αδυναμίες του πλήρη εξηλεκτρισμού παραμένουν μιας και δεν είναι εφικτό να εξηλεκτριστεί πλήρως όλο το ενεργειακό σύστημα.

Η λεπτομερής προσομοίωση του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας μέχρι το 2050, συμπεριλαμβάνοντας νέες τεχνολογίες για την παραγωγή υδρογόνου και συνθετικών υδρογονανθράκων ενισχύει την άποψη ότι η κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050 είναι εφικτή και μπορεί να επιτευχθεί μέσω δυναμικών σχεδίων αναδιάρθρωσης. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης έδειξαν, ότι η επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας δεν είναι δυνατό να επιτευχθεί χωρίς τη χρήση τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα σε υπόγειους σχηματισμούς ή μέσα στα υλικά (π.χ. πετροχημεία). Οι τεχνολογίες δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα είναι απαραίτητες για την αντιστάθμιση των ανελαστικών εκπομπών των τομέων του ενεργειακού συστήματος (τομέας μεταφορών, και βιομηχανικός τομέας).

Η χρήση συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου αναμένεται να προσφέρει αρκετά πλεονεκτήματα στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα. Αποτελούν κλιματικά ουδέτερα καύσιμα, στην περίπτωση που παράγονται από ηλεκτρισμό από ΑΠΕ και από κλιματικά ουδέτερο διοξείδιο του άνθρακα. Έχουν τη δυνατότητα να συνεισφέρουν σημαντικά στη διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα, καθώς επίσης να εξομαλύνουν την καμπύλη φορτίου προσφέροντας υπηρεσίες χημικής αποθήκευσης στο σύστημα. Η κατανάλωση τους στις τελικές χρήσεις δεν απαιτεί την αντικατάσταση του υπάρχων εξοπλισμού καθώς και των υποδομών αποθήκευσης και μεταφοράς. Η ανάπτυξη τους θα έχει αντίκτυπο στην ενίσχυση της αλληλεπίδρασης του ηλεκτρικού τομέα με τον τομέα αερίου. Ο τομέας αερίου και θα συνεισφέρει ενεργά στην επίτευξη των φιλόδοξων περιβαλλοντικών στόχων καθώς η προοδευτική έγχυση των κλιματικά ουδέτερων αερίων στο δίκτυο είναι στρατηγικής σημασίας για τη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος του αερίου καυσίμου που διέρχεται από τους αγωγούς και αναπτύσσεται πλήρως στα σενάρια 1.5°C.

Κεφάλαιο 6

6 Αποτελέσματα σχετικά με τη χωρική κατανομή και τα δίκτυα

6.1 Εισαγωγή

Το μοντέλο που αναπτύχθηκε στη συγκεκριμένη διατριβή καλείται να απαντήσει μια σειρά ερωτημάτων σχετικά με το πώς θα διαμορφωθεί το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας στο μέλλον ώστε να επιτευχθεί η κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050. Αρχικά, το πρώτο και βασικό ερώτημα που τίθεται είναι το κατά πόσο μια τέτοια μετάβαση είναι εφικτή. Όπως παρουσιάστηκε, στο Κεφάλαιο 5, ένας τέτοιος στόχος μπορεί να επιτευχθεί, ωστόσο απαιτείται προσεκτικός σχεδιασμός του συγκεκριμένου μετασχηματισμού. Απαραίτητη κρίνεται η ανάλυση των τροποποιήσεων και των επιπτώσεων των αλλαγών σε όλους τους τομείς του ενεργειακού συστήματος, νοικοκυριά, υπηρεσίες, μεταφορές, βιομηχανία, στην ηλεκτροπαραγωγή, στον τομέα της βιομάζας, στα διυλιστήρια, στον τομέα παραγωγής συνθετικών καυσίμων και στα δίκτυα.

Στα συγκεκριμένα ερωτήματα συμπεριλαμβάνονται επιπλέον, ερωτήματα που σχετίζονται με το βέλτιστο μίγμα των τεχνολογιών αποθήκευσης για την κάλυψη των αναγκών ευελιξίας, με τα οφέλη που προσφέρει στο σύστημα η εποχιακή αποθήκευση, με τη σημασία του ταυτόχρονου χρονικού και χωρικού συντονισμού όλων των σταδίων παραγωγής, αποθήκευσης, μεταφοράς και διανομής των ενεργειακών μορφών, με την εύρεση της βέλτιστης χωροθέτησης των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων και με το πώς οι οικονομίες κλίμακας επηρεάζουν το κόστος των επενδύσεων αυτών.

Η ανάλυση που ακολουθεί, δίνει απαντήσεις στα παραπάνω ερωτήματα με τη χρήση του μοντέλου που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής. Για το σκοπό αυτό, στο συγκεκριμένο κεφάλαιο πραγματοποιείται εκτενής ανάλυση σχετικά

με τις καινοτομίες του μοντέλου, όπως για παράδειγμα την ταυτόχρονη χωρική και χρονική επίλυση του ενεργειακού συστήματος, την ενσωμάτωση μιας ακριβούς μοντελοποίησης του δικτύου φυσικού αερίου που έχει τη δυνατότητα να παρέχει υπηρεσίες ευελιξίας στο ενεργειακό σύστημα, καθώς επίσης και τη μοντελοποίηση των οικονομικών κλίμακας. Επιπλέον, στο κεφάλαιο αυτό, αναλύονται τα κύρια αποτελέσματα του Κεφαλαίου 5 που παρουσιάστηκαν σε επίπεδο χώρας, σε επίπεδο περιφερειών.

Αξίζει να τονιστεί ότι από την εκτενή βιβλιογραφική επισκόπηση που έγινε κατά την εκπόνηση της συγκεκριμένης διδακτορικής διατριβής, ότι δεν εντοπίστηκε στη βιβλιογραφία άλλο αντίστοιχο μοντέλο που να προσομοιώνει το ενεργειακό σύστημα με τόση λεπτομέρεια ενσωματώνοντας όλες αυτές τις λειτουργίες. Αρκετά από τα μοντέλα εστιάζουν είτε στη μελέτη ενός τομέα του συστήματος, είτε μελετούν την εφοδιαστική αλυσίδα μόνο ενός ενεργειακού προϊόντος (π.χ. ηλεκτρισμού, υδρογόνου) στο ενεργειακό σύστημα. Η ταυτόχρονη χωρική και χρονική επίλυση ενός τέτοιου πολύπλοκου συστήματος που περιέχει το σύνολο των τεχνολογιών, των ενεργειακών μορφών, των ενεργειακών τομέων και των συνεργειών μεταξύ τους αποτελεί τη βασική καινοτομία του εν λόγω υποδείγματος.

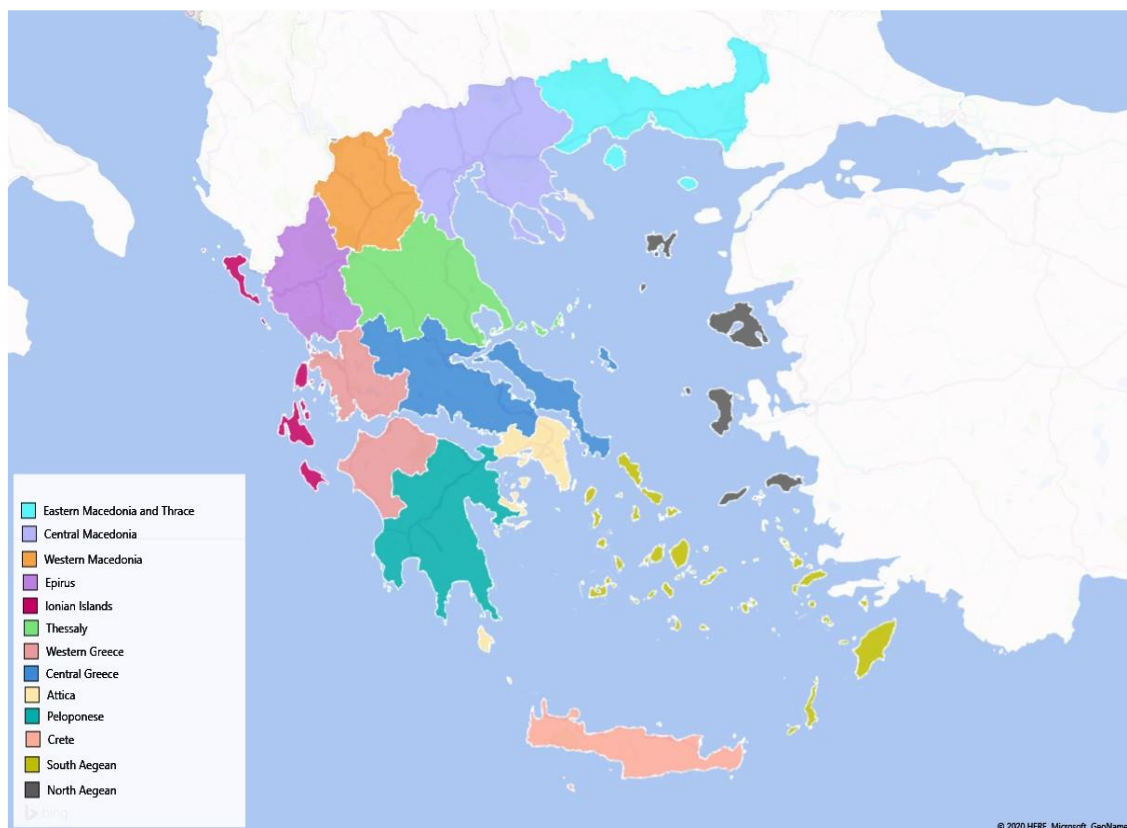
6.1.1 Χωρική Ανάλυση

Η εφαρμογή του μοντέλου που αναπτύχθηκε στη συγκεκριμένη διατριβή πραγματοποιήθηκε για την Ελλάδα. Πιο συγκεκριμένα, η χώρα αναλύθηκε σε 13 περιφέρειες με γνώμονα τη διοικητική τους οργάνωση. Κατά το σχεδιασμό του μοντέλου έχει ληφθεί υπόψη η ανάγκη του χρήστη να προσαρμόζει το μοντέλο ώστε να το εφαρμόσει για να αναλύσει την αλληλεπίδραση πολλών και διαφορετικών χωρών (NUTS-0) ή αν επιθυμεί να εμβαθύνει στο ενεργειακό σύστημα μίας μόνο χώρας και να πραγματοποιεί την ανάλυση σε NUTS-1. Σε κάθε περίπτωση, είναι αναγκαία η συλλογή αρκετών δεδομένων σχετικά με τα κοινωνικοοικονομικά στοιχεία κάθε περιοχής, τα δίκτυα και οι διασυνδέσεις των περιοχών, τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, βιοκαυσίμων, διυλιστηρίων που είναι ήδη εγκατεστημένες, τη βιομηχανία, το δυναμικό των ΑΠΕ και των πρώτων υλών και στοιχεία για τις δυνατότητες εγκατάστασης νέων υποδομών σε κάθε περιοχή που αναλύεται.

Όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 6-1**, οι περιφέρειες που εξετάστηκαν είναι οι εξής:

- Ανατολική Μακεδονία και Θράκη, Κεντρική Μακεδονία, Δυτική Μακεδονία
- Ήπειρος, Θεσσαλία, Ιόνια Νησιά
- Δυτική Ελλάδα, Κεντρική Ελλάδα, Αττική, Πελοπόννησος
- Βόρειο Αιγαίο, Νότιο Αιγαίο, Κρήτη

Σχήμα 6-1: Περιφέρειες της Ελλάδας



Το μοντέλο επιλύεται και για τις δεκατρείς περιφέρειες ταυτόχρονα και υπολογίζονται ενδογενώς οι ποσότητες των ενεργειακών προϊόντων που μεταφέρονται από τη μία περιφέρεια στην άλλη καθώς επίσης και οι μονάδες που είναι αναγκαίο να εγκατασταθούν ανά περιφέρεια για να καλυφθούν τα συγκεκριμένα επίπεδα ζήτησης όλων των ενεργειακών προϊόντων. Ταυτόχρονα, αναλύεται και η δυνατότητα επίτευξης των περιβαλλοντικών στόχων που δεσμεύουν το σύνολο της χώρας και όχι την κάθε περιφέρεια ξεχωριστά.

6.2 Αποτελέσματα ανά περιφέρεια

6.2.1 Εισαγωγή

Σκοπός της συγκεκριμένης ενότητας είναι να παρουσιαστούν τα αποτελέσματα που έχουν συμπεριληφθεί στο Κεφάλαιο 5, εμβαθύνοντας την ανάλυση μας σε επίπεδο περιφέρειας, μιας και η χωρική αυτή ανάλυση αποτελεί μία καινοτομία του μοντέλου που αναπτύχθηκε κατά την εκπόνηση της διδακτορικής διατριβής και απαντά στο ερώτημα του ρόλου της ταυτόχρονης χωρικής και χρονικής επίλυσης του ενεργειακού συστήματος.

Στα ακόλουθα υπο-κεφάλαια παρουσιάζονται μία σειρά από προβολές του μοντέλου που αφορούν την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία, τις μονάδες αποθήκευσης είτε αυτή αφορά αποθήκευση

ημερήσιας διάρκειας (μπαταρίες) είτε εποχιακής αποθήκευσης (π.χ. υδρογόνο). Το μοντέλο πραγματοποιεί τη χωροθέτηση των επενδύσεων με το βέλτιστα οικονομικό τρόπο έχοντας παράλληλα ενσωματωμένη τη δυνατότητα της μεταφοράς ενεργειακών μορφών ανά περιφέρεια. Οι επενδύσεις πραγματοποιούνται με γνώμονα τα οικονομικά κριτήρια καθώς και βάσει του διαθέσιμου δυναμικού διαθεσιμότητας πόρων και των ιδιομορφιών της σε κάθε περιοχή. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι οι επενδύσεις σε περιφέρειες με μεγάλη ζήτηση είναι περισσότερο οικονομικά αποδοτικές και μπορούν να καλύπτουν παράλληλα τις ανάγκες γειτονικών περιοχών με μικρότερη ζήτηση μέσω των δικτύων παρά να πραγματοποιούνται επενδύσεις σε μικρές μονάδες παραγωγής ενέργειας σε κάθε περιοχή που έχει ανάγκη.

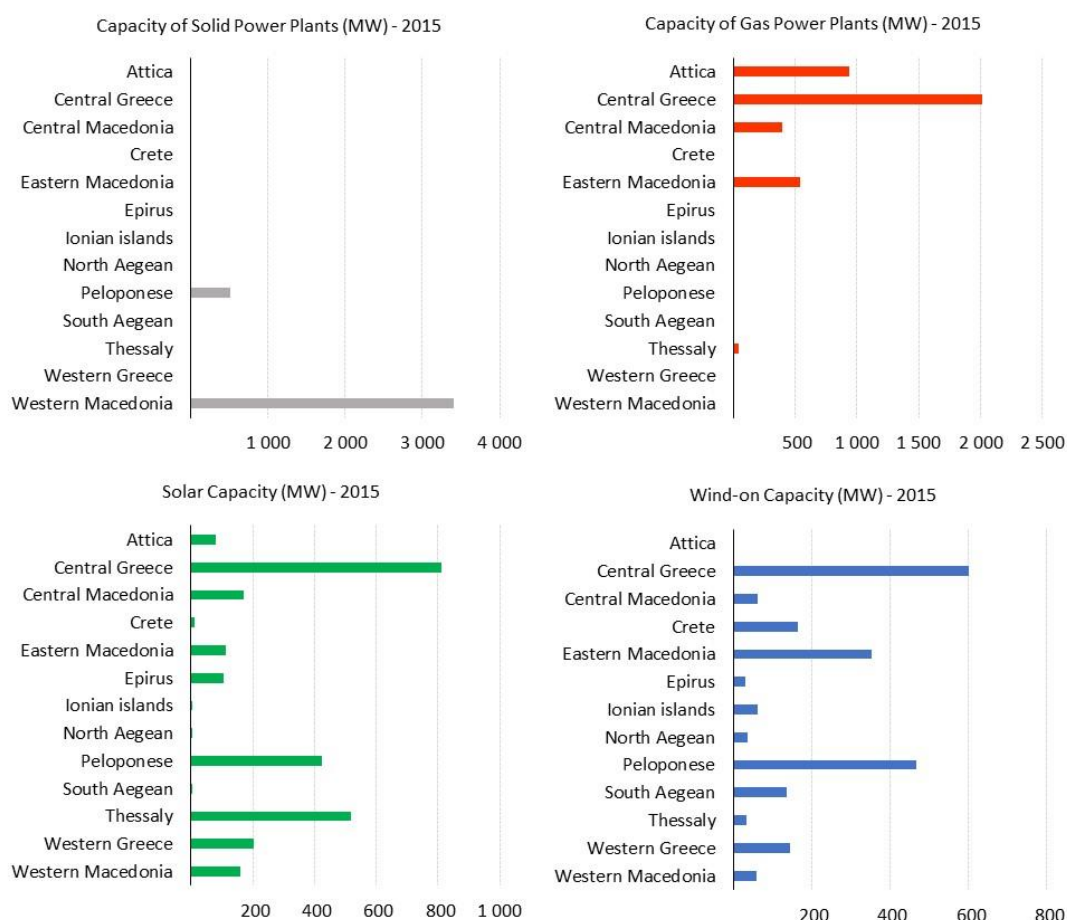
6.2.2 Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής

Το 2015, το Ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα αποτελούταν από περίπου 20 GW εγκατεστημένης ισχύος, εκ των οποίων τα 4 GW ήταν μονάδες λιγνίτη, τα 5 GW μονάδες φυσικού αερίου, τα 3 GW υδροηλεκτρικά και τα 5 GW μονάδες ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες) (**Σχήμα 6-2**). Όπως είναι εμφανές, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς το 2015, επικεντρωνόταν σε 6 περιφέρειες. Ωστόσο, λόγω της ταχείας πτώσης του κόστους των ΑΠΕ σε συνδυασμό με τους περιβαλλοντικούς στόχους για το 2030 αυτό αλλάζει. Η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών και των ανεμογεννητριών στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα αναμένεται να διπλασιαστεί. Αυτό καθιστά την διεσπαρμένη παραγωγή πιο έντονη σε όλες τις περιφέρειες, συμπεριλαμβανομένων και των νησιών τα οποία θα παίξουν σημαντικό ρόλο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Οδεύοντας προς το 2050, η ηλεκτροπαραγωγή αναμένεται να μετασηματιστεί ριζικά. Με βάση τα αποτελέσματα του μοντέλου, προβλέπεται η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών το 2030 να αγγίξει τα 7.5 GW και των ανεμογεννητριών τα 6.5 GW. Η ακαθόριστη παραγωγή τους θα εξομαλυνθεί με μονάδες αποθήκευσης, κυρίως μπαταρίες που το 2030 θα αγγίξουν τα 2.5 GW. Όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 6-3**, οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ επικεντρώνονται σε περιοχές όπου αφενός το δυναμικό τους είναι ισχυρό και ταυτόχρονα οι διασυνδέσεις είναι ικανές να καλύψουν τις ανάγκες μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.

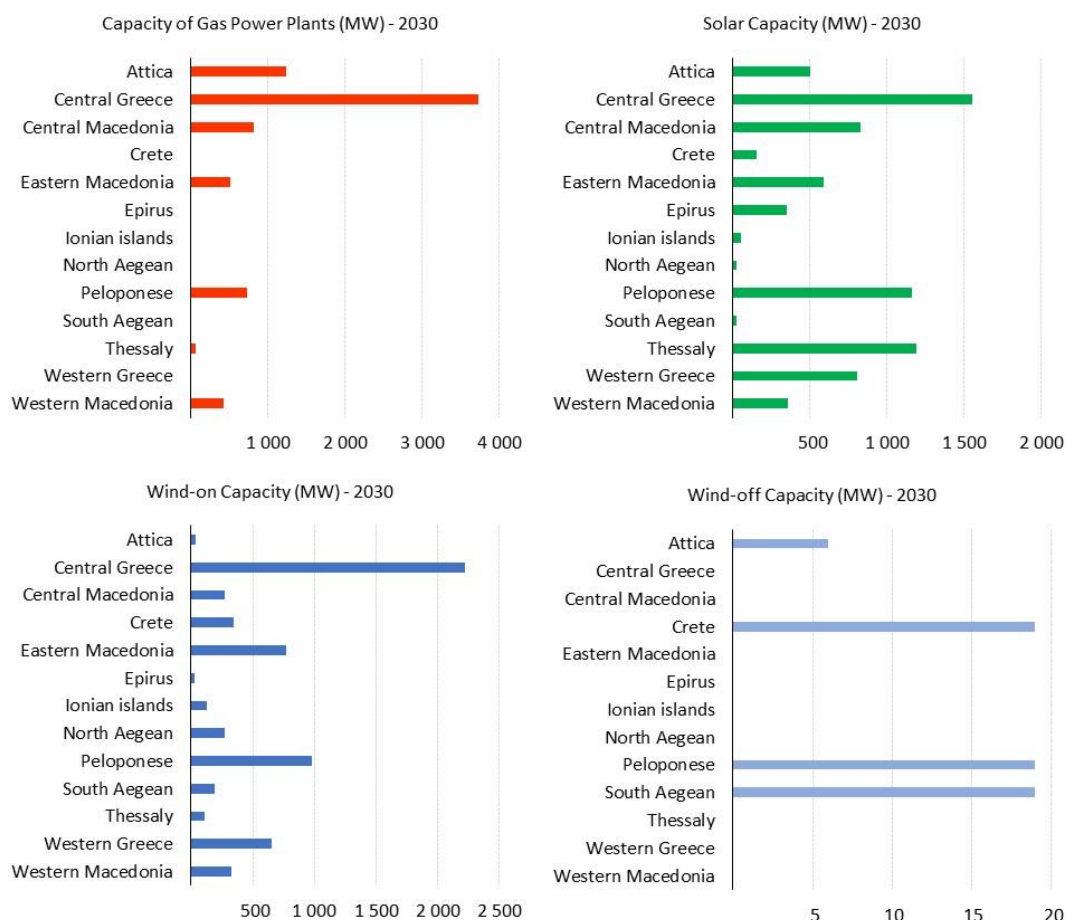
Αναλυτικότερα για το 2030, αναμένεται η πλήρης κατάργηση των λιγνιτικών μονάδων με βάση τα μέτρα για την απανθρακοποίηση του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Η βιομάζα αναμένεται να παίξει ένα μικρό ρόλο, το 2030 οι μονάδες που παράγουν ηλεκτρισμό από βιομάζα θα αγγίξουν μόλις τα 0.4 GW και θα είναι εγκατεστημένες κυρίως στις περιφέρειες της Θεσσαλίας, Κεντρικής Ελλάδας, Πελοποννήσου, Αττικής και Κεντρικής Μακεδονίας. Σχετικά με τις μονάδες του φυσικού αερίου, νέες επενδύσεις αναμένονται να πραγματοποιηθούν στις περιφέρειες της Κεντρικής Ελλάδας, Αττικής, Κεντρικής Μακεδονίας και Πελοποννήσου.

Σχήμα 6-2: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2015)



Όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, στο **Σχήμα 6-3**, παρουσιάζεται μια αρκετά πιο αποκεντρωμένη εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών. Στις μονάδες φωτοβολταϊκών που παρουσιάζονται στο σχήμα, περιλαμβάνονται τόσο οι εγκαταστάσεις σε στέγες κτιρίων όσο και σε μεγάλες μονάδες φωτοβολταϊκών. Και σε αυτή την περίπτωση η Κεντρική Ελλάδα παίζει ένα σημαντικό ρόλο, με τη Θεσσαλία, την Πελοπόννησο και την Κεντρική Μακεδονία να συμπληρώνουν τις περιφέρειες όπου προβλέπεται πώς θα βρίσκεται το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών για την ηπειρωτική Ελλάδα. Με τη σειρά τους τα νησιά, ιδιαίτερα η Κρήτη αναμένεται να παρουσιάσει σημαντική αύξηση επενδύσεων καθώς περί τα 150 MW αναμένεται να είναι η εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών το 2030. Οι διασυνδέσεις που θα πραγματοποιηθούν μεταξύ της νησιωτικής Ελλάδας και του ηπειρωτικού χώρου αναμένεται να διευκολύνουν τις εν λόγω επενδύσεις.

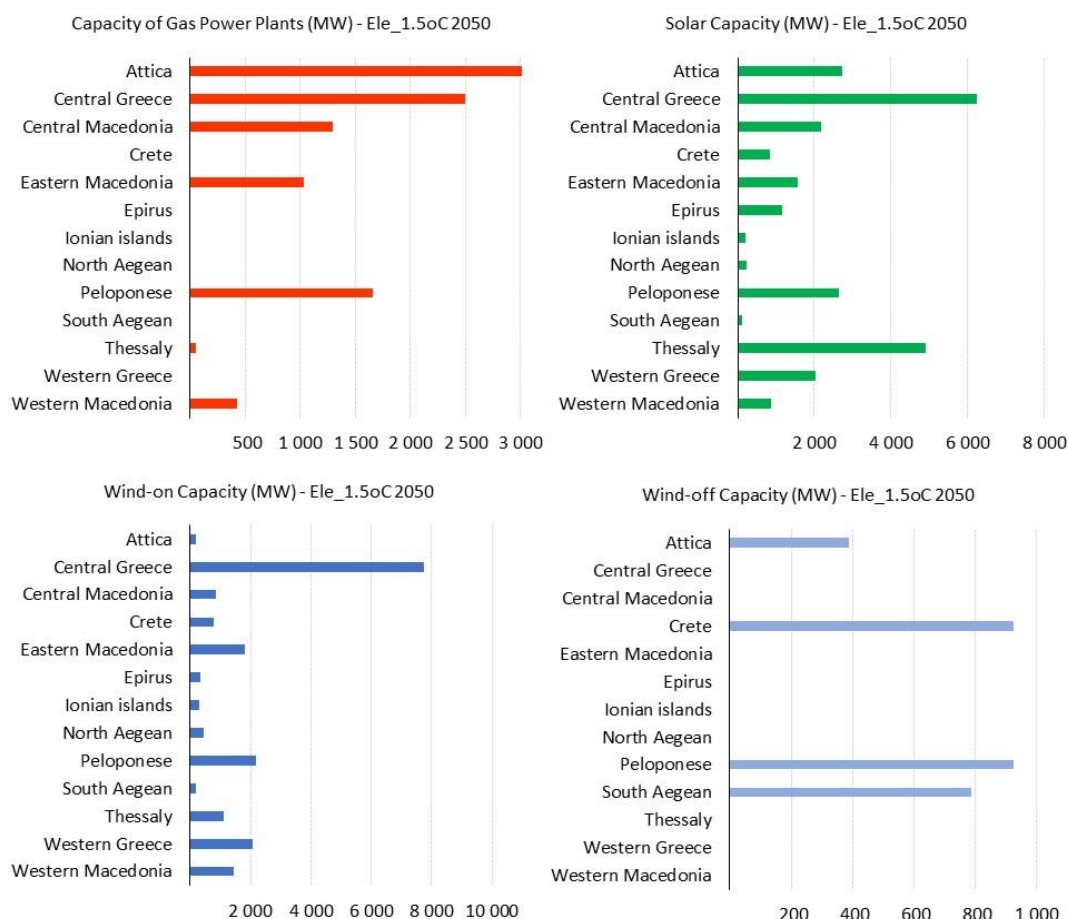
Σχήμα 6-3: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2030)



Εστιάζοντας στο κομμάτι των ανεμογεννητριών, η Κεντρική Ελλάδα συνεχίζει να παίζει κομβικό ρόλο, λόγω του ισχυρού δυναμικού της, όπως και η Πελοπόννησος και η Ανατολική Μακεδονία-Θράκη. Σχετικά με τα νησιά, μεγάλες εγκαταστάσεις σε σχέση με την έκτασή τους αναμένονται στα νησιά του Βορείου Αιγαίου 270 MW ενώ στα νησιά του Νοτίου Αιγαίου οι επενδύσεις θα αγγίξουν τα 190 MW το 2030. Οι πρώτες επενδύσεις σε θαλάσσια αιολικά πάρκα στην Ελλάδα αναμένονται το 2030, με τις περιοχές της Κρήτης, του νοτίου Αιγαίου και της Πελοποννήσου να αποτελούν την πρώτη επιλογή όπου η εγκατεστημένη ισχύς θα αγγίξει τα 130 MW. Η τεχνολογία των υπεράκτιων ανεμογεννητριών παρουσιάζει συνεχή βελτίωση και εξέλιξη προκειμένου να αντιμετωπιστούν τόσο τα προβλήματα που προκύπτουν από την επαφή με το νερό, όπως τη διάβρωση και το μεγάλο ύψος κύματος, όσο και τα κατασκευαστικά προβλήματα, όπως είναι η δυσκολία θεμελίωσης σε μεγάλα βάθη η οποία πλέον αντιμετωπίζεται με τη νέα τεχνολογία των πλωτών ανεμογεννητριών. Ωστόσο, η χωροθέτηση θαλάσσιων αιολικών πάρκων, είτε αυτά είναι πλωτά είτε είναι σταθερού θεμελίου, δεν είναι μία εύκολη υπόθεση, αν λάβει κανείς υπόψη την πολυπλοκότητα και τους περιοριστικούς παράγοντες που σχετίζονται με την επιλογή της καταλληλότερης θέσης για την εγκατάσταση θαλάσσιων ανεμογεννητριών. Ειδικά για τις εγκαταστάσεις θαλάσσιων αιολικών πάρκων, λαμβάνεται υπόψη τόσο το αιολικό

δυναμικό της εκάστοτε περιφέρειας, το βάθος της εγκατάστασης, την απόσταση της εγκατάστασης από υφιστάμενους υποσταθμούς του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, την απόσταση από τα λιμάνια και γραμμές ναυσιπλοΐας καθώς και από τη γεωλογία του βυθού.

Σχήμα 6-4: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2050) - Σενάριο Εξηλεκτρισμού 1.5 °C (Ele_1.5°C)



Όσον αφορά το 2050, στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται αποτελέσματα αναλυτικά ανά περιφέρεια για τα σενάρια 1.5 °C του εξηλεκτρισμού και των συνθετικών υδρογονανθράκων, όπου επιτυγχάνεται κλιματική ουδετερότητα. Αυτό μεταφράζεται σε επιπλέον εγκατεστημένη ισχύ σε σχέση με τα επίπεδα του 2030, σε 18 GW φωτοβολταϊκών και 16 GW ανεμογεννητριών (σενάριο εξηλεκτρισμού 1.5 °C – Ele_1.5°C). Στο σενάριο των συνθετικών υδρογονανθράκων (P2X_1.5°C) όπου είναι απαραίτητη η περαιτέρω αύξηση του ηλεκτρικού συστήματος λόγω του μεγάλου όγκου παραγωγής συνθετικών καυσίμων μιλάμε για περί τα 34 GW φωτοβολταϊκών και 16 GW ανεμογεννητριών επιπλέον σε σχέση με τα επίπεδα του 2030. Το 2050 και πιο συγκεκριμένα στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας, παύει να υφίσταται οποιαδήποτε ρυπογόνος μονάδα στο ηλεκτρικό σύστημα και η κυρίαρχη τεχνολογία είναι αυτή των ανεμογεννητριών και της ηλιακής ενέργειας ειδικά σε περιοχές με υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό. Στην περίπτωση που οι μονάδες το 2050 χρησιμοποιούν

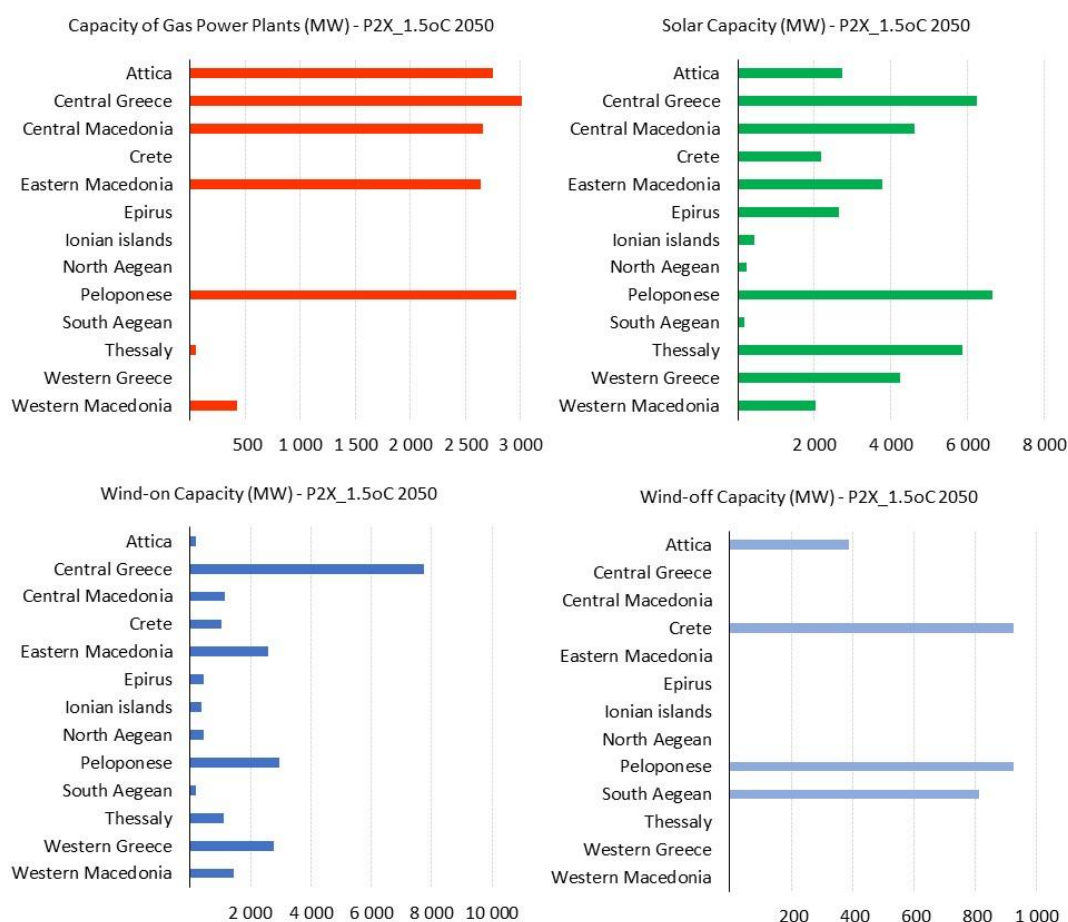
ορυκτά καύσιμα όπως για παράδειγμα φυσικό αέριο, θα είναι εξοπλισμένες με τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCS) ώστε οι ποσότητες CO₂ που εκπέμπονται, στη συνέχεια να αποθηκεύονται στη γη. Οι μονάδες φυσικού αερίου προβλέπεται ότι θα συμμετέχουν σε σημαντικό βαθμό στην κάλυψη αναγκών ευελιξίας, είτε καταναλώνοντας φυσικό αέριο στις περιπτώσεις που είναι εξοπλισμένες οι μονάδες με τεχνολογίες δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα είτε καταναλώνοντας κλιματικά ουδέτερα καύσιμα όπως υδρογόνο και συνθετικό αέριο. Η ισχύς τους συγκεντρώνεται κυρίως σε τρεις περιφέρειες (Αττική, Κεντρική Ελλάδα και Πελοπόννησο) όπου θα είναι εγκατεστημένος και ένας μεγάλος όγκος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας της χώρας. Κατά την ανάλυση έχουν επίσης ληφθεί υπόψη και όλοι οι τεχνικοί περιορισμοί των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, καθώς και το πως κυμαίνεται μέσα στη διάρκεια της μέρας τόσο η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας όσο και η παραγωγή των ΑΠΕ. Οι ανάγκες αποθήκευσης σε αυτή την περίπτωση αυξάνονται σημαντικά σε όλα τα σενάρια και παρουσιάζονται αναλυτικά ανά περιφέρεια σε παρακάτω υπο-ενότητα.

Στο **Σχήμα 6-4** παρουσιάζονται οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα για το 2050 για το σενάριο του εξηλεκτρισμού στην περίπτωση επίτευξης της κλιματικής ουδετερότητας (Ele_1.5oC). Η Κεντρική Ελλάδα αναμένεται να συγκεντρώσει μεγάλες επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας λόγω της θέσης της κοντά σε κέντρα μεγάλης κατανάλωσης (π.χ. Αττική) και λόγω του ότι μέσα από τη συγκεκριμένη περιφέρεια διατρέχονται το σύνολο των δικτύων. Η Θεσσαλία με τη Πελοπόννησο θα συγκεντρώσουν και αυτές με τη σειρά τους περί τα 7.5 GW συνολικά σε φωτοβολταϊκά. Σημαντικό ρόλο θα παίξει και η Κεντρική Μακεδονία με 2 GW εγκατεστημένη ισχύ σε φωτοβολταϊκά. Σχετικά με τις ανεμογεννήτριες όσον αφορά τις χερσαίες εγκαταστάσεις προβλέπεται ότι θα γίνουν σε μία σειρά από περιφέρειες (π.χ. Κεντρική Ελλάδα, Πελοπόννησο και Δυτική Ελλάδα) ενώ για τα θαλάσσια αιολικά η Κρήτη και τα νησιά νοτίου Αιγαίου θα συγκεντρώσουν μεγάλο όγκο επενδύσεων.

Στο **Σχήμα 6-5** παρουσιάζονται οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα το 2050 για το σενάριο των συνθετικών καυσίμων ραγδαίας μείωσης των εκπομπών (P2X_1.5oC). Η βασική διαφορά των δύο παραπάνω σεναρίων έγκειται αφενός στην ύπαρξη μονάδων αερίου σε αρκετές περιοχές λόγω της αναγκαιότητας για ευελιξία μιας και ο όγκος των ΑΠΕ είναι 1.4 φορές παραπάνω από το σενάριο του εξηλεκτρισμού και εξαιτίας του ότι σε αυτή την περίπτωση οι μονάδες αερίου χρησιμοποιούν ως καύσιμο μίγμα κλιματικά ουδέτερων αερίων όπως βιομεθάνιο, υδρογόνο και συνθετικό αέριο.

Λόγω του ότι οι ανάγκες για ηλεκτρική ενέργεια στο συγκεκριμένο σενάριο είναι 1.4 φορές μεγαλύτερο σε σχέση με το σενάριο του εξηλεκτρισμού (Ele_1.5oC) παρατηρείται ότι οι περιφέρειες που συγκεντρώνουν τον κύριο όγκο των επενδύσεων ΑΠΕ για το 2050 είναι παρόμοιες με τη διαφορά ότι σε αυτή την περίπτωση το μοντέλο προβλέπει ότι γίνεται πλήρης εκμετάλλευση του αιολικού και ηλιακού δυναμικού αρχικά στις περιφέρειες που αυτό είναι πιο οικονομικό και επεκτείνονται οι εγκαταστάσεις σε περιοχές της Ελλάδας, όπου στο σενάριο του εξηλεκτρισμού οι επενδύσεις ΑΠΕ ήταν σε μικρά επίπεδα.

Σχήμα 6-5: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C)



Η βασικότερη διαφορά έχει να κάνει με τις μονάδες αερίου, όπου πλέον δεν συγκεντρώνονται κυρίως σε τρεις περιφέρειες, αλλά και σε άλλες περιοχές καθώς υπάρχουν γενικότερα μεγαλύτερες ανάγκες ζήτησης. Για παράδειγμα, στη Βόρεια Ελλάδα, Κεντρική Μακεδονία και Ανατολική Μακεδονία, Αττική και Θράκη. Επίσης, η Κεντρική Ελλάδα και η Πελοπόννησος συνεχίζουν να παραμένουν ως οι βασικές περιοχές όπου είναι εγκατεστημένες μονάδες αερίου. Γενικότερα, η χωροθέτηση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής δε διαφέρει σε μεγάλο βαθμό μεταξύ των δύο σεναρίων. Η βασική διαφορά σχετίζεται με τις περιοχές όπου δημιουργούν cluster παραγωγής υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων για να καλύπτονται τόσο οι ανάγκες αποθήκευσης αλλά και η ζήτηση συνθετικών καυσίμων από τη βιομηχανία και τον τομέα των μεταφορών.

6.2.3 Μονάδες αποθήκευσης

Οι ανάγκες για αποθήκευση στις μέρες μας καλύπτονται αποκλειστικά από τις μονάδες αντλησιοταμίευσης. Το υφιστάμενο δυναμικό υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα στις μέρες μας έχει εγκατεστημένη ισχύ περίπου 3.2 GW, εκ των οποίων τα 0.7 GW αφορούν μονάδες αντλησιοταμίευσης.

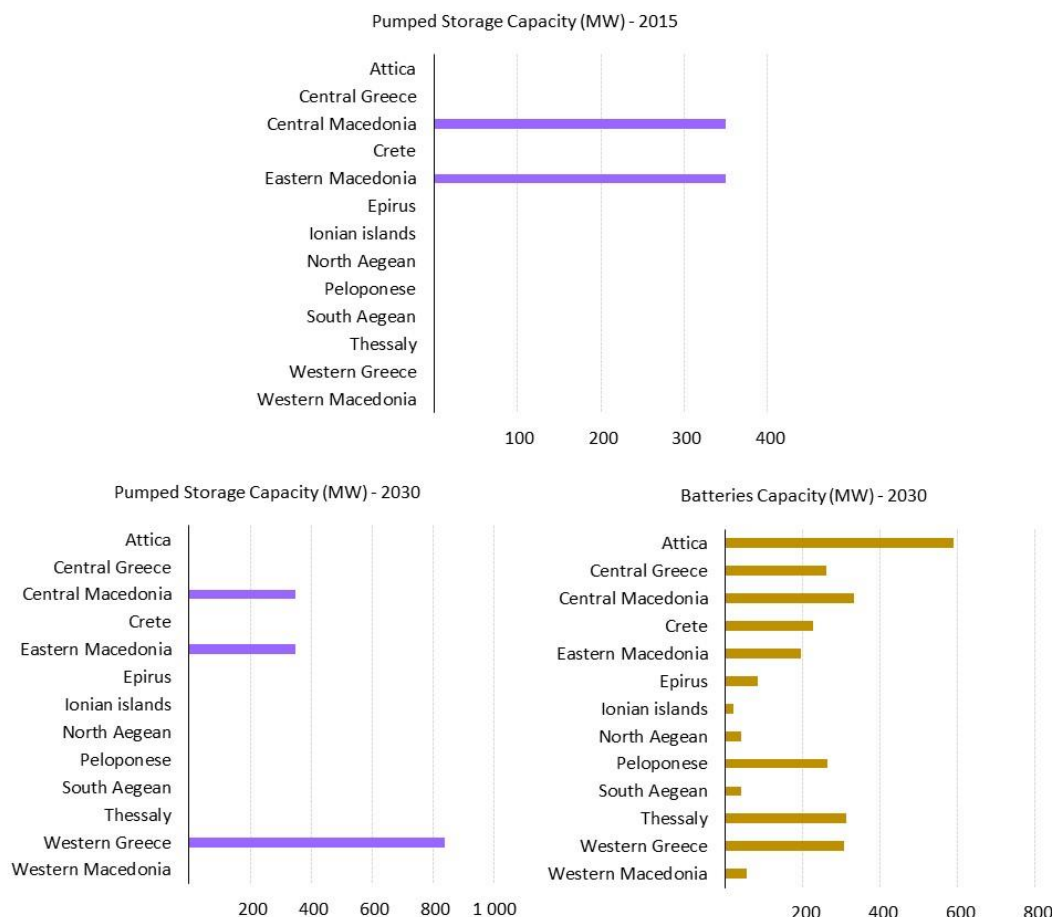
Καθώς αναμένεται σημαντική διεύρυνση των ΑΠΕ το 2030, οι ανάγκες για αποθήκευση, δεν είναι εφικτό να καλυφθούν αποκλειστικά από την αντλησιοταμίευση. Οι ανάγκες αυτές θα καλύπτονται επιπλέον με τα 2.5 GW μπαταριών που αναμένεται να υπάρχουν στο σύστημα το 2030 (Σχήμα 6-5). Τα υδροηλεκτρικά θα συνεχίζουν να επιτελούν το ρόλο τους άλλα το δυναμικό τους είναι περιορισμένο καθώς για την εγκατάστασή τους απαιτούνται συγκεκριμένες μόνο περιοχές με κατάλληλη μορφολογία. Για παράδειγμα, οι εγκαταστάσεις τους περιορίζονται στις περιφέρειες της Κεντρικής Μακεδονίας, Ανατολικής Μακεδονίας Θράκης και Δυτικής Ελλάδας. Αναλυτικότερα, οι εγκαταστάσεις της Σφηκιάς στη Κεντρική Μακεδονία και η εγκατάσταση στην περιοχή Θυσαυρού στη Θράκη αφορούν μονάδες αντλησιοταμίευσης που υπάρχουν στις μέρες μας ενώ μια επιπλέον επένδυση αναμένεται να πραγματοποιηθεί στη Δυτική Ελλάδα στην περιοχή της Αμφιλοχίας το 2021. Η μεγάλη μείωση του κόστους των μπαταριών που πρόκειται να λάβει χώρα μέσα σε αυτή τη δεκαετία οδηγεί σε αύξηση των επενδύσεων για την κάλυψη αναγκών αποθήκευσης. Η χωροθέτησή τους γίνεται πάντα σε συνδυασμό με τις ανανεώσιμες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο μετασχηματισμός αυτός, δημιουργεί μία αγορά αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με σημαντικές επενδύσεις για το 2030, που προβλέπεται να γιγαντωθεί στη μακροχρόνια περίοδο, έως το 2050. Η εγκατεστημένη ισχύς των 7.5 GW φωτοβολταϊκών και 6.5 GW ανεμογεννητριών το 2030 απαιτεί περί τα 4.3 GW εγκαταστάσεων σε μονάδες αποθήκευσης. Οι μπαταρίες αναμένονται να φτάσουν τα 2.5 GW με τις μονάδες ενδιάμεσης αποθήκευσης (κυρίως μονάδες ηλεκτρόλυσης) να αγγίζουν μόλις τα 400 MW το 2030. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι, αφενός η συγκεκριμένη τεχνολογία βρίσκεται ακόμα σε χαμηλή ωρίμανση έχοντας υψηλά κόστη και αφετέρου στο ότι δεν έχουν σχηματιστεί και οι κατάλληλοι μηχανισμοί υποστήριξης των τεχνολογιών αυτών που θα οδηγήσουν σε μεγαλύτερες επενδύσεις μέχρι το 2030. Ωστόσο, το κόστος της αναμένεται να πέσει στο μισό μετά το 2030 σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα γεγονός που θα κάνει τις επενδύσεις αυτές ελκυστικές για τη περίοδο 2030-2050. Το 2030, οι εγκαταστάσεις μπαταριών αγγίζουν τα 2.5 GW και επικεντρώνονται κυρίως την Αττική, τη Πελοπόννησο και τη Θεσσαλία. Όπως είναι αναμενόμενο, εγκαταστάσεις σε μπαταρίες προβλέπονται να πραγματοποιηθούν και στο νησιωτικό χώρο, ειδικά στις περιοχές της Κρήτης, του Νοτίου και Βορείου Αιγαίου και ελάχιστα στο Ιόνιο για να καλύπτουν ανάγκες εξισορρόπησης. Οι τεχνολογίες μπαταριών διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες, τις μικρές μπαταρίες που εγκαθίστανται σε συνδυασμό με μονάδα παραγωγής από ΑΠΕ, τις μπαταρίες μεσαίου και μεγάλου μεγέθους που συνδυάζονται με το δίκτυο διανομής και τις μπαταρίες ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Για κάθε κατηγορία θεωρούμε διαφορετικά τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά στο μοντέλο καθώς διαφοροποιείται ως προς το τις δυνατότητες εφαρμογής και τις οικονομικές προϋποθέσεις για επενδύσεις.

Για το 2050, στο σενάριο εξηλεκτρισμού όπου επιτυγχάνεται η κλιματική ουδετερότητα (Ele_1.5°C) προβλέπεται ότι η εγκατεστημένη ισχύς των μπαταριών θα αγγίξει τα 5.5 GW, με την Αττική, την Κεντρική Ελλάδα και τη Μακεδονία να συγκεντρώνει τις μεγαλύτερες επενδύσεις για να καλυφθούν οι ανάγκες ευελιξίας λόγω των διακύμανσης της παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ. Όπως είναι φυσικό, οι εγκαταστάσεις των μπαταριών είτε ακολουθούν τις επενδύσεις μεγάλων μονάδων ΑΠΕ

από πλευράς χωροθέτησης είτε συγκεντρώνονται σε περιοχές όπου το φορτίο βρίσκεται σε υψηλά επίπεδα (**Σχήμα 6-7**).

Σχήμα 6-6: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2015, 2030)

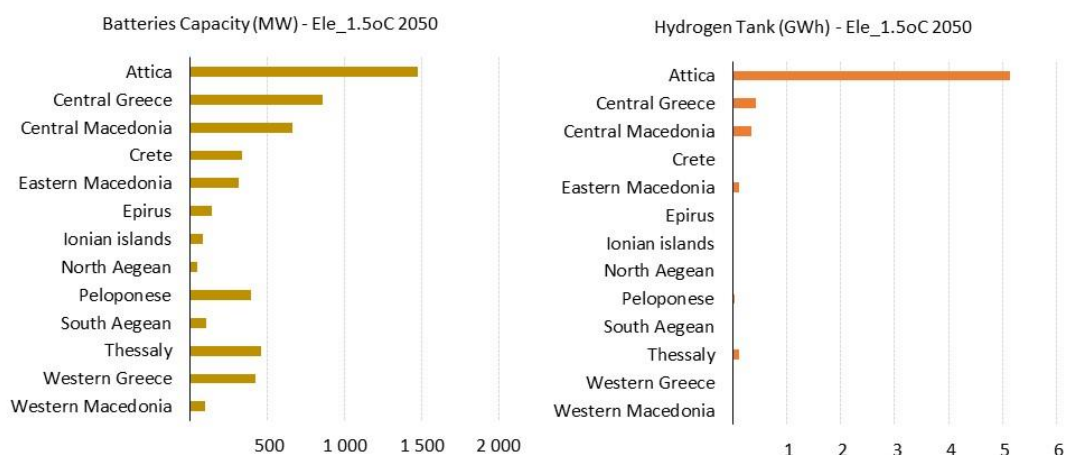


Στο σενάριο του εξηλεκτρισμού (Ele_1.5°C) όπου γίνεται η θεώρηση ότι τα συνθετικά καύσιμα δε χρησιμοποιούνται στις τελικές χρήσεις, οι μονάδες ηλεκτρόλυσης εγκαθίσταται προκειμένου να παράγουν υδρογόνο για την ηλεκτροπαραγωγή το 2050. Η εγκατάσταση επιπλέον, μονάδων αποθήκευσης υδρογόνου, κρίνεται απαραίτητη για την αποθήκευση του υδρογόνου με σκοπό την τροφοδοσία των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και επομένως την ανάπτυξη της τοπικής χημικής αποθήκευσης. Αυτό συμβαίνει σε περιορισμένη κλίμακα στο σενάριο αυτό, όπως για παράδειγμα στην περίπτωση της Αττικής όπου εμφανίζονται μεγάλες ανάγκες παροχής ευελιξίας. Στη συγκεκριμένη περιοχή, εγκαθίσταται τόσο συστοιχίες μπαταριών όσο και δεξαμενές υδρογόνου που αποκλειστικό στόχο έχουν να αποθηκεύουν υδρογόνο που χρησιμοποιείται στην ηλεκτροπαραγωγή. Αυτό είναι και σε συμφωνία με την ύπαρξη μονάδων αερίου στη συγκεκριμένη περιφέρεια όπως φαίνεται στο **Σχήμα 6-4**.

Στο σενάριο συνθετικών καυσίμων ραγδαίας μείωσης εκπομπών διοξειδίου άνθρακα (P2X_1.5°C) προβλέπεται περιορισμένη χρήση μπαταριών το 2050, καθώς οι εγκατεστημένη ισχύς τους αγγίζει τα 2.9 GW και είναι μικρότερη σε σχέση με το σενάριο

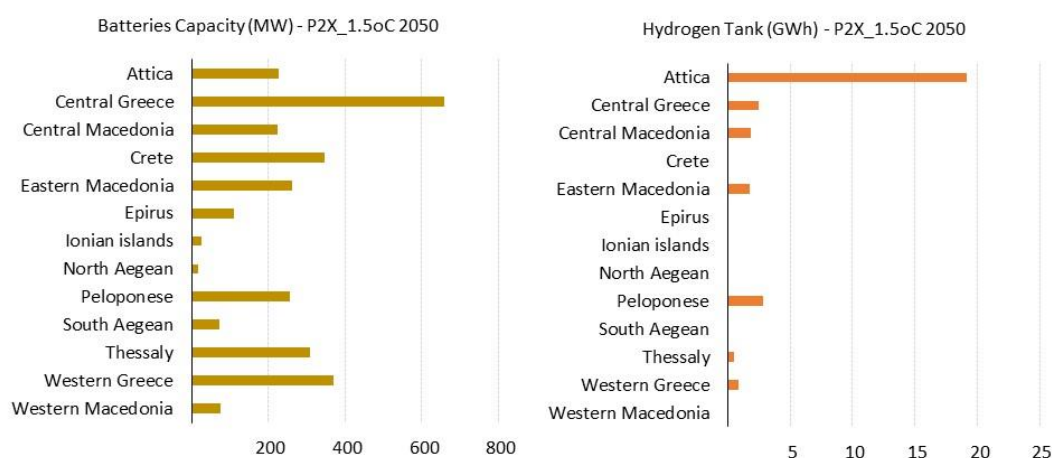
εξηλεκτρισμού. Στο σενάριο αυτό, υπάρχει και η δυνατότητα της έμμεσης χημικής αποθήκευσης μέσω των συνθετικών καυσίμων που παράγονται για την κάλυψη της ζήτησης των τελικών καταναλωτών. Επιπλέον, το συνθετικό αέριο και το υδρογόνο χρησιμοποιούνται για την άμεση χημική αποθήκευση μέσω της χρήσης τους στην ηλεκτροπαραγωγή καλύπτοντας έτσι ένα μεγάλο μέρος των αναγκών ευελιξίας του συστήματος. Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης υδρογόνου εμφανίζονται και σε αυτό το σενάριο προκειμένου να αποθηκεύσουν το υδρογόνο που χρησιμοποιείται στην ηλεκτροπαραγωγή. Η Αττική, και σε αυτό το σενάριο, συγκεντρώνει μεγάλο κομμάτι αυτών των επενδύσεων, με τη Κεντρική Μακεδονία, τη Θράκη και την Πελοπόννησο να ακολουθούν και να αποτελούν περιφέρειες όπου θα πραγματοποιηθούν τέτοιου είδους εγκαταστάσεις σε σημαντικό βαθμό. Σε μικρότερο βαθμό, ακολουθούν η Θεσσαλία και η Δυτική Ελλάδα (Σχήμα 6-8). Η συγκεκριμένη τεχνολογία αποθήκευσης κατατάσσεται στην κατηγορία της εποχιακής αποθήκευσης και δίνει τη δυνατότητα στο δίκτυο να εκμεταλλευτεί τις εποχές με υψηλή παραγωγή από ΑΠΕ και να προσφέρει αυτή την ενέργεια σε περιόδους όπου εκλείπει ενώ η ζήτηση βρίσκεται σε υψηλά επίπεδα.

Σχήμα 6-7: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2050) - Σενάριο Εξηλεκτρισμού 1.5 °C (Ele_1.5°C)



Γενικότερα, οι μπαταρίες συνεχίζουν να παίζουν το ρόλο τους ειδικά για την ημερήσια αποθήκευση αλλά στο συγκεκριμένο σενάριο αναμένουμε η παραγωγή ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής να ξεπεράσει το ποσοστό του 75% επομένως, οι ανάγκες εποχιακής αποθήκευσης μεγεθύνονται στο ενεργειακό σύστημα ακόμα περισσότερο συγκριτικά με τις ημερήσιες ανάγκες αποθήκευσης. Αυτό είναι ευδιάκριτο και στο (Σχήμα 6-8). Οι μπαταρίες προβλέπεται να εγκατασταθούν, κοντά σε εγκαταστάσεις ΑΠΕ, στις περιφέρειες Κεντρικής Ελλάδας, Θεσσαλίας, Δυτικής Ελλάδας και Κρήτης. Μπαταρίες μικρής κλίμακας (behind the meter) δεν αποτέλεσαν αντικείμενο μελέτης της συγκεκριμένης εργασίας αλλά και αυτές αναμένεται να συνεισφέρουν ενεργά σε αυτή τη μετάβαση. Οι έντονες ανάγκες σε μπαταρίες συνδυάζονται ξεκάθαρα με τη διεύθυνση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και κυρίως φωτοβολταϊκών. Συνεπώς, αναμένεται να υπάρξει σύζευξη συστημάτων παραγωγής ενέργειας με ΑΠΕ και μονάδων αποθήκευσης.

Σχήμα 6-8: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C)

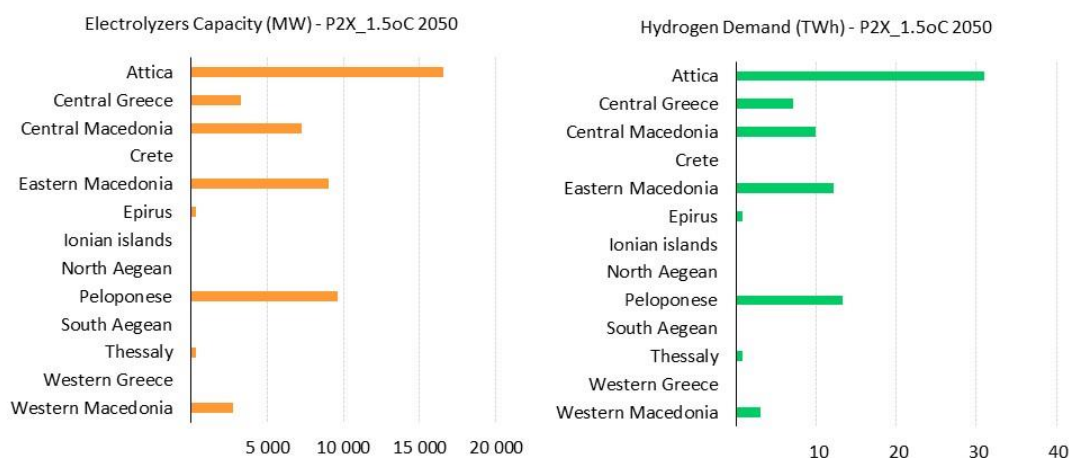


6.2.4 Ανάλυση σχετικά με τη βέλτιστη χωροθέτηση των εγκαταστάσεων παραγωγής συνθετικών καυσίμων από ηλεκτρισμό (τεχνολογίες Power-to-X)

Στη συγκεκριμένη υπο-ενότητα θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της εφαρμογής των οικονομιών κλίμακας με προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν με το μοντέλο της διατριβής. Παρουσιάζονται αποτελέσματα του σεναρίου των συνθετικών καυσίμων ραγδαίας μείωσης των εκπομπών όπου έχουν θεωρηθεί οικονομίες κλίμακας για τις μονάδες παραγωγής συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου. Βασικός στόχος είναι να αξιολογηθεί το κατά πόσο οι οικονομίες κλίμακας επηρεάζουν τόσο τη διαστασιολόγηση των εγκατεστημένων μονάδων όσο και τη χωροθέτησή τους. Για παράδειγμα, η εγκατάσταση μονάδων παραγωγής υδρογόνου και συνθετικών ενεργειακών μορφών μεγαλύτερης κλίμακας μπορεί να αποτελεί μια οικονομικά πιο συμφέρουσα λύση σε σύγκριση με την εγκατάσταση πολλών μικρών μονάδων.

Για τη συγκεκριμένη εκτίμηση, χρησιμοποιήθηκαν οι καμπύλες οικονομιών κλίμακας που προέκυψαν από τη βιβλιογραφία και στην περίπτωση μας εφαρμόστηκαν σε ένα συγκεκριμένο εύρος τεχνολογιών και για συγκεκριμένα μεγέθη. Η χρήση Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού είναι αναγκαία για την επίλυση του εν λόγω προβλήματος καθώς για την εφαρμογή των οικονομιών κλίμακας χρησιμοποιείται στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος μια φθίνουσα συνάρτηση μοναδιαίου κόστους επένδυσης της κάθε μονάδας με βάση το μέγεθός της. Χρησιμοποιείται επομένως, μία κοίλη συνάρτηση σε ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης με αποτέλεσμα να παραβιάζονται οι απαιτήσεις κυρτότητας του προβλήματος. Επομένως, είναι απαραίτητη η χρήση του Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού και όπως είναι αναμενόμενο σε αυτή την περίπτωση η πολυπλοκότητα του μοντέλου αυξάνει σημαντικά.

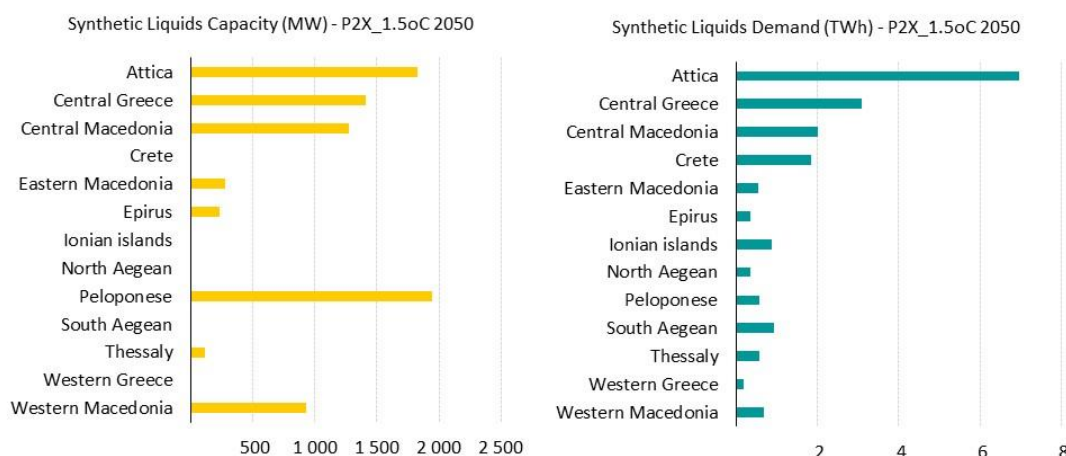
Σχήμα 6-9: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτρόλυσης και Ζήτηση υδρογόνου (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C)



Στο **Σχήμα 6-9**, παρουσιάζονται τόσο η ζήτηση υδρογόνου όσο και οι εγκατεστημένες ισχύς μονάδων ηλεκτρόλυσης στο ενεργειακό σύστημα το 2050, στο σενάριο συνθετικών καυσίμων όπου επιτυγχάνεται η κλιματική ουδετερότητα. Όπως είναι αναμενόμενο, στα κέντρα υψηλής ζήτησης ενέργειας (για παράδειγμα Αττική και Κεντρική Μακεδονία) εμφανίζονται και οι περισσότερες εγκαταστάσεις μονάδων ηλεκτρόλυσης για το 2050. Οι περιοχές της Δυτικής Μακεδονίας εμφανίζουν και αυτές εγκαταστάσεις μονάδων ηλεκτρόλυσης λόγω της σημαντικής εγκατεστημένης ισχύος τους σε ΑΠΕ. Οι περιοχές αυτές παράγουν τοπικά το υδρογόνο από ΑΠΕ και στη συνέχεια αυτό μεταφέρεται σε γειτονικές περιφέρειες για την κάλυψη της ζήτησης. Στο μοντέλο, υπολογίζονται ενδογενώς οι ροές ενεργειακών μορφών από περιοχή σε περιοχή μέσω των φυσικών και των «εικονικών δικτύων». Πιο συγκεκριμένα, το υδρογόνο μεταφέρεται σε υγροποιημένη μορφή μέσω του οδικού δικτύου ή εγχέεται στο δίκτυο αερίου όπου αναμιγνύεται με το φυσικό αέριο.

Μέσω της μοντελοποίησης των οικονομιών κλίμακας το 50% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ηλεκτρόλυσης επικεντρώνονται στην Αττική και τη Μακεδονία. Το μοντέλο εκμεταλλεύεται το μειούμενο κόστος που υπολογίζεται λόγω των οικονομιών κλίμακας και στις συγκεκριμένες περιοχές οι οποίες αποτελούν τα κύρια κέντρα κατανάλωσης ενέργειας στη χώρα, πραγματοποιείται η εγκατάσταση μεγάλων μονάδων ηλεκτρόλυσης. Σε νησιωτικές περιοχές από την άλλη πλευρά, όπου η ζήτηση είναι χαμηλή δεν πραγματοποιούνται σημαντικές επενδύσεις των μονάδων αυτών. Το μοντέλο αποφασίζει ενδογενώς κυρίως την εγκατάσταση μονάδων ηλεκτρόλυσης είτε σε κέντρα μεγάλης ζήτησης είτε σε περιοχές με τεράστιες εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Στη συνέχεια, μέσω της χρήσης «εικονικών δικτύων» καλύπτεται η ζήτηση υδρογόνου των γειτονικών περιοχών.

Σχήμα 6-10: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων και Ζήτηση κλιματικά ουδέτερων υδρογονανθράκων (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C)



Μακροπρόθεσμα, στο σενάριο όπου προωθούνται τα συνθετικά καύσιμα στην Ελλάδα η ζήτηση τους πρόκειται να αυξηθεί σημαντικά. Η κατανομή της ζήτησης στο χάρτη είναι ανάλογη με τη συγκέντρωση του πληθυσμού στη χώρα (**Σχήμα 6-10**). Αντίστοιχα, αναμένεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων που παράγουν συνθετικούς υγρούς υδρογονάνθρακες να αυξηθεί και να φτάσει τα 8 GW ενώ η κατανομή τους στη χώρα να είναι ανάλογη. Οι επενδύσεις, όπως και στην περίπτωση των μονάδων ηλεκτρόλυσης, θα κατευθυνθούν κυρίως σε περιφέρειες όπου έχουν μεγάλη ζήτηση, για παράδειγμα στα μεγάλα κέντρα ενεργειακής κατανάλωσης όπως η Αθήνα και η Θεσσαλονίκη, καθώς και σε περιοχές όπου εμφανίζουν μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ από ΑΠΕ για να δημιουργήσουν σε αυτές τις περιφέρειες μεγάλα κέντρα παραγωγής (clusters) όπου συνδυάζονται και με άλλες τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας (π.χ. μονάδες ηλεκτρόλυσης) όπως επίσης και με την ύπαρξη δικτύων μεταφοράς. Όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 6-10**, οι μονάδες παραγωγής κλιματικά ουδέτερων υγρών υδρογονανθράκων πρόκειται να εγκατασταθούν κυρίως στις περιοχές της Αττικής, της Πελοποννήσου, της Κεντρικής Ελλάδας και Κεντρικής Μακεδονίας. Ορισμένες από αυτές τις περιοχές αναπτύσσουν τις εν λόγω τεχνολογίες για να καλύψουν την τοπική ζήτηση αλλά σε περιπτώσεις όπως της περιοχής της Πελοποννήσου, οι μεγάλες εγκαταστάσεις γίνονται για να γίνει η εκμετάλλευση του δυναμικού των ΑΠΕ και στη συνέχεια να γίνει η διοχέτευση του παραγόμενου προϊόντος στα αστικά κέντρα και τη νησιωτική χώρα για την κάλυψη της ζήτησης.

6.2.5 Προσομοίωση του δικτύου φυσικού αερίου

6.2.5.1 Δυνατότητα αποθήκευσης στο δίκτυο φυσικού αερίου - Ευελιξία Αγωγών

Όπως παρουσιάστηκε αναλυτικά στο Κεφάλαιο 4, μία επιπρόσθετη καινοτομία του μοντέλου που σχεδιάστηκε για την εν λόγω διδακτορική διατριβή, αποτελεί η δυναμική προσομοίωση της ροής του αερίου στο δίκτυο (“dynamic-state”). Σύμφωνα

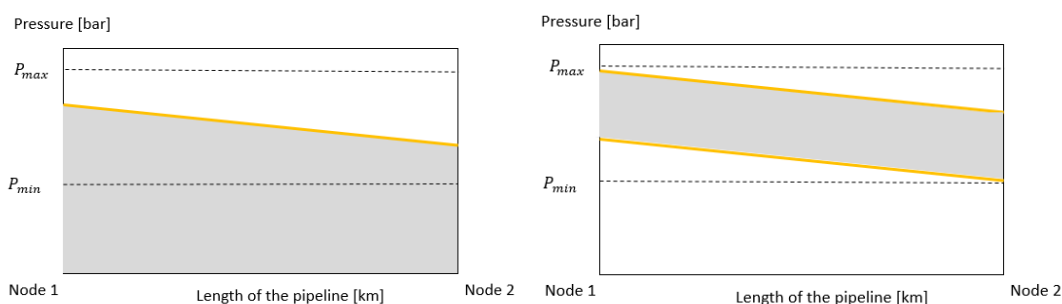
με τη συγκεκριμένη προσέγγιση, πέρα από τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου αερίου, παραδείγματος χάριν τα όρια των πιέσεων στους κόμβους του συστήματος αερίου, συνυπολογίζεται η δυνατότητα αποθήκευσης του αερίου μέσα στους αγωγούς. Κατά τη συγκεκριμένη μοντελική προσέγγιση και τη λειτουργία του συστήματος υπολογίζεται το απόθεμα των αγωγών (linpack) καθώς επίσης και η ευελιξία την οποία μπορούν να προσφέρουν οι αγωγοί στο ενεργειακό σύστημα (linpack flexibility).

Η ικανότητα των δικτύων φυσικού αερίου να αποθηκεύουν αέριο στους αγωγούς είναι συνέπεια των φυσικών ιδιοτήτων του αερίου, η ροή του οποίου όπως και ο όγκος του μπορεί να αλλάζει με την πίεση σύμφωνα με την τεχνική βιβλιογραφία (Keyaerts et al., 2010). Η ποσότητα αερίου που περιέχεται μέσα σε ένα αγωγό ονομάζεται απόθεμα (linpack) και εξαρτάται από το μέγεθος του αγωγού (μήκος και διάμετρος) και τα επιβαλλόμενα όρια πίεσης. Όσο υψηλότερη είναι η πίεση στους αγωγούς, τόσο περισσότερο αυξάνεται η πυκνότητα του αερίου και επομένως αυξάνεται ο όγκος του μέσα στον αγωγό (Valkaert et al., 2019). Η ρύθμιση της πίεσης και επομένως και του αποθέματος γίνεται με τη βοήθεια συστημάτων συμπίεστων και βαλβίδων που υπάρχουν στο δίκτυο.

Για τη διασφάλιση της ροής του αερίου, απαιτείται πτώση της πίεσης, όσο μεγαλύτερη είναι η πτώση της πίεσης τόσο μεγαλύτερη είναι και η ροή του αερίου μέσα στον αγωγό. Υπάρχει συνεπώς μία χρυσή τομή (trade-off) μεταξύ της μεταφοράς και της αποθήκευσης στη λειτουργία του δικτύου των αγωγών. Οι υψηλότερες απαιτήσεις μεταφοράς οδηγούν σε μικρότερες δυνατότητες αποθήκευσης στο δίκτυο των αγωγών (linpack flexibility). Γενικότερα, υπάρχουν τεχνικά όρια για την πίεση στους αγωγούς που καθορίζουν την ευελιξία του linpack. Ειδικότερα, η μέση πίεση μέσα στον αγωγό μπορεί να αυξάνεται ή να μειώνεται χωρίς να επηρεάζεται η ροή του αερίου, αρκεί η μεταβολή της πίεσης να μη ξεπερνά την επιτρεπόμενη ελάχιστη και μέγιστη τιμή πίεσης στα άκρα των αγωγών.

Υπάρχει μία σαφής διάκριση μεταξύ των εννοιών του αποθέματος των αγωγών ή αλλιώς linpack, που είναι ο συνολικός όγκος του αερίου που υπάρχει σε ένα τμήμα αγωγού και της ευελιξίας που μπορούν να παρέχουν οι αγωγοί αερίου linpack flexibility. Ο δεύτερος όρος αντιπροσωπεύει την ποσότητα του αερίου που είναι δυνατό ο διαχειριστής να χρησιμοποιήσει για λόγους ευελιξίας, ελέγχοντας τα επίπεδα πίεσης μεταξύ ενός ελάχιστου και ενός μέγιστου επιπέδου. Ανάλογα με το εύρος των πιέσεων η ποσότητα αυτή μπορεί να ποικίλει. Στο **Σχήμα 6-11** η σκιαγραφημένη περιοχή κάτω από τη γραμμή πίεσης κατά μήκος του αγωγού, αναπαριστά το απόθεμα αερίου (linpack) εντός του αγωγού (αριστερό σχήμα). Το δεύτερο σχήμα δεξιά, απεικονίζει την ευελιξία linpack του αγωγού ανάμεσα σε δύο επίπεδα πίεσης, το μέγιστο και το ελάχιστο, για την ίδια ροή αερίου με το αριστερό σχήμα. Η ευελιξία των αγωγών εξαρτάται από τα όρια πίεσης στον αγωγό και από το ρυθμό ροής του αερίου μέσα στον αγωγό. Όταν αυξάνεται ο ρυθμός ροής του αερίου, η πτώση της πίεσης αυξάνεται (οδηγώντας σε πιέσεις με πιο έντονη αρνητική κλίση) και κατ' επέκταση μειώνεται η διαθέσιμη ευελιξία του αγωγού, δηλαδή το linpack flexibility (Belderbos, 2019).

Σχήμα 6-11: Η χρήση του αγωγού ως αποθηκευτικό μέσο. Απόθεμα αγωγού – Linerpack (αριστερά), ευελιξία αγωγού – Linerpack flexibility (δεξιά)



Γενικότερα, η ευελιξία linerpack των αγωγών θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για να διευκολυνθεί η ενσωμάτωση των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως σε σενάρια με υψηλή χρήση αερίου στο ενεργειακό σύστημα (π.χ. σενάρια συνθετικών καυσίμων). Στην περίπτωση αυτή, εμφανίζεται μία συνέργεια μεταξύ του δικτύου αερίων και του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, όπου το δίκτυο αερίου παρέχει ευελιξία στο ενεργειακό σύστημα. Τόσο το απόθεμα αγωγού (linerpack) όσο και η ευελιξία του αγωγού (linerpack flexibility) εκφράζονται σε μονάδες όγκου αερίου, κυβικά μέτρα (Nm³).

6.2.5.2 Στατική προσέγγιση μοντελοποίησης ροής αερίου μέσα στους αγωγούς (Steady State)

Για την αξιολόγηση της δυνατότητας των αγωγών να παρέχουν ευελιξία στο ενεργειακό σύστημα, εκτός από τη δυναμική προσέγγιση (dynamic state) της ροής του αερίου μέσα στους αγωγούς που χρησιμοποιήθηκε και αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, εξετάστηκε και μία διαφορετική μοντελική προσέγγιση για τη μοντελοποίηση της μεταφοράς του αερίου μέσα στους αγωγούς, η προσέγγιση της σταθερής κατάστασης “steady-state” (Correa-Posada, 2015). Η βασική διαφορά των δύο προσεγγίσεων έγκειται στη θεώρηση του κατά πόσο οι αγωγοί αποτελούν αποθηκευτικό μέσο για το ενεργειακό σύστημα ή όχι. Η δεύτερη μοντελοποίηση πραγματοποιήθηκε προκειμένου να τονιστεί η σημαντικότητα της μοντελοποίησης της δυναμικής προσέγγισης για την αξιολόγηση μεγεθών στην ανάλυση του ενεργειακού συστήματος.

Η ροή του αερίου μέσα στον αγωγό πραγματοποιείται σε πολύ χαμηλότερες ταχύτητες, σε σύγκριση με τον ηλεκτρισμό, δημιουργώντας με αυτόν τον τρόπο χρονική καθυστέρηση μεταξύ του σημείου έγχυσης και του σημείου παράδοσης του αερίου. Το αέριο παραμένει επομένως μέσα στους αγωγούς και επομένως δημιουργείται το απόθεμα των αγωγών το οποίο μελετάμε. Στη συγκεκριμένη ενότητα, παρουσιάζεται λεπτομερώς η μοντελοποίηση της προσέγγισης της σταθερής κατάστασης αερίου στους αγωγούς ενώ πιο κάτω εξετάζεται και πραγματοποιείται η σύγκριση του σεναρίου 1.5 °C όπου ενισχύονται τα συνθετικά καύσιμα στο ενεργειακό σύστημα και για τις δύο διαφορετικές μοντελικές προσεγγίσεις.

Σύμφωνα με την προσέγγιση της σταθερής κατάστασης “steady-state” γίνεται η θεώρηση ότι η απόκριση του αερίου μέσα στους αγωγούς είναι ακαριαία. Αυτή

αποτελεί και τη βασική διαφορά μεταξύ των δύο μοντελικών προσεγγίσεων. Πιο συγκεκριμένα, θεωρείται ότι η εισερχόμενη ροή αερίου κάθε χρονική στιγμή μέσα στους αγωγούς ισούται με τη ροή που εξέρχεται από αυτούς **(6.1)**.

$$\sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} QG_{g,n,s,y}^{in} nh_s = \sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} QG_{g,n,s,y}^{out} nh_s \quad \forall g, s, y \quad (6.1)$$

Επιπλέον, κατά τη στατική προσομοίωση η εξίσωση συνέχειας **(4.45)** δε συμπεριλαμβάνεται καθόλου όπως επίσης και η εξίσωση **(4.44)** η οποία υπολογίζει το απόθεμα του αερίου $MG_{g,s,y}$ μέσα στον αγωγό που είναι ανάλογο της μέσης πίεσης του αγωγού $\widetilde{PR}_{g,s,y}$. Η μεταβλητή των πιέσεων στη στατική προσέγγιση σχετίζεται με τις υπόλοιπες μεταβλητές του μοντέλου, μόνο μέσω της γενικής εξίσωσης ροής στους αγωγούς **(6.2)**.

$$\widetilde{QG}_{g,s,y} |\widetilde{QG}_{g,s,y}| = f_g^m \left(\sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} PR'_{n,s,y} - \sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} PR'_{n,s,y} \right) \quad \forall g, s, y \quad (6.2)$$

Όπου η $\widetilde{QG}_{g,s,y} |\widetilde{QG}_{g,s,y}|$ ορίζει τη μέση τετραγωνική ροή αερίου στους αγωγούς με πεδίο ορισμού το σύνολο των πραγματικών αριθμών $x \in \mathbb{R}$ προσομοιώνοντας με αυτόν τον τρόπο και τις αντίστροφες ροές μέσα στους αγωγούς όπως συμβαίνει και στη δυναμική προσέγγιση. Είναι επίσης ανάλογη της μεταβολής της πίεσης των γεωγραφικών κόμβων στους οποίους συνδέεται ο αγωγός σε συνάρτηση με τα χαρακτηριστικά τους που καθορίζονται από την παράμετρο f_g^m . Στη στατική προσέγγιση γίνεται η θεώρηση ότι η μια γραμμική μεταβλητή $PR'_{n,s,y}$ αναπαριστά το τετράγωνο της πίεσης στους κόμβους του αγωγού $PR'_{n,s,y} = PR_{n,s,y}^2$.

Τα όρια των πιέσεων στα άκρα των αγωγών, άνω και κάτω όρια, καθορίζονται αντίστοιχα από τις **(6.3)** και **(6.4)**.

$$PR'_{n,s,y} \geq (pg_n^{min})^2 \quad \forall n, s, y \quad (6.3)$$

$$(pg_n^{max})^2 \geq PR'_{n,s,y} \quad \forall n, s, y \quad (6.4)$$

Η μέση ροή του αερίου στον αγωγό $\widetilde{QG}_{g,s,y}$ ορίζεται ακριβώς με τον ίδιο τρόπο όπως και στη δυναμική προσέγγιση σύμφωνα με την **(6.5)**

$$\widetilde{QG}_{g,s,y} = \frac{\sum_{n \in Lp_{g,n}^{out}} QG_{g,n,s,y}^{out} + \sum_{n \in Lp_{g,n}^{in}} QG_{g,n,s,y}^{in}}{2} \quad \forall g, s, y \quad (6.5)$$

Στην προσομοίωση της σταθερής κατάστασης, η γενική εξίσωση της ροής μέσα στους αγωγούς **(6.2)** εμπεριέχει ένα μόνο μη γραμμικό στοιχείο, τη μέση τετραγωνική ροή $\widetilde{QG}_{g,s,y} |\widetilde{QG}_{g,s,y}|$. Για τη προσέγγιση του μη γραμμικού στοιχείου η εξίσωση ροής γραμμικοποιείται με την χρήση των τεχνικών του μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MIP). Όπως ακριβώς και στη δυναμική προσέγγιση, χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία

άθροισης διαδοχικών τμημάτων (incremental method) σύμφωνα με την οποία η μέση τετραγωνική ροή προσεγγίζονται από το άθροισμα επαυξημένων ποσοτήτων καμπυλών που ορίζονται εξωγενώς. Για τη προσέγγιση των μη-γραμμικών στοιχείων της εξίσωσης της ορμής χρησιμοποιήθηκαν γραμμικές κατά τμήματα καμπύλες, καθώς και συνεχείς θετικά ορισμένες μεταβλητές στο διάστημα $[0,1]$ και δυαδικές μεταβλητές που διασφαλίζουν ότι η άθροιση των τμημάτων των γραμμικών καμπυλών θα γίνει σειριακά. Για τη γραμμικοποίηση χρησιμοποιούνται οι **(6.6)**, **(6.7)**, **(6.8)** και **(6.9)** εξισώσεις όπως ακριβώς και στη δυναμική προσέγγιση. Για περισσότερες πληροφορίες μπορεί κανείς να ανατρέξει στο Κεφάλαιο 4.

$$\widetilde{Q}G_{g,s,y} = df_{g,w1,y} + \sum_{w>1} (df_{g,w,y} - df_{g,w-1,y}) LF_{g,s,w,y} \quad \forall g, s, y \quad (6.6)$$

$$\begin{aligned} \widetilde{Q}G_{g,s,y} | \widetilde{Q}G_{g,s,y} | &= qf_{g,w1,y} \\ &+ \sum_{w>1} (qf_{g,w,y} - qf_{g,w-1,y}) LF_{g,s,w,y} \quad \forall g, s, y \end{aligned} \quad (6.7)$$

$$BF_{n,s,w,y} \geq LF_{n,s,w+1,y} \quad \forall g, s, w, y \quad (6.8)$$

$$LF_{n,s,w,y} \geq BF_{n,s,w,y} \quad \forall g, s, w, y \quad (6.9)$$

Τέλος όπως και στη δυναμική προσέγγιση έτσι και στη στατική προσέγγιση εφαρμόζεται η εξίσωση ισορροπίας σε κάθε κόμβο του δικτύου κάθε χρονική στιγμή. Οι καθαρές εισαγωγές αερίου από άλλους κόμβους του συστήματος είναι αναγκαίο να ισούται με το αλγεβρικό άθροισμα των ροών εξόδου και εισόδου από και προς του συνόλου των αγωγών που συνδέονται με τον κόμβο αυτό.

$$\sum_{g \in Lp_{g,n}^{out}} QG_{g,n,s,y}^{out} - \sum_{g \in Lp_{g,n}^{in}} QG_{g,n,s,y}^{in} = \frac{YL_{n,f,s,y}}{Mm3toGWh} \quad \forall n, s, y \quad (6.10)$$

Όπως παρουσιάστηκε πιο πάνω, η στατική προσέγγιση στη μοντελοποίηση της ροής φυσικού αερίου στα δίκτυα αποτελεί και αυτό ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MIP). Ωστόσο, η πολυπλοκότητα της συγκεκριμένης προσέγγισης είναι σημαντικά μικρότερη καθώς το μοντέλο περιλαμβάνει λιγότερες μεταβλητές τόσο συνεχείς όσο και δυαδικές μεταβλητές και έτσι μειώνεται σημαντικά η πολυπλοκότητα του μοντέλου. Η μειωμένη πολυπλοκότητα είχε επίπτωση και στον τον υπολογιστικό χρόνο επίλυσης του μοντέλου, ο οποίος κατά τη στατική ανάλυση μειώθηκε σημαντικά.

Η απλοποιημένη προσέγγιση, η στατική προσέγγιση, βοηθάει στο να υπολογιστούν οι βασικές μεταβλητές του συστήματος μεταφοράς αερίου γρήγορα όμως είναι ικανοποιητική για συγκεκριμένες συνθήκες. Για παράδειγμα, για περιπτώσεις που ο διαχειριστής θέλει να εξετάσει γενικά σενάρια ισορροπίας της ζήτησης και σε περιπτώσεις που πρέπει να πραγματοποιηθούν αναλύσεις για συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα όπου οι διακυμάνσεις είναι μικρές. Επιπλέον, η συγκεκριμένη προσέγγιση είναι επίσης ικανοποιητική για τη μελέτη της ασφάλειας του

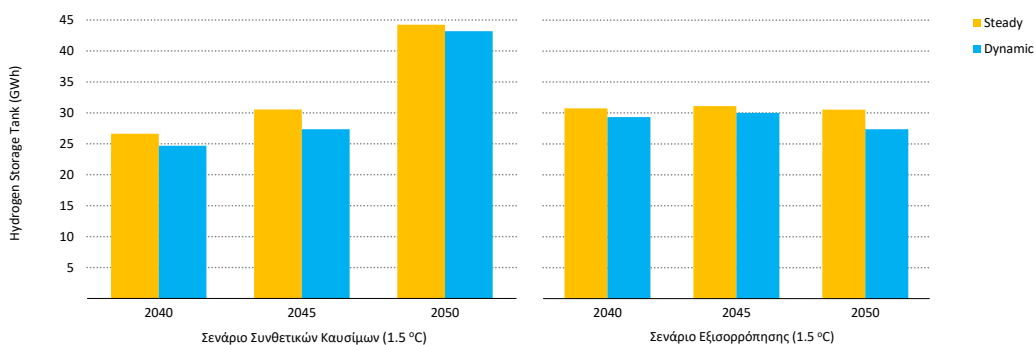
συστήματος καθώς μπορεί να υπολογιστούν γρήγορα, οι πιέσεις στους αγωγούς ύστερα από μία κατάσταση όπου έχει συμβεί διακοπή/βλάβη. Ωστόσο, παρά το γεγονός ότι αποτελεί μία γρήγορη εκτίμηση των μεταβλητών του συστήματος, μπορεί να οδηγήσει σε παραπλανητικά συμπεράσματα σχετικά με την ανάλυση επάρκειας ενέργειας. Στην τελευταία περίπτωση είναι απαραίτητη η δυναμική προσέγγιση.

6.2.5.3 Σύγκριση δυναμικής και στατικής προσέγγισης για τη μοντελοποίηση της ροής αερίου μέσα στους αγωγούς

Στη συγκεκριμένη υπο-ενότητα αναλύονται τα αποτελέσματα των δύο διαφορετικών μοντελικών προσεγγίσεων της ροής αερίου μέσα στο δίκτυο και διερευνώνται τα οφέλη που προσφέρει η δυνατότητα του δικτύου να αποθηκεύει αέριο για στο ενεργειακό σύστημα. Πιο συγκεκριμένα, συγκρίνονται τα αποτελέσματα δύο σεναρίων που έχουν αναλυθεί στο προηγούμενο κεφάλαιο, του σεναρίου με την υψηλότερη ζήτηση αέριων καυσίμων, σενάριο συνθετικών καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) καθώς επίσης και του σεναρίου εξισορρόπησης 1.5 °C (Comb_1.5°C). Και τα δύο σενάρια εξετάζονται τόσο στην περίπτωση της δυναμικής όσο και της στατικής προσέγγισης.

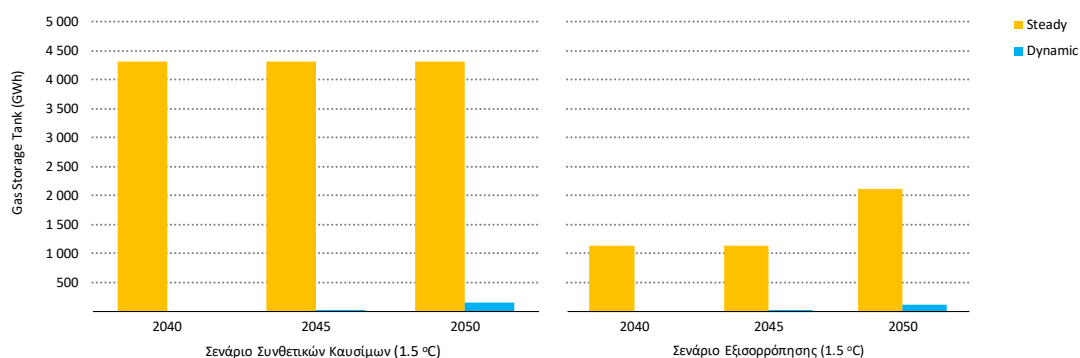
Τα αποτελέσματα των δύο διαφορετικών προσεγγίσεων έδειξαν διαφορές στις επενδύσεις της εποχιακής αποθήκευσης και στα κόστη του συστήματος. Πιο συγκεκριμένα, στο **Σχήμα 6-12** παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης υδρογόνου για τις δύο διαφορετικές μοντελικές προσεγγίσεις για τα δύο σενάρια. Καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι η περίπτωση της δυναμικής προσέγγισης, βελτιώνει σε σημαντικό βαθμό τη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος και συγκεκριμένα του δικτύου αερίου περιορίζοντας τις επενδύσεις σε μονάδες αποθήκευσης υδρογόνου. Οι μονάδες αποθήκευσης υδρογόνου παρέχουν εποχιακή ευελιξία στο σύστημα. Στην περίπτωση, όπου δεν λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα αποθήκευσης που προσφέρουν οι αγωγοί αερίου (steady state περίπτωση) παρατηρείται αύξηση της τάξης των 3% της εγκατεστημένης ισχύος σε μονάδες αποθήκευσης υδρογόνου το 2050 για το σενάριο συνθετικών καυσίμων (P2X_1.5°C). Στην περίπτωση του σεναρίου εξισορρόπησης αυτή η διαφορά είναι μικρότερη καθώς στο συγκεκριμένο σενάριο οι ποσότητες αερίου που έχει ανάγκη το ενεργειακό σύστημα είναι μικρότερες σε όλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα που μελετάμε και ακόμα πιο έντονες το 2050.

Σχήμα 6-12: Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων αποθήκευσης υδρογόνου

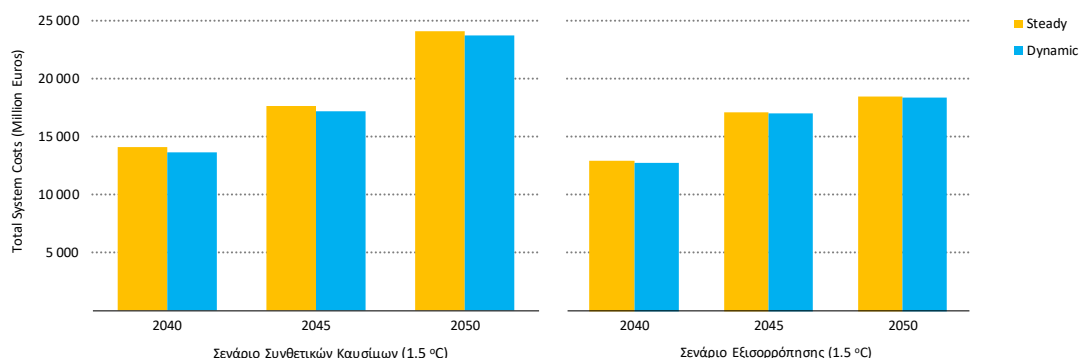


Η ευελιξία που παρέχεται στο δίκτυο στην περίπτωση της της δυναμικής μοντελοποίησης οδηγεί στην αποφυγή επενδύσεων μονάδων αποθήκευσης αερίου μεγάλης κλίμακας. Όπως παρουσιάζεται στο **Σχήμα 6-13** στο σενάριο συνθετικών καυσίμων (P2X_1.5°C) στην περίπτωση όπου λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα του δικτύου αερίου να παρέχει ευελιξία οδηγεί σε μία μείωση μεγάλης κλίμακας των μονάδων αποθήκευσης αερίου. Στην περίπτωση της στατικής προσέγγισης, επενδύσεις σε μονάδες αποθήκευσης πραγματοποιούνται ήδη από το 2040 ενώ στη δυναμική προσέγγιση οι ανάγκες αυτές καλύπτονται από το δίκτυο. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης αερίου μεγάλης κλίμακας αποτελούν επίσης μονάδες εποχιακής αποθήκευσης. Αντίστοιχα αποτελέσματα συγκρίνοντας την περίπτωση δυναμικής και στατικής προσέγγισης παρατηρούνται και στο σενάριο εξισορρόπησης που μελετάται. Στο σενάριο αυτό, οι ανάγκες αποθήκευσης δεν είναι τόσο έντονες καθώς η ζήτηση αερίου στο συγκεκριμένο σενάριο είναι αρκετά μικρότερη σε σχέση με το σενάριο συνθετικών καυσίμων.

Σχήμα 6-13: Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων αποθήκευσης αερίου μεγάλης κλίμακας



Οι αποκλίσεις στα αποτελέσματα των προσεγγίσεων φαίνονται και στα κόστη του συστήματος. Η δυναμική προσέγγιση οδηγεί και σε μικρότερα κόστη λόγω των λιγότερων επενδύσεων σε μονάδες αποθήκευσης υδρογόνου και αερίου μεγάλης κλίμακας. Όπως παρουσιάζεται παρακάτω, το συνολικό κόστος αναμένεται να μειωθεί κατά 2% που αντιστοιχεί σε περίπου 5 δισ. Ευρώ αθροιστικά, γεγονός που δεν είναι αμελητέο για το σενάριο συνθετικών καυσίμων. Μικρότερη είναι η διαφορά στο κόστος για το σενάριο εξισορρόπησης καθώς οι ανάγκες για αποθήκευση είναι μικρότερες στο σενάριο αυτό. Η ανεπάρκεια μοντελοποίησης της δυνατότητας αποθήκευσης αερίου στους αγωγούς έχει ως αποτέλεσμα ένα αυξανόμενο κόστος για την ικανοποίηση της ζήτησης αερίου στο ενεργειακό σύστημα.

Σχήμα 6-14: Συνολικό Ενεργειακό Κόστος

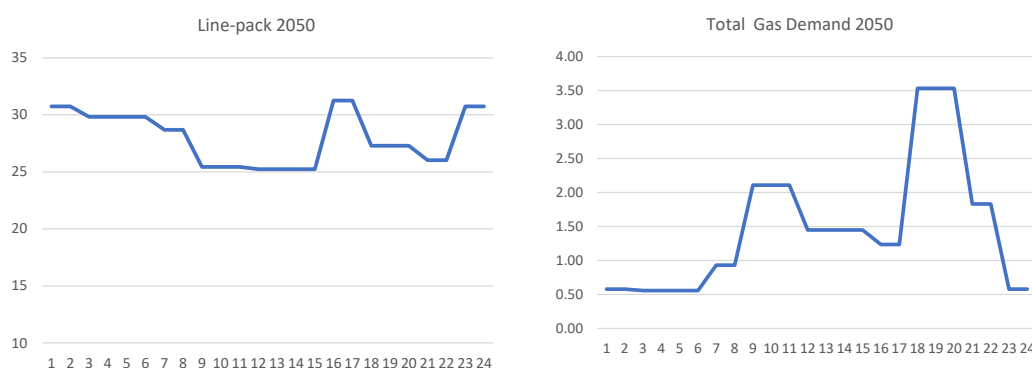
Μοντέλα που χρησιμοποιούν την προσομοίωση της σταθερής κατάστασης (steady state) είναι χρήσιμα για τη γρήγορη εκτίμηση των μεταβλητών συστήματος αλλά μπορούν να οδηγήσουν σε παραπλανητικά συμπεράσματα σχετικά με τις πραγματικές ανάγκες αποθήκευσης και τα κόστη του συστήματος. Καθώς παραλείπεται η ποσοτικοποίηση του αποθέματος των αγωγών και της ευελιξίας που μπορούν να προσφέρουν στο σύστημα, τα αποτελέσματα θα οδηγούν σε λανθασμένα συμπεράσματα σχετικά και με την επάρκεια του συστήματος. Για τη διεξαγωγή των παραπάνω συμπερασμάτων, απαραίτητη προϋπόθεση είναι όχι μόνο η δυνατότητα μοντελοποίησης των δύο διαφορετικών προσεγγίσεων αλλά επίσης απαραίτητο είναι να είναι ενσωματωμένες στο μοντέλο τεχνολογίες εποχιακών μονάδων αποθήκευσης αερίων καυσίμων (π.χ. υδρογόνου και αερίου), γεγονός που αποτελεί μία επιπλέον πρωτοτυπία του μοντέλου της συγκεκριμένης διατριβής.

6.2.5.4 Απόθεμα Αγωγών & Αξιολόγηση Ευελιξίας του δικτύου φυσικού αερίου (δυναμική προσέγγιση)

Κατά τη δυναμική προσέγγιση (“dynamic state”) υπάρχει η δυνατότητα υπολογισμού του αποθέματος των αγωγών (linpack) του δικτύου αερίου στην Ελλάδα, γεγονός που δεν είναι εφικτό στη στατική προσέγγιση. Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει το απόθεμα των αγωγών συνολικά όπως κυμαίνεται μέσα στη μέρα καθώς επίσης και την καμπύλη διάρκειας φορτίου αερίου για το σενάριο υψηλής ζήτησης συνθετικών καυσίμων των 1.5 °C (P2X_1.5°C) για το έτος 2050.

Εστιάζοντας στο πώς εξελίσσεται το απόθεμα (linpack) ενός αγωγού κατά τη διάρκεια της ημέρας μπορεί κανείς να αντιληφθεί ότι η λειτουργία του δικτύου είναι παρόμοια με αυτή των μπαταριών (ή των αποθηκευτικών μέσων). Η σύγκριση των Σχημάτων 6.15 (αριστερά) και 6.15 (δεξιά) αποδεικνύει ότι το απόθεμα των αγωγών ποικίλλει μέσα στη μέρα προκειμένου να αντισταθμίσει τις αναντιστοιχίες μεταξύ προσφοράς και ζήτησης αερίου, δείχνοντας παράλληλα την ευελιξία που υπάρχει στο δίκτυο. Σε χαμηλά επίπεδα ζήτησης ο αγωγός γεμίζει με επιπλέον ποσότητες αερίου, οι οποίες καταναλώνονται όταν αυξάνεται η ζήτησή στο σύστημα (**Σχήμα 6-15**). Όπως είναι αναμενόμενο, η δυνατότητα αυτή του δικτύου διευκολύνει σε σημαντικό βαθμό το να καλυφθεί η ζήτηση με το μικρότερο δυνατό κόστος, χωρίς να ξεπερνούνται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου.

Σχήμα 6-15: Συσχέτιση του linepack των αγωγών (Mcm) με ζήτηση αερίου (GW) μέσα στη μέρα – Σενάριο συνθετικών καυσίμων 1.5°C (P2X_1.5°C) για το έτος 2050



Οι πίνακες (**Πίνακας 6-1**) και (**Πίνακας 6-2**) παρουσιάζουν το ελάχιστο και μέγιστο επίπεδο πίεσης που ασκούνται κατά μέσο όρο στους κόμβους του συστήματος μεταφοράς αερίου κατά τη λειτουργία του συστήματος αερίου ως αποτέλεσμα της δυναμικής μοντελοποίησης του δικτύου (“dynamic state”). Πιο συγκεκριμένα, ο **Πίνακας 6-1** παρουσιάζει το εύρος πιέσεων στον μακροχρόνιο ορίζοντα (2030-2050) για το σενάριο συνθετικών καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C), και ο **Πίνακας 6-2** για το σενάριο εξισορρόπησης 1.5 °C (Comb_1.5°C).

Το μέσο εύρος της πίεσης που ασκείται στους διασυνδεδετικούς κόμβους κατά τη λειτουργία του δικτύου συγκρίνεται με το μέσο επιτρεπόμενο εύρος πίεσης στο δίκτυο βάσει των τεχνικών προδιαγραφών του δικτύου. Στην περίπτωση που το εύρος της πίεσης που χρησιμοποιείται κατά τη λειτουργία του δικτύου είναι μικρότερο από το εύρος της επιτρεπόμενης πίεσης, οδηγούμαστε στην ένδειξη ότι υπάρχει μεγαλύτερη ευελιξία (linepack flexibility) στο δίκτυο αερίου, από αυτή που χρησιμοποιείται (Belderbos et al., 2020). Αξίζει να σημειωθεί ότι στη μοντελοποίηση δεν έχει εκχωρηθεί κάποιο κόστος στα επίπεδα πίεσης που εφαρμόζονται στους κόμβους του δικτύου κατά τη λειτουργία του.

Το εύρος πίεσης (μέγιστο επίπεδο – ελάχιστο επίπεδο πίεσης) το οποίο χρησιμοποιείται κατά τη λειτουργία του δικτύου μεταφοράς αερίου συγκρίνεται με το επιτρεπτό εύρος πιέσεων και αυτό αποτελεί ένα δείκτη ευελιξίας του δικτύου αερίου (linepack flexibility). Ο **Πίνακας 6-1** δείχνει τα ελάχιστα και τα μέγιστα μέσα επίπεδα πίεσης στους κόμβους του δικτύου ως αποτέλεσμα της δυναμικής μοντελοποίησης του δικτύου φυσικού αερίου (“dynamic state”) για το σενάριο συνθετικών καυσίμων. Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον πίνακα αποδεικνύουν ότι δεν παρουσιάζεται έλλειψη ευελιξίας στο δίκτυο αερίου που ενδεχομένως θα περιόριζε την έγχυση συνθετικών αερίων στο δίκτυο. Η συγκεκριμένη παρατήρηση επιβεβαιώνεται με την διερεύνηση των πιέσεων που ασκούνται στους κόμβους του δικτύου σε ολόκληρο τον ορίζοντα πρόβλεψης (μέχρι το 2050) για το σενάριο που εξετάστηκε στη συγκεκριμένη διατριβή και που παρουσιάζει τα μέγιστα επίπεδα ζήτησης αερίου.

Πίνακας 6-1: Εύρος πιέσεων για το σενάριο συνθετικών καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) - Δείκτης ευελιξίας δικτύου (Linpack flexibility)

	Μέσο επιτρεπόμενο εύρος πιέσεων		Μέσο εύρος πιέσεων		Ποσοστό εύρους πιέσεων που χρησιμοποιήθηκαν
	Ελάχιστο	Μέγιστο	Ελάχιστο	Μέγιστο	%
2030	37	66	44.3	47.4	10.6%
2035	37	66	43.7	48.5	16.7%
2040	37	66	41.4	49.0	26.5%
2045	37	66	39.9	48.8	30.8%
2050	37	66	39.1	52.2	45.2%

Τα ποσοστά του εύρους των πιέσεων που χρησιμοποιήθηκαν κατά μέσο όρο στους κόμβους του δικτύου αυξάνονται μακροχρόνια, αγγίζοντας το 2050 το 45% στην περίπτωση του σεναρίου συνθετικών καυσίμων. Οι υψηλότερες απαιτήσεις μεταφοράς μακροχρόνια, οδηγούν σε μικρότερες δυνατότητες αποθήκευσης στο δίκτυο των αγωγών και ύπαρξη ευελιξίας (linpack flexibility). Επιπλέον, όπως έχει αναφερθεί στο προηγούμενο κεφάλαιο, στο σενάριο αυτό, στο τέλος του χρονικού ορίζοντα (2040-2050) παρουσιάζεται η δυνατότητα χημικής αποθήκευσης ηλεκτρισμού μέσω της ηλεκτροπαραγωγής. Ο ηλεκτρισμός που παράγεται από ΑΠΕ και χρησιμοποιείται για την παραγωγή συνθετικού αερίου ή υδρογόνου τα οποία χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρισμού από τις μονάδες αερίου. Το γεγονός ότι αυτές οι εγκαταστάσεις παραγωγής συνθετικών πραγματοποιούνται τοπικά κοντά στις μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού, δεν χρησιμοποιείται το δίκτυο αερίου για τη μεταφορά αυτών των ποσοτήτων. Η χημική αποθήκευση τοπικού χαρακτήρα, εκτός από την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, συμβάλλει και στη μείωση των απαιτήσεων μεταφοράς αερίου στο δίκτυο, επομένως οι δυνατότητες αποθήκευσης στους αγωγούς είναι μεγαλύτερες. Το τελευταίο είναι κυρίως χρήσιμο στα σενάρια που η ζήτηση αερίου από όλους τους τομείς του ενεργειακού συστήματος είναι πολύ μεγάλη.

Πίνακας 6-2: Εύρος πιέσεων για το σενάριο εξισορρόπησης 1.5 °C (Comb_1.5°C) - Δείκτης ευελιξίας δικτύου (Linpack flexibility)

	Μέσο επιτρεπόμενο εύρος πιέσεων		Μέσο εύρος πιέσεων		Ποσοστό εύρους πιέσεων που χρησιμοποιήθηκαν
	Ελάχιστο	Μέγιστο	Ελάχιστο	Μέγιστο	%
2030	37	66	44.4	47.35	10.1%
2035	37	66	43.3	47.8	15.6%
2040	37	66	42.2	48.3	21.1%
2045	37	66	40.7	47.9	25.0%
2050	37	66	40.3	51.4	38.2%

Η ευελιξία των αγωγών εξετάστηκε επιπλέον και για το σενάριο εξισορρόπησης 1.5 οC (Comb_1.5°C) (Πίνακας 6-2) σύμφωνα με τον οποίο οι ποσότητες αερίου που διοχετεύεται στους αγωγούς για να φτάσει στους τελικούς καταναλωτές είναι μικρότερες. Στο συγκεκριμένο σενάριο, παρατηρούνται διαχρονικά μικρότερα ποσοστά του εύρους των πιέσεων που χρησιμοποιήθηκαν κατά μέσο όρο στους κόμβους του

δικτύου, που μας οδηγεί στο συμπέρασμα ότι υπάρχουν μεγαλύτερα επίπεδα ευελιξίας στο σύστημα συγκριτικά με το σενάριο συνθετικών καυσίμων (P2X_1.5°C). Και σε αυτό το σενάριο αξίζει να σημειωθεί ότι επίσης χρησιμοποιείται συνθετικό αέριο που παράγεται τοπικά για την παραγωγή ηλεκτρισμού και επομένως δεν διοχετεύονται στους αγωγούς όλο το αέριο που χρησιμοποιείται στα συστήματα παραγωγής ηλεκτρισμού από αέριο.

6.3 Συμπεράσματα κεφαλαίου

Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα του μοντέλου ανά περιφέρεια για δύο σενάρια κλιματικής ουδετερότητας με μηδενικές εκπομπές άνθρακα μέχρι το 2050. Παρουσιάστηκαν και αναλύθηκαν τα αποτελέσματα της εφαρμογής των οικονομικών κλίμακας, η σημασία του χωρικού και χρονικού συντονισμού των εναλλακτικών τομέων που προσομοιώνονται καθώς επίσης και της δυναμικής προσέγγισης που χρησιμοποιήθηκε για τη αναπαράσταση της ροής αερίου μέσα στους αγωγούς.

Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, προβλέπεται ένας ριζικός μετασχηματισμός με τις μονάδες ΑΠΕ να αποτελούν την κυρίαρχη μακροχρόνια επιλογή. Περιφέρειες όπως η Κρήτη, το βόρειο και το νότιο Αιγαίο καταγράφουν τη μεγαλύτερη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών σε όλα τα σενάρια σε σχέση με τα επίπεδα του 2015. Λόγω των διαφορετικών μεγεθών, ωστόσο, οι περιφέρειες της Κεντρικής Ελλάδας, της Κεντρικής Μακεδονίας, της Θεσσαλίας, της Πελοποννήσου και της Αττικής συγκεντρώνουν πάνω από το 60% της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών το 2050 στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας. Κάτι αντίστοιχο ισχύει και σήμερα με τις συγκεκριμένες περιφέρειες να κατέχουν το 70% της συνολικής ισχύος για το 2015. Το μερίδιο τους αναμένεται να μειωθεί στο μέλλον μιας και τα νησιά αναμένεται να παίξουν σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη των ΑΠΕ.

Αντίστοιχα, για τα χερσαία αιολικά σημαντικές επενδύσεις θα πραγματοποιηθούν στις περιοχές της Μακεδονίας, στα νησιά του Βορείου Αιγαίου, στη Θεσσαλία, στη Δυτική Ελλάδα και κυρίως στην Αττική. Τα θαλάσσια αιολικά συγκεντρώνονται σε περιοχές όπου αφενός υπάρχει δυναμικό και αφετέρου βρίσκονται κοντά στις ακτές και σε κόμβους διασύνδεσης με την ηπειρωτική Ελλάδα. Επιπλέον, σημαντικό ρόλο παίζουν και η σύζευξη των αιολικών για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου λόγω του μεγάλου συντελεστή χρησιμοποίησής τους. Για παράδειγμα, μεγάλος όγκος επενδύσεων κατευθύνεται στην Αττική ώστε να παράγονται τοπικά οι συγκεκριμένες ανάγκες για να καλύπτεται η ζήτηση. Τα θαλάσσια αιολικά συγκεντρώνονται στην Κρήτη, στην Πελοπόννησο και στο Νότιο Αιγαίο. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, λαμβάνεται υπόψη το αιολικό δυναμικό σε σχέση με την εγγύτητά των εγκαταστάσεων από την ακτή.

Οι μονάδες αποθήκευσης με τη σειρά τους εγκαθίστανται είτε κοντά στα καταναλωτικά κέντρα όπως για παράδειγμα την Αττική είτε σε περιοχές με μεγάλες εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Σχετικά με τις μπαταρίες, προβλέπεται οι εγκαταστάσεις να πραγματοποιηθούν σε περιοχές με μεγάλες εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών, όπως για

παράδειγμα η Κρήτη, η Πελοπόννησος και η Θεσσαλία. Εγκαταστάσεις προβλέπονται και σε επίπεδο νησιών που αγγίζουν για τα νησιά του Αιγαίου περί τα 100-150 MW μέχρι το 2050.

Οι μονάδες ηλεκτρόλυσης λαμβάνοντας υπόψη τις οικονομίες κλίμακας, προβλέπεται να εγκατασταθούν κοντά στα μεγάλα καταναλωτικά κέντρα και σε περιοχές που έχουν πρόσβαση στο δίκτυο αερίου και ηλεκτρισμού. Για παράδειγμα, το σύνολο των επενδύσεων κατευθύνεται στην Αττική, την Κεντρική Μακεδονία, Δυτική Μακεδονία και Πελοπόννησο. Στις υπόλοιπες περιοχές, οι ανάγκες καλύπτονται μέσω της μεταφοράς των ενεργειακών προϊόντων. Η μοντελοποίηση των οικονομιών κλίμακας έδειξε ότι είναι οικονομικά βέλτιστο να γίνουν επενδύσεις μεγάλης κλίμακας σε συγκεκριμένες περιοχές και στη συνέχεια να γίνεται μεταφορά των παραγόμενων ενεργειακών μορφών με τη χρήση των δικτύων.

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο εξετάστηκε επίσης ο ρόλος που μπορεί να διαδραματίσει το δίκτυο του αερίου στην κάλυψη αναγκών ευελιξίας του συστήματος υπολογίζοντας την ευελιξία που μπορούν να προσφέρουν οι αγωγοί. Πραγματοποιήθηκε η σύγκριση δύο μοντελικών προσεγγίσεων για την αναπαράσταση της ροής αερίου μέσα στους αγωγούς, τη δυναμική προσέγγιση “dynamic-state” και τη στατική προσέγγιση “steady-state”. Η δυναμική προσέγγιση είναι αναγκαίο να χρησιμοποιείται για να εξεταστεί η ενεργειακή επάρκεια για μία συγκεκριμένη περίοδο καθώς λαμβάνει υπόψη το απόθεμα των αγωγών. Αντίθετα, η στατική προσέγγιση μπορεί να βρίσκει εφαρμογή για γρήγορους υπολογισμούς καθώς εξετάζεται η λειτουργία του συστήματος για συγκεκριμένες χρονικές στιγμές όπου οι διακυμάνσεις είναι μικρές. Μια τέτοια προσέγγιση είναι ικανοποιητική για να μελετηθεί η ασφάλεια του συστήματος υπολογίζοντας τις πιέσεις στους αγωγούς ύστερα από μία κατάσταση όπου έχει συμβεί διακοπή ή βλάβη, ωστόσο μπορεί να οδηγήσει σε υπερδιαστασιολόγηση σχετικά με τις ανάγκες σε μονάδες αποθήκευσης αερίου και υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα.

Γενικότερα, τα μοντέλα που χρησιμοποιούν τη δυναμική αναπαράσταση του συστήματος αερίου, όπως ακριβώς συμβαίνει και στη συγκεκριμένη διατριβή, παρά το γεγονός ότι έχουν μεγαλύτερη πολυπλοκότητα και απαιτούν μεγαλύτερο χρόνο επίλυσης, είναι σε θέση να ποσοτικοποιούν τα επίπεδα ευελιξίας αλλά και να εξετάζουν την αξιοπιστία του ενεργειακού συστήματος. Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο έκτο κεφάλαιο αποδεικνύουν ότι δεν παρουσιάζεται έλλειψη ευελιξίας στο σύστημα αερίου που ενδεχομένως θα περιόριζε την έγχυση συνθετικών αερίων στο δίκτυο μελλοντικά. Το χρησιμοποιούμενο εύρος πίεσης και για τα δύο σενάρια όπου το αέριο παίζει καθοριστικό ρόλο στο ενεργειακό σύστημα, υπέδειξε ότι υπάρχει επαρκής ευελιξία στο δίκτυο αερίου που είναι απαραίτητη για τη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος. Ως εκ τούτου, το δίκτυο αερίου δεν αποτελεί περιορισμό για την ενσωμάτωση των συνθετικών αερίων στο ενεργειακό σύστημα και την ανάπτυξη των τεχνολογιών Power-to-Gas σε ένα μελλοντικό ενεργειακό σύστημα με μηδενικές εκπομπές. Το ελληνικό δίκτυο αερίου αποδεικνύεται ότι έχει επαρκή χωρητικότητα για την εξυπηρέτηση της ζήτησης του αερίου μακροχρόνια. Παράλληλα, η ανάπτυξη συνεργειών κυρίως τοπικού χαρακτήρα μεταξύ των μονάδων Power-to-X και της

ηλεκτροπαραγωγής δεν απαιτεί τη μεταφορά ποσοτήτων ενέργειας μέσω δικτύου και έτσι δεν προκαλείται κορεσμός σε αυτό. Αντίστοιχα αποτελέσματα και συμπεράσματα παρουσιάστηκαν και στη διατριβή του Belderbos για το για το Βέλγικο σύστημα αερίου(Belderbos et al., 2020).

Κεφάλαιο 7

7 Συμπεράσματα

7.1 Σύνοψη της έρευνας σχετικά με την ανάπτυξη του μοντέλου και της πρωτοτυπίας του

Η παρούσα διατριβή έχει ως στόχο το σχεδιασμό και την κατασκευή ενός οικονομοτεχνικού μαθηματικού μοντέλου για το ενεργειακό σύστημα με έμφαση στο υδρογόνο και στα συνθετικά καύσιμα που παράγονται από ηλεκτρική ενέργεια. Στόχος της διατριβής αποτελεί επίσης η εξέταση της αλληλεπίδρασης των συνθετικών καυσίμων με το ηλεκτρικό σύστημα που βασίζεται κυρίως σε ΑΠΕ, ώστε να υπολογίζεται τόσο η βέλτιστη επενδυτική ανάπτυξη του συστήματος όσο και η βέλτιστη λειτουργία του, συνυπολογίζοντας τη λειτουργία των δικτύων και συστημάτων αποθήκευσης. Βασικός σκοπός του συγκεκριμένου υπολογιστικού εργαλείου είναι η μελέτη της επίτευξης ενός ενεργειακού συστήματος χωρίς εκπομπές άνθρακα, εξασφαλίζοντας την παραγωγή, την αποθήκευση και τη μεταφορά ενέργειας ελαχιστοποιώντας την παρούσα αξία του συνολικού κόστους, ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση.

Λόγω της ύπαρξης εναλλακτικών τρόπων μετασχηματισμού του ενεργειακού συστήματος είναι σημαντικό τα ενεργειακά μοντέλα να αναπαριστούν όσο το δυνατό μεγαλύτερο μέρος του ενεργειακού τομέα με τη μεγαλύτερη ακρίβεια ώστε να είναι σε θέση να αναλύουν τις αλληλεπιδράσεις και τις συνέργειες των διαφόρων τομέων (π.χ. συστημάτων παραγωγής, μεταφοράς και αποθήκευσης). Στο συγκεκριμένο μοντέλο, πραγματοποιήθηκε μεγάλη προσπάθεια για τη μοντελοποίηση της σύζευξης και των συνεργειών των τομέων του ενεργειακού συστήματος προκειμένου να εξασφαλιστεί η οικονομοτεχνική συνέπεια μέσω της ανάλυσης χρονικών στιγμών και χωρικών

δυνατοτήτων μεταξύ της στοχαστικής παραγωγής ΑΠΕ, των αποθηκευτικών μέσων, των δικτύων μεταφοράς και διανομής και των χρονικών και χωρικών χαρακτηριστικών της κατανάλωσης ενέργειας.

Η σημαντικότερη πρωτοτυπία που εισάγεται στο υπόδειγμα αφορά την ταυτόχρονη ανάλυση της λειτουργίας πολλαπλών τομέων και δικτύων του ενεργειακού συστήματος (ηλεκτρισμού, αερίου, υδρογόνου, βιοκαυσίμων, συνθετικών καυσίμων και προϊόντων διυλιστηρίου), καθώς επίσης και της μεταξύ τους αλληλεπίδρασης, βάσει διαφορετικών ενεργειακών πολιτικών που εφαρμόζονται. Πραγματοποιείται επίσης η εύρεση βέλτιστων επενδύσεων μονάδων παραγωγής ενέργειας και υποδομών αποθήκευσης, σε συνδυασμό με τη βέλτιστη λειτουργία τους, υπολογίζονται οι ενεργειακές ροές όλων των ενεργειακών μορφών, οι εκπομπές και το κόστος του ενεργειακού συστήματος. Το προτεινόμενο υπολογιστικό εργαλείο δεν περιορίζεται μόνο στην αναπαράσταση της βέλτιστης λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος αλλά υπολογίζει και ενδογενώς τις επενδύσεις. Η ενιαία και η ταυτόχρονη επίλυση όλων των διαφορετικών τομέων του συστήματος είναι ένα χαρακτηριστικό που δε συναντάται συχνά στη βιβλιογραφία, καθώς επίσης και ο ενδογενής υπολογισμός των ανταλλαγών ενεργειακών μορφών μεταξύ των περιοχών που αναλύονται.

Η ανάπτυξη του μοντέλου βασίστηκε σε μία σειρά διαδικασιών όπως η μαθηματική θεμελίωση, η προσομοίωση των αλληλεπιδράσεων μεταξύ διαφορετικών ενεργειακών τομέων και δικτύων, η συλλογή δεδομένων εισόδου ανά περιφέρεια, η ανάπτυξη μεθοδολογίας κατανομής της ζήτησης ανά περιφέρεια βάσει δημογραφικών στοιχείων και στοιχείων οικονομικής δραστηριότητας, η προσαρμογή των αποτελεσμάτων στο έτος βάσης και η εξέταση των ιδιοτήτων του μοντέλου μέσω εναλλακτικών σεναρίων που ποσοτικοποιήθηκαν. Αναλύθηκαν 13 περιφέρειες (NUTS-1 ανάλυση) της Ελλάδας, λαμβάνοντας υπόψη τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά και τις ιδιαιτερότητες της κάθε περιφέρειας. Λόγω του μεγάλου εύρους τεχνολογιών, καυσίμων, τομέων και περιοχών που καλύπτει το μοντέλο το μέγεθος του μοντέλου ανέρχεται σε 7 εκατομμύρια μεταβλητές.

Κατά το σχεδιασμό και την υλοποίηση του μοντέλου, δόθηκε μεγάλη έμφαση στην ενσωμάτωση πληθώρας τεχνολογιών που αναμένεται να κυριαρχήσουν στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα. Διαφορετικά οικονομοτεχνικά δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν και ενσωματώθηκαν στο μοντέλο ύστερα από εκτενή βιβλιογραφική επισκόπηση για τις τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνθετικών καυσίμων και υποδομών αποθήκευσης. Η ενσωμάτωση πλήθους τεχνολογικών λεπτομερειών για τις διάφορες ενεργειακές τεχνολογίες και τα κλιματικά ουδέτερα καύσιμα αποτελεί μία σημαντική πρωτοτυπία του μοντέλου, καθώς παρόλο που δε βρίσκονται οι συγκεκριμένες τεχνολογίες σε ώριμο στάδιο σήμερα, είναι απαραίτητες για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας στο σύστημα.

Η ανάπτυξη του μοντέλου επικεντρώθηκε και στην εύρεση της βέλτιστης χωροθέτησης των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων στο σύστημα, καθώς επίσης και των σημείων έγχυσης καυσίμων στο δίκτυο. Η χωροθέτηση της παραγωγής σε συνδυασμό με τα δίκτυα διανομής/μεταφοράς και τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης παρουσιάζει οικονομικό και τεχνικό ενδιαφέρον. Η ενδογενής χωροθέτηση των

υποδομών παραγωγής συνθετικών καυσίμων στηρίζεται στο μηχανισμό των οικονομικών κλίμακας που αναπτύχθηκε στο μοντέλο με τη χρήση τεχνικών μεικτού ακέραιου προγραμματισμού. Η συγκεκριμένη εφαρμογή αποτελεί μια επιπρόσθετη πρωτοτυπία του εν λόγω υποδείγματος.

Ιδιαίτερη έμφαση δόθηκε επίσης στη μοντελοποίηση των δικτύων μεταφοράς ενεργειακών προϊόντων στο ενεργειακό σύστημα, λαμβάνοντας υπόψη και τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου. Προσομοιώνεται ενδογενώς η ταυτόχρονη λειτουργία των δικτύων μεταφοράς/διανομής ηλεκτρισμού, αερίου, υδρογόνου και καυσίμων. Για τη μοντελοποίηση του δικτύου ηλεκτρισμού χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία της συνεχούς ροής φορτίου, ενώ για την αναπαράσταση της ροής αερίου χρησιμοποιήθηκε η δυναμική προσέγγιση, λαμβάνοντας υπόψη τη δυνατότητα των αγωγών αερίου να λειτουργούν ως μέσο μεταφοράς ενέργειας αλλά και ως αποθηκευτικό μέσο. Η συγκεκριμένη μοντελοποίηση, αποτελεί μια περίπλοκη προσομοίωση η οποία εισάγει μη γραμμικότητες στο μοντέλο. Οι μη-γραμμικότητες αντιμετωπίζονται με τη χρήση τεχνικών μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (MIP). Ωστόσο, όπως παρουσιάστηκε σε προηγούμενη ενότητα η συγκεκριμένη μοντελοποίηση αναπαριστά με μεγαλύτερη ακρίβεια τις πραγματικές ανάγκες του συστήματος σε υποδομές αποθήκευσης. Συγχρόνως με τα φυσικά δίκτυα, αναπαρίστανται και τα «εικονικά» δίκτυα μεταφοράς υδρογόνου, συνθετικών καυσίμων, βιοκαυσίμων και υδρογονανθράκων τα οποία αποτελούν μεταφορικά συστήματα με τη χρήση φορητών, τρένων ή και πλοίων. Όλα αυτά τα υποσυστήματα αναλύονται ταυτόχρονα και ενιαία.

Κατά το σχεδιασμό και την υλοποίηση των εφαρμογών, δόθηκε έμφαση στην ποσοτικοποίηση των επιπτώσεων διαφορετικών κλιματικών πολιτικών (φόρος διοξειδίου του άνθρακα, πολιτικές προώθησης ΑΠΕ, πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας) και υποθέσεων σχετικά με τη στρατηγική προώθησης συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα. Η ανάλυση γίνεται στο πλαίσιο της μακροχρόνιας στρατηγικής μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ή της επίτευξης κλιματικής ουδετερότητας. Όσον αφορά τις αδυναμίες του μοντέλου, μία βασική αδυναμία αφορά το πλήθος των δεδομένων που απαιτούνται για να καλυφθεί ο ενεργειακός τομέας, καθώς και τον χρόνο επίλυσής του. Επιπλέον, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, το μοντέλο επιτελεί βελτιστοποίηση σε σχετικά μακροσκοπικό επίπεδο, η οποία είναι οικονομοτεχνικού χαρακτήρα και δεν πραγματοποιείται σε επίπεδο τεχνικού σχεδιασμού συστημάτων.

7.2 Συμπεράσματα από την εφαρμογή του μοντέλου της διατριβής

Η συγκεκριμένη ενότητα παρουσιάζει τα κυριότερα συμπεράσματα που εξάγονται από τη διδακτορική διατριβή και από την κατασκευή και εφαρμογή του μοντέλου.

7.2.1 Μελέτη του βέλτιστου συνδυασμού εξηλεκτρισμού τελικών ενεργειακών χρήσεων, χρήσης υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων

Ο μετασχηματισμός του ενεργειακού συστήματος προβλέπεται ότι θα συμπεριλάβει σημαντικές αλλαγές στον τρόπο που παράγεται, διανέμεται και καταναλώνεται η ενέργεια, προκειμένου να επιτευχθεί η κλιματική ουδετερότητα. Εμφανίζονται ωστόσο διάφορα διλήμματα σχετικά με την επιλογή της μακροχρόνιας στρατηγικής που θα πρέπει να ακολουθηθεί, των τεχνολογιών που θα αναπτυχθούν στο μέλλον, καθώς επίσης και των ενεργειακών μορφών που θα κυριαρχήσουν.

Βασικός σκοπός της παρούσας διατριβής δεν είναι να προτείνει τη βέλτιστη στρατηγική απανθρακοποίησης, αλλά να εξετάσει τις προκλήσεις και τις δυσκολίες που μπορεί να υπάρξουν σε ένα ενεργειακό σύστημα με μηδενικές εκπομπές. Κάτω από τους διαφορετικούς άξονες στρατηγικής διερευνάται κάθε φορά ο βέλτιστος συνδυασμός του εξηλεκτρισμού των τελικών ενεργειακών χρήσεων, της χρήσης υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων στο ενεργειακό σύστημα μέσω της ποσοτικοποίησης διαφορετικών σεναρίων με τη χρήση του μοντέλου που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής. Η βασική αιτία της μεγάλης αβεβαιότητας σχετικά με τον καθορισμό της μελλοντικής στρατηγικής σχετίζεται με τα μελλοντικά κόστη και τη δυνατότητα εξέλιξης των νέων τεχνολογιών οι οποίες δεν είναι ώριμες στις μέρες μας.

Η ανάλυση στηρίχθηκε σε τρεις βασικούς άξονες: 1) στον εξηλεκτρισμό του ενεργειακού συστήματος στο μέγιστο βαθμό 2) στην οικονομία που βασίζεται στο υδρογόνο και 3) στην ενίσχυση των συνθετικών κλιματικά ουδέτερων καυσίμων. Όπως είναι αναμενόμενο, κάθε στρατηγική αντιμετωπίζει προκλήσεις που αφορούν την οικονομική και εμπορική αβεβαιότητα των διαφόρων νέων τεχνολογιών. Η ανάλυση αυτών των εναλλακτικών λύσεων, καθώς και η μεταξύ τους σύγκριση αποτελεί το κύριο αντικείμενο μελέτης για τη χάραξη μακροχρόνιας στρατηγικής για τον ενεργειακό τομέα. Ανεξαρτήτου στρατηγικής, προτείνεται η διατήρηση βασικών ενεργειακών πολιτικών, όπως για παράδειγμα η ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας, η ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα, ειδικά στην ηλεκτροπαραγωγή, ο εξηλεκτρισμός των χρήσεων θέρμανσης και των μεταφορών, όπου αυτό αποτελεί μια οικονομικά αποδοτική λύση, και η ανάπτυξη δεύτερης γενιάς βιοκαυσίμων.

Παρόλο που μερικές τεχνολογίες θα επικρατήσουν στην αγορά κατά τη μακροχρόνια περίοδο, η πλήρης κυριαρχία μιας και μόνο επιλογής εμπεριέχει τα μειονεκτήματά της. Για παράδειγμα, η έλλειψη του ανταγωνισμού μεταξύ των τεχνολογικών επιλογών και των μορφών ενέργειας αποδυναμώνουν την οικονομική αποδοτικότητα. Επίσης, η χρήση μιας και μόνο τεχνολογίας σε όλες τις εφαρμογές ενδέχεται να οδηγήσει σε επιπλέον κόστος λόγω της εξασθένησης του δυναμικού ή λόγω εσφαλμένης χρήσης της σε ορισμένες χρήσεις.

Στην ανάλυσή εφαρμόστηκαν στρατηγικές όπου ενισχύεται η χρήση μίας κύριας τεχνολογίας ή ενεργειακής μορφής κάθε φορά. Η κάθε στρατηγική θα πρέπει να επιλύσει σημαντικές τεχνικές και οικονομικές αβεβαιότητες για την εφαρμογή της.

Για παράδειγμα, ο ηλεκτρισμός είναι δύσκολο να χρησιμοποιηθεί στις αερομεταφορές, στη ναυσιπλοΐα, στις οδικές μεταφορές μεγάλων αποστάσεων και σε ορισμένες βιομηχανικές διεργασίες. Μία οικονομία που βασίζεται πλήρως στο υδρογόνο θα εμφανίσει δυσκολίες στο να αναπτύξει ένα ολοκληρωμένο δίκτυο διανομής και αποθήκευσης υδρογόνου. Η στρατηγική προώθησης των συνθετικών υδρογονανθράκων ενδέχεται να οδηγήσει σε μη βιώσιμες απαιτήσεις σε επενδύσεις ΑΠΕ και σε ραγδαία αύξηση του μεγέθους του ηλεκτρικού τομέα.

Σε όλα τα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας που αναλύθηκαν έως 2050 το μερίδιο ηλεκτρισμού στον τομέα των μεταφορών κυμαίνεται από 15-35%, στον κτιριακό τομέα από 75-95% και στη βιομηχανία το μερίδιο του αναμένεται να φτάσει το 40-65%. Στην περίπτωση του εξηλεκτρισμού στο μέγιστο βαθμό ωστόσο προβλέπεται μεγάλη αύξηση των αναγκών κατανάλωσης βιομάζας ιδιαίτερα στον τομέα των μεταφορών μεγάλων αποστάσεων μιας και ο πλήρης εξηλεκτρισμός δεν είναι εφικτός σε αυτή την περίπτωση. Στα εναλλακτικά σενάρια το μερίδιο υδρογόνο αυξάνεται σημαντικά στις τελικές χρήσεις, κυρίως στη βιομηχανία (30%) και στις μεταφορές (60%). Τέλος, στο σενάριο όπου κάνουν την εμφάνισή τους τα καύσιμα μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος τα μεγαλύτερα μερίδια στην κατανάλωση εμφανίζονται στους τομείς των μεταφορών και της βιομηχανίας ενώ παράλληλα αναμένεται ταυτόχρονα σημαντική κατανάλωση του ηλεκτρισμού. Στην τελευταία περίπτωση, η κατανάλωση ηλεκτρισμού ως ένα πιο αποδοτικό καύσιμο, αντισταθμίζει τη ζήτηση σε τελική κατανάλωση και δεν οδηγούμαστε σε αυξημένα επίπεδα τελικής κατανάλωσης ενέργειας στο σύστημα.

Δεδομένων των παραπάνω χαρακτηριστικών της κάθε μιας στρατηγικής, αναλύεται και μια εξισορροπημένη προσέγγιση των εναλλακτικών επιλογών η οποία βασίζεται στη λογική όπου κάθε ενεργειακό προϊόν (ηλεκτρισμός, υδρογόνο, συνθετικά καύσιμα) και κάθε τεχνολογία επικρατεί σε τομείς όπου είναι οικονομικά αποτελεσματική, χωρίς να εφαρμόζεται καθολικά. Η στρατηγική εξισορρόπησης παρουσιάζει ένα βέλτιστο συνδυασμό της χρήσης υδρογόνου και της ανάπτυξης του συνθετικού μεθανίου. Ο τομέας του ηλεκτρισμού επωφελείται από τη χημική αποθήκευση και μεγιστοποιούνται οι επενδύσεις σε ΑΠΕ. Η εφαρμογή της στρατηγικής εξισορρόπησης, ξεπερνά τα ενδεχόμενα ρίσκα στην περίπτωση της προώθησης της λάθος τεχνολογίας, όμως στην πραγματικότητα καθυστερεί τη διαδικασία εκμάθησης των νέων τεχνολογιών μιας και η καινοτομία και οι επενδύσεις εστιάζονται σε ένα μεγάλο εύρος τεχνολογιών.

7.2.2 Διερεύνηση των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού, υδρογόνου και αερίου με τα συστήματα διανομής και αποθήκευσης καθώς και με τη διείδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ένα βέλτιστο σύστημα από τη σκοπιά των επενδύσεων

Ο μετασχηματισμός προς ένα πλήρως απανθρακοποιημένο ενεργειακό σύστημα απαιτεί μεγάλες επενδύσεις σε νέες καινοτόμες τεχνολογίες και στην

αναβάθμιση των υποδομών και των δικτύων. Ο τομέας του ηλεκτρισμού αναμένεται να διαδραματίσει κομβικό ρόλο στο πλαίσιο της ενεργειακής μετάβασης καθώς είναι τεχνικά αλλά και οικονομικά δυνατό να μειώσει σημαντικά το ανθρακικό του αποτύπωμα. Το μέγεθος του ηλεκτρικού τομέα αυξάνεται σε όλα τα σενάρια καθώς προωθείται η πολιτική του εξηλεκτρισμού σε όλους τους τομείς του συστήματος και κυρίως στις μεταφορές και στην παραγωγή θερμότητας. Η ηλεκτρική ενέργεια προβλέπεται να καλύψει σημαντικό μερίδιο στην τελική κατανάλωση των τομέων αυξάνοντας περίπου σε 2.5-3 φορές πάνω το 2050 σε σύγκριση με το 2015.

Η παραγωγή ηλεκτρισμού από ΑΠΕ το 2050 σε όλα τα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας που αναλύθηκαν, φτάνει σε επίπεδα 85-90% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Το μεγαλύτερο μέρος των τεχνολογιών ΑΠΕ αποτελείται από ώριμες τεχνολογίες, όπως τα φωτοβολταϊκά και τα χερσαία αιολικά. Σημαντική αύξηση του ποσοστού των επενδύσεων σε σύγκριση με τα σημερινά επίπεδα μικρών και μεγάλων εγκαταστάσεων φωτοβολταϊκών αναμένονται να πραγματοποιηθούν κυρίως τις περιφέρειες της Κεντρικής Ελλάδας, της Κεντρικής Μακεδονίας, της Θεσσαλίας, της Πελοποννήσου αλλά και στη νησιωτική χώρα. Η αξιοποίηση του υψηλού αιολικού δυναμικού στη Μακεδονία, στα νησιά του βορείου Αιγαίου, τη Θεσσαλία, την Κεντρική και Δυτική Ελλάδα και την Αττική θα οδηγήσει σε επενδύσεις αιολικών πάρκων μεγάλου μεγέθους. Στα σενάρια προβλέπεται, επίσης, ανάπτυξη τεχνολογιών ΑΠΕ όπως τα θαλάσσια αιολικά που δεν έχουν εξαντλήσει στις μέρες μας τις δυνατότητες μείωσης του κόστους τους. Οι επενδύσεις σε θαλάσσια αιολικά πάρκα συγκεντρώνονται στην Κρήτη, στην Πελοπόννησο και στο Νότιο Αιγαίο το 2050. Κατά τη συγκεκριμένη ανάλυση, λαμβάνεται υπόψη το αιολικό δυναμικό σε σχέση με την εγγύτητά του από την ακτή.

Η μεταβλητότητα της παραγωγής που χαρακτηρίζει τις ΑΠΕ αυξάνει τις ανάγκες αποθήκευσης. Οι δυνατότητες για μεγάλες εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης εξαντλούνται ήδη από το 2030, ενώ σημαντική αύξηση διακρίνεται σε επενδύσεις μπαταριών. Οι μπαταρίες χωρίζονται σε μπαταρίες που συνδυάζονται με μονάδες παραγωγής ΑΠΕ αλλά και σε μπαταρίες που χρησιμοποιούνται στην τελική κατανάλωση (π.χ. σπίτια, ηλεκτρικά οχήματα). Ωστόσο, παρά την ύπαρξη μπαταριών η εύρυθμη λειτουργία του ηλεκτρικού τομέα σε ένα σύστημα όπου η παραγωγή από ΑΠΕ αγγίζει το 90% δεν μπορεί να επιτευχθεί χωρίς τη χρήση χημικής αποθήκευσης. Η χημική αποθήκευση μέσω του υδρογόνου ή του συνθετικού αερίου παρέχει τη δυνατότητα της εποχιακής αποθήκευσης και την κάλυψη αναγκών εφεδρείας. Η παραγωγή υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων δίνει τη δυνατότητα μεγιστοποίησης της χρήσης ΑΠΕ στις χρονικές περιόδους όπου υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας. Η συγκεκριμένη συνέργεια έχει ως αποτέλεσμα την εξομάλυνση της διακύμανσης της ηλεκτροπαραγωγής και του φορτίου και αυτό επιβεβαιώνεται από τα αποτελέσματα του μοντέλου όπου το ποσοστό παραγωγής των ΑΠΕ (φωτοβολταϊκών και αιολικών) στα σενάρια εναλλακτικών καυσίμων το 2050 φτάνει το 80%.

Το κλιματικά ουδέτερο υδρογόνο αναμένεται να παίξει κομβικό ρόλο και μπορεί να χρησιμοποιηθεί: 1) ως μέσο αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (χημική αποθήκευση) 2) ως τελικό ενεργειακό προϊόν 3) ως πρώτη ύλη για την παραγωγή

συνθετικών υδρογονανθράκων. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων έδειξαν ότι τα ποσά ηλεκτρισμού που θα απαιτηθούν για την παραγωγή κλιματικά ουδέτερου υδρογόνου και συνθετικών υδρογονανθράκων οδηγούν σε μία σημαντική αύξηση του μεγέθους του ηλεκτρικού συστήματος καθώς και των επενδύσεων σε ΑΠΕ (1.3-1.4 φορές πάνω σε σχέση με το σενάριο ηλεκτρισμού). Ωστόσο, τα συνθετικά καύσιμα προσφέρουν τη δυνατότητα εποχιακής αποθήκευσης μέσω της χημικής αποθήκευσης ηλεκτρισμού αλλά και την υπηρεσία της έμμεσης αποθήκευσης μέσω της χρήσης τους σε τελικούς καταναλωτές.

Σημαντικές αβεβαιότητες υπάρχουν σχετικά με το μελλοντικό κόστος των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων, καθώς και των τεχνολογιών δέσμευσης άνθρακα για την παραγωγή τους. Στη διατριβή χρησιμοποιείται το μέγιστο δυναμικό εκμάθησης που μπορεί να επιτευχθεί από τις τεχνολογίες αυτές. Οι καμπύλες του δυναμικού εκμάθησης είναι σύμφωνες με αυτές που αναφέρονται στη πρόσφατη βιβλιογραφία και με τις εκτιμήσεις της αγοράς. Για την εξάλειψη των αβεβαιοτήτων στις επενδύσεις των νέων τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων εφαρμόστηκαν επιπλέον οικονομίες κλίμακας. Δίνεται επομένως η δυνατότητα στις νέες επενδύσεις να αξιοποιήσουν τις οικονομίες κλίμακας προκειμένου να οδηγήσουν σε περαιτέρω μείωση του κόστους παραγωγής.

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης έδειξαν ότι για την επίτευξη μηδενικού ισοζυγίου διοξειδίου του άνθρακα στο ενεργειακό σύστημα είναι απαραίτητη η ύπαρξη αρνητικών εκπομπών, ώστε να αντισταθμιστούν οι εκπομπές που δεν είναι δυνατό να εξαλειφθούν. Ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα παραμένουν σε ορισμένους τομείς του συστήματος όπως στον τομέα των μεταφορών (πχ. ναυσιπλοΐα, αερομεταφορές, οδικές μεταφορές μεγάλων αποστάσεων) και σε βιομηχανικές διεργασίες υψηλής θερμοκρασίας, καθώς και σε ορισμένες ανελαστικές εκπομπές βιομηχανικών διεργασιών χωρίς καύση. Για το λόγο αυτό, στα σενάρια κλιματικής ουδετερότητας πραγματοποιείται η υπόθεση ότι γίνονται επενδύσεις σε τεχνικές δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCS) σε υπόγειες υποδομές.

Η ανάπτυξη συνεργειών και αλληλεπιδράσεων στο ενεργειακό σύστημα (ηλεκτρικός τομέας, τομέας αερίου, βιομάζας και βιομηχανία) συμβάλλει σημαντικά στη μείωση του κόστους. Η παραγωγή των κλιματικά ουδέτερων καυσίμων, μεγιστοποιεί την απορρόφηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σε περιόδους αφθονίας και χρησιμοποιεί τα παραγόμενα προϊόντα σε μεταγενέστερες χρονικές περιόδους. Η συνέργεια των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων από ηλεκτρισμό με το ηλεκτρικό σύστημα, οδηγεί σε εξομάλυνση της καμπύλης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος γεγονός που ωφελεί στη μείωση του μέσου κόστους ηλεκτροπαραγωγής και κατ' επέκταση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας του τελικού καταναλωτή. Η ανάλυση έδειξε ότι οι στρατηγικές προώθησης των συνθετικών καυσίμων οδηγούν σε χαμηλότερες μέσες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας σε σύγκριση με τη στρατηγική του εξηλεκτρισμού. Η περιορισμένη αύξηση των τιμών ηλεκτρισμού σε όλα τα σενάρια που αναλύθηκαν καθιστούν σαφές ότι παρά το δομικό μετασχηματισμό που συντελείται το επιπλέον κόστος για τον τελικό καταναλωτή δεν αγγίζει μη βιώσιμα επίπεδα.

7.2.3 Ανάλυση της βέλτιστης τοποθεσίας εγκατάστασης μονάδων παραγωγής κλιματικά ουδέτερων καυσίμων. Ποιες περιοχές ενδέχεται να γίνουν παραγωγικοί και κάτω από ποιες συνθήκες.

Η εύρεση της βέλτιστης χωροθέτησης των εγκαταστάσεων παραγωγής κλιματικά ουδέτερων καυσίμων στο σύστημα, καθώς επίσης και των σημείων έγχυσης καυσίμων στο δίκτυο, υπολογίζεται ενδογενώς στο μοντέλο και στηρίζεται στο μηχανισμό των οικονομιών κλίμακας. Η χωροθέτηση της παραγωγής σε συνδυασμό με τα δίκτυα μεταφοράς και τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης παρουσιάζει οικονομικό και τεχνικό ενδιαφέρον.

Η μοντελοποίηση των οικονομιών κλίμακας έδειξε ότι είναι οικονομικά βέλτιστο να πραγματοποιηθούν επενδύσεις μεγάλης κλίμακας σε συγκεκριμένες περιφέρειες και στη συνέχεια να γίνεται μεταφορά των παραγόμενων ενεργειακών μορφών με τη χρήση των δικτύων στις υπόλοιπες μειώνοντας ενεργά το μέσο κόστος παραγωγής καθαρών μορφών ενέργειας. Ο υπολογισμός της βέλτιστης χωροθέτησης στο μοντέλο πραγματοποιήθηκε ακολουθώντας τρία κριτήρια: 1) το κόστος των πρώτων υλών και την ευκολία πρόσβασης σε αυτές 2) τις οικονομίες κλίμακας της μονάδας παραγωγής και 3) το μέγεθος της αγοράς στο οποίο θα έχει πρόσβαση η νέα μονάδα. Οι μονάδες ηλεκτρόλυσης, καθώς και οι μονάδες παραγωγής κλιματικά ουδέτερου αερίου, λαμβάνοντας υπόψη την αξιοποίηση των οικονομιών κλίμακας προβλέπεται να εγκατασταθούν κοντά σε μεγάλα καταναλωτικά κέντρα και σε περιοχές που έχουν πρόσβαση στο δίκτυο φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης έδειξαν ότι το σύνολο των επενδύσεων σε μονάδες ηλεκτρόλυσης και σε τεχνολογίες παραγωγής συνθετικού αερίου κατευθύνονται στην Αττική, στην Κεντρική Μακεδονία, στη Δυτική Μακεδονία και στην Πελοπόννησο. Στις υπόλοιπες περιοχές οι ανάγκες καλύπτονται μέσω της μεταφοράς των ενεργειακών προϊόντων με τη χρήση δικτύων καθώς δίνεται και η δυνατότητα έγχυσης των αερίων αυτών στο δίκτυο αερίου.

Οι συγκεκριμένες τοποθεσίες είτε έχουν ισχυρό δυναμικό, και επομένως γίνονται μεγάλες επενδύσεις σε ΑΠΕ, είτε είναι εύκολη η πρόσβαση τους σε γειτονικές περιφέρειες με εξίσου υψηλό δυναμικό. Η εύκολη πρόσβαση των τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων σε μονάδες ΑΠΕ που συνδυάζουν διαφορετικά προφίλ παραγωγής (φωτοβολταϊκά και αιολικά) αποτελούν απαραίτητα στοιχεία για τη μείωση του κόστους λειτουργίας τους αλλά και για την εξισορρόπηση του συστήματος. Οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών υδρογονανθράκων (Power-to-Liquids) με τη σειρά τους αναμένεται να εγκατασταθούν σε μεγάλα κέντρα ενεργειακής κατανάλωσης, όπως η Αθήνα και η Θεσσαλονίκη, και η μεταφορά των παραγόμενων προϊόντων στις υπόλοιπες περιφέρειες να γίνεται μέσω φορτηγών και πλοίων.

7.2.4 Εξέταση της ταυτόχρονης χρονικής λειτουργίας συστημάτων μεταφοράς ενεργειακών μορφών σε συνδυασμό με τα διάφορα αποθηκευτικά μέσα.

Η μελέτη και η μοντελοποίηση του ενεργειακού συστήματος ταυτόχρονα και ενιαία διαφορετικών τομέων και δικτύων έδωσε τη δυνατότητα της ανάλυσης των αλληλεπιδράσεων των διαφορετικών τομέων και αποθηκευτικών μέσων με τα δίκτυα. Έμφαση δόθηκε στο δίκτυο αερίου και στο ρόλο που μπορεί να διαδραματίσει στο σύστημα. Σε ένα μελλοντικό ενεργειακό σύστημα μηδενικών εκπομπών, σημαντικές ποσότητες κλιματικά ουδέτερων αερίων (υδρογόνου, βιομεθανίου και συνθετικού μεθανίου) προβλέπεται να εγχέονται στο δίκτυο αερίου προσφέροντας έτσι στο σύστημα, αέριο με χαμηλό ανθρακικό αποτύπωμα.

Ο ρόλος του δικτύου του φυσικού αερίου στη μετάβαση προς ένα κλιματικά ουδέτερο σύστημα αναμένεται να είναι διττός. Το δίκτυο αερίου εκτός από μέσο μεταφοράς, μέσω της έγχυσης σε αυτό κλιματικά ουδέτερων καυσίμων παραγόμενων από ηλεκτρισμό δύναται να καλύψει και ανάγκες ευελιξίας του συστήματος. Η μοντελοποίηση που πραγματοποιήθηκε στη συγκεκριμένη εργασία έχει τη δυνατότητα ανάλυσης αυτών των χαρακτηριστικών του δικτύου αερίου. Εφαρμόστηκε η δυναμική προσομοίωση της ροής του αερίου μέσα στους αγωγούς σύμφωνα με την οποία υπολογίζεται το απόθεμα των αγωγών του συστήματος κάθε χρονική στιγμή. Επομένως, εξετάζεται λεπτομερώς η συνέργεια μεταξύ του τομέα αερίου και ηλεκτρισμού και υπολογίζονται επίσης τα επίπεδα ευελιξίας (linpack flexibility) που μπορεί να παρέχει το δίκτυο αερίου στο ενεργειακό σύστημα. Για να ποσοτικοποιηθεί το όφελος της ευελιξίας αναλύθηκαν δύο περιπτώσεις: η δυναμική προσομοίωση της ροής του αερίου στους αγωγούς και η στατική προσομοίωση. Σύμφωνα με τη στατική προσομοίωση, η δυνατότητα που έχουν οι αγωγοί να αποθηκεύουν αέριο παραλείπεται και το δίκτυο αερίου αποτελεί μόνο μέσο μεταφοράς και όχι αποθηκευτικό μέσο. Τα αποτελέσματα της σύγκρισης έδειξαν ότι στην περίπτωση της στατικής προσομοίωσης το σύστημα έχει μεγαλύτερες απαιτήσεις σε υποδομές αποθήκευσης υδρογόνου και αερίου μεγάλης κλίμακας. Στην περίπτωση επομένως της στατικής μοντελοποίησης, δεν υπολογίζονται με ακρίβεια οι απαιτήσεις σε υποδομές αποθήκευσης, καθώς και τα κόστη του συστήματος. Η συγκεκριμένη ανάλυση πραγματοποιήθηκε με σκοπό να δοθεί έμφαση στη σημασία της δυναμικής προσομοίωσης της ροής του αερίου στους αγωγούς και στον υπολογισμό των αναγκών σε υποδομές αποθήκευσης του συστήματος.

Τα αποτελέσματα της μοντελοποίησης επιπλέον έδειξαν ότι το δίκτυο αερίου δεν αναμένεται να περιορίσει την ενσωμάτωση συνθετικών αερίων στο ενεργειακό σύστημα και την ανάπτυξη των τεχνολογιών Power-to-Gas στο μέλλον. Αρχικά, αυτό οφείλεται στο ότι το ελληνικό δίκτυο αερίου έχει επαρκή χωρητικότητα για την εξυπηρέτηση της ζήτησης και επιπλέον σχετίζεται με το ότι η χημική αποθήκευση που αναπτύσσεται στο σύστημα είναι κυρίως τοπικού χαρακτήρα. Σε αρκετές περιφέρειες του συστήματος αναμένεται να παράγονται και να καταναλώνονται συνθετικά καύσιμα τοπικά ή να αποθηκεύονται για μελλοντική χρήση. Συνεπώς, περιορίζεται η

αναγκαιότητα της χρήσης του δικτύου αερίου προκειμένου να μεταφερθούν ποσότητες σε άλλες περιφέρειες με αποτέλεσμα να μην προκαλείται κορεσμός στο δίκτυο.

7.3 Πρόταση για τη συνέχιση και τη βελτίωση της έρευνας

Η παρούσα διατριβή κάλυψε μεγάλο εύρος του ενεργειακού τομέα με απώτερο σκοπό την προσομοίωση κλιματικά ουδέτερων σεναρίων για το ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Αντικείμενα μελλοντικής μελέτης που παρουσιάζουν ερευνητικό ενδιαφέρον και αποτελούν πιθανό αντικείμενο προεκτάσεων του συγκεκριμένου μοντέλου είναι τα εξής:

Αλληλεπίδραση της παραγωγής με τη ζήτηση: Το μοντέλο θα μπορούσε να επεκταθεί περαιτέρω με τη μοντελοποίηση των τομέων της ζήτησης του ενεργειακού συστήματος (τομέας νοικοκυριών, υπηρεσιών, αγροτικός τομέας, μεταφορές και βιομηχανία). Αυτό θα δώσει τη δυνατότητα να προσομοιωθεί η αντίδραση των καταναλωτών στις τιμές των ενεργειακών προϊόντων. Παρόλα αυτά, λόγω της μεγάλης πολυπλοκότητας μιας τέτοιας μοντελοποίησης θα είναι απαραίτητο να αναζητηθούν λύσεις ώστε να μειωθεί σημαντικά ο χρόνος επίλυσης του μοντέλου.

Ενσωμάτωση ενδογενών επενδύσεων των δικτύων: Κατά την παραπάνω ανάλυσή αναδείχθηκε ο ρόλος των δικτύων στο ενεργειακό σύστημα, τόσο του ηλεκτρισμού όσο και του φυσικού αερίου. Οι επενδύσεις των δικτύων ωστόσο, στο συγκεκριμένο υπόδειγμα είναι εξωγενείς με βάση το πλάνο του διαχειριστή ηλεκτρισμού και αερίου για την επόμενη δεκαετία. Ενσωματώνοντας αυτή τη δυνατότητα στο μοντέλο, θα μπορούν να αξιολογηθούν οι ανάγκες επενδύσεων στο δίκτυο προκειμένου να μεταφέρονται οι ενεργειακές μορφές στις περιοχές που υπάρχει ζήτηση.

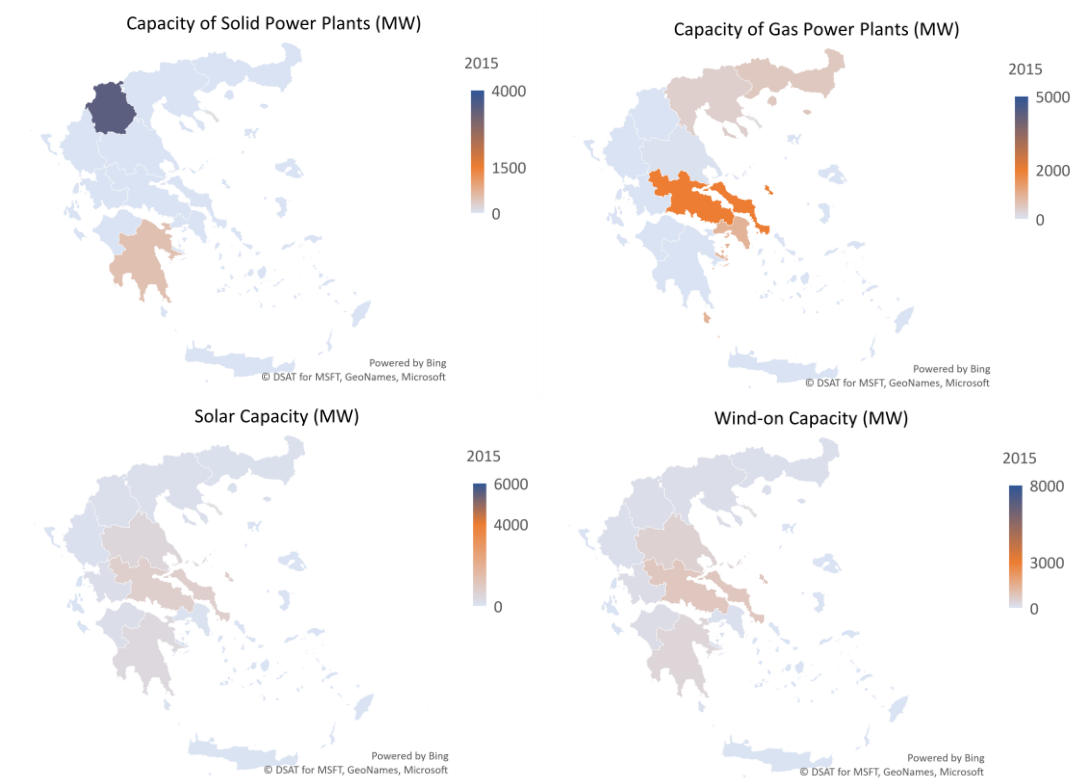
Εφαρμογή διαφορετικών ρυθμών εκμάθησης για τις νέες τεχνολογίες: Σχετικά με τις τεχνολογίες που αναλύθηκαν στο μοντέλο, θεωρούνται συγκεκριμένα κόστη ανάλογα με την ωρίμανση της εκάστοτε τεχνολογίας στο μέλλον. Ωστόσο, είναι σημαντικό να αναλυθούν σενάρια με διαφορετικά επίπεδα κόστους καθώς και διαφορετικές θεωρήσεις σχετικά με τις καμπύλες εκμάθησης και των οικονομιών κλίμακας των νέων τεχνολογιών.

Εφαρμογή του μοντέλου σε επίπεδο χωρών: Στη συγκεκριμένη εργασία αναπαρίστανται οι 13 περιφέρειες της Ελλάδας εφαρμόζοντας σενάρια κλιματικής ουδετερότητάς μέχρι το 2050. Ωστόσο, η ανάλυση και η μοντελοποίηση μίας ομάδας χωρών που αλληλοεπιδρούν μεταξύ τους μέσω των δικτύων για τη μεταφορά ενεργειακών μορφών σε σενάρια κλιματικής ουδετερότητάς θα είχε πολύ μεγάλο ενδιαφέρον να διερευνηθεί. Το μοντέλο με τις κατάλληλες τροποποιήσεις δύναται να χρησιμοποιηθεί και για την ανάλυση σε επίπεδο κρατών. Ως επέκταση της ανάλυσης επομένως, θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί η ανάλυση των 27 χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης ή ακόμα και ενός μικρότερου συνόλου χωρών όπως για παράδειγμα τα Βαλκάνια.

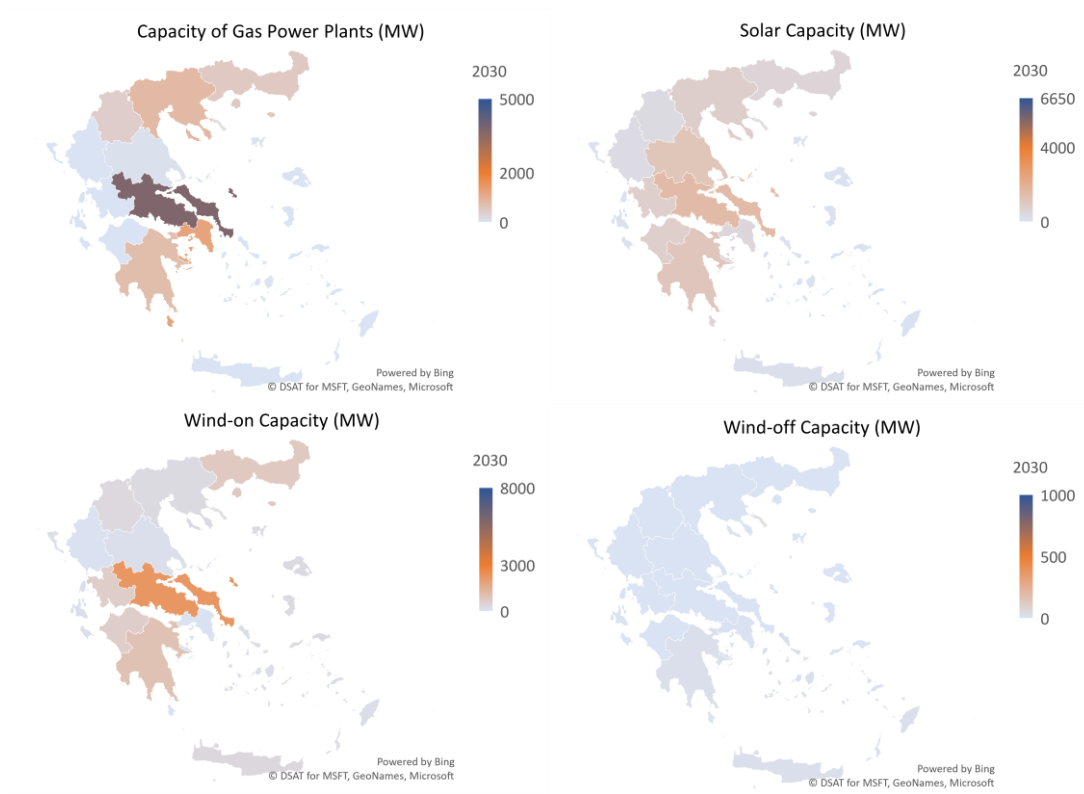
Υπόμνημα

Ι. Απεικόνιση των αποτελεσμάτων μοντέλου σε χάρτες

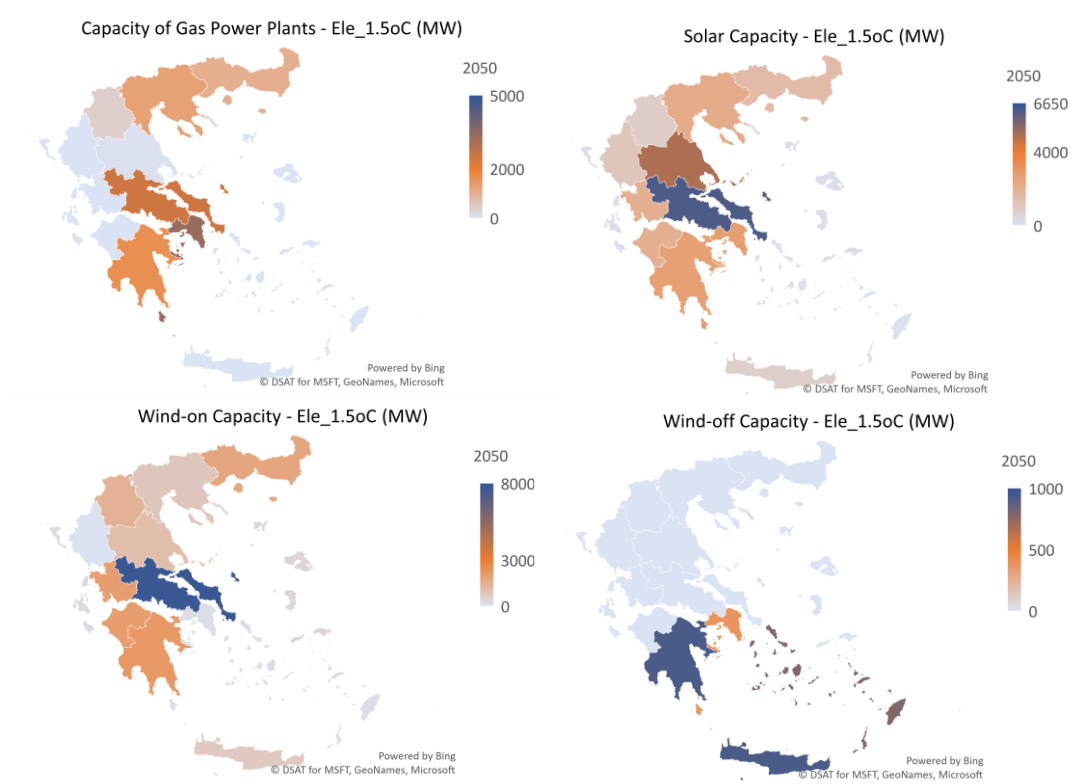
Σχήμα Ι-1: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2015) σε μορφή χάρτη



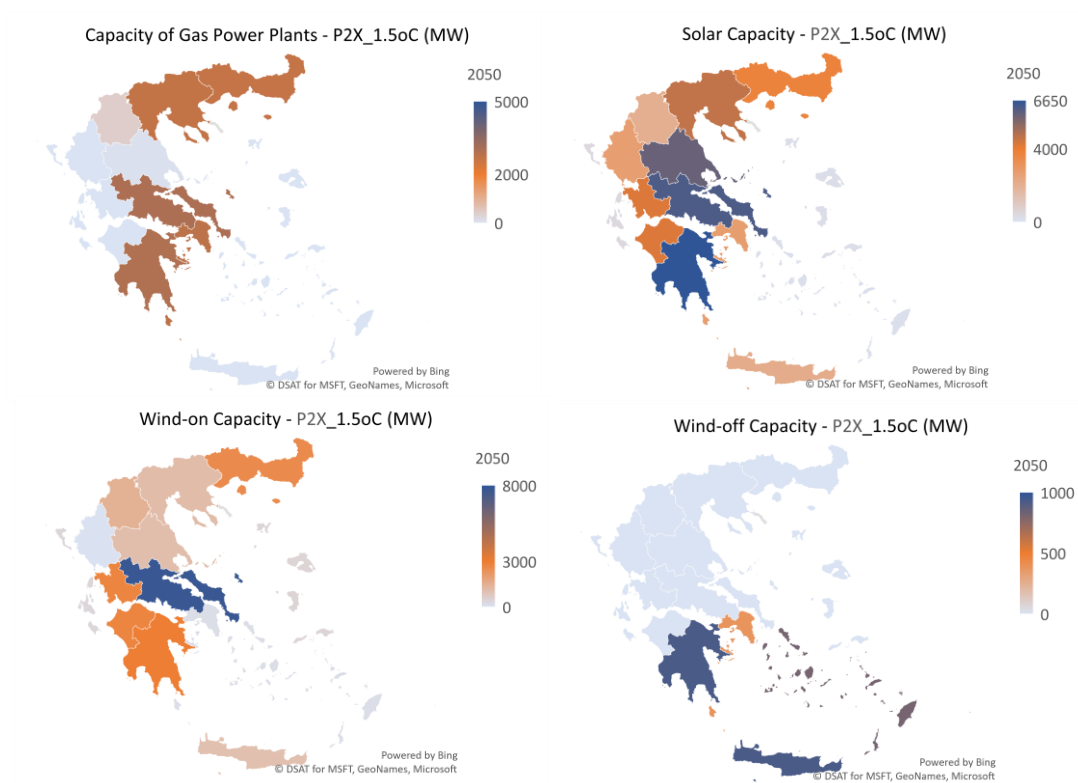
Σχήμα I-2: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2030) σε μορφή χάρτη



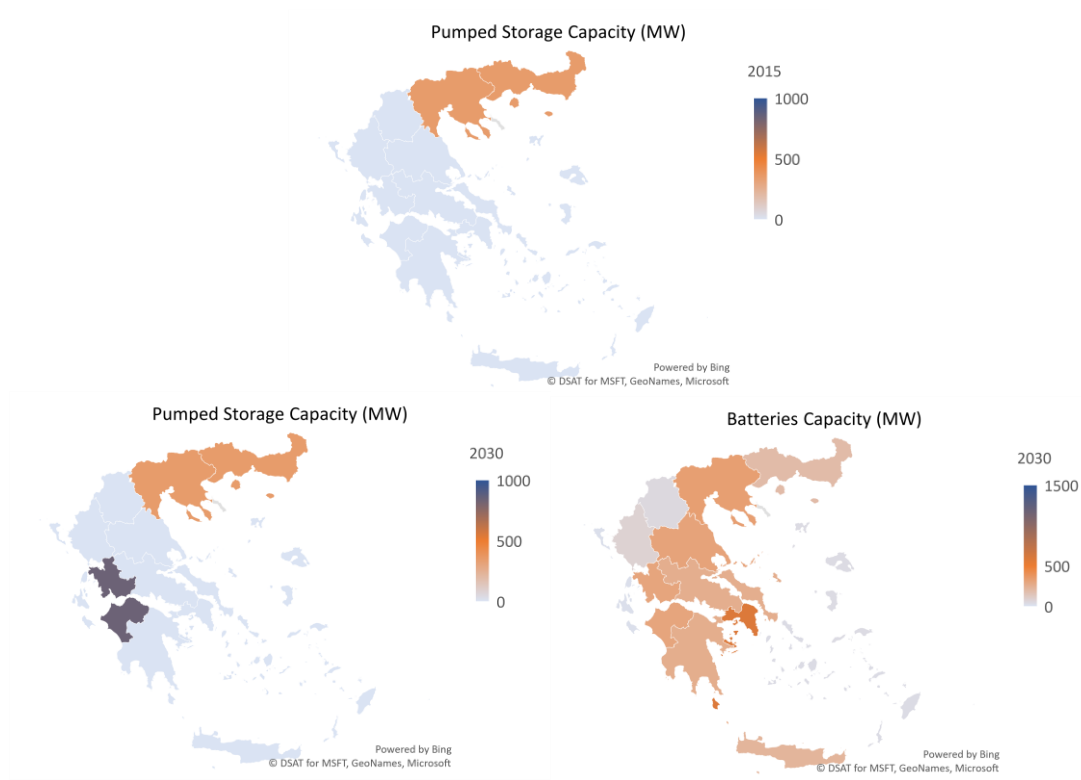
Σχήμα I-3: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2050) - Σενάριο Εξηλεκτρισμού 1.5 °C (Ele_1.5°C) σε μορφή χάρτη



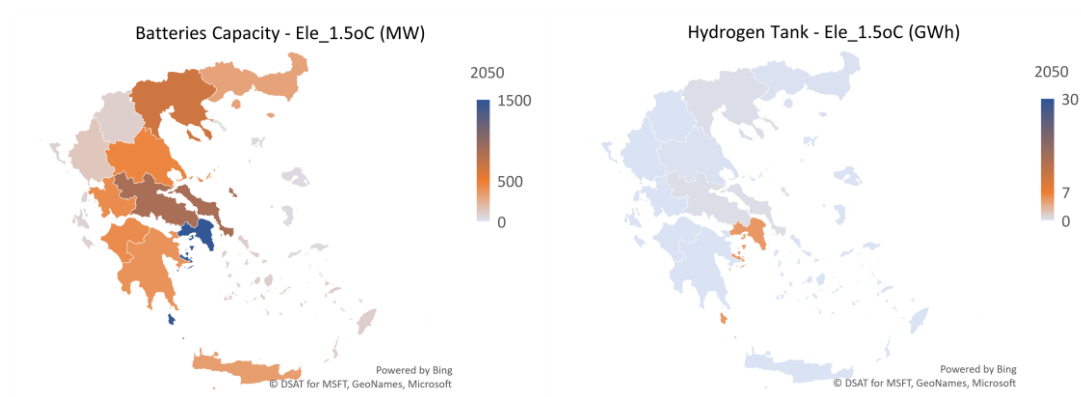
Σχήμα I-4: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα ανά τύπο μονάδας (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) σε μορφή χάρτη



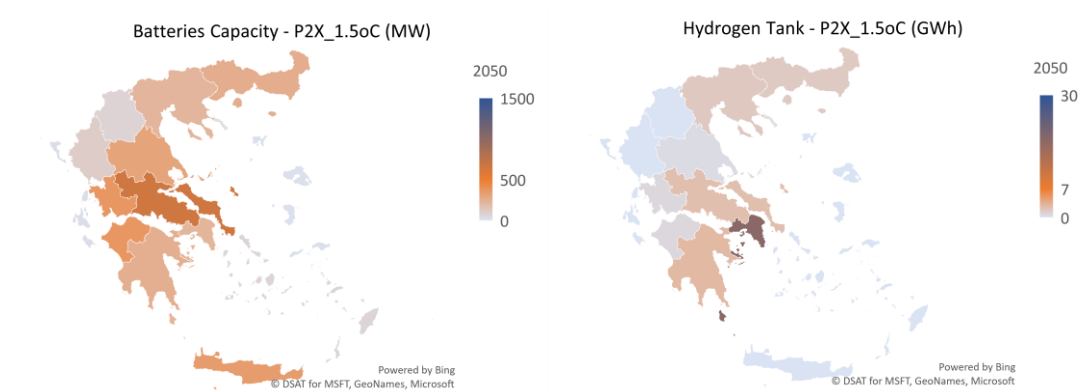
Σχήμα I-5: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2015, 2030) σε μορφή χάρτη



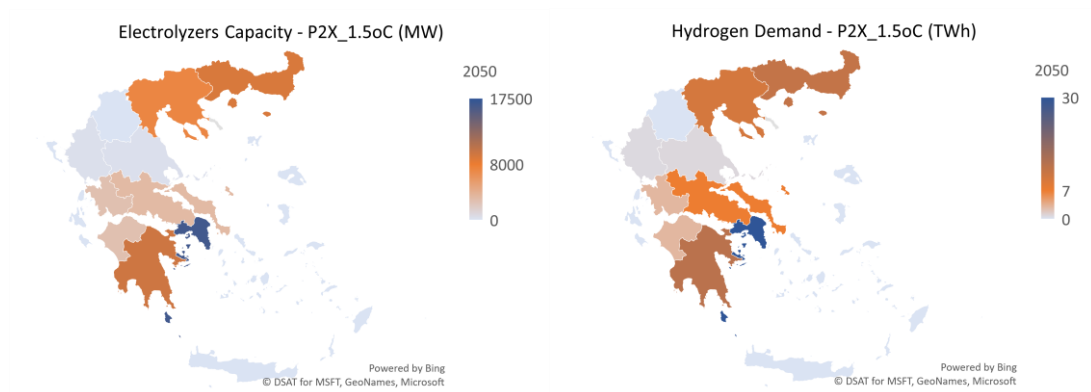
Σχήμα I-6: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2050) - Σενάριο Εξηλεκτρισμού 1.5 °C (Ele_1.5°C) σε μορφή χάρτη



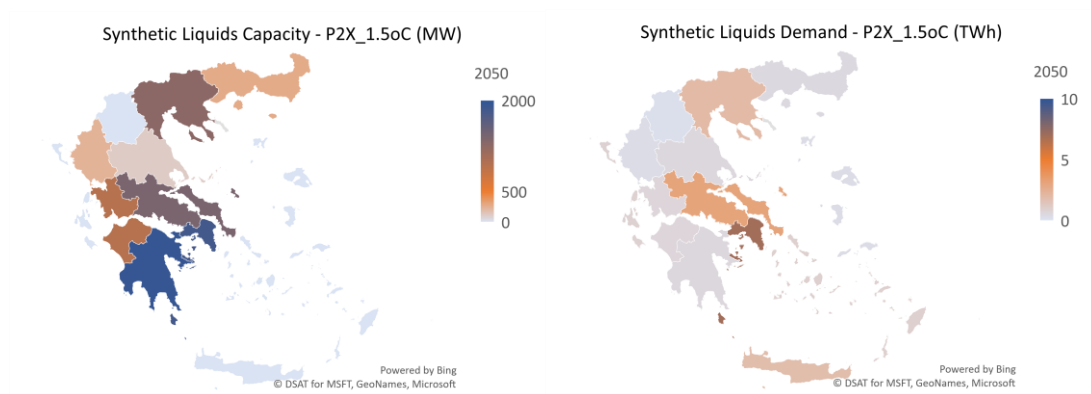
Σχήμα I-7: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων αποθήκευσης στην Ελλάδα (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) σε μορφή χάρτη



Σχήμα I-8: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτρόλυσης και ζήτησης υδρογόνου (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) σε μορφή χάρτη



Σχήμα I-9: Απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων και ζήτησης κλιματικά ουδέτερων υδρογονανθράκων (2050) - Σενάριο Συνθετικών Καυσίμων 1.5 °C (P2X_1.5°C) σε μορφή χάρτη



Δημοσιεύσεις σε Διεθνή Επιστημονικά περιοδικά

Evangelopoulou, S., De Vita, A., Zazias, G., Capros, P. “Energy System Modelling of Carbon-Neutral Hydrogen as an Enabler of Sectoral Integration within a Decarbonization Pathway.” *Energies* 2019, 12, 2551.

Fragkos, P., van Soest, H. L., Schaeffer, R., Reedman, L., Köberle, A. C., Macaluso, N., **Evangelopoulou, S., De Vita, A., Sha, F., Qimin, C., Kejun, J., Mathur, R., Shekhar, S., Dewi, R.G., Herran Diego, S., Oshiro, K., Fujimori, S., Park, C., Safonov, G., Iyer, G.** “Energy system transitions and low-carbon pathways in Australia, Brazil, Canada, China, EU-28, India, Indonesia, Japan, Republic of Korea, Russia and the United States.” *Energy*, 2020, 216, 119385.

Capros, P., Zazias, G., **Evangelopoulou, S., Kannavou, M., Fotiou, T., Siskos, P., De Vita, A., Sakellaris, K.** “Energy-system modelling of the EU strategy towards climate-neutrality” *Energy Policy*, 2019, 134, 110960.

Capros, P., Kannavou, M., **Evangelopoulou, S., Petropoulos, A., Siskos, P., Tasios, N., Zazias, G. and De Vita, A.** “Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission's “clean energy for all Europeans” package using the PRIMES model.” *Energy Strategy Reviews*, 2018, 22, pp.255-263.

Siskos P., Zazias G., Petropoulos A., **Evangelopoulou S., Capros P.,** (2018), “Implications of delaying transport decarbonisation in the EU: A systems analysis using the PRIMES model”, *Energy Policy*, Volume 121, October 2018, Pages 48-60.

Δημοσιεύσεις σε πρακτικά συνεδρίων μετά από κρίση στο πλήρες κείμενο

Evangelopoulou, S., Kannavou, M., Zazias, G., Capros, P. “Model-based assessment of electricity storage in a European system producing hydrogen and hydrocarbons from renewable energy.” In 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM) (pp. 1-7). IEEE

Παρουσιάσεις σε Συνέδρια

16th International Conference on European Energy Market (EEM), 18-20 September 2019, Ljubljana Slovenia.

38th International Energy Workshop IEW, 2019. “Towards a decarbonized European energy system. Model-based analysis of scenarios for the European Commission’s Long-term Strategy published in 2018.” International Energy Agency (IEA), Paris France, 03-05 June 2019.

Άλλες μελέτες & τεχνικές εκθέσεις

De Vita A., Kielichowska I., Mandatova P., Capros P., Dimopoulou E., **Evangelopoulou S.**, Fotiou T., Kannavou M., Siskos P., Zazias G.. “Technology pathways in decarbonisation scenarios “ Final Report for the European Commission, DG Energy, July 2018.

De Vita A., Capros P., **Evangelopoulou S.**, Kannavou M., Siskos P., Zazias G.. “Sectoral integration - long-term perspective in the EU Energy System “ Final Report for the European Commission, DG Energy, February 2018.

Bauknecht D., Böttcher H., Förster H, Hennenberg K., Hünecke K., Kasten P., Monteforte M., Vogel M., Wiegmann K., Winger C., Capros P., De Vita A., **Evangelopoulou S.**, Lescot D., Tuille F., Courtel J., Olesen A.S., Laugesen F.M., Brødsted M.R., Schaldach R., Schüngel J., Buss R., Haupt A.. “Study on Technical Assistance in Realisation of the 2016 Report on Renewable Energy, in preparation of the Renewable Energy Package for the Period 2020-2030 in the European Union.” Oeko-institute, E3-Modelling, Observ’ER, COWI, CESR, RENAC. ENER/C1/2014-688. European Commission DG Energy. December 2017.

Capros P., Tasios N., Kannavou M., Aslanoglou M., Delkis C., Kalaintzakis E., Nakos C., Zampara M., **Evangelopoulou S.**.. “Modelling study contributing to the Impact Assessment of the European Commission of the Electricity Market Design Initiative” Final Report, E3MLab/ICCS. June 2017.

Chartier O., Baker P., Oberč B.P., de Jong H., Yagafarova A., Styring P., Bye J., Janssen R., Raschka A., Carus M., **Evangelopoulou S.**, Zazias G., Petropoulos A., Capros P., Zakkour P.. “Artificial Photosynthesis: Potential and Reality” Final Report for the European Commission, Directorate-General for Research & Innovation., November 2016.

Capros P., De Vita A., Paroussos L., Fragkiadakis K., Tsani S., Fragkos P., Kouvaritakis N., Tasios N., Siskos P., Kannavou M., Petropoulos A., **Evangelopoulou S.**, Zampara M., Papadopoulos D., Höglund-Isaksson L., Winiwarter W., Purohit P., Gomez-Sanabria A., Frank S., Forsell N., Gusti M., Havlík P., Obersteiner M., Witzke H.P., Kesting M. et. al., “EU REFERENCE SCENARIO 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050”, European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport, Publications Office of the European Union, Luxembourg, ISBN: 978-92-79-52373-1, 2016.

Βιβλιογραφία

- Angelis-Dimakis, A., Biberacher, M., Dominguez, J., Fiorese, G., Gadocha, S., Gnansounou, E., Guariso, G., Kartalidis, A., Panichelli, L., Pinedo, I., & Robba, M. (2011). Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1182–1200. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.049>
- Arabkoohsar, A. (2021). Flywheel energy storage. *Mechanical Energy Storage Technologies*, 101–124. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-820023-0.00005-5>
- Bataille, C., & Jaccard, M. (2004). *A hybrid top-down bottom-up model with macro-economic feedbacks*.
- Belderbos, A. (2019). *Storage via power-to-gas in future energy systems. The need for synthetic fuel storage in systems with high shares of intermittent renewables*. (Issue February 2019). KU LEUVEN.
- Belderbos, A., Valkaert, T., Bruninx, K., Delarue, E., & D'haeseleer, W. (2020). Facilitating renewables and power-to-gas via integrated electrical power-gas system scheduling. *Applied Energy*, 275(February), 115082. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115082>
- Bennett, S. J., Schroeder, D. J., & McCoy, S. T. (2014). Towards a framework for discussing and assessing CO2 utilisation in a climate context. *Energy Procedia*, 63, 7976–7992. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.835>
- Bichis, D. C., & Dragomir, T.-L. (2008). On modelling and simulating natural gas transmission systems (Part1). *Journal of Control Engineering and Applied Informatics*, 10(3), 27–36.
- Biskas, P. N., Kanelakis, N. G., Papamatthaiou, A., & Alexandridis, I. (2016). Coupled optimization of electricity and natural gas systems using augmented Lagrangian and an alternating minimization method. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 80, 202–218. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.01.045>
- Bistline, J., Cole, W., Damato, G., DeCarolis, J., Frazier, W., Linga, V., Marcy, C., Namovicz, C., Podkaminer, K., Sims, R., Sukunta, M., & Young, D. (2020). Energy storage in long-term system models: a review of considerations, best practices, and research needs. *Progress in Energy*, 2(3), 039601. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/abab68>
- Blanco, H., & Faaij, A. (2018). A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(August 2017), 1049–1086. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.062>
- Blanco, H., Nijs, W., Ruf, J., & Faaij, A. (2018a). Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization. *Applied Energy*, 232(July), 323–340. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.027>
- Blanco, H., Nijs, W., Ruf, J., & Faaij, A. (2018b). Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization. *Applied Energy*, 232(April), 323–340. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.027>
- Blanco, H., Nijs, W., Ruf, J., & Faaij, A. (2018). Potential for hydrogen and Power-to-

- Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization. *Applied Energy*, 232, 617–639. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.216>
- Bockris, J. O. M. (2013). The hydrogen economy: Its history. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(6), 2579–2588. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.026>
- Bosetti, V., Carraro, C., Galeotti, M., Massetti, E., & Tavoni, M. (2006). WITCH A World Induced Technical Change Hybrid Model. *The Energy Journal*, 27(2006), 13–37. <http://www.jstor.org/stable/23297044>
- Bouwman, A. F., Kram, T., & Klein Goldewijk, K. (2006). Integrated modelling of global environmental change An overview of IMAGE 2.4. In *Netherlands Environmental Assessment Agency (MNP)*. https://doi.org/10.1007/978-3-642-84608-3_11
- Brelje, B. J., & Martins, J. R. R. A. (2019). Electric, hybrid, and turboelectric fixed-wing aircraft: A review of concepts, models, and design approaches. *Progress in Aerospace Sciences*, 104(June), 1–19. <https://doi.org/10.1016/j.paerosci.2018.06.004>
- Brown, T., Schlachtberger, D., Kies, A., Schramm, S., & Greiner, M. (2018). Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. *Energy*, 160, 720–739. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.222>
- Brown, Tom, Hörsch, J., & Schlachtberger, D. (2018). PyPSA: Python for power system analysis. *Journal of Open Research Software*, 6(1). <https://doi.org/10.5334/jors.188>
- Brown, Tom, Schierhorn, P. P., Tröster, E., & Ackermann, T. (2016). Optimising the European transmission system for 77% renewable electricity by 2030. *IET Renewable Power Generation*, 10(1), 3–9. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0135>
- Buffo, G., Marocco, P., Ferrero, D., Lanzini, A., & Santarelli, M. (2019). Power-to-X and power-to-power routes. In *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00015-1>
- Bussar, C., Stöcker, P., Cai, Z., Moraes, L., Magnor, D., Wiernes, P., Bracht, N. van, Moser, A., & Sauer, D. U. (2016). Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050-Sensitivity study. *Journal of Energy Storage*, 6, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.02.004>
- Callegari, A., Bolognesi, S., Cecconet, D., & Capodaglio, A. G. (2020). Production technologies, current role, and future prospects of biofuels feedstocks: A state-of-the-art review. *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, 50(4), 384–436. <https://doi.org/10.1080/10643389.2019.1629801>
- Capros, P., Kannavou, M., Evangelopoulou, S., Petropoulos, A., Siskos, P., Tasios, N., Zazias, G., & DeVita, A. (2018). Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission's "clean energy for all Europeans" package using the PRIMES model. *Energy Strategy Reviews*, 22(March), 255–263. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.06.009>
- Capros, P., Paroussos, L., Fragkos, P., Tsani, S., Boitier, B., Wagner, F., Busch, S., Resch, G.,

- Blesl, M., & Bollen, J. (2014a). Description of models and scenarios used to assess European decarbonisation pathways. *Energy Strategy Reviews*, 2(3–4), 220–230. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2013.12.008>
- Capros, P., Paroussos, L., Fragkos, P., Tsani, S., Boitier, B., Wagner, F., Busch, S., Resch, G., Blesl, M., & Bollen, J. (2014b). European decarbonisation pathways under alternative technological and policy choices: A multi-model analysis. *Energy Strategy Reviews*, 2(3–4), 231–245. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2013.12.007>
- Capros, P., Zazias, G., Evangelopoulou, S., Kannavou, M., Fotiou, T., Siskos, P., De Vita, A., & Sakellaris, K. (2019). Energy-system modelling of the EU strategy towards climate-neutrality. *Energy Policy*, 134(March), 110960. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110960>
- Capros, Regemorter, V., Paroussos, & Karkatsoulis. (2017). *GEM-E3 Model Manual*. [http://www.e3mlab.eu/e3mlab/GEM - E3 Manual/GEM-E3_manual_2017.pdf](http://www.e3mlab.eu/e3mlab/GEM-E3%20Manual/GEM-E3_manual_2017.pdf)
- Capurso, P., Cova, E., Elia, E., Portoghese, P., Stabile, M., Vedovelli, F., & Venturini, A. (2012). Market integration in Europe: a market simulator taking into account different market zones and the increasing penetration of RES generation. *CIGRE 2012, 2009*.
- Carrilero, I., González, M., Anseán, D., Viera, J. C., Chacón, J., & Pereirinha, P. G. (2018). Redesigning European Public Transport: Impact of New Battery Technologies in the Design of Electric Bus Fleets. *Transportation Research Procedia*, 33, 195–202. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2018.10.092>
- CASPOC. (2017). *Caspoc Simulation & Animation for Power Electronics & Electric Drives*. <http://www.caspoc.com/>
- Cebulla, F., Haas, J., Eichman, J., Nowak, W., & Mancarella, P. (2018). How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany. *Journal of Cleaner Production*, 181, 449–459. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.01.144>
- CertifHy. (2015). *Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas* (Issue 1).
- Chaudry, M., Jenkins, N., & Strbac, G. (2008). Multi-time period combined gas and electricity network optimisation. *Electric Power Systems Research*, 78(7), 1265–1279. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2007.11.002>
- Chehade, Z., Mansilla, C., Lucchese, P., Hilliard, S., & Proost, J. (2019). Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(51), 27637–27655. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.260>
- Chiaromonti, D., & Goumas, T. (2019). Impacts on industrial-scale market deployment of advanced biofuels and recycled carbon fuels from the EU Renewable Energy Directive II. *Applied Energy*, 251(January 2019), 113351. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113351>
- Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*, 139, 80–101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>
- Clegg, S., & Mancarella, P. (2015). Integrated Modeling and Assessment of the

- Operational Impact of Power-to-Gas (P2G) on Electrical and Gas Transmission Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(4), 1234–1244. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2424885>
- Coelho, P. M., & Pinho, C. (2007). Considerations about equations for steady state flow in natural gas pipelines. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 29(3), 262–273. <https://doi.org/10.1590/S1678-58782007000300005>
- Correa-Posada, C. M. (2015). *Optimal security-constrained model for integrated power and natural-gas system* (Vol. 5, Issue 3) [UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID]. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0287-y>
- Correa-Posada, C. M., & Sanchez-Martin, P. (2015). Integrated Power and Natural Gas Model for Energy Adequacy in Short-Term Operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(6), 3347–3355. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2372013>
- Correa-Posada, C. M., & Sánchez-Martin, P. (2014). Security-constrained optimal power and natural-gas flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4), 1780–1787. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2299714>
- COWI CONSORTIUM. (2015). *Study on Actual GHG Data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas* (Issue July). [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study on Actual GHG Data Oil Gas Final Report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study_on_Actual_GHG_Data_Oil_Gas_Final_Report.pdf)
- de Joode, J., Daniëls, B. W., Smekens, K., van Stralen, J., dalla Longa, F., Schoots, K., Seebregts, A., Grond, L., & Holstein, J. (2014). *Exploring the role for power-to-gas in the future Dutch energy system* (Issue July). <https://doi.org/ECN-E--14-026>
- De Vita, A., Capros, P., Evangelopoulou, S., Kannavou, M., Siskos, P., Zazias, G., Boeve, S., Bons, M., Winkel, R., Cihlar, J., De Vos, L., Leemput, N., & Mandatova, P. (2018). *Sectoral integration- long-term perspective in the EU Energy System*.
- De Vita, A., Kielichowska, I., Mandatowa, P., Capros, P., Fotiou, T., Kannavou, M., Siskos, P., Dimopoulou, E., Evangelopoulou, S., De Vos, L., Dadkhah, A., & Dekelver, G. (2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios*.
- De Wolf, D., & Smeers, Y. (2000). The Gas Transmission Problem Solved by an Extension of the Simplex Algorithm. *Management Science*, 46(11), 1454–1465. <https://doi.org/10.1287/mnsc.46.11.1454.12087>
- Deane, J. P., Ó Ciaráin, M., & Ó Gallachóir, B. P. (2017). An integrated gas and electricity model of the EU energy system to examine supply interruptions. *Applied Energy*, 193, 479–490. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.039>
- Deng, D. (2015). Li-ion batteries: Basics, progress, and challenges. *Energy Science and Engineering*, 3(5), 385–418. <https://doi.org/10.1002/ese3.95>
- Després, J. (2016). Development of a dispatch model of the European power system for coupling with a long-term foresight energy model. *ÉCONOMIE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE Cahier de Recherche EDDEN N° 4/2015, December 2015*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1094.1840>
- Ding, Y., Cano, Z. P., Yu, A., Lu, J., & Chen, Z. (2019). Automotive Li-Ion Batteries: Current Status and Future Perspectives. *Electrochemical Energy Reviews*, 2(1), 1–28. <https://doi.org/10.1007/s41918-018-0022-z>

- Dodds, P. E., & McDowall, W. (2013). The future of the UK gas network. *Energy Policy*, 60, 305–316. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.030>
- E3MLab. (2010). *The New Primes Biomass Supply Model* (Issue January). http://www.e3mlab.eu/e3mlab/PRIMESManual/THE_NEW_PRIMES_BIOMASS_MODEL.pdf
- E3MLab of ICCS/NTUA. (2018). *PRIMES Model*. http://www.e3mlab.eu/e3mlab/index.php?option=com_content&view=article&id=58%3Amanual-for-primes-model&catid=35%3Aprimes&Itemid=80&lang=en
- EASE, & EERA. (2017). *European energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030*.
- EATON. (2017). *CYME Power Engineering Software*. <http://www.cyme.com/>
- Elshurafa, A. M. (2020). The value of storage in electricity generation: A qualitative and quantitative review. *Journal of Energy Storage*, 32(August), 101872. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101872>
- ENEA. (2016). *The potencial of power -to- gas, Technology review and economic potencial assessment* (Vol. 33, Issue 0).
- Energinet. (2015). *SIFRE: Simulation of Flexible and Renewable Energy sources*. http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske dokumenter/El/sifre_fall2015.pdf
- Energy Information Administration. (2019). *The National Energy Modeling System : An Overview 2018* (Issue April). [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/overview/pdf/0581\(2018\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/overview/pdf/0581(2018).pdf)
- Eurelectric. (2012). *Energy Roadmap 2050 A EURELECTRIC Response Paper* (Vol. 147, Issue 2011). <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/19097363>
- European Commission. (2011). *Energy Roadmap 2050 Impact assessment and scenario analysis*.
- European Commission. (2014). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*.
- European Commission. (2017). Clean energy for all Europeans. In *Publications Office of the European Union* (Vol. 14, Issue 2). <https://doi.org/10.2833/9937>
- European Commission. (2018). *A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous , modern , competitive and climate neutral economy IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773* (Issue November). https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf
- European Commission. (2020a). *Proposal for a regulation of the European Parliament and of the council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law) COM(2020) 80 final* (Vol. 8, Issue 9). <https://doi.org/10.1017/CB09781107415324.004>
- European Commission. (2020b). *Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people* (Vol. 53, Issue 9).

- European Parliament and the Council of the European Union. (2009). Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020. In *Official Journal of the European Union*. <http://data.europa.eu/eli/dec/2009/406/oj>
- Evangelopoulou, S., De Vita, A., Zazias, G., & Capros, P. (2019). Energy system modelling of carbon-neutral hydrogen as an enabler of sectoral integration within a decarbonization pathway. *Energies*, 12(13), 1–24. <https://doi.org/10.3390/en12132551>
- Fasihi, M., & Breyer, C. (2017). Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Conference: 11th International Renewable Energy Storage Conference At: Düsseldorf*.
- Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*, 224, 957–980. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>
- Fendt, S., Buttler, A., Gaderer, M., & Spliethoff, H. (2016). Comparison of synthetic natural gas production pathways for the storage of renewable energy. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 5(3), 327–350. <https://doi.org/10.1002/wene.189>
- Fleiter, T., Worrell, E., & Eichhammer, W. (2011). Barriers to energy efficiency in industrial bottom-up energy demand models - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 3099–3111. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.025>
- Fragkos, P., Kouvaritakis, N., & Capros, P. (2015). Incorporating Uncertainty into World Energy Modelling: the PROMETHEUS Model. *Environmental Modeling and Assessment*, 20(5), 549–569. <https://doi.org/10.1007/s10666-015-9442-x>
- Frank, E., Gorre, J., Ruoss, F., & Friedl, M. J. (2018). Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of Power-to-Gas systems. *Applied Energy*, 218(March), 217–231. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.105>
- GCAM. (2017). *Joint Global Change Research Center, Global Change Assessment Model*. <http://www.globalchange.umd.edu/gcam/>
- Geisser, B., Kolb, O., Lang, J., Leugering, G., Martin, A., & Morsi, A. (2011). Mixed integer linear models for the optimization of dynamical transport networks. *Mathematical Methods of Operations Research*, 73(3), 339–362. <https://doi.org/10.1007/s00186-011-0354-5>
- Geißler, B., Domschke, P., Kolb, O., Lang, J., Martin, A., & Morsi, A. (2011). Combination of nonlinear and linear optimization of transient gas networks. *INFORMS Journal on Computing*, 23(4), 605–617. <https://doi.org/10.1287/ijoc.1100.0429>
- Götz, M., Köppel, W., Reimert, R., & Graf, F. (2012). Optimierungspotenzial von Wäschern zur Biogasaufbereitung. *Chemie-Ingenieur-Technik*, 84(1–2), 81–87. <https://doi.org/10.1002/cite.201100129>
- Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., & Kolb, T. (2015). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, 85, 1371–1390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>

- GridLAB-D. (2017). *Simulation Software*. <http://www.gridlabd.org/>
- Gugler, K., Liebensteiner, M., & Schmitt, S. (2017). Vertical disintegration in the European electricity sector: Empirical evidence on lost synergies. *International Journal of Industrial Organization*, 52, 450–478. <https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2017.04.002>
- Haasz, T., Gómez Vilchez, J. J., Kunze, R., Deane, P., Fraboulet, D., Fahl, U., & Mulholland, E. (2018). Perspectives on decarbonizing the transport sector in the EU-28. *Energy Strategy Reviews*, 20(2018), 124–132. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.007>
- Hadjipaschalis, I., Poullikkas, A., & Efthimiou, V. (2009). Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6–7), 1513–1522. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028>
- Haller, M., Ludig, S., & Bauer, N. (2012). Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation. *Energy Policy*, 47, 282–290. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.069>
- Hamelin, L., Borzęcka, M., Kozak, M., & Pudełko, R. (2019). A spatial approach to bioeconomy: Quantifying the residual biomass potential in the EU-27. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 100(October 2018), 127–142. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.017>
- Heide, D., von Bremen, L., Greiner, M., Hoffmann, C., Speckmann, M., & Bofinger, S. (2010). Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. *Renewable Energy*, 35(11), 2483–2489. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.012>
- Helgaker, J. F., & Ytrehus, T. (2012). Coupling between continuity/momentum and energy equation in 1D gas flow. *Energy Procedia*, 26(1876), 82–89. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.06.013>
- Helgesen, P. I. (2013). Top-down and Bottom-up : Combining energy system models and macroeconomic general equilibrium models. *Centre for Sustainable Energy Studies (CenSES) Working Paper*, 30.
- Herbst, M. A., Toro, F. A., Reitze, F., & Jochem, E. (2012). Bridging macroeconomic and bottom up energy models – the case of efficiency in industry. *Industrial Summer Study. Arnhem, The Netherlands, The European Council for an Energy Efficient Economy.*, 409–417.
- Hetland, J., Yowargana, P., Leduc, S., & Kraxner, F. (2016). Carbon-negative emissions: Systemic impacts of biomass conversion. A case study on CO₂ capture and storage options. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 49, 330–342. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.03.017>
- Hibbard, P. J., & Schatzki, T. (2012). The Interdependence of Electricity and Natural Gas: Current Factors and Future Prospects. *Electricity Journal*, 25(4), 6–17. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.04.012>
- Hidalgo Gonzalez, I., Quoilin, S., & Zucker, A. (2014). *Dispa-SET 2.0: unit commitment and power dispatch model*. <https://doi.org/10.2790/399921>
- Hisnanick, J. J., & Kymn, K. O. (1999). Modeling economies of scale: The case of US electric power companies. *Energy Economics*, 21(3), 225–237.

[https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(98\)00019-X](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(98)00019-X)

- Holladay, J. D., Hu, J., King, D. L., & Wang, Y. (2009). An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, 139(4), 244–260. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2008.08.039>
- Holmes, G., & Keith, D. W. (2012). An air-liquid contactor for large-scale capture of CO₂ from air. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 370(1974), 4380–4403. <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0137>
- Howells, M., Rogner, H., Strachan, N., Heaps, C., Huntington, H., Kypreos, S., Hughes, A., Silveira, S., DeCarolis, J., Bazillian, M., & Roehrl, A. (2011). OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System. An introduction to its ethos, structure and development. *Energy Policy*, 39(10), 5850–5870. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>
- HYPERSIM. (2017). *Power system simulation Power system Analysis Hypersim - Opal-RT*. <http://www.opal-rt.com/systems-hypersim/>
- IEA. (2015). Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells. In *OECD/IEA* (Vol. 44, Issue 6).
- IEA. (2017). *World Energy Outlook-2017*. <http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6117271e.pdf?expires=1510836480&id=id&ccname=oid054146&checksum=9659E77D6B46221541C1498AC0BCBE6A>
- IEA. (2018). *World Energy Outlook-2018* (Vol. 23, Issue 4). <https://doi.org/10.1049/ep.1977.0180>
- IEA. (2019a). The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. In *Report prepared by the IEA for the G20, Japan* (Issue June).
- IEA. (2019b). *World Energy Outlook-2019*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019%0Ahttps://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019%0Ahttps://webstore.iea.org/download/summary/2467?fileName=Japanese-Summary-WEO2019.pdf>
- IEA. (2020). Global EV Outlook 2020 Entering the decade of electric drive? In *Global EV Outlook 2020*. <https://doi.org/10.1787/d394399e-en>
- IEA HPP-IETS. (2011). Annex 35/13. Application of Industrial Heat Pumps. In *International Energy Agency (IEA), Energy-Related Technologies and Systems (IETS), Heat Pump Programme (HPP)*. <https://iea-industry.org/app/uploads/annex-xiii-part-a.pdf>
- IIASA. (2015). *The land use change impact of biofuels in the EU: Quantification of area and greenhouse gas impacts*. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Final_Report_GLOBIOM_publication.pdf
- IPCC. (2018). Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change,. In *IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change* (Vol. 291, Issue 5813). <https://doi.org/10.1038/291285a0>
- IRENA. (2016a). Innovation Technology Outlook for Advanced Liquid Biofuels. In

- International Renewable Energy Agency (IRENA)* (Issue Abu Dhabi). http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Innovation_Outlook_Advanced_Liquid_Biofuels_2016.pdf
- IRENA. (2016b). The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. In *International Renewable Energy Agency (IRENA)* (Issue June).
- IRENA. (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. In *International Renewable Energy Agency (IRENA)* (Issue October). http://irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- IRENA. (2018). *Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition* (Issue September). www.irena.org
- IRENA. (2019a). *Increasing time granularity in electricity markets*. www.irena.org
- IRENA. (2019b). *Solutions to integrate high shares of renewable energy* (Issue June). www.irena.org
- Ishimoto, Y., Sugiyama, M., Kato, E., Moriyama, R., Tsuzuki, K., & Kurosawa, A. (2017). Putting costs for direct air capture in context. In *FCEA Working Paper Series: 002, Forum for Climate Engineering Assessment*. https://www.american.edu/sis/centers/carbon-removal/upload/FCEA_WPS002_Ishimoto.pdf
- Jamali, A. A., Nor, N. M., & Ibrahim, T. (2015). Energy storage systems and their sizing techniques in power system - A review. *2015 IEEE Conference on Energy Conversion, CENCON 2015*, 215–220. <https://doi.org/10.1109/CENCON.2015.7409542>
- Jordbakke, G. N., Amundsen, A., Sundvor, I., Figenbaum, E., & Hovi, I. B. (2018). Technological maturity level and market introduction timeline of zero-emission heavy-duty vehicles. In *Institute of Transport Economics*.
- Jürgensen, L., Ehimen, E. A., Born, J., & Holm-Nielsen, J. B. (2014). Utilization of surplus electricity from wind power for dynamic biogas upgrading: Northern Germany case study. *Biomass and Bioenergy*, 66, 126–132. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2014.02.032>
- Karlsson, K., & Meibom, P. (2008). Optimal investment paths for future renewable based energy systems-Using the optimisation model Balmorel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(7), 1777–1787. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.01.031>
- Keyaerts, N. (2012). Gas balancing and line-pack flexibility concepts and methodologies for organizing and regulating gas balancing in liberalized and integrated EU gas markets. In *PhD Thesis, KU Leuven* (Issue September). KU Leuven.
- Keyaerts, N., Hallack, M., Glachant, J.-M., & D'haeseleer, W. (2010). Gas Balancing Rules Must Take into account the Trade-off between Offering Pipeline Transport and Pipeline Flexibility in Liberalized Gas Markets. *Center for Energy and Environmental Policy Research*, 9(1), 76–99.
- Koohi-Fayegh, S., & Rosen, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications

- and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27(November 2019), 101047. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>
- Köppel, W., Götz, M. , & Graf, F. (2009). Biogas Upgrading for Injection into the Gas Grid - Quality aspects, technological and ecological considerations. *GWF / Gas, Natural Gas: International*. <https://doi.org/KITopen-ID: 1000033327>
- Kopyscinski, J., Schildhauer, T. J., & Biollaz, S. M. A. (2010). Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass - A technology review from 1950 to 2009. *Fuel*, 89(8), 1763–1783. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.01.027>
- Kralik, J., Stiegler, P., Vostry, Z., & Zavorka, J. (1988). *Dynamic modeling of large-scale networks with application to gas distribution*. Studies in automation and control. Elsevier. <https://www.osti.gov/biblio/5083155-dynamic-modeling-large-scale-networks-application-gas-distribution>
- Krey, V., Havlik, P., Fricko, O., Zilliacus, J., Gidden, M., Strubegger, M., Kartasasmita, G., Ermolieva, T., Forsell, N., Gusti, M., Johnson, N., Kindermann, G., Kolp, P., McCollum, D., Pachauri, S., Rao, S., Rogelj, J., Valin, H., Obersteiner, M., & Riahi, K. (2016). *MESSAGE-GLOBIOM 1.0 Documentation*. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). <http://data.ene.iiasa.ac.at/message-globiom/>.
- Kriechbaum, L., Scheiber, G., & Kienberger, T. (2018). Grid-based multi-energy systems-modelling, assessment, open source modelling frameworks and challenges. *Energy, Sustainability and Society*, 8(1). <https://doi.org/10.1186/s13705-018-0176-x>
- Lacey, G., Putrus, G., & Salim, A. (2013). The use of second life electric vehicle batteries for grid support. *IEEE EuroCon 2013, July 2013*, 1255–1261. <https://doi.org/10.1109/EUROCON.2013.6625141>
- Lehner, M., Tichler, R., Steinmüller, H., & Koppe, M. (2014). *Power-to-Gas : Technology and Business Model*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-03995-4>
- Leimbach, M., Bauer, N., Baumstark, L., Luken, M., & Edenhofer, O. (2010). Technological Change and International Trade - Insights from REMIND-R. *The Energy Journal*, 31(2), 109–136.
- Li, H., Mehmood, D., Thorin, E., & Yu, Z. (2017). Biomethane Production Via Anaerobic Digestion and Biomass Gasification. *Energy Procedia*, 105, 1172–1177. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.490>
- Lienert, M., & Lochner, S. (2012). The importance of market interdependencies in modeling energy systems - The case of the European electricity generation market. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 34(1), 99–113. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.09.010>
- Liu, C., Shahidehpour, M., & Wang, J. (2011). Coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow. *Chaos*, 21(2). <https://doi.org/10.1063/1.3600761>
- Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96(July), 156–166. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>
- Loulou, R., Goldstein, G., Kanudia, A., Lettila, A., & Remme, U. (2016). *Documentation for the TIMES model: PART I. Energy Technology Systems Analysis Programme* (Issue July). https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf

- Lukens, J. (2000). Pricing an integrated energy transmission grid: Are FERC's natural gas and electric power transmission pricing policies on a collision course? *Electricity Journal*, 13(2), 34–40. [https://doi.org/10.1016/S1040-6190\(00\)00083-X](https://doi.org/10.1016/S1040-6190(00)00083-X)
- Lund, H., & Thellufsen, J. Z. (2018). *EnergyPLAN Advanced - Advanced Energy Systems Analysis Computer Model V.14* (Issue October). <https://www.energyplan.eu>
- Lyseng, B., Niet, T., English, J., Keller, V., Palmer-Wilson, K., Robertson, B., Rowe, A., & Wild, P. (2017). System-level power-to-gas energy storage for high penetrations of variable renewables. *International Journal of Hydrogen Energy*, 1966–1979. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.162>
- Machado, M. M., de Sousa, M. C. S., & Hewings, G. (2016). Economies of scale and technological progress in electric power production: The case of Brazilian utilities. *Energy Economics*, 59, 290–299. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.06.017>
- Mancarella, P. (2012). Smart Multi Energy Grids. *IEEE PES General Meeting . San Diego, US*, 9–10.
- Mancarella, P. (2014). MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models. *Energy*, 65, 1–17. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.041>
- Manne, A., & Wene, C.-O. (1992). MARKAL-Macro: A linked model for energy-economy analysis. In *Report BNL-47161, Brookhaven National Laboratory* (Issue February).
- Maroufmashat, A., & Fowler, M. (2017). Transition of future energy system infrastructure; through power-to-gas pathways. *Energies*, 10(8). <https://doi.org/10.3390/en10081089>
- Martinez-Mares, A., & Fuerte-Esquivel, C. R. (2012). A unified gas and power flow analysis in natural gas and electricity coupled networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), 2156–2166. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2191984>
- Melaina, M. W., Antonia, O., & Penev, M. (2013). Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues. In *NREL-National Renewable Energy Laboratory*.
- Menon, E. S. (2005). Gas Pipeline Hydraulics. In *Gas Pipeline Hydraulics*. CRC Press Taylor & Francis Group. <https://doi.org/10.1201/9781420038224>
- Messner, S., & Schrattenholzer, L. (2000). MESSAGE-MACRO: Linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively. *Energy*, 25(3), 267–282. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(99\)00063-8](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(99)00063-8)
- Midthun, K. T. (2007). *Optimization models for liberalized natural gas markets*. Norwegian University of Science and Technology.
- Modisette, J. L. (2000). *Equation of state tutorial*. In: *PSIG Annual Meeting*.
- Mokhatab, S., Poe, W., & Mak, J. (2018). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing* (4th Editio). Gulf Professional Publishing.
- Molino, A., Nanna, F., Ding, Y., Bikson, B., & Braccio, G. (2013). Biomethane production by anaerobic digestion of organic waste. *Fuel*, 103, 1003–1009. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.07.070>
- Moritz, S. (2006). A Mixed Integer Approach for the Transient Case of Gas Network

Optimization. In *Technischen Universitaet Darmstadt*. Technischen Universitaet Darmstadt.

- Naik, S. N., Goud, V. V., Rout, P. K., & Dalai, A. K. (2010). Production of first and second generation biofuels: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *14*(2), 578–597. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.10.003>
- Nakicenovic, N., & Riahi, K. (2003). *Model runs with MESSAGE in the context of the further development of the Kyoto-Protocol*.
- Napp, T. A., Gambhir, A., Hills, T. P., Florin, N., & Fennell, P. S. (2014). A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonising energy-intensive manufacturing industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *30*, 616–640. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.036>
- Navigant. (2019). Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system. In *Navigant Netherlands B.V.* (Issue March). <https://www.navigant.com/-/media/www/site/downloads/energy/2019/navigant2019gasforclimateoptimalrolenetzeroemissio.pdf%0A>
- Nielsen, S., & Skov, I. R. (2019). Investment screening model for spatial deployment of power-to-gas plants on a national scale – A Danish case. *International Journal of Hydrogen Energy*, 9544–9557. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.129>
- Oberthür, S., & Ott, H. (2000). *The KYOTO-PROTOCOL. International Climate Policy for the 21st Century*. Springer.
- OECD / IEA. (2020). World Energy Model Documentation 2020 Version. In *World Energy Outlook*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/documentation>
- Ogden, J. M. (1999). Prospects For Building A Hydrogen Energy Infrastructure. *Energy Environment*, *24*, 227–279.
- Oh, Y. K., Hwang, K. R., Kim, C., Kim, J. R., & Lee, J. S. (2018). Recent developments and key barriers to advanced biofuels: A short review. *Bioresource Technology*, *257*(December 2017), 320–333. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.02.089>
- Osiadacz, A. J., & Chaczykowski, M. (2001). Comparison of isothermal and non-isothermal pipeline gas flow models. *Chemical Engineering Journal*, *81*(1–3), 41–51. [https://doi.org/10.1016/S1385-8947\(00\)00194-7](https://doi.org/10.1016/S1385-8947(00)00194-7)
- Penchini, D., Cinti, G., Discepoli, G., & Desideri, U. (2014). Theoretical study and performance evaluation of hydrogen production by 200 W solid oxide electrolyzer stack. *International Journal of Hydrogen Energy*, *39*(17), 9457–9466. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.04.052>
- Pepper, W., Ring, B. J., Read, E. G., & Starkey, S. R. (2012). *Implementation of a Scheduling and Pricing Model for Natural Gas*. 3–35. https://doi.org/10.1007/978-3-642-23406-4_1
- Pfenninger, S. (2017). Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability. *Applied Energy*, *197*, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.051>
- Pfenninger, S., Hawkes, A., & Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,

- 33(January), 74–86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
- Plexos – CCo1. (2017). *PLEXOS Integrated Energy Model*. <https://energyexemplar.com/solutions/plexos/>
- Pochacker, M., & Elmenreich, W. (2015). Model Implementation for the Extendable Open Source Power System Simulator RAPSIm. *In Proceedings of the 12th International Workshop on Intelligent Solutions in Embedded Systems (WISES'15), October*, 103–108.
- POLES. (2018). *POLES-JRC model documentation*. <https://doi.org/10.2760/814959>
- ProdRisk. (2017). *ProdRisk Optimization Model*. <https://www.sintef.no/en/software/prodrisk/>
- Quarton, C. J., & Samsatli, S. (2018). Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98(September), 302–316. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.007>
- Ramachandran, R., & Menon, R. K. (1998). An overview of industrial uses of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 23(7), 593–598. [https://doi.org/10.1016/s0360-3199\(97\)00112-2](https://doi.org/10.1016/s0360-3199(97)00112-2)
- Ramos, A. G. (2010). *StarNet Model (Bulk Production Cost Model)*. <https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/starnet>
- Read, E. G., Ring, B. J., Starkey, S. R., & Pepper, W. (2012). *An LP Based Market Design for Natural Gas*. https://doi.org/10.1007/978-3-642-23406-4_4
- Ringkjøb, H. K., Haugan, P. M., & Solbrekke, I. M. (2018). A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96(April 2017), 440–459. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>
- Ríos-Mercado, R. Z., & Borraz-Sánchez, C. (2015). Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review. *Applied Energy*, 147, 536–555. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.017>
- Rosa, R. (2017). The Role of Synthetic Fuels for a Carbon Neutral Economy. *C*, 3(4), 11. <https://doi.org/10.3390/c3020011>
- Rotunno, P., Lanzini, A., & Leone, P. (2017). Energy and economic analysis of a water scrubbing based biogas upgrading process for biomethane injection into the gas grid or use as transportation fuel. *Renewable Energy*, 102, 417–432. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.062>
- Rouindej, K., Samadani, E., & Fraser, R. A. (2019). CAES by design: A user-centered approach to designing Compressed Air Energy Storage (CAES) systems for future electrical grid: A case study for Ontario. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 35(March), 58–72. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.05.008>
- Rubio-Barros, R., Ojeda-Esteybar, D., Añó, O., & Vargas, A. (2008). Integrated natural gas and electricity market: A survey of the state of the art in operation planning and market issues. *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA*. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2008.4641767>
- Schaber, K. (2013). Integration of Variable Renewable Energies in the European power

system: a model-based analysis of transmission grid extensions and energy sector coupling. In *Technischen Universität München*. <http://mediatum.ub.tum.de/doc/1163646/1163646.pdf> %5Cn%5C%5Cscfcs.scc.kit.edu%5COE%5CITAS %5CGruppen%5CEnergy-Trans_A3%5CLiteratur%5C01_Energiesystem%5CEnergiesystemmodelle - Optimierung%5CDiss-Schaber-Integration of Variable Renewable Energies in the Euro

- Schmidt, P. R., Zittel, W., Weindorf, W., & Raksha, T. (2016). *Renewables in Transport 2050*.
- Schmidt, P., & Weindorf, W. (2016). Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. In *German Environmental Agency* (Issue september). <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/power-to-liquids-potential-perspectives-for-the>
- Schneider, L., & Kötter, E. (2015). The geographic potential of Power-to-Gas in a German model region-Trier-Amprion 5. *Journal of Energy Storage*, 1(1), 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.est.2015.03.001>
- Schobert, H. H. (1990). *The Chemistry of Hydrocarbon Fuels* (1st Editio). Butterworth-Heinemann. <https://www.elsevier.com/books/thechemistry-of-hydrocarbon-fuels/schobert/978-0-408-03825-6>
- Shao, C., Wang, X., Shahidepour, M., Wang, X., & Wang, B. (2017). An MILP-Based Optimal Power Flow in Multicarrier Energy Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(1), 239–248. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2595486>
- Shell. (2017). *Shell Hydrogen Study: Sustainable Mobility through FUEl Cells and H2*. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/new-energies/hydrogen.html>
- Shirasaki, Y., & Yasuda, I. (2013). Membrane reactor for hydrogen production from natural gas at the Tokyo Gas Company: A case study. In *Handbook of Membrane Reactors* (Vol. 2). Woodhead Publishing Limited. <https://doi.org/10.1533/9780857097347.2.487>
- SHOP. (2017). *Short-term Hydro Operation Planning*. <http://www.sintef.no/en/software/shop/>
- Simon, A. J., Kaahaaina, N. B., Friedmann, S. J., & Aines, R. D. (2011). Systems analysis and cost estimates for large scale capture of carbon dioxide from air. *Energy Procedia*, 4, 2893–2900. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.196>
- Sirvent, M., Kanelakis, N., Geißler, B., & Biskas, P. (2017). Linearized model for optimization of coupled electricity and natural gas systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5(3), 364–374. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0275-2>
- Smith, P., Davis, S. J., Creutzig, F., Fuss, S., Minx, J., Gabrielle, B., Kato, E., Jackson, R. B., Cowie, A., Kriegler, E., Van Vuuren, D. P., Rogelj, J., Ciais, P., Milne, J., Canadell, J. G., McCollum, D., Peters, G., Andrew, R., Krey, V., ... Yongsung, C. (2016). Biophysical and economic limits to negative CO2 emissions. *Nature Climate Change*, 6(1), 42–50. <https://doi.org/10.1038/nclimate2870>
- Speirs, J., Balcombe, P., Johnson, E., Martin, J., Brandon, N., & Hawkes, A. (2017). A Greener Gas Grid : What are the options? WHITE PAPER. *Sustainable Gas Institute*

/ Imperial College London, July.

- Sphera Solutions. (2020). *Energy modelling in GaBi*. <http://www.gabi-software.com/international/index/>
- Sterner, M. (2009). Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. In *kassel university press GmbH, Kassel* (Vol. 14). Kassel.
- Stott, B., Jardim, J., & Alsaç, O. (2009). DC power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1290–1300. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2021235>
- Sunderman, W., Dugan, R. C., & Smith, J. (2014). Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*. <https://doi.org/10.1109/tdc.2014.6863399>
- Tabkhi, F., Azzaro-Pantel, C., Pibouleau, L., & Domenech, S. (2008). A mathematical framework for modelling and evaluating natural gas pipeline networks under hydrogen injection. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(21), 6222–6231. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.07.103>
- Trost, T., Horn, S., Jentsch, M., & Sterner, M. (2012). Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft*, 36(3), 173–190. <https://doi.org/10.1007/s12398-012-0080-6>
- UNFCCC. (2015). Draft decision -/CP.21: ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT. In *UNFCCC Secretariat* (Vol. 8, Issue 11). <https://doi.org/10.1007/BF02327128>
- Valkaert, T., Belderbos, A., & William, D. (2019). Modeling transient gas flows through uniform pipelines with a focus on line pack and line pack flexibility. *University of Leuven Energy Institute Working Paper EN2019-01, January*.
- Van Den Bergh, K., Bruninx, K., Delarue, E., & D'haeseleer, W. (2015). LUSYM: a Unit Commitment Model formulated as a Mixed-Integer Linear Program. In *Energy Systems Integration & Modeling Group Working Paper Series No. EN2014-07* (Issue March). http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/wpen2013-11.pdf
- Van Den Bergh, K., Delarue, E., & D'haeseleer, W. (2014). DC power flow in unit commitment models. In *TME Working Paper-Energy and Environment* (Issue May).
- Van Nuffel, L., Gorenstein Dedecca, J., Smit, T., & Rademaekers, K. (2018). *Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?* (Issue November).
- Van Vliet, M. T. H., Vögele, S., & Rübhelke, D. (2013). Water constraints on European power supply under climate change: Impacts on electricity prices. *Environmental Research Letters*, 8(3). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/8/3/035010>
- Vandewalle, J., Bruninx, K., & D'haeseleer, W. (2014). A mixed-integer linear operational model of a coupled electricity, natural gas and carbon energy system with power to gas. In *Energy Systems Integration & Modeling Group KU LEUVEN*. <https://doi.org/Working Paper Series No. EN2014-16>
- Vandewalle, J., Bruninx, K., & D'Haeseleer, W. (2015). Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions. *Energy*

- Vielma, J. P., & Nemhauser, G. L. (2011). Modeling disjunctive constraints with a logarithmic number of binary variables and constraints. *Mathematical Programming*, 128(1–2), 49–72. <https://doi.org/10.1007/s10107-009-0295-4>
- Voitic, G., Pichler, B., Basile, A., Iulianelli, A., Malli, K., Bock, S., & Hacker, V. (2018). Hydrogen production. In *Fuel Cells and Hydrogen: From Fundamentals to Applied Research*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811459-9.00010-4>
- Wang, C., Wei, W., Wang, J., Bai, L., & Liang, Y. (2016). *Distributed Optimal Gas-Power Flow Using Convex Optimization and ADMM*. 1–8. <http://arxiv.org/abs/1610.04681>
- WEC-World Energy Council. (2016). World Energy Resources E-Storage. In *World Energy Council*.
- Zappa, W., Junginger, M., & van den Broek, M. (2019). Is a 100% renewable European power system feasible by 2050? *Applied Energy*, 233–234(August 2018), 1027–1050. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.109>
- Zauner, A., Böhm, H., Rosenfeld, D. C., & Tichler, R. (2019). *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization. D7.7 Analysis on future technology options and on techno-economic optimization* (Issue 691797).
- Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. (2019). *Εθνικό σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα*. <http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/uploads/downloads/2019/11/Εθνικό-Σχέδιο-για-την-Ενέργεια-και-το-Κλίμα-ΕΣΕΚ.pdf>